T.C. ENERJİ VE TABİİ
KAYNAKLAR BAKANLIĞI

ENERJİ VERİMLİLİĞİ EĞİTİM KİTABI

ENERJİ VE TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI ENERJİ VERİMLİLİĞİ VE ÇEVRE DAİRESİ BAŞKANLIĞI

EVÇED-TEEDB
Temmuz 2023-Y.No:49/V01

T.C. ENERJİ VE TABİİ
KAYNAKLAR BAKANLIĞI

ENERJİ VERİMLİLİĞİ EĞİTİM KİTABI

ENERJİ VE TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI TANITIM, EĞİTİM VE ETÜT DAİRESİ BAŞKANLIĞI

Bu kitap, enerji yöneticisi, etüt-proje uzmanı ve ölçme doğrulama uzmanı eğitimlerinde kullanılmak amacıyla hazırlanmıştır.

Enerji Verimliliği Eğitim Kitabı, Dünya Bankası tarafından desteklenen MENR/CS-01A referanslı ENERJİ HİZMET ŞİRKETLERİ (ESCOs), ENERJİ ETÜT FİRMALARI VE ETKB EĞİTMENLERİNİN TEKNİK KAPASİTELERİNİN GÜÇLENDİRİLMESİNE YÖNELİK DANIŞMANLIK HİZMETLERİ projesi kapsamında, konsorsiyum üyeleri Escarus (TSKB Sürdürülebilirlik Danışmanlığı A.Ş.), ESCON Enerji A.Ş. ve S317 Consulting tarafından hazırlanmıştır. Dokümanda yer alan içeriğin özgünlüğünden konsorsiyum üyeleri sorumlu olup kitabın basım ve yayın benzeri bütün hakları T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığına aittir ve içerik Bakanlık izni olmadan çoğaltılamaz.

Ahmet Arısoy (Prof. Dr., Danışman), Alpaslan Güven (Makine Mühendisleri Odası), Anıl Doğuş (ESCON Enerji A.Ş.-ESCON), Aydın Rüşen (Doç. Dr., Karamanoğlu Mehmetbey Üniversitesi Enerji Verimliliği Uygulama ve Araştırma Merkezi-KAREN), Birol Kılkış (Prof. Dr., Ostim Teknik Üniversitesi), Bülent Hakkı Buyruk (ESCON), Cafer Ünlü (MaxVal A.Ş.-MAXVAL), Cem Karabal (Dr., Besenve Enerji A.Ş.-BESENVE), Ceyda Kalıpçıoğlu (ESCARUS TSKB Sürdürülebilirlik Danışmanlığı A.Ş.-ESCARUS), Emre Ertürk (CEEN Enerji), Ertaç Hürdoğan (Doç. Dr., Osmaniye Korkut Ata Üniversitesi), Esra Koç Erdal (ESCARUS), Gamze Karanfil Kaçmaz (Doç. Dr., KAREN), Hurşit Dora Üreten (ESCARUS), Hüseyin Topal (Prof. Dr., Gazi Üniversitesi), İlhami Horuz (Prof. Dr., Gazi Üniversitesi), Kadir İsa (Dr., Danışman), Kubilay Kavak (Dr., ESCARUS), Mahmut Dede (Schneider Elektrik A.Ş.-SCHNEIDER), Mehmet Serkan Emin (Altensis İnşaat Enerji San. ve Tic. Ltd. Şti.-ALTENSİS), Mehmet Taylan Demir (SCHNEIDER), Murat İşler (ESCON), Mustafa Güngör (Proasist A.Ş.-PROASİST), Mustafa Zeki Yılmazoğlu (Prof. Dr., Gazi Üniversitesi), Nehir Tokgöz (Doç. Dr., Osmaniye Korkut Ata Üniversitesi), Nuri Yücel (Prof. Dr., Gazi Üniversitesi), Oğuz Turgut (Prof. Dr., Gazi Üniversitesi), Onur Ünlü (ESCON), Osman Babayiğit (Dr., KAREN), Özge Seçkiner (7kr Consulting Kontrol Sistemleri San. Ve Tic. Ltd. Şti.-7kr), Pelin Günaltay (Tasarımcı), Selmin Ener Rüşen (Doç. Dr., KAREN), Sermin Onaygil (Prof. Dr., İstanbul Teknik Üniversitesi-İTÜ), Seyran Hatipoğlu (Danışman), Suat Canbazoğlu (Prof. Dr., Danışman), Süleyman Sungur Tezcan (Doç. Dr., Gazi Üniversitesi), Timur Diz (Isı Su Ses ve Yangın Yalıtımcıları Derneği-İZODER), Yasemin Somuncu (Danışman), Yiğit Ahmet Seçkiner'e (7kr) katkılarından dolayı teşekkür ederiz.

Basım Tarihi : Temmuz 2023
Versiyon : 01

İçindekiler

1. Çevre ve Enerji 1
1.1. Sürdürülebilirlik ve Sürdürülebilir Kalkınma 1
1.1.1. Sürdürülebilir Kalkınma 2
1.1.2. Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları Çerçevesinde Türkiye'nin Durumu 4
1.2. Ekosistem Güvenliği 6
1.3. Su Yönetimi 8
1.4. Atık Yönetimi 12
1.5. İklim Değişikliği ve Küresel Isınma 16
1.5.1. Küresel Isınma Nedir? 16
1.5.2. İklim Kriziyle Mücadelede Küresel Gelişmeler 18
1.5.3. Türkiye'deki Gelişmeler 19
1.6. Çevre-Enerji İlişkisi 21
1.7. Emisyon Hesaplama: Dönüşüm Katsayıları ve Yöntemler 24

2. Enerji Yönetimi 33
2.1. Giriş 33
2.2. Enerji Verimliliği Göstergeleri ve Karşılaştırmalı Analiz 35
2.2.1. Kişi Başı Enerji Tüketimi 36
2.2.2. Enerji Yoğunluğu 38
2.2.3. Spesifik Enerji Tüketimi 39
2.2.4. Göstergelere Yardımcı Yöntemler: Birikimli Toplam (CUSUM) ve Regresyon Analizi 42
2.3. Enerji Yönetiminin Sürdürülebilirlik Açısından Önemi 49
2.4. Enerji Yönetiminin Temel İlkeleri 51
2.5. Enerji Yönetimi Sistemi (Programı) 56
2.5.1. Üst Yönetimin Desteği/Taahhüdü 56
2.5.2. Kapsam ve Sınırların Belirlenmesi 57
2.6. Enerji Yönetimi İçin Organizasyonel Yapı 58
2.6.1. Enerji Yöneticisi (Yönetim Temsilcisi) 58
2.6.2. Enerji Ekibi 59
2.6.3. Çalışanlar 61
2.6.4. Örnek Bir Görev-Sorumluluklar Çizelgesi 63
2.7. Enerji Politikası 64
2.8. Planlama 66
2.9. Etüt Planlaması 69
2.10. Eğitim Planlaması 71
2.10.1. Yönetim Kademesine Yönelik Enerji Eğitimleri 71
2.10.2. Enerji Ekibine Yönelik Enerji Eğitimleri 71
2.10.3. Çalışanlara Yönelik Enerji Eğitimleri 72
2.11. Stratejik Planlama 74
2.12. Raporlama 75
2.13. ISO 50001 76
2.14. Enerji Verimliliğinde Enerji Dışı Faydalar 79
EK-1: Çoklu Regresyon Yöntemi ve Bir Uygulama Örneği 82

3. Enerji Etütleri 91

3.1. Giriş 91
3.2. Enerji Etüt Hizmetleri 92
3.3. Bir Enerji Etüdünün Bileşenleri 93
3.3.1. Bir Enerji Etüt-Proje Uzmanının Alet Çantası 93
3.3.2. Enerji Etüdü Ziyareti Öncesinde Yapılması Gereken Hazırlıklar 101
3.3.3. Enerji Etüdü Sırasında Güvenlikle İlgili Olarak Dikkat Edilmesi Gereken Hususlar 106
3.3.4. Enerji Etüdü Sonrası Analiz 111
3.3.5. Enerji Etüdü Raporu 113
3.3.6. Enerji Eylem Planı 115
3.4. Özel Enerji Etüt Aletleri 116
3.4.1. Duman Jeneratörleri 116
3.4.2. Üfleyici Kapı Düzeneği 117
3.5. Sanayi İşletmelerinin Enerji Etütleri 117
3.5.1. Giriş 117
3.5.2. Proses Analizi 118
3.5.3. Sanayi İşletmelerine Yönelik Enerji Etüt Hizmetleri 119
3.5.4. Etüt Güvenliği Hususlarının Gözetilmesi 119
3.6. Ticari Binalarda Enerji Etütleri 122
3.6.1. Giriş 122
3.6.2. Ticari Binalara Yönelik Enerji Etüdü Hizmetleri 122
3.6.3. Enerji Etüdünün Gerçekleştirilmesi 122
3.7. Konutların Enerji Etütleri 124
3.8. İç Hava Kalitesi 125
3.9. Sonuç 127

4. Ekonomik Analiz 131

4.1. Giriş 131
4.2. Bazı Temel Kavramlar 133
4.3. Nakit Akış Diyagramları 136
4.4. Paranın Zaman Değeri ve İndirgeme Oranı 138
4.4.1. Paranın Zaman Değeri 138
4.4.2. Anüite (Yatırım Geri Alma Faktörü) 140
4.4.3. İndirgeme Oranının Hesaplanması 141
4.4.4. İndirgenmiş Nakit Akışı 144
4.5. Temel Analiz Yöntemleri 149
4.5.1. Basit Geri Ödeme Süresi 149
4.5.2. Net Bugünkü Değer 151
4.5.3. İç Kârlılık Oranı (İKO) 153
4.5.4. Fayda-Maliyet Oranı 158
4.6. Diğer Analiz Yöntemleri 161
4.6.1. Yaşam Döngüsü Maliyeti (YDM) Değerlendirmesi 161
4.6.2. Diğer Analiz Yöntemleri 163
4.7. Ekonomik Analiz Yöntemlerinin Karşılaştırılması 165
4.7.1. Basit Geri Ödeme Süresinin Değerlendirilmesi 165
4.7.2. NBD, İKO ve Diğer Yöntemlerin Değerlendirilmesi 167

5. Kazanlar ve Yakma Sistemleri 171

5.1. Giriş 171
5.2. Yakıtlarla İlgili Hususlar 172
5.2.1. Doğal Gaz 172
5.2.2. Fuel Oil 173
5.2.3. Kömür 176
5.2.4. Atık Yakıtlar ve Biyokütle 179
5.3. Yanma 180
5.3.1. Yanma Isısı 180
5.3.2. Yanma Havası Miktarı 182
5.3.3. Yanma Ürünleri Miktarının Bulunması 183
5.3.4. Verim 187
5.3.5. Optimum Hava Fazlalığı 189
5.4. Kazan Verimi 193
5.4.1. Kazanların Enerji Tüketimi 193
5.4.2. Denge Denklemleri 193
5.4.3. Kazanların Isıl Verimi 194
5.4.3.1. Girdi-Çıktı Yöntemi 194
5.4.3.2. Kayıp Isılar Yöntemi 195
5.4.4. Maksimum Ekonomik Fayda Gereksinimleri 197
5.5. Maksimum Verim İçin Temel Unsurlar 201
5.5.1. Baca Gazı Sıcaklığı, Ekonomizörler 202
5.5.2. Atık-Isı-Buhar Üretimi 209
5.5.3. Yük Dengeleme 213
5.5.4. Maksimum Fayda Gereksinimleri 217
5.6. Kazanlar 220
5.6.1. Kazan Sınıflandırmaları 220
5.6.2. Yoğuşmalı Kazanlar 222
5.6.2.1. Daha Yüksek Verim 223
5.6.2.2. Yoğuşmalı Kazan Sistemi Tasarımı ve Çalışması 224
5.7. Brülörler 227
5.7.1. Kömürlerin Yakılması 229
5.8. Endüstriyel Fırınlar 231
5.8.1. Fırın Kütle Dengesi 233
5.8.2. Fırın Enerji Dengesi 233

6. Buhar ve Kondens Sistemleri 239

6.1. Giriş 239
6.1.1. Buhar ve Kondens Sistemlerinin Bileşenleri 240
6.1.2. Enerji Tasarrufu, Buhar Sistemlerinde Fırsatlar 240

6.2. Buharın Termal Özellikleri 243
6.2.1. Tanımlar ve Terminoloji 243
6.2.2. Buharın Kalitesi 245
6.3. Buhar Dağıtımı 247
6.4. Doymuş Buharın Özellikleri 253
6.4.1. Kızgın Buharın Özellikleri 255
6.5. Buhar Kullanımını ve Enerji Karşılığını Değerlendirme 256
6.5.1. Buhar Gereksinimlerinin Belirlenmesi 256
6.5.2. Özgül Isı 258
6.6. Buhar Sayaçları 262
6.6.1. Buhar Maliyet Hesabı 265
6.7. Kondens ve Kondenstoplar 268
6.7.1. Kondens 268
6.7.2. Kondenstoplar 269
6.7.3. Kondenstop Seçimi 273
6.7.4. Kondenstop Buhar Kaçak Kontrolü 284
6.8. Flaş Buhar 290
6.9. Kondens Toplama ve Geri Kazanım 293
6.10. Sonuç 299

7. Kojenerasyon/Trijenerasyon ve Dağıtık Üretim 303
7.1. Giriş 303
7.2. Kojenerasyon Sistem Tasarımı ve Analizi 308
7.2.1. Temel Tanımlar 308
7.2.2. Temel Kojenerasyon Sistemleri 310
7.2.2.1. Buhar Türbini Sistemleri 310
7.2.2.2. Gaz Türbinleri 318
7.2.2.3. İçten Yanmalı Motorlar 322
7.2.2.4. Dağıtık Üretim 324
7.2.3. Kojenerasyon Tasarım Süreci 330
7.2.4. Ekonomik Fizibilite Değerlendirme Yöntemleri 330
7.2.4.1. Tasarım ve Değerlendirme İçin Genel Yaklaşımlar 331
7.2.4.2. Ön Fizibilite Çalışması Yaklaşımları 331
7.2.4.3. Kojenerasyon Sistemi Seçimi ve Boyutlandırma 332
7.3. Trijenerasyon 335
7.4. Verim 339
7.4.1. Yakıt Tasarrufu Hesabı 340
7.5. Uygulama Örnekleri 343
7.5.1. Genel Hususlar 343
7.5.2. Kojenerasyon Değerlendirme Vaka Örnekleri 344
7.6. Değerlendirme ve Öneriler 361

8. Atık Isı Geri Kazanımı 367
8.1. Giriş 367

8.2. Isı Geri Kazanımı 369
8.3. Atık Isı Kalitesinin Sınıflandırılması 370
8.4. Atık Isının Depolanması 373
8.5. Atık Isı Miktarının Belirlenmesi 374
8.6. Atık Isı Kaynağını Isı Kuyusuyla Eşleştirme 375
8.6.1. Açık Tip Atık-Isı Isı Değiştiricileri 376
8.6.2. Atık Proses Havasının ve Suyunun Direkt Kullanımı 376
8.6.3. Kapalı Tip Isı Değiştiricileri 377
8.6.4. Çift Serpantinli (Run-Around) Sistemler 377
8.7. Atık-Isı Isı Değiştiricileri 379
8.7.1. Geçici Rejim Atık Isı Depolama Ekipmanları 379
8.7.2. Sürekli Rejim Isı Değiştiricileri 380
8.7.3. Isı Değiştiricisi Etkenliği 380
8.7.4. Filtreleme veya Kirlenme 382
8.7.5. Malzemeler ve Konstrüksiyon 383
8.7.6. Korozyon Kontrolü 383
8.7.7. Bakım Kolaylığı 384
8.8. Isı Geri Kazanım Ekipmanlarında Ticari Seçenekler 385
8.8.1. Giriş 385
8.8.2. Gazdan Gaza Isı Değiştiriciler: Reküperatörler 385
8.8.3. Termal Isı Tekerleri 388
8.8.4. Pasif Hava Ön Isıtıcılar 390
8.8.5. Gaz veya Sıvıdan Sıvıya Rejenaratörler: Ekonomizörler 391
8.8.6. Gövde-Borulu ve Eş Eksenli Borulu Isı Değiştiriciler 392
8.8.7. Isı Pompaları 393
8.8.8. Atık Isı Kazanları 395
8.9. Isı Geri Kazanımının Tesisler Üzerindeki Etkisi 396
8.10. Sonuçlar 398

9. Bina Kabuğu ve Yalıtım Sistemleri 405
9.1. Isı Yalıtımıyla İlgili Temel Bilgiler 405
9.1.1. Giriş 405
9.1.2. Uygulama Alanları 406
9.1.2.1. Bina Kabuğu 406
9.1.2.2. Tesisat Elemanları 407
9.2. Binalarda Isı Yalıtımının Esasları 408
9.2.1. Isıl Geçirgenlik Katsayısının (U) Hesaplanması 409
9.2.2. Maliyet Etkin U-Değerleri 412
9.2.3. Sağlık ve Konfor 414
9.2.4. Isı Köprüleri 416
9.3. Tesisatlarda ve Endüstriyel Uygulamalarda Isı Yalıtımının Esasları 419
9.3.1. Boru ve Hava Kanalları İçin Isı Kaybı Hesabı 419
9.3.2. Yüzeysel Isı Transfer Katsayıları 422
9.3.2.1. Bina İçindeki Kanal ve Borular İçin Yüzeysel Isı Transfer Katsayısının Taşınım Bileşeninin (h_{cv}) Hesaplanması 422

9.3.2.2. Bina Dışındaki Kanal ve Borular İçin Yüzeysel Isı Transfer Katsayısının Taşınım Bileşeninin (h_{cv}) Hesaplanması 423
9.3.2.3. Dış Yüzeyin Yüzeysel Isı Transfer Katsayısının (h_{se}) Hesaplanması 423
9.3.2.4. Dış Yüzey Direnci 424
9.3.3. Örnek Isı Kaybı Hesabı 425
9.3.3.1. Yalıtımsız Borunun Isıl Geçirgenliği 425
9.3.3.2. Yalıtımlı Borunun Isıl Geçirgenliği 427
9.3.4. Yalıtım Kalınlıklarının Belirlenmesi 427
9.3.5. Tesisatlarda Yoğuşma 428
9.3.6. Isı Yalıtımıyla İş Sağlığı ve Güvenliği İlişkisi 431
9.3.7. Tesisatlarda Isı Köprüsü 432
9.4. Isı Yalıtım Malzemeleri 433
9.4.1. Isı Yalıtım Malzemelerinde Aranan Teknik Özellikler 434
9.4.1.1. Isıl İletkenlik ve Isıl Direnç Kavramları 434
9.4.1.1.1. Isıl İletkenlik ve Sıcaklık İlişkisi 435
9.4.1.1.2. Kalınlığın Önemi 436
9.4.1.2. Su Buharı Difüzyon Direnç Faktörü (μ) ve Su Buharı Difüzyonuna Karşı Direnç (Sd) Kavramları 436
9.4.1.3. Kullanım Sıcaklığı 438
9.4.1.4. Basınç Dayanımı 439
9.4.1.5. Yangına Karşı Tepki Sınıfları 439
9.4.2. Cam Yünü 440
9.4.3. Taş Yünü 440
9.4.4. Ekspande (Genleştirilmiş) Polistiren Köpüğü (EPS) 441
9.4.5. Ekstrüde (Haddelenmiş) Polistiren Köpüğü (XPS) 441
9.4.6. Poliüretan Köpüğü (PUR/PIR) 442
9.4.7. Ahşap Yünü Levhalar (WW) 442
9.4.8. Cam Köpüğü (CG) 443
9.4.9. Fenol Köpüğü (PF) 443
9.4.10. Genleştirilmiş Perlit Levhalar (EPB) 444
9.4.11. Mantar Levhalar (ECB) 444
9.4.12. Ahşap Lifli Levhalar (WF) 445
9.4.13. Polietilen Köpüğü (PEF) 445
9.4.14. Elastomerik Kauçuk Köpüğü (FEF) 445
9.4.15. Kalsiyum Silikat (CS) 446
9.4.16. Seramik Yünü 446
9.5. Yalıtım Camları 447
9.5.1. Low-E Kaplamalı Camla Isı Kontrolü 448
9.5.2. Solar Low-E Kaplamalı Camla Isı ve Güneş Kontrolü 450
9.5.3. Renkli ve Reflektif Camlarla Güneş Kontrolü 452
9.6. Isı Yalıtım Uygulamaları 453
9.6.1. Duvarlarda Isı Yalıtımı 453
9.6.1.1. Duvarların Dıştan Yalıtımı 453
9.6.1.2. İçten Isı Yalıtımı 454
9.6.1.3. Toprak Altı Dış Duvarlarda ve Temellerde Isı Yalıtımı 455

9.6.1.4. Çift Duvar Arası (Sandviç Duvar) Isı Yalıtım Uygulamaları 456
9.6.2. Çatılarda Isı Yalıtımı 457
9.6.2.1. Eğimli Çatılarda Isı Yalıtım Uygulamaları 457
9.6.2.1.1. Çatı Arası Kullanılmayan Eğimli Çatılar 457
9.6.2.1.2. Çatı Arası Kullanılan Eğimli Çatılar 458
9.6.2.2. Teras Çatılarda Isı Yalıtım Uygulamaları 458
9.6.2.2.1. Geleneksel Teras Çatılar 459
9.6.2.2.2. Ters Teras Çatılar 460
9.6.3. Döşemelerde Isı Yalıtımı 461
9.6.4. Tesisat Yalıtımı Uygulamaları 462
9.6.4.1. Kauçuk Köpüğü ve Polietilen Köpüğünden Mamul Ürünlerle Yapılan Uygulamalar 463
9.6.4.1.1. Dirseklerde Yapılan Uygulamalar 463
9.6.4.1.2. Büyük Çaplı Borularda Yapılan Uygulamalar 463
9.6.4.1.3. Tank vb. Yassı Yüzeylerde Yapılan Uygulamalar 464
9.6.4.1.4. Kanallarda Yapılan Uygulamalar 464
9.6.4.2. Cam Yünü veya Taş Yününden Mamul Ürünlerle Yapılan Uygulamalar 465
9.6.4.2.1. Dirseklerde Yapılan Uygulamalar 465
9.6.4.2.2. Büyük Çaplı Borularda Yapılan Uygulamalar 465
9.6.4.2.3. Kanallarda Yapılan Uygulamalar 465
9.6.4.3. Vanalar, Pislik Tutucu, Çek Valf vb. Elemanlarda Yapılan Uygulamalar 466
9.6.4.4. Askı ve Kelepçelerde Yapılan Uygulamalar 467
9.7. Pilot Proje: Artık Yuvam Daha Sıcak 468
9.7.1. Uygulama Öncesi Elde Edilen Veriler-Proje Bilgileri 468
9.7.2. Uygulama Sonrası Elde Edilen Veriler-Projenin Sonuçları 469

10. Basınçlı Hava Sistemleri 475

10.1. Giriş 475
10.2. Basınçlı Havanın Kullanım Alanları 477
10.2.1. Pnömatik Aletler 477
10.2.2. Pnömatik Silindirler 477
10.2.3. Hava Jeti 478
10.2.4. Havalandırma ve Karıştırma 479
10.2.5. Üflemeli Kalıplama 479
10.2.6. Diyaframlı Pompalar 479
10.2.7. Edüktörler 479
10.2.8. Enerji Depolama 480
10.3. Basınçlı Hava İlkeleri 481
10.3.1. Hava Sıkıştırma: Politropik Bir Süreçtir 481
10.3.2. Enerji Dengesi Örneği 482
10.3.3. Hava Akışı ve Basınç İlişkileri 483
10.3.4. Tersinmezlikler 484
10.4. Basınçlı Hava Merkezi Tesisi ve Dağıtım Sistemi 485
10.4.1. Hava Kompresörleri ve Soğutma Sistemi 485
10.4.2. Kurutucular 487

10.4.3. Boru Tesisatı 490
10.4.4. Depolama Tankları 492
10.4.5. Besleme Tarafı Akış Kontrol Vanaları (Opsiyonel) 494
10.4.6. Filtreler 494
10.4.7. Basınç Regülatörleri 494
10.4.8. Kondens Drenaj Kapanları 495
10.5. Hava Kompresörü Tipleri 496
10.5.1. Döner Vidalı Hava Kompresörleri 496
10.5.2. Pistonlu Hava Kompresörleri 496
10.5.3. Santrifüj Kompresörler 497
10.5.4. Basınçlı Hava Üfleçleri 498
10.5.5. Kompresörlerin Verim Açısından Karşılaştırılması 498
10.6. İşletme Karakteristikleri 499
10.6.1. Güç ve Enerji Tüketimi İlişkisine Genel Bir Bakış 499
10.6.2. Yük Profilleri 499
10.6.3. Kaçaklar 500
10.6.4. Basınçlı Hava Sızıntılarının Maliyeti 500
10.6.5. İhtiyaçtan Fazla Boyutlandırmanın Etkileri 500
10.7. Kompresörlerin Çalışma Modları ve Çalışma Modlarına Göre Değişen Kısmi Yük Verimleri 501
10.7.1. Aç-Kapa Çalışma Modu 501
10.7.2. Sabit Çalışma Modu (Blöflü) 501
10.7.3. Giriş Modülasyonlu Çalışma Modu 501
10.7.4. Yükleme/Boşaltma Çalışma Modu 502
10.7.5. İkili-Otomatik Çalışma Modu 503
10.7.6. Değişken Deplasmanlı Çalışma Modu 503
10.7.7. Ayarlanabilir Hızlı Çalışma Modu 504
10.7.8. Çalışma Modlarının Özeti 504
10.8. Enerji Değerlendirmesine İlişkin Saha Veri ve Bilgileri 506
10.8.1. Son Kullanımlar 506
10.8.2. Çalışma Basıncı 506
10.8.3. Kaçaklar 507
10.8.4. Depolama Kapasitesi 507
10.8.5. Kompresör Sayısı, Kompresör Tipi, Modeli ve Gücü 507
10.8.6. Çalışma Modları 507
10.8.7. Kademeli Çalışma Düzeni 508
10.8.8. Kurutucu Tipleri ve Kapasiteleri 508
10.8.9. Deşarj Çiy Noktası Sıcaklığı 508
10.8.10. Enerji Ölçümleri ve Kayıt Altına Alınması 509
10.9. Talep Tarafı Enerji Tasarrufu Fırsatları 510
10.9.1. Basınçlı Hava Kaçaklarının Bakım ve Onarımı 510
10.9.2. Yüksek Verimli Hava Nozullarının Kullanımı 512
10.9.3. Otomatik Elektromanyetik Valflerin Kullanımı 513
10.9.4. Basınçlı Hava Jetlerinin Pozitif Deplasmanlı Üfleçlerle Değiştirilmesi 513
10.9.5. Pnömatik Aletlerin Elektrikli Aletlerle Değiştirilmesi 514
10.9.6. Gerekmediği Durumlarda Basınçlı Havanın Kesilmesi veya Elimine Edilmesi 514

10.10. Dağıtım Sistemindeki Enerji Tasarrufu Fırsatları 515
10.10.1. Sistem Basıncındaki Düşüşün Azaltılması 515
10.10.2. Basınçlı Hava Depolama Kapasitesinin Artırılması 515
10.10.3. Kayıpsız Kondens Drenaj Kapanlarının Monte Edilmesi 516
10.10.4. Düşük Basınçlı Son Kullanımların Yüksek Basınçlı Son Kullanımlardan Ayrılması 517
10.11. Merkezi Tesisteki Enerji Tasarrufu Fırsatları 518
10.11.1. Daha Verimli Çalışma Moduna Geçilmesi 518
10.11.2. Daha Yüksek Verimli Bir Hava Kompresörünün Kullanılması 519
10.11.3. Otomatik Kapanmanın Etkinleştirilmesi 521
10.11.4. Sistemin Çalışma Basıncının Azaltılması 522
10.11.5. Sıralı Hava Kompresörleri 523
10.11.6. Yüksek Verimli Bir Kurutucunun Kullanılması 525
10.11.7. Atık Isının Isıtma Amaçlı Kullanılması 526
10.11.8. Soğuk Havanın Sıkıştırılması 528
10.12. Örnek Olay İncelemesi-Basınçlı Hava Sistemi İyileştirmesi 530
10.12.1. Örnekteki Tesisin Basınçlı Hava Sisteminin Özellikleri 530
10.12.2. Enerji Tasarrufu Fırsatları 531
10.12.3. Fiili Enerji Tasarrufları 533
10.12.4. Elektrik Tasarruflarının Normalize Edilmesi 534
10.13. Sonuç 538

11. Pompa ve Fan Sistemleri 543
11.1. Giriş 543
11.2. Pompa Tipleri 545
11.2.1. Rotodinamik Pompalar 547
11.2.2. Pozitif Deplasmanlı Pompalar 550
11.3. Pompa Basma Yüksekliği ve Akışkan Akışı 551
11.3.1. Basma Yüksekliği 551
11.3.2. Akışkan Akışı 556
11.3.3. Pompa-Motor Şaft Gücü 556
11.3.4. Sistem Eğrileri 556
11.4. Pompa Sistemleri ve Ömür Boyu Maliyet Hesabı 558
11.4.1. Ömür Boyu Maliyet 558
11.4.2. Ömür Boyu Maliyet Kavramının Temel Bileşenleri 558
11.4.3. ÖBM Hesap Örnekleri 559
11.5. Pompa Performansı 564
11.5.1. Genel 564
11.5.2. Pompa Performans Eğrileri 564
11.5.3. Benzerlik Kanunları 564
11.5.4. Değişken Hız Eğrileri 565
11.5.5. Çark Boyutlandırma 566
11.5.6. Pompa Çalışma Noktası 566
11.5.7. Paralel Pompalar 567
11.5.8. Seri Pompalar 568
11.5.9. Kavitasyon 569

11.6. Kontrol ve Bakım 571
11.6.1. Pompalama Sistemi Kontrol Stratejileri 571
11.6.2. Aç/Kapa Kontrolü 571
11.6.3. Pompa Çıkışını Kısmak İçin Kontrol Vanası Kullanılması 571
11.6.4. Bypass Sistemi Kullanılarak Akış Devridaimi 573
11.6.5. Ayarlanabilir Hız Sürücüsü Kullanılması 574
11.7. Fanlar 579
11.7.1. Fanların Kanat Yapısına (Akış Yönüne) Göre Sınıflandırılması 579
11.7.2. Santrifüj Fanlar 581
11.7.3. Eksenel Fanlar 582
11.7.4. Karışık Akışlı (Yarı Eksenel/Yarı Radyal) Fanlar 585
11.8. Fan Benzerlik Kanunları 587
11.8.1. Genelleştirilmiş Benzerlik Kanunları 587
11.8.2. Sadeleştirilmiş Benzerlik Kanunları-Devir Sayısı 591
11.8.3. Sadeleştirilmiş Benzerlik Kanunları-Hava Yoğunluğu 593

12. Isıtma, Havalandırma ve İklimlendirme (HVAC) Sistemleri 599

12.1. Giriş 599
12.2. Temel Soğutma Çevrimi ve COP, EER, ESEER Tanımları 601
12.2.1. Temel Soğutma Çevrimi 601
12.2.2. Performans (Etkinlik/Tesir) Katsayısı (COP), EER ve ESEER Tanımları 602
12.3. Binanın Mevcut HVAC Sistem Koşullarının İncelenmesi 604
12.3.1. Sistemsel Sorunlar 605
12.3.2. HVAC Ekipmanı Zonlama Problemleri 605
12.4. Isıl Konfor ve Tesis Tasarım Kriterleri 606
12.4.1. Özel HVAC Sistemi Uygulamaları 607
12.5. HVAC EVÖ (Enerji Verimliliği Önlemi) Projeleri ile Etkileşimler 608
12.6. HVAC Sistem Tipleri 609
12.6.1. Merkezi Olmayan Isıtma ve Soğutma Sistemleri 609
12.6.2. Klima Santrali ve Dağıtım Sistemleri 613
12.6.2.1. Genel 613
12.6.2.2. Dış Havanın Şartlandırılması 618
12.6.2.3. Tek Kanallı Sistemler 618
12.6.2.4. Tek Zonlu Sistemler 620
12.6.2.5. Çok Zonlu Sistemler 620
12.6.2.6. Özel Besleme Kanallı Çok Zonlu (Multizone) Sistemler 621
12.6.2.7. Çift Kanallı Sistemler 621
12.6.2.8. Havalı-Sulu Sistemler ve Tam-Sulu Sistemler 623
12.6.2.9. Radyant (Işınımla) Isıtma 626
12.6.2.10. Fan-Coil Sistemleri 627
12.6.2.11. Kapalı Devre Isı Pompası Sistemleri 627
12.6.2.12. Toprak Kaynaklı Isı Pompası Sistemleri 628
12.6.2.13. Ünite Isıtıcıları 629
12.6.2.14. Kızılötesi Radyant Isıtma 629
12.6.2.15. VRF/VRV Merkezi İklimlendirme Sistemleri 629

12.7. Merkezi Soğutma Ekipmanları, Isı Tahliye Ekipmanları ve Dağıtımı 631
12.7.1. Mekanik Tahrikli Chillerler (Su Soğutucuları) 631
12.7.2. Absorpsiyonlu Chillerler (Su Soğutucuları) 632
12.7.3. Chiller (Su Soğutucu) Performansı 633
12.7.4. Termal Depolama 633
12.7.5. Soğutma Kuleleri, Püskürtmeli Soğutucular ve Evaporatif Kondenserler 633
12.7.6. Su Tarafı Ekonomizeri 634
12.7.7. Su Arıtma 636
12.7.8. Chiller (Soğutulmuş Su) ve Yoğuşturucu Su Pompalama Sistemleri 637
12.8. Kısmi Yük Çalışmasının ve Binanın Doluluğunun Etkisi 638
12.9. HVAC (İklimlendirme) Sistemlerinin Enerji Verimliliği Açısından Değerlendirilmesi 639
12.10. İklimlendirme (HVAC) Sisteminde Akışkan Dağıtım Enerjisi 641
12.10.1. Fan Motor Gücü 641
12.10.2. Özgül Fan Gücü (SFP) ve Önemi 641
12.10.3. Pompa Motor Gücü 643
12.11. Nemlendirme Sistemleri 645
12.12. Örnek HVAC Enerji Verimliliği Önlemleri ve Hesapları 647
12.12.1. Merkezi Olmayan HVAC Sistemleri 647
12.12.2. Özel Dış Hava Sistemlerinin (ÖDHS) Kullanımı 655
12.12.3. Tek Zonlu Sistemler 655
12.12.4. Çok Zonlu Sistemler 658
12.12.5. Çift Kanallı Sistemler 660
12.12.6. Havadan Havaya Isı Geri Kazanım Sistemleri 661
12.13. Bina Otomasyon Sistemi EVÖ'leri 664
12.14. Sistem Yüklerinin Azaltılması 665
12.15. HVAC Sistemleri Enerji Tüketim Analizi 666

13. Motorlar, Sürücüler ve Elektrik Enerjisi Yönetimi 673

13.1. Giriş 673
13.2. Enerji Kalitesi ve Motor Standartları 675
13.3. Güç Ölçer, Güç Kalitesi ve Güç Faktörü 676
13.3.1. Güç Ölçer 676
13.3.2. Güç Kalitesi 676
13.3.3. Güç Faktörü (Katsayısı 678
13.4. Güç Kalitesinin Motor Performansına Etkisi 682
13.5. Dengesiz Üç Fazlı Gerilimlerin Sincap Kafesli Asenkron Motorların Performansına Etkileri 684
13.6. Elektrik Motoru Çeşitleri 685
13.7. Yüksek Verimli Özel Motor Tasarımları 697
13.7.1. Elektronik Komütasyonlu Motorlar (ECM) 697
13.7.2. Gelişmekte Olan Teknoloji: Sürekli (Sabit) Mıknatıslı Motorlar 697
13.8. Kısmi Yükte Elektrik Motoru Performansı 699
13.9. Elektrik Motoru Çalışma Yüklerinin Belirlenmesi 701
13.9.1. Kayma Ölçümünden Motor Yükünün Değerlendirilmesi 701
13.9.2. Faz Akım Değerlerinden Motor Yükünün Değerlendirilmesi 702

13.10. Elektrik Motorlarında Verim ve Tasarruf Hesapları 703
13.10.1. Elektrik Motorlarının Karşılaştırılması ve Prosese Uygun Motor Seçimi 703
13.10.2. Motor Yükü ve Hız İlişkisi 705
13.10.3. Yüke Dayalı Verim 707
13.11. Değişken Hız Sürücüleri ve Kullanım Alanları 709
13.11.1. Motor Güç Tüketimi ve Proses Enerjisinin Kısılması/Ayarlanması 710
13.11.2. Sistem Koordinasyonu 712
13.11.3. Ayarlanabilir Hız Dönüşümlerinin Ekonomik Değerlendirmesi 713
13.11.4. Enerji Tasarrufu Projeksiyonları 714
13.11.5. Teorik Güç Tüketimi 717
13.12. Özet ve Öneriler 721

14. Aydınlatma Sistemlerinde Enerji Verimliliği 725

14.1. Giriş 725
14.2. Aydınlatma Esasları 727
14.2.1. Aydınlatmanın Niceliği 727
14.2.1.1. Işık Akısı 727
14.2.1.2. Etkinlik Faktörü 727
14.2.1.3. Işık Şiddeti 728
14.2.1.4. Aydınlık Düzeyi 728
14.2.1.5. Parıltı Düzeyi 729
14.2.2. Aydınlatmanın Niteliği 731
14.2.2.1. Düzgünlük 731
14.2.2.2. Kamaşma 731
14.2.2.3. Işık Renk Özelliği 735
14.2.2.3.1. Renk Sıcaklığı 735
14.2.2.3.2. Renksel Geriverim Endeksi 736
14.2.3. Standart ve Öneriler 737
14.2.4. Aydınlatma Sistem Bileşenleri 741
14.2.4.1. Işık Kaynakları (Lambalar) 741
14.2.4.1.1. Enkandesen ve Tungsten Halojen Lambalar 744
14.2.4.1.2. Tüp Flüoresan Lambalar 744
14.2.4.1.3. Kompakt Flüoresan Lambalar 745
14.2.4.1.4. Yüksek Basınçlı Cıva Buharlı Lambalar 746
14.2.4.1.5. Metal Halojen Lambalar 746
14.2.4.1.6. Yüksek Basınçlı Sodyum Buharlı Lambalar 746
14.2.4.1.7. Alçak Basınçlı Sodyum Buharlı Lambalar 746
14.2.4.1.8. LED (Işık Yayan Diyotlar) 747
14.2.4.2. Yardımcı Elemanlar 750
14.2.4.2.1. Balast 750
14.2.4.2.2. LED Sürücüsü (LED Driver) 752
14.2.4.3. Armatürler 752
14.2.4.4. Aydınlatma Kontrolü 756
14.2.4.5. Doğal Aydınlatma 758

14.3. Aydınlatma Hesabı 759
14.3.1. Noktasal Aydınlatma Hesabı 759
14.3.2. Verim Yöntemi ile Aydınlatma Hesabı 760
14.3.2.1. Verim Faktörünün Belirlenmesi 762
14.3.2.2. Bakım Faktörünün Belirlenmesi 764
14.3.2.3. Verim Yöntemi ile Kurulu Güç Hesabı 766
14.4. Verimli Aydınlatma Yöntemleri 772
14.5. Sonuç 775

15. Enerji Sistemleri Bakımı 779

15.1. Giriş 779
15.2. Enerji, Tesis ve Proses Sistemlerine Niçin Önleyici Bakım Yapılmalıdır 781
15.3. Önleyici Bakım Planının Geliştirilmesi ve Uygulanması 784
15.3.1. Bakımın Uygulanma Derecesi Aralığı 785
15.3.2. Bir Bakım Planının Geliştirilmesi 787
15.3.3. Kurum İçi veya Dış Kaynakların Kullanımı 789
15.3.4. Bakım Programının Etkinliğinin ve Enerji Verimliliğinin Değerlendirilmesi 789
15.4. Enerji Sistemleri Bakım Prosedürlerine Örnekler 791
15.5. Bakım Görev Listeleri 801
15.6. Özet 809

16. Alternatif Enerji Kullanımı 813

16.1. Giriş 813
16.1.1. Teknoloji Maliyetleri 815
16.1.2. Karbon Ayak İzi 817
16.2. Güneş Enerjisi 820
16.2.1. Pasif Güneş Enerjisi Sistemleri 823
16.2.2. Güneş Enerjisinin Isıl Uygulamaları (Güneş Termal) 826
16.2.2.1. Isıl Depolama Sistemleri 833
16.2.2.2. Kontrol Sistemleri 836
16.2.3. Güneş Enerjisinin Isıl ve Elektrik Uygulamaları (Güneş Termal-Elektrik) 837
16.2.4. Güneş Enerjisinin Fotovoltaik (PV) Uygulamaları 840
16.2.4.1. Maliyet, Performans ve Boyutlandırma 845
16.2.4.2. Kurulum Ekonomik Modelleri 850
16.2.4.3. Güneş PV'nin Üçüncü Şahıs Mülkiyeti 851
16.3. Rüzgar Enerjisi 853
16.3.1. Kullanılabilir Rüzgar Gücü ve Rüzgar Gücü Yoğunluğu 853
16.3.2. Rüzgar Türbinleri 859
16.3.3. Rüzgar Özellikleri-Konum 862
16.3.4. Rüzgar Türbinleri ve Sistemlerinin Performansı 864
16.3.5. Rüzgar Entegrasyonu ve Depolama 866
16.4. Biyokütle Enerjisi 868
16.4.1. Biyokütle Uygulamaları 869
16.4.2. Biyokütlenin Avantaj ve Dezavantajları 870
16.4.3. Biyokütlenin Bileşik Isıl Güç (BIG) Sistemlerinde Kullanımı 871

16.5. Gelişen Teknolojiler 874
16.5.1. Stirling Çanak 874
16.5.2. Yakıt Pilleri 874
16.5.3. Plazma Ark Gazlaştırma 877
16.6. Isı Pompaları 878
16.6.1. Hava Kaynaklı Isı Pompaları 882
16.6.2. Su Kaynaklı Isı Pompaları 883
16.6.3. Toprak Kaynaklı Isı Pompaları 887
16.6.4. Binalara Uygulanan Toprak Kaynaklı Isı Pompası Sistemleri 893
16.7. Jeotermal Enerji 900
16.7.1. Jeotermal Enerji Santralleri 903

17. İç Hava Kalitesi (İHK), Sağlık ve Güvenlik 909

17.1. Giriş 909
17.1.1. Havalandırmanın Tanımı 910
17.1.2. İç Mekan Hava Kalitesi Tanımı 912
17.1.3. Sağlık ve Konfor Sorunları 913
17.2. İç Hava Kalitesinde Temel İlkeler 919
17.2.1. Tüm İHK Sorunlarının Temel Nedeni 919
17.2.2. İHK'nin Mekaniği 919
17.2.3. İç Mekan Kirleticileri İçin Kontrol Stratejileri 924
17.2.4. İHK Araştırmaları 927
17.2.5. İHK Çözümleri 928
17.2.6. Ne Zaman Yardım Alınmalıdır 928
17.3. İHK Enerji Yönetimi ve Dengeleme 930
17.4. Sonuç 933

18. Ticari ve Endüstriyel Müşteriler İçin Doğal Gaz ve Elektrik Tedariki 937

18.1. Giriş 937
18.2. Sanayide ve Endüstride Doğal Gaz Tüketimi 939
18.3. Doğal Gaz Tedarik Yapısı 942
18.4. Sanayi Kuruluşlarının Doğal Gaz Tedariki ve Tarifeler 943
18.5. Doğal Gaz Tedarik Maliyetini Etkileyen Faktörler 946
18.6. Doğal Gaz Tedarikine İlişkin Değerlendirmeler 948
18.7. Doğal Gaz Fiyat ve Piyasa Takibi 949
18.8. Sanayide ve Endüstride Elektrik Tüketim Profili 950
18.9. Elektrik Enerjisi Tedarik Yapısı ve Tarifeler 952
18.10. Sanayi Kuruluşlarının Elektrik Tedariki ve Fiyatlar 956
18.11. Öztüketime Yönelik Yenilenebilir Enerji Yatırımları 957
18.12. Elektrikte Talep Katılımı 958

19. Enerji Depolama Sistemleri 961

19.1. Giriş 961
19.2. Talep Tarafı Yönetimi 963
19.3. Termal Enerji Depolama Nedir 965
19.4. Termal Enerji Depolama Sistemleri 971
19.5. Termal Enerji Depolama Ortamları 977
19.5.1. Sulu Termal Enerji Depolama Sistemleri 977
19.5.2. Buzlu Termal Enerji Depolama Sistemleri 978
19.5.3. Faz Değiştiren Maddeli Termal Enerji Depolama Sistemleri 979
19.6. Termal Enerji Depolama Sistemlerinin Kapasiteleri 981
19.6.1. Soğuma Grubu Sisteminin Kapasitesi 981
19.6.2. Depolama Sisteminin Kapasitesi 987
19.6.2.1. Sulu Depolamada Kapasite Hesabı 988
19.6.2.2. Buzlu Depolamada Kapasite Hesabı 988
19.6.2.3. Faz Değiştiren Maddelerle Depolamada Kapasite Hesabı 989
19.7. Maliyet Özeti 991
19.8. Sonuç 997

20. Kontrol Sistemleri 1001

20.1. Otomatik Kontrolün İşlevi 1001
20.2. Kontrol Teknolojileri 1002
20.2.1. Konvansiyonel Elektrik 1002
20.2.2. Analog Elektronik 1003
20.2.3. Pnömatik 1003
20.2.4. Dijital Kontrol 1004
20.3. Temel Kontrolör Tipleri 1005
20.3.1. Açma-Kapama Kontrolör 1005
20.3.2. Yüzer Kontrolör 1006
20.3.3. Oransal (P) Kontrolör 1006
20.3.4. Oransal Artı İntegral (PI) Kontrolör 1007
20.3.5. Oransal-İntegral-Türev Kontrolör (PID) 1008
20.4. Giriş/Çıkış Cihazları 1009
20.4.1. Doğrusallaştırma 1010
20.5. Vanalar ve Damperler 1012
20.6. Alet Doğruluğu, Tekrarlanabilirlik ve Kayma 1015
20.7. Temel Kontrol Blok Şemaları 1016
20.8. Geniş Çaplı Kontrol Stratejileri 1017
20.8.1. Bazı Hatırlatmalar 1019
20.9. Enerji Tasarrufu İçin Kontrol Uygulamaları 1020
20.9.1. Aydınlatma 1020
20.9.2. HVAC 1021
20.10. Otomatik Kontrolle Optimizasyon 1031
20.11. EYS ile Sürekli Enerji Analizi ve Devreye Alma (SEADA) 1032
20.12. Uygulanan Otomatik Kontrol Sistemlerinden Tasarruf Tahmini 1034

21. Enerji Yönetim Kontrol Sistemleri 1041

21.1. Giriş 1041
21.2. Enerji Yönetim Kontrol Sistemleri (EYKS) 1043
21.3. Ağ Yapıları 1045
21.3.1. İletişim Teknolojileri 1048
21.3.2. Açık Standart İletişim Protokolleri 1048
21.4. Donanım 1052
21.4.1. Kontrolör Tipleri ve Uygulamaları 1053
21.5. Yazılım 1054
21.5.1. Grafik Kullanıcı Arayüzü 1054
21.6. EYKS Tasarım Değerlendirmesi 1056
21.7. İşletim ve Bakım 1058
21.8. Enerji Yönetim Sistemlerinin Diğer Kullanımları 1060
21.9. EYKS'ye Bağlı Ekipman 1061
21.9.1. Primer Mekanik Ekipmanlar 1061
21.9.2. Klima Santrali Ekipmanları 1061
21.9.3. Fan ve Pompaların Değişken Hız Kontrolü 1062
21.9.4. VAV Kutuları ve Diğer Terminal Üniteleri 1062
21.9.5. Aydınlatma Kontrolleri 1063
21.10. Başarıyla Uygulanan Otomatik Kontrollerin Temel Prensipleri 1064
21.11. EYKS İçin Temel Şartlar 1067
21.11.1. Tesis Değerlendirmesi 1067
21.11.2. Ekipman Listesi 1068
21.11.3. Giriş/Çıkış Noktası Tanımı 1068
21.11.4. Sistem Yapılandırması 1068
21.11.5. Yazılım Algoritma Özellikleri 1069
21.11.6. Kontrol Noktası Bağlantıları 1069
21.11.7. EYKS Tipi Seçiminde Önemli Kararların Gözden Geçirilmesi 1069
21.12. Tedarik 1070
21.13. EYKS'nin Devreye Alınması 1071

22. Sürdürülebilirlik ve Yüksek Performanslı Yeşil Binalar 1075

22.1. Giriş 1075
22.2. Sürdürülebilirlik Kavramları 1076
22.2.1. Sürdürülebilirlik Tanımı 1076
22.2.2. Sürdürülebilir Binaların Özellikleri 1077
22.2.3. Bütünleşik Yapı Tasarımı 1077
22.2.4. Yeşil İnşaat Ekonomisi 1079
22.2.5. Yeşil Kabulün Önündeki Engeller 1080
22.3. Tarihsel İnceleme 1081
22.3.1. Sürdürülebilirlik ve Yeşil Bina Hareketi 1083
22.3.2. Yeşil Bina Sınıflandırma Sistemleri 1083
22.3.3. Dünya Yeşil Bina Konseyi-WGBC 1085
22.4. Yüksek Performanslı Yeşil Binaların Tasarımı 1086

22.4.1. Yeşil Bina Tanımı 1086
22.4.2. Yüksek Performanslı Yeşil Binaların Tasarımı 1086
22.4.3. Yüksek Performanslı Yeşil Binaların Tasarımında Karşılaşılan Zorluklar 1087
22.4.4. Yüksek Performanslı Yeşil Binaların Tasarımında İç Ortam Kalitesi Unsurları 1087
22.4.5. Yüksek Performanslı Yeşil Binaların Tasarımında Dikkate Alınması Gereken Dış Ortam Unsurları 1088
22.4.6. Yüksek Performanslı Yeşil Binaların Tasarımında Dikkate Alınması Gereken Riskler 1090
22.4.7. Yüksek Performanslı Yeşil Bina Tasarımı İçin ASHRAE 189.1-2014 Standardı 1090
22.4.8. ASHRAE Yeşil Rehber 1091
22.5. Pasif Ev Binalar 1093
22.5.1. Pasif Ev Bina Tanımı 1093
22.5.2. Pasif Ev Bina Tasarım Süreci Nasıl İşler 1093
22.5.3. Pasif Ev Kriterleri Nelerdir 1093
22.5.4. Bir Binayı Pasif Ev Yapan Unsurlar Nelerdir 1096
22.6. Neredeyse Sıfır Enerjili Binalar (nSEB) 1098
22.6.1. Tanım ve Kapsam 1098
22.6.2. Türkiye'de nSEB Düzenlemeleri 1098
22.6.3. nSEB Eşikleri 1099
22.7. Akıllı Binalar 1102
22.7.1. Akıllı Hazırlık Göstergesi (SRI) 1102
22.8. Yaşam Döngüsü Maliyeti (YDM) Kavramı 1103
22.9. Uygulamalardan Örnekler 1104
22.9.1. Cezeri Yeşil Teknoloji Mesleki ve Teknik Anadolu Lisesi 1104
22.9.2. Gaziantep Ekolojik Bina 1106
22.9.3. GAP Enerji Verimliliği Danışmanlık ve Kuluçka Merkezi 1109

23. Finansman ve Performans Sözleşmesi 1115

23.1. Giriş 1115
23.2. Finansal Düzenlemeler 1118
23.2.1. Nakit (Özkaynak) ile Finansman 1118
23.2.2. Kredi ile Finansman 1118
23.2.3. Tahvil Satışı ile Finansman 1123
23.2.4. Hisse Satışı ile Finansman 1124
23.2.5. Kiralama (Leasing) ile Finansman 1126
23.2.6. Satıcı Kredisi (Vadeli Satış) ile Finansman 1128
23.2.7. Hibe/Teşvik Desteği ile Finansman 1128
23.2.8. Karbon Kredisi 1128
23.2.9. Üçüncü Taraf Sözleşme Hizmetleri-Enerji Performans Sözleşmesi-ESCO Finansman Modeli 1129
23.3. Finansal Düzenlemeler: Terminoloji 1135
23.3.1. Temel Finansal Göstergeler 1135
23.3.2. Yatırım Planlaması 1137
23.4. Finansal Düzenlemelerin Uygulanması: Vaka Çalışması 1139
23.4.1. Nakit ile Ekipman Satın Alma Vaka Çalışması 1139

23.4.2. Kredi ile Ekipman Satın Alma Vaka Çalışması 1141
23.4.3. Tahvil ile Ekipman Satın Alma Vaka Çalışması 1143
23.4.4. Hisse Satışı ile Ekipman Satın Alma Vaka Çalışması 1144
23.4.5. Kiralama ile Ekipman Satın Alma Vaka Çalışması 1147
23.4.6. Performans Sözleşmesi Vaka Çalışması-1 1149
23.4.7. Performans Sözleşmesi Vaka Çalışması-2 1150
23.5. Performans Sözleşmeli ESCO Modelinin Taraflar Açısından Stratejik Değerlendirmesi 1153
23.5.1. Enerji Performans Sözleşmelerinin Ana Risk Kriterleri ve Açıklamaları 1153
23.5.2. Performans Sözleşmesinin Başarısı İçin "Tesis Sahibi" Bakış Açısından Stratejik Düşünceler 1153
23.5.3. Proje Başarısı İçin "Yüklenici" Bakış Açısından Stratejik Düşünceler 1155
23.6. Finansal Düzenlemelerin Avantajları ve Dezavantajları 1156
23.7. Bölüm Özeti 1159
23.8. Sözlük 1160

24. Enerji Yönetimi İçin Geçerlilik Denetimi (Commissioning-CX) 1165

24.1. Giriş 1165
24.2. CX Tanımları 1167
24.2.1. Yeni Bina/Tesis CX Süreci 1167
24.2.2. Yeniden CX (Recommissioning) 1167
24.2.3. Retro CX (Retrocommissioning) 1167
24.2.4. Sürekli CX (Ongoing Commissioning) 1168
24.3. Mevcut Binalarda CX Süreci 1169
24.3.1. CX Ekibi 1169
24.3.2. CX Süreci 1170
24.3.2.1. Birinci Aşama: Proje Geliştirme 1171
24.3.2.2. İkinci Aşama: CX Uygulaması ve Doğrulama 1172
24.3.3. Enerji Yönetiminde CX Sürecinin İşlevi 1178
24.3.3.1. Tek Başına Bir Önlem Olarak CX 1178
24.3.3.2. Tadilat veya Renovasyon Sürecinin Takibi Amaçlı CX 1179
24.3.3.3. İyileştirme Tadilatı Projesinde Enerji Verimliliği Önlemi (EVÖ) Olarak CX 1179
24.3.3.4. Yeni Bir Binanın/Tesisin Enerji Performans Hedeflerini Karşılamasını veya Aşmasını Sağlamak Amaçlı CX 1179
24.3.4. Vaka İncelemesi-Bir EVÖ Olarak CX 1179
24.4. CX Önlemleri 1182
24.4.1. Gereksiz Çalışmayı Durdurmak 1182
24.4.2. Havalandırma Sistemlerinde Operasyonel Verimlilik Önlemleri 1182
24.4.3. Su/Buhar Dağıtım Sistemlerinde CX Önlemleri 1183
24.4.4. Merkezi Soğutma Sistemleri İçin CX Önlemleri 1183
24.4.5. Merkezi Isıtma Sistemleri İçin CX Önlemleri 1184
24.5. Optimum Bina/Tesis Performansının Sağlanması 1186
24.5.1. CX Sürecinin Dokümante Edilmesi 1186
24.5.2. Enerji Tasarruflarının Ölçülmesi 1186
24.5.3. Eğitimli İşletme ve Bakım Personeli 1187
24.5.4. Enerji Performansının Sürekli Ölçülmesi 1187

24.5.5. Gerektiğinde Uzman Desteğinden Yararlanılması 1188
24.5.6. CX Tasarrufları Ne Kadar Kalıcı Olabiliyor 1188
24.5.6.1. CX Tasarruflarının Kalıcılığı-Vaka İncelemesi-Kleberg Binası 1190
24.6. Enerji Yönetimi İçin Yeni Binaların/Tesislerin CX Süreci 1192
24.7. Sonuç 1194

25. Enerji Tasarruflarının Ölçülmesi ve Doğrulanması (Ö&D) 1199

25.1. Giriş 1199
25.1.1. Temel İstatistik Terimleri ve Formülleri 1201
25.2. Ölçme ve Doğrulama Yöntemlerine (IPMVP) Genel Bakış 1203
25.2.1. Opsiyon A 1204
25.2.2. Opsiyon B 1205
25.2.3. Opsiyon C 1206
25.2.4. Opsiyon D 1206
25.3. Uygun Ö&D Yönteminin (IPMVP) Belirlenmesi 1207
25.4. Referans Tüketimin Belirlenmesi ve Hesaplamalar 1208
25.5. Referans Dönem Veri Setinin Oluşturulması 1209
25.6. Referans Dönem Hesaplamaları 1210
25.6.1. Regresyon Analizi ve R^2 1210
25.6.2. Değişkenler Arası İstikrar ve CVRMSE 1212
25.6.3. Tahmini Değerlerin Doğrulanması 1214
25.6.4. Bağımsız Değişkenin/Değişkenlerin Duyarlılığı 1215
25.6.5. Referans Dönem Modelinin Belirsizliğinin Hesaplanması 1215
25.7. Raporlama Dönemi Verileri ve Ayarlamalar 1219
25.7.1. Kaçınılan Enerji Tüketimi (Avoided Energy Consumption) 1219
25.7.1.1. Öngörüyle Hesaplama (Forecasting) 1219
25.7.1.2. Geriye Dönük Hesaplama (Backcasting) 1223
25.7.2. Normalize Edilmiş Tasarruflar (Normalized Energy Savings) 1223
25.8. Öncesi-Sonrası Hesaplama Yöntemi 1225
25.9. Rutin Olmayan Ayarlamalar 1225
25.10. Mevcut Binalarda Ö&D Yöntemleri 1226
25.10.1. İzole Edilmiş Tadilat (Retrofit Isolation) Yaklaşımı 1226
25.10.1.1. Tadilatların Sınıflandırılması 1126
25.10.1.2. Ayrıntılı Güçlendirme İzolasyon Ölçümü ve Doğrulama Prosedürleri 1227
25.10.1.2.1. Pompalar 1227
25.10.1.2.2. Fanlar 1230
25.10.1.2.3. Soğutucular 1232
25.10.1.2.4. Kazanlar ve Fırınlar 1235
25.10.1.2.5. Aydınlatma....1235
25.10.2. Tüm Bina veya Ana Sayaç Yaklaşımına Genel Bakış 1237
25.10.3. Tüm Bina Kalibre Edilmiş Simülasyon Yaklaşımı 1238
25.11. Ölçme ve Doğrulamada Maliyet Unsuru ve Maliyet Düşürmek İçin Örnekleme Yöntemi 1239
25.12. Performans Sözleşmelerinde Ö&D 1242

Bölüm 1:
Çevre ve Enerji

1.1. Sürdürülebilirlik ve Sürdürülebilir Kalkınma

Sürdürülebilirlik, kabul görmüş standart bir tanımı bulunmamakla birlikte, bugünün ihtiyaçları karşılanırken gelecek nesillerin ihtiyaçlarının riske edilmemesini ifade eden ve temelde daimi olma yeteneğine gönderme yapan bir kavramdır. Dolayısıyla sürdürülebilirlik; hem ekonomik faaliyetlerin güçlendirilmesini, hem çevresel ve sosyal gözetimin gerekliliğini, hem de kurumsal uyumu içeren bir doğaya sahiptir. Bu yönüyle sürdürülebilirlik, bünyesinde çevreyi, toplumu ve ekonomik/yönetişim boyutlarını barındıran bütünsel bir yaklaşım olup kısa ve uzun vadede olumlu değerler yaratmayı esas alan tutum, tercih ve yönelimlerin genel adıdır. Sürdürülebilirlik; ekosistem bütünlüğünün korunmasının ve güçlendirilmesinin yanında toplumun kapsayıcı bir yaklaşımla ele alınmasını, güvenliğinin sağlanmasını, eğitimini, herhangi bir ayrım yapmadan herkes için fırsat eşitliğinin sağlanmasını da ön planda tutmaktadır. Sürdürülebilirlik yaklaşımında tüm kaynaklar (doğal kaynaklar, insan kaynağı vs.) korunurken ekonomik büyümenin kalkınma perspektifi içinde sürdürülmesi ve refahın yükseltilmesi hedeflenmektedir.

Artan refah düzeyine ve dünya nüfusundaki büyümeye paralel olarak mal ve hizmet üretimi de artmakta, mal ve hizmet üretimi için ihtiyaç duyulan kaynak miktarı çoğalmakta, bunların doğal bir sonucu olarak yenilenemez nitelikteki kaynakların (enerji hammaddeleri, endüstriyel madenler, temiz su kaynakları vb.) rezervleri düşmekte, bazılarında kıtlıklar meydana gelmektedir. Sanayi Devrimi ile birlikte ortaya çıkan yeni üretim metotları ve kol gücü ihtiyacını en aza indiren makineler, daha önce mevcut bulunmayan birçok ürünün seri imalatına imkân vermiştir. İnsanlığın gelişimi açısından büyük fırsatlar sunan bu dönüşüm, beraberinde birtakım çevresel sorunları da getirmiştir. Aşırı kaynak kullanımına bağlı olarak hammadde rezervlerinin düşmesi, ormanlar gibi doğal kaynakların tahribi, deşarjlar ve emisyonlar yoluyla ekosistemin bozulması bu sorunlardan bazılarıdır. Bu durumun uzun vadedeki etkileri başlangıçta kestirilememiş olmakla birlikte 20. yüzyılın ikinci yarısında çevresel tahribata ve son çeyreğinde ise iklim değişikliğine yönelik yüksek bir farkındalık oluşmuş ve bu farkındalık eyleme dökülmeye başlamıştır. 1945-1970 dönemi İkinci Dünya Savaşı'nın hemen sonrasındaki güçlü toparlanma ve yıkılan ekonomilerin toparlanmasına, Soğuk Savaş'ın getirdiği şiddetli ekonomik ve jeopolitik rekabete sahne olan bir dönemdir. Bu dönemde kârlılık ve yüksek düzeyli endüstrileşme dünyadaki hemen bütün toplumların öncelikli konusu olmuş, bu faaliyetler neticesinde ortaya çıkan çevresel tahribat pek dikkate alınmamıştır. Ancak, 1970 ve 1980 yılları arası dönem, olumsuz etkilerin göz önünde bulundurulmaya başlandığı bir dönem olmuştur.

1972 yılında, Stockholm'de gerçekleştirilen Birleşmiş Milletler (BM) İnsan Çevresi Konferansında, farklı sosyo-ekonomik yapı ve gelişme düzeyine sahip olan pek çok ülke, "çevre" ortak amacı ile ilk defa bir araya gelmiş ve konferans sonunda, BM İnsan Çevresi Bildirisi kabul edilmiştir. Söz konusu konferans, çevre ve sürdürülebilirliği tartışmak için yapılan en eski küresel toplantılardan biri olarak önemli bir kilometre taşıdır. 1987 yılında Dünya Çevre ve Kalkınma Komisyonu'nca hazırlanan Ortak Geleceğimiz (Brundtland) Raporu'nda ise ilk defa "sürdürülebilir kalkınma" kavramı kullanılmış ve ülkelerin sürdürülebilir kalkınma için birlikte hareket etmesinin gerekliliğinin altı çizilmiştir. İzleyen yıllar, sürdürülebilirlik ve sürdürülebilir kalkınma açısından daha somut adımların atıldığı, küresel düzeyde kolektif bir anlayışın geliştiği yıllar olmuştur.

1.1.1. Sürdürülebilir Kalkınma

Gelecek nesillerin ihtiyaçlarına cevap verme yeteneğini tehlikeye atmadan, günümüz nesillerinin ihtiyaçlarının temin edilebildiği bir kalkınma modeli olan "sürdürülebilir kalkınma", dünyada meydana gelen birçok sosyal ve ekolojik krizin ardından ve daha sürdürülebilir bir modelin ortaya konulması arayışlarının bir sonucu olarak ortaya çıkmıştır. Günümüzde küresel bir uygulama planı haline gelen sürdürülebilir kalkınma, tüm ülkelerin ekonomik ve sosyal anlamda gelişme hedeflerine "sürdürülebilirliği" ortak bir vizyon olarak almalarını ve çevre ile sosyoekonomik büyümedeki ilişkinin iyi bir şekilde kurgulanmasını öngörmektedir.

İlk defa Brundtland Raporu'nda tanımlanan model, sürdürülebilirliğin yalnızca çevre ile sınırlı olmadığını, insani yaşam standartlarını da dikkate alması gerektiğini kabul etmektedir. Bu kabul çerçevesinde, 1992 yılında Brezilya'nın Rio de Janerio kentinde gerçekleşen ve Rio Konferansı olarak da bilinen BM Çevre ve Kalkınma Konferansı'nda, "Gündem 21" olarak adlandırılan, sürdürülebilirliğin ekonomi ve toplumu da kapsayacak bütüncül bir yaklaşımla ele alınmasını öngören gönüllü bir uygulama planı hayata geçirilmiştir.

Kavramın ve modelin derinleşmesi ise 2000 yılında New York'ta gerçekleşen BM Milenyum Zirvesi ile olmuştur. Katılımcı ülkeler küresel düzeyde insan onuru, eşitlik ve refahın güçlendirilmesi için taşıdıkları sorumluluğu kabul ederek "Binyıl Bildirgesi"ni imzalamıştır. Söz konusu ilkelerin hayata geçirilebilmesi için 8 maddeden oluşan ve 2015 yılına kadar yerine getirilmesi beklenen "Binyıl Kalkınma Hedefleri" ortaya konulmuştur.

Şekil 1.1: Binyıl Kalkınma Hedefleri

Binyıl Kalkınma Hedefleri ile ekolojik dengede bozulmaya neden olan olguların tersine çevrilmesi, toplum refahının artırılması ve bu evrensel amaçlar için ortak iş birliğinin sağlanabilmesi konularında, ülkelerin ilkeleri ulusal politika ve programlarıyla uyumlaştırmaları beklenmiştir. Ancak Binyıl Kalkınma Hedefleri, kısıtlı sayıda bir katılımcı ile belirlenmiş olması, eşitsizlik gibi sosyal bileşenlere değinmemesi ve çevresel birçok konunun (enerji, kaynakların verimli kullanımı vs.) göz ardı edilmesi gibi sebeplerle eleştirilmiştir.

2002 yılında Johannesburg'da düzenlenen Sürdürülebilir Kalkınma Zirvesi ile yoksullukla mücadele ve çevrenin korunması başlıklarında ayrıntılı eylem planları verilmesi amaçlanmıştır. Bu zirvede enerji, temiz su ve sanitasyon, sağlık, tarım ve biyoçeşitlilik olmak üzere 5 öncelikli alan belirlenerek küresel iş birliğinin teşvik edilmesinin önemi vurgulanmıştır.[1] Zirvede, özellikle kırsal alanda yaşayan ve modern enerjiye erişimi olmayan yaklaşık 2 milyar kişiye enerji imkânlarının sağlanması, yenilenebilir enerjiye daha fazla vurgu yapılması, temiz ve iyileştirilmiş fosil yakıt teknolojilerinin geliştirilmesi ihtiyacına değinilmiş ve bu kapsamdaki amaçların hayata geçirilebilmesi için politika ve stratejilere gerek olduğunun altı çizilmiştir.

2000-2015 yılları arası için hazırlanmış olan kalkınma hedefleri, 2015 yılında New York'ta düzenlenen BM Sürdürülebilir Kalkınma Zirvesi'nde derinleştirilerek "Gündem 2030: BM Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları (SKA)" olarak yeniden belirlenmiştir. Birbiriyle bütünleşmiş ekonomik, çevresel ve sosyal etkisi olan 17 amaç ile gelişimin takip edilmesi için belirlenen 169 alt hedeften oluşan SKA'lar, 2030'a kadar sürdürülebilir kalkınma çerçevesinde ulusal ajandanın gelişmesi ve yeni politikaların oluşturulması için yol gösterici bir rehber niteliğindedir. Küresel kalkınmanın geniş bir çerçevesini çizen SKA'lar ile iklim değişikliği, temiz ve erişilebilir enerji, biyoçeşitliliğin korunması gibi çevresel konular ile sorumlu üretim ve tüketim, sürdürülebilir şehirler, sağlıklı ve kaliteli yaşam, sanayi, yenilikçilik ve altyapı gibi toplumsal ve ekonomik konular sürdürülebilir kalkınma gündemine alınmıştır.

Binyıl Kalkınma Hedefleri yalnızca gelişmekte olan ülkelerde harekete geçmeye yönelik iken SKA'lar evrensel bir şekilde tüm ülkelerde benimsenmiştir. Ayrıca, SKA'ların diğer temel bir özelliği, uygulama araçları (finansal kaynaklar, kapasite geliştirme ve teknoloji) üzerine de yoğunlaşmasıdır.

SKA'lar, gezegeni koruyarak refahı artırmak için en az gelişmiş ve diğer ülkelerin harekete geçmesi çağrısında bulunması bakımından oldukça önemli bir konuma sahiptir. Bu yaklaşımla yoksulluğun; iklim değişikliğiyle mücadele ve çevrenin korunması gündemi ile, ekonomik büyüme yaratan eğitim, sağlık, sosyal güvenlik ve iş imkanları da dahil olmak üzere bir dizi sosyal ihtiyaca hitap eden stratejilerle birlikte ele alınması gerektiği kabul edilmiştir.

Şekil 1.2: Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları[2]

1.1.2. Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları Çerçevesinde Türkiye'nin Durumu

SKA'lar yasal olarak bağlayıcı olmamakla birlikte, hükümetlerden, 17 Amacı (SKA'yı) başarmak için sahiplik göstermeleri ve ulusal çerçeveler kurmaları beklenmektedir. SKA'ların uygulanmasında kaydedilen ilerlemenin takibi ve gözden geçirilmesinin birincil sorumluluğu ülkelere aittir. Ulusal düzeydeki analizlere dayanarak bölgesel takip ve gözden geçirmeler yapılmakta, bu da küresel düzeyde izleme ve incelemeye katkıda bulunmaktadır. SKA'ların uygulanması için hükümetler ve özel sektör ayrı ayrı sorumluluk üstlenmektedir. Hükümetler, SKA'ların uygulanması açısından çeşitli kamu teşvikleri sunmakta, özel sektörü destekleyici uygulamalar geliştirmekte ve bu uygulamaları gözden geçirme raporları ile paylaşmaktadır.

[1] Birleşmiş Milletler (2002). Johannesburg Declaration on Sustainable Development. http://www.un-documents.net/jburgdec.html

[2] UNDP (2015). Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları. https://www.tr.undp.org/content/turkey/tr/home/sustainable-development-goals.html

2030 Sürdürülebilir Kalkınma Gündemi ve 17 SKA, Birleşmiş Milletler platformu olan BM Sürdürülebilir Kalkınma Üst Düzey Siyasi Forumu (High-level Political Forum - HLPF)'nda küresel olarak takip edilmekte ve gözden geçirilmektedir. Ülkeler, küresel hedeflere ulaşma taahhüdünü "Ulusal Gözden Geçirme Raporları" (The Voluntary National Reviews - VNR) aracılığıyla beyan ederek politika, mevzuat, kurumsal çerçeve ve proje konularındaki gelişimlerine odaklanmakta, her bir SKA nezdinde değerlendirme yaparak mevcut durumunu paylaşmaktadır. 2030 Sürdürülebilir Kalkınma Gündemi, takip ve gözden geçirme mekanizmalarının bir parçası olarak, üye devletleri ulusal düzeyde ilerlemeye ilişkin düzenli ve kapsayıcı incelemeler yürütmeye teşvik etmektedir.

Türkiye 2019 VNR raporunda hedeflere yönelik mevzuatı özetlemiş ve boşluklarını belirlemiştir. Hedeflere yönelik mevcut durum analizi ile bir ilişki ağı oluşturularak haritalanmış ve Türkiye için SKA'ların ağırlık noktaları belirlenmiştir. Yapılan bu analiz ile SKA 4, SKA 8 ve SKA 9'un, Türkiye'nin küresel hedeflere ulaşabilmesinde en çok bağlantısı olan amaçlar olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca, SKA 7 (Erişilebilir ve Temiz Enerji) de Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığı ve arz güvenliği politikasının önemi doğrultusunda stratejik bir alan olarak bu ağırlık noktalarına dahil edilmiştir.[3] İklim değişikliğine yol açan temel unsurlardan birisi sera etkisi yaratan gazlardır ve bu gazların %60'ı enerji üretim süreçlerinde atmosfere salınmaktadır. Bu nedenle iklim değişikliği ile mücadele kapsamında temiz enerji büyük önem taşımaktadır. Temel insani ihtiyaçların kesintisiz karşılanabilmesi ve adaletli kalkınma için de erişilebilir ve güvenilir enerjiye ihtiyaç duyulmaktadır. SKA 7 için öne çıkan konular temiz enerji üretimi ve kömürden kademeli çıkış olmakla birlikte, enerji kaynaklarındaki değişim için gerekli 3 parametre

- Sıfır karbon elektrik üretimi
- Elektrifikasyon
- Enerji verimliliği

olarak belirlenmiştir.

Sosyal ve ekonomik kalkınmanın en önemli girdilerinden birisi olan enerjiye olan ihtiyaç, bu kaynaklarının sınırlı olması ve artan talep, ülkelerin enerji politikalarını gözden geçirmelerine ve enerji verimliliği uygulamalarına ağırlık vermelerine neden olmuştur. Türkiye'de mevzuat, yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi için teşvik edici bir çerçeve sunmaktadır. İlave olarak, enerji verimliliği alanında sanayide, binalarda ve ulaşımda enerji verimliliğini artırmayı teşvik eden çeşitli düzenlemeler bulunmaktadır. Yenilenebilir enerjinin toplam enerji arzı içerisindeki payının artırılması kapsamında; Türkiye mevcutta sahip olduğu enerji kaynaklarını çeşitlendirmek, ithalata bağımlılığını düşürmek, yerel imalat sanayiini geliştirmek ve atmosfere saldığı sera gazı emisyonlarını azaltmak için yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji üretimine büyük önem vermektedir. Benzer şekilde, enerji verimliliğinin temel bir politika parametresi haline gelmesi için de çok çeşitli çalışmalar yürütülmektedir.

[3] T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı (2020). Türkiye Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları 2. Ulusal Gözden Geçirme Raporu.

1.2. Ekosistem Güvenliği

Hızlı sanayileşme, günden güne artan nüfus, şehirleşme, farklılaşan tüketim alışkanlıkları, teknolojik gelişmeler ve deniz aşırı ticaret ile birlikte su, enerji ve hammadde ihtiyacının artması çevre ve doğal kaynaklar üzerindeki baskıyı büyütmektedir. Bunun bir sonucu olarak dünyanın birçok bölgesinde çevre kirliliği, iklim değişikliği, arazi kaybı, ormansızlaşma, biyoçeşitlilik kaybı, çölleşme gibi küresel çevre sorunlarında artış meydana gelmektedir. Söz konusu çevre sorunları doğanın tahribatına, maddi zararlara, biyoçeşitlilik kaybına ve kaynak kıtlaşmasına sebep olmakla kalmayıp aynı zamanda insan hayatını da tehlikeye sokmaktadır.

2030 yılına kadar gelişmekte olan çoğu ekonomide, insanların yaşam kalitesini iyileştirmeye yönelik hizmetlerin artmasıyla kişi başına düşen enerji talebinin de artması beklenmektedir.[4] Bu durum, küresel enerji talebinin büyük ölçüde geleneksel olmayan ve alternatif kaynaklarla karşılanmasını gerektirmektedir. Söz konusu kaynakların geliştirilmesi, karasal ekosistemleri ve vahşi yaşamı olumsuz yönde etkilemektedir.[5]

Sera gazı emisyonlarının önemli kaynağı olan fosil yakıtların yanı sıra diğer enerji kaynaklarından sağlanan enerji üretimi de toprak, hava ve su kaynakları dahil olmak üzere çeşitli doğal kaynakları olumsuz olarak etkileyebilmektedir. Örneğin, geleneksel olmayan yöntemlerle doğal gazın çıkarılması (kaya gazı, kömür kaynaklı metan gazı vb.) su kaynaklarının ve kalitesinin azalmasına, biyoenerji ürünlerinin yetiştirilmesi ve hasat edilmesi araziyi dönüştürerek ekosistem işlevinin değişmesine, rüzgâr enerjisi kaynaklı elektrik üretimi ise rüzgâr türbinleri ve elektrik iletim hatları çarpışmalarına bağlı olarak kuş ölümlerine yol açabilmektedir. Enerji sistemlerinin bu ve benzeri diğer etkileri, ekosistemlerde değişimi hızlandırmakta, habitat kaybından dolayı yaban hayatı da etkilemektedir.[6] Diğer yandan, gelişen teknoloji ve yenilikçi fikirler ile bu tür etkilerin azaltılması için çözümler üretilebilmekte, örneğin rüzgâr enerjisinin yol açtığı olumsuz etkileri azaltmak üzere çeşitli çalışmalar yürütülmektedir.

Enerji kullanımının insanlar ve gezegen üzerindeki çevresel etkileri, enerji kaynağının yaşam döngüsü boyunca herhangi bir aşamasında meydana gelmektedir. Enerji kaynaklarının çevresel etkileri Tablo 1'de genel hatlarıyla verilmektedir. Tablodaki çevresel etkiler, doğrudan veya dolaylı olarak yaşam alanlarında bozulmaya sebep olarak canlıların hayatlarını tehlikeye atmaktadır. Hava ve su kirliliğine sebep olan kömür, doğal gaz ve petrol, canlıların yaşam alanlarını olumsuz etkileyerek biyoçeşitlilik kaybına yol açmaktadır. Suyun termal kirliliğine sebebiyet veren nükleer enerji ise canlı ekosisteminin doğal şartlarını değiştirerek su altı canlılarının yaşamları için risk oluşturmaktadır. Enerji kaynaklarının inşası sırasında eğer herhangi bir yaşam alanı kullanılıyorsa yine ekosistem üzerinde olumsuz etkiler ortaya çıkabilmektedir. Örneğin, hidroelektrik santrallerin inşası ve işletilmesi sırasında fauna ve floranın kalıcı olarak bozulması, biyoçeşitlilik kaybı gibi sorunlar sıklıkla gözlenen olumsuz etkiler arasındadır. Yenilenebilir enerji kaynakları genel olarak çevresel açıdan daha az olumsuz etkiye

[4] Uluslararası Enerji Ajansı (2021). World Energy Outlook 2021. https://iea.blob.core.windows.net/assets/4ed140c1-c3f3-4fd9-acae-789a4e14a23c/WorldEnergyOutlook2021.pdf

[5] Northrup, J. M., & Wittemyer, G. (2013). Characterising the impacts of emerging energy development on wildlife, with an eye towards mitigation. Ecology Letters. doi:10.1111/ele.12009

[6] Dorning, M., Diffendorfer, J. E., Loss, S. R., & Bagstad, K. J. (2019). Review of indicators for comparing environmental effects across energy sources. Environmental Research Letters. doi:10.1088/1748-9326/ab402d

sahiptir; bununla birlikte, enerji üretimi amaçlı faaliyet gösteren her türden tesis ya da sistem istisnasız olarak canlı yaşamı için riskler taşımaktadır. Tabloda gösterilmemiş olmakla enerji iletim ve dağıtımı faaliyetlerinin (petrol ve LNG için tanker taşımacılığı, petrol ve doğal gaz boru hatları, elektrik iletim ve dağıtım şebekeleri vb.) birçoğunda olumsuz çevresel etkiler meydana gelebilmektedir.

Tablo 1.1: Enerji Kaynaklarının Çevresel Etkileri

Çevresel Etkiler	Kömür[7]	Doğal Gaz[7]	Petrol[7]	Nükleer[7]	Hidroelektrik[7]	Rüzgar[7]	Güneş[8]
Hava ve su kirliliği	+	+	+				
Küresel ısınma	+	+	+				
Suyun termal kirliliği				+			
Sel riski					+		
Atık bertarafı	+			+			+
Madencilik ve sondaj	+	+	+	+			
Tesislerin inşası	+	+	+	+	+	+	+

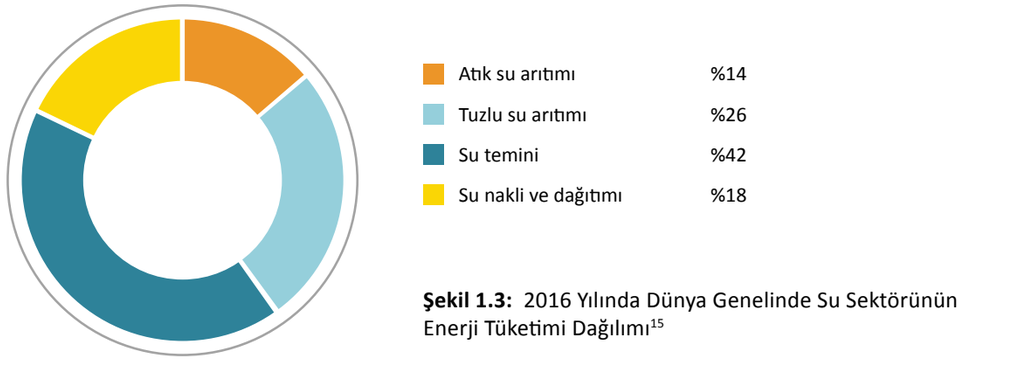
Enerji sektörünün ekosistem güvenliğini tehlikeye sürükleyebilecek olumsuz çevresel etkileri; sürdürülebilir kalkınma tartışmalarında dikkate alınarak sürdürülebilir çevre yönetimi, enerji tasarrufu alışkanlıkları, enerji verimliliği uygulamaları, fosil yakıt kullanımının terk edilmesi ve yenilenebilir enerji alternatiflerinin kullanımının desteklenmesi ile azaltılmaya çalışılmaktadır.[9] İklim krizinin günlük hayatı etkilemesiyle birlikte artan küresel farkındalık, çevre problemlerinin uluslararası anlaşmalara, müzakerelere taşınmasında büyük önem taşımaktadır ve enerji sektörü de bu tartışmaların hep merkezinde yer almaktadır.

[7] Saidur, R., Rahim, N. A., Islam, M. R., & Solangi, K. H. (2011). Environmental impact of wind energy. Renewable and Sustainable Energy Reviews. doi:10.1016/j.rser.2011.02.024
[8] Hlebakos, J. (2022). Challenges and impacts of energy use. Environmental Science 101. içinde LibreTexts.
[9] Dinçer, İ., & Rosen, M. A. (1999). Energy, environment and sustainable development. Applied Energy. doi:10.1016/S0306-2619(99)00111-7

1.3. Su Yönetimi

Su, yaşamın kaynağıdır. Canlıların yaşamsal ihtiyaçlarını karşılamalarında merkezi bir rol oynayan su kaynakları; tarımı, sanayi sektörlerini, enerji üretimini de doğrudan etkilemektedir. Dünyadaki toplam su miktarı yaklaşık 1,4 milyar km^3 civarında olup küresel toplam suyun %96,5'i tuzlu su olarak da bilinen okyanusları, %2,5'i ise tatlı suları oluşturmaktadır.[10] Küresel olarak tatlı su, coğrafi açıdan eşit bir şekilde dağılmamıştır. İklim değişikliği, arazi kullanımının değişmesi ve insanların aşırı su tüketimi su ekosistemleri üzerindeki baskıyı artırarak tatlı suyun zaten eşit olmayan dağılımını yoğunlaştırmaktadır. Böylece, su mevcudiyeti ve kullanımı arasındaki uyum veya uyumsuzluk su kıtlığı sorununa yol açarak toplumlardaki stresi artırmaktadır.[11] Su stresi ve ona bağlı su kıtlığı, seller, su kaynaklarındaki kirlenme, biyolojik çeşitlilik kaybı ve çevresel bozulma gibi olumsuz faktörler su yönetimi ihtiyacını ortaya çıkarmaktadır.[12]

Su kaynaklarının sektörlere göre su çekme ve tüketim miktarının dağılımı su yönetimi için oldukça önemlidir. Küresel tatlı su çekilmesinin %10 ila %15'i ve toplam su tüketiminin yaklaşık %3'ü enerji sektöründen kaynaklanmaktadır. Üretim aşamaları başta olmak üzere enerji ve su birbirlerine ihtiyaç duymaktadır (enerji üretiminde su kullanılmakta ve suyun nakli için enerji gerekmektedir). Enerji sektöründe ihtiyaç duyulan suyun yaklaşık %88'i elektrik üretmek için, özellikle termik santrallerdeki soğutma işlemleri için kullanılmaktadır.[13] Günümüzde su sektöründe kullanılan enerji tipi çoğunlukla elektriktir. Uluslararası Enerji Ajansı'nın mevcut en güncel istatistiğine göre küresel elektrik tüketiminin yaklaşık %4'ü su sektöründen kaynaklanmaktadır ve bu oranın 2040 yılına kadar fazlaca değişmeyeceği öngörülmektedir.[14] Şekil 1.3'te 2016 yılında dünya genelinde su sektöründeki enerji tüketimi dağılımı sunulmaktadır.



Şekil 1.3: 2016 Yılında Dünya Genelinde Su Sektörünün Enerji Tüketimi Dağılımı[15]

[10] Hakyemez, C. (2019). Su:Yeni Elmas. TSKB Ekonomik Araştırmalar.
[11] Bogardi, J. J., Gupta, J., Nandalal, W. K., Salamé, L., van Nooijen, R. R., Kumar, N., . . . Kolechkina, A. G. (Dü). (2021). Handbook of Water Resources Management: Discourses, Concepts and Examples. Springer. doi:10.1007/978-3-030-60147-8
[12] UNESCO (2021). The United Nations World Water Development Report 2021 - Valuing Water.
[13] Terrapon-Pfaff, J. C., Ortiz, W., Viebahn, P., & Kynast, E. (2020). Water Demand Scenarios for Electricity Generation at the Global and Regional Levels. Water. doi:10.3390/w12092482
[14] Uluslararası Enerji Ajansı (2016). Water Energy Nexus.
[15] Statista (2018). Distribution of energy consumption in the water sector worldwide in 2016, by use. https://www.statista.com/statistics/1013777/distribution-energy-consumption-water-sector-globally-by-use/#statisticContainer

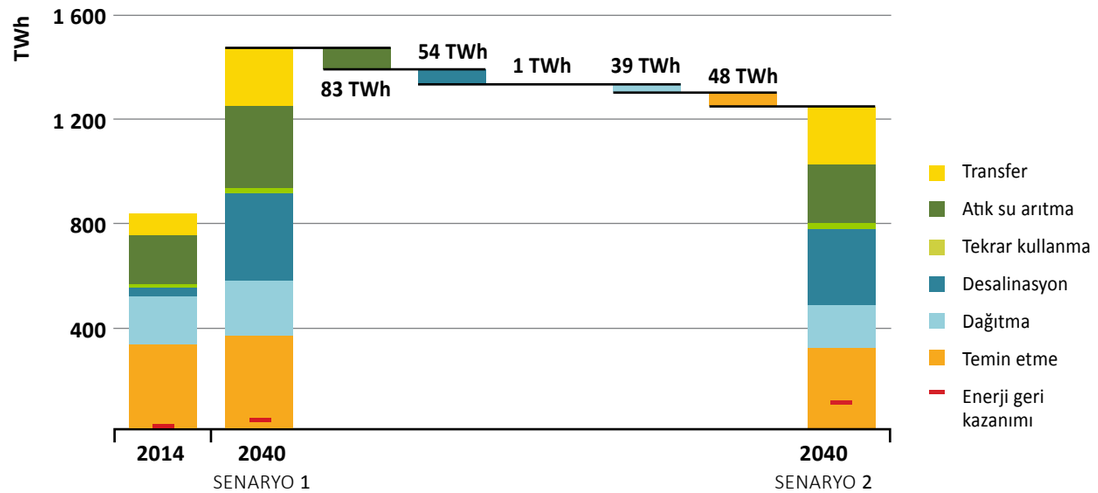
Su kaynaklı enerji tüketimi açısından değerlendirildiğinde, evlere su sağlamak için kullanılan tesisatlar önemli bir paya sahiptir. Su tesisatları genellikle şehir içi/belediye dağıtım şebekesine bağlıdır ve farklı giriş boruları, çeşitli sayaçlar, dahili boru şebekesi, genellikle bir pompa ünitesi ve su deposu içeren bir basınçlandırma sistemi tesisatın diğer bileşenleridir. Pompa ünitesi, çalışması için elektriğe ihtiyaç duyan bir veya birden fazla pompayı seri veya paralel kullanarak bina içindeki tüm kullanım noktalarına yeterli basıncı sağlamaktadır. Bu basınç binaların yüksekliği büyüdükçe artmakta ve daha fazla enerji tüketimine sebep olmaktadır. Binaların yüksekliğini şehrin her bölgesindeki ana su şebekesinin basıncına göre sınırlayacak akıllı bir şehir planlaması, binalarda su pompalamak için tüketilen enerjiyi en aza indirebilmektedir.[16] Şebekenin herhangi bir noktasındaki su tüketimi, sadece pompalama açısından değil esasında ana kaynaktan su temini ve nihayetinde atık su bertarafı için de enerji gerektirdiğinden, su tüketimi azaldıkça enerji ihtiyacı da azalmaktadır.[17] Su yönetiminde enerji verimliliğinden bahsedildiğinde suyun nakli/dağıtımı, atık su arıtma ve tuzlu suyun arıtılması dahil olmak üzere birçok su prosesi de değerlendirilmelidir. Artan su talebiyle birlikte artan enerji ihtiyacı, su yönetiminde enerji verimliliği çalışmalarını daha da önemli hale getirmiştir. Enerji verimliliği uygulamalarına su ve atık su tesisleri dahil edildiğinde, kısa sürede değişen geri ödeme süreleri ile belediyelerin önemli tasarruflar sağlaması mümkündür. Su sektöründe enerji verimliliği için belirlenen önlemler Tablo 1.2'de yer almaktadır.

Tablo 1.2: Su Yönetiminde Enerji Verimliliği[18]

Uygulama Noktaları	Açıklama
Pompa ve pompa sistemleri	- Verimsiz pompaları değiştirmek - Değişken frekanslı güç sürücüleri kullanmak - Pompalama yerine cazibeli sistemleri kullanmak - Pompalama sistemini optimize etmek - Bakımı iyileştirmek
Su kaybı yönetimi teknolojileri	- Sızıntıyı azaltmak - Basınç yöntemini kullanmak
Atık su arıtma	- Anaerobik arıtma ve havalandırma ekipmanının verimliliğini artırmak - Verimli aktif çamur proseslerini kullanmak - Yeniden kullanım ve geri dönüşüm ile atık suyu azaltmak
Tüketiciler	- Su tüketimini azaltmak
Yeni teknolojiler	- Denetleyici kontrol ve veri toplama (SCADA) yazılımını kullanmak - Akıllı pompalar kullanmak

[16] Barberán, R., Colás, D., & Ege, P. (2019). Water Supply and Energy in Residential Buildings: Potential Savings and Financial Profitability. Sustainability. doi:10.3390/su11010295
[17] McMahon, J. E., Whitehead, C. D., & Biermayer, P. (2006). Saving Water Saves Energy. https://www.osti.gov/servlets/purl/927020
[18] Limaye, D., & Welsien, K. (2019). Mainstreaming Energy Efficiency Investments in Urban Water and Wastewater Utilities Guidance Note. Dünya Bankası. https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31927

Uluslararası Enerji Ajansı'nın suyla ilgili alanlar itibarıyla enerji tüketimine ve 2040 yılı için yeni politika senaryolarına yönelik tahminleri Şekil 1.4'te verilmiştir. Grafikte iki senaryo incelenmiştir. Senaryo 1, yeni politikalarla birlikte değişen enerji fiyatlarının etkisini ve mevcut politikaların ve benimsenmiş ancak henüz uygulanmamış olan politikaların etkisini kapsamaktadır. Ayrıca, bu senaryoda enerji verimliliği ve atık sudan enerji geri kazanımı için tam potansiyelden yararlanılmamaktadır. Senaryo 2'de ise ortalama küresel sıcaklık artışı 2100 yılına kadar 2°C ile sınırlı olup, ekonomik olarak uygulanabilir enerji verimliliği potansiyelinden tam olarak yararlanılmaktadır. Su yönetiminde en çok enerji gerektiren alanlar su temini ve atık su arıtma uygulamalarıdır. Geniş kapsamlı enerji verimliliği önlemlerinin uygulanması, operasyonel iyileştirmeler ve kanalizasyon sistemlerine yağmur ve yeraltı suyu sızmasının azaltılması sonucunda, Senaryo 2'deki atık su arıtımı kapsamında projekte edilen küresel elektrik tüketimi, Senaryo 1'den yaklaşık %25 daha düşük olmaktadır. Enerji yoğun olarak değerlendirilen biyolojik arıtma aşamasında büyük enerji tasarruf potansiyeli mevcuttur; daha iyi proses kontrolü, daha verimli kompresörlerin kullanılması, enerji tasarrufu sağlayan havalandırma seçeneklerinin değerlendirilmesi ile birlikte biyolojik arıtmadaki enerji tüketimi %50'ye kadar azaltılabilmektedir. Ayrıca atık su, anaerobik arıtma için gereken enerjiyi sağlamanın yanı sıra daha fazla enerji üretme potansiyeline de sahiptir. Küresel olarak desalinasyon (tuzlu su arıtma) için gerekli olan elektrik, yenilenebilir kaynaklara dayalı termal desalinasyon teknolojilerine geçilerek azaltılabilir. Tatlı su dağıtımı ve suyun temin edilmesi aşamalarında da enerji tasarrufu potansiyeli mevcuttur. Daha verimli ve doğru boyutta pompalar, değişken hızlı su hareketi ve kestirimci bakımın kullanılması sayesinde Senaryo 1'e göre 2040 yılında su çıkarma ve tatlı su dağıtımı için elektrik ihtiyacının %15 oranında azaltılabileceği öngörülmektedir.[19]



Şekil 1.4: Proseslere Göre Su Sektöründe Elektrik Tasarrufu[19]

[19] Uluslararası Enerji Ajansı (2016). Water Energy Nexus.

Ekonomik büyüme ve sosyal kalkınmanın sürdürülebilirliği için su ve enerji önemli kaynaklar arasında yer almaktadır. Özellikle su kıtlığı yaşayan ülkelerde enerji talebi artarken, su kaynakları üzerinde de ek baskı oluşabilir ve enerji sektörü de azalan su miktarından olumsuz etkilenebilir.[20] Diğer yandan, su ve atık su tesislerinde enerji verimliliğinin iyileştirilmesi, daha düşük enerji maliyetlerine ve gelecekteki vergi artışlarına karşı kırılganlığın azaltılmasına yardımcı olmaktadır. Azalan enerji maliyetiyle birlikte azalan işletme maliyetleri, daha yüksek net marjlara yol açarken optimize edilmiş boru basıncı gibi bazı enerji verimliliği uygulamaları su kaybının önlenmesine, yeni güç kaynağı yatırımlarının düşürülmesine, bölgesel ve küresel olumsuz çevresel etkilerin azaltılmasına destek sunmaktadır.[21]

[20] Terrapon-Pfaff, J. C., Ortiz, W., Viebahn, P., & Kynast, E. (2020). Water Demand Scenarios for Electricity Generation at the Global and Regional Levels. Water. doi:10.3390/w12092482

[21] Limaye, D., & Welsien, K. (2019). Mainstreaming Energy Efficiency Investments in Urban Water and Wastewater Utilities Guidance Note. Dünya Bankası. https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31927

1.4. Atık Yönetimi

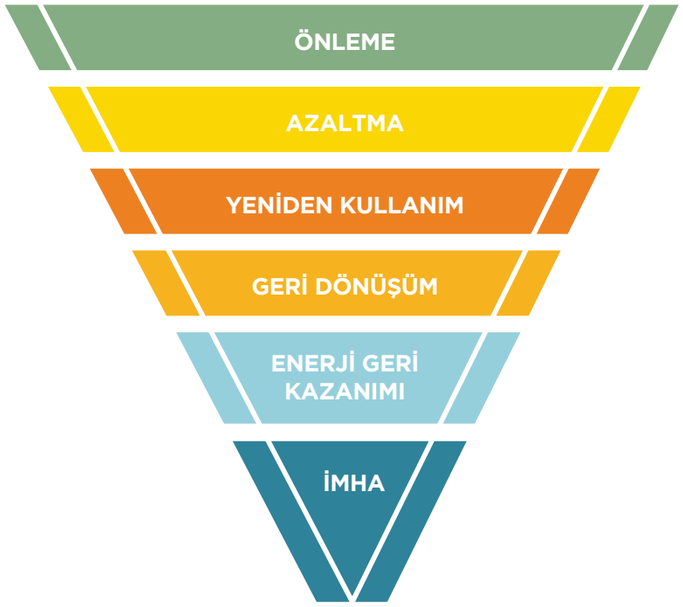
Her anlamda küreselleşen dünyada kentleşme, sanayileşme ve nüfus artışına bağlı olarak değişen üretim ve tüketim alışkanlıklarıyla birlikte kaynaklar daha çok ve bilinçsizce tüketilmekte ve bunun sonucunda atık miktarında artış görülmektedir. Yerleşim bölgelerinde üretilen organik, kâğıt, plastik, seramik, cam ve metal atıkların içinde bulunduğu toplam kentsel katı atık miktarı dünyada 2,01 milyar ton (2018)[22] iken 2020 yılında Türkiye'de 32,3 milyon tondur.[23] Kağıt, cam, plastik, organik, ahşap, plastik, elektronik, metal, pil, akü gibi çok sayıda çeşidi bulunan ve hem çevre hem de insan sağlığına olan etkilerine göre tehlikeli ve tehlikesiz olarak birbirinden ayrılan atıkların -özellikleri ne olursa olsun- hiçbir ortama önlem alınmaksızın bırakılmaması gerekmektedir. Ülkemizde 2019 yılı itibarıyla atıktan kaynaklanan sera gazı emisyonları 17,2 milyon ton CO_2 olup bu değer toplam sera gazı emisyonlarının %3,4'ünü oluşturmaktadır. Atıkların geri dönüştürülmesi iklim değişikliğine neden olan sera gazı emisyonlarının azaltımı için büyük önem taşımaktadır.

Malzemelerin kullanım ömrünü tamamlamasıyla kullanıcıları için değeri kalmayan atıklar çevre ve insan sağlığı için birçok soruna yol açmaktadır. Dünyada atık toplama işlemi genellikle belediyelerin sorumluluğundadır ve Türkiye'de de belediyeler tarafından yürütülmektedir. Bazı atıklar ise belediyelerin öncülüğünde yetkilendirilmiş kuruluşlar tarafından toplanmaktadır. Atıkların uygun bir şekilde toplanmaması ve kontrollü bir şekilde depolanmaması hem hastalıkların hızla yayılmasına hem de toprak ve su kirliliğine neden olabilmektedir. Tehlikeli atıklara maruz kalınmasına bağlı olarak insanlarda sağlık sorunları ortaya çıkabilmektedir. Düzensiz depolama sahalarında oluşan çözünebilir bileşenlerin su ile birlikte süzülmesi sonucunda oluşan sızıntı suyu, etrafta bulunan su kaynaklarında ve toprakta kirlilik meydana gelmesi ve biyoçeşitliliğin zarar görmesi gibi olumsuz durumları beraberinde getirebilmektedir. Düzensiz depolama sahalarında açığa çıkan ve yüksek sera gazı potansiyeli taşıyan metan gazı ise hava kirliliğine neden olmaktadır. Atıkların yakılması sonucunda açığa çıkan yanma ürünleri olumsuz çevresel etkileri olan sera gazlarıdır. İklim değişikliğini doğrudan etkileyen bu gazlar yakma tesislerinin çevresindeki yerleşim yerlerinde de toplum sağlığı açısından olumsuz etkiler doğurmaktadır. Atıkların söz konusu olumsuz etkilerini ortadan kaldırmak için atıkların uygun şekilde toplanması, taşınması ve zararsız hale getirilmesi için belirli bir prosedüre tabi tutulması gerekmektedir.

Atık yönetimi uygulaması bir prosedür çerçevesinde yapılmakta ve atık yönetimi hiyerarşisi olarak adlandırılmaktadır. Altı maddesi bulunan atık yönetimi hiyerarşisinde, asıl amaç gelecek nesillere yaşanabilir bir dünya bırakmaktır. Atık yönetiminin diğer amaçları ise; sürdürülebilir bir çevre oluşturulması, doğal kaynakların korunması, enerji verimliliğiyle mali tasarruf yapılması, kirlenme oranının azaltılması, tehlikeli atık miktarının düşürülmesidir. Atık yönetimi hiyerarşisi öncelik sırasına göre önleme, azaltma, yeniden kullanım, geri dönüşüm, enerji geri kazanımı ve imha (bertaraf) maddelerinden oluşmaktadır.

[22] Kaza, S., Yao, L. C., Bhada-Tata, P., & Van Woerden, F. (2018). What a Waste 2.0 : A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050. Washington, DC: Dünya Bankası. https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/30317

[23] TÜİK (2021). Atık İstatistikleri, 2020. https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Atik-Istatistikleri-2020-37198



Şekil 1.5: Atık Yönetimi Hiyerarşisi

Önleme: Öncelik sırasında ilk sırada yer alan önlemede amaç, atık miktarının ve dolayısıyla oluşacak tehlikenin azaltılmasıdır. Atıkları önleyerek doğal kaynakların gereksiz tüketimi minimize edilmektedir. Buna bağlı olarak sürdürülebilir çevre ve dünyanın korunması için önleme en etkili yoldur. Doğal kaynakların mümkün olabildiğince az kullanılması, atık olarak değerlendirilen ürünlerin tekrar kullanılması, ürünlerin kullanım sürelerinin uzatılması atıkları önleme metotlarından birkaçıdır.

Azaltma: Atık yönetimi hiyerarşisinde öncelik sıralamasında ikinci başlık azaltmadır. Bu başlık, ancak atık oluşumunun önlenmesinin mümkün olmadığı durumlarda tercih edilmelidir. Atık üreten endüstrilerde daha temiz teknolojiler geliştirmek ve bu temiz teknolojileri kullanarak üretilen atık miktarını minimize etmek, endüstrilerin ambalaj kullanımını en aza indirmek, ambalaj miktarını azaltmak amacı ile satın alınan malzemelerin büyük hacimlerde alınmasını sağlamak atıkları azaltma yolları arasında sayılabilmektedir.

Yeniden Kullanım: Bu başlık, üretilen atıkların mümkün olduğunca tekrar kullanılmasını kapsamaktadır. Kullanılan materyallerin temizlenerek tekrar kullanılması, satın alınan maddelerin plastik kaplarının ihtiyaca göre kullanılması atıkların yeniden kullanılmasına örnektir.

Geri Dönüşüm: Üçüncü başlık, geri dönüşümü mümkün olan atıkların kaynağında ayrı toplanarak tekrar hammadde haline getirilmesidir. Bu şekilde kullanılmış maddelerden hammadde üretilmekte ve yeniden ürün üretimi gerçekleşmektedir. Geri dönüştürülen ürünler sayesinde sera gazı ve atık su oluşumu azaltılmakta, enerji tasarrufu sağlanmakta, istihdam yaratılmakta ve temiz teknolojiler geliştirilmektedir. Bunlara bağlı olarak ise atık depolama ve yakma tesislerine olan ihtiyaç azalmaktadır. Geri dönüşüm sisteminin en büyük sorunu atıkların ayrıştırılmadan toplanmasıdır. Atık türleri farklı saklama koşullarına sahip olduğu için atıklar ayrı ayrı toplanmalı ve saklanmalıdır. Atık geri dönüşümünün verimliliğinin artırılması için atıkların birbirleri ile karışması engellenmelidir. Bu sebeple, insanların geri dönüşüm konusunda bilinçlendirilmesi, her bireyin atıklarını farklı kutularda biriktirmesi ve farklı kutularda toplama sisteminin yaygınlaştırılması önem taşımaktadır. Ayrıştırılmayan ürünler ise toplandıktan sonra elle ya da mekanik ayıklama işlemi ile ayrılmaktadır. Mekanik ayıklama işleminde cihazlar yardımı ile kodlanmış maddeler fiziksel yapılarına göre ayıklamaya tabi tutulmaktadır.

Enerji Geri Kazanımı: Enerji geri kazanımı; geri dönüştürülmesi mümkün olmayan atıklardan anaerobik (oksijensiz) çürütme, yakma, piroliz, gazlaştırma ve düzenli depolama sahası yöntemleri ile gaz elde edilmesidir. Elde edilen gaz yakıt olarak kullanılabilmekte ya da çeşitli işlemler sonucunda elektrik ve ısı elde edilebilmektedir. Yakma prosesinde yakıt içerisindeki kimyasal enerji oksijen varlığında ısı ve elektrik enerjisine çevrilmektedir. Yüksek yatırım maliyeti, atmosfere salınan CO_2'nin fazla olması, büyük miktarda karbon ayak izi ve kül oluşumu, baca gazı arıtma maliyetinin yüksek olması sebebiyle dezavantajları bulunduğundan, yakma yöntemi ne çevre dostu ne de gerçek anlamıyla sürdürülebilir bir seçenektir. Bir diğer enerji geri kazanımı yöntemi olan piroliz, organik maddelerin oksijensiz ortamda ısıtılmasıyla başlıca bileşenleri CO ve metan gazı olan katı, sıvı ve gaz formunda ürünlerin oluştuğu prosestir. Oluşan ürünler motor ve türbinlerden geçirilerek ısı ve elektrik enerjisi üretilmektedir. Bir diğer enerji geri kazanım yöntemi olan gazlaştırma yanma için gerekli oksijen miktarının %20-30 altında oksijen varlığında, yüksek sıcaklıkta gazlaştırıcı adı verilen reaktörlerde gerçekleşen prosestir. Proses sonucunda yüksek oranda CO ve H_2, düşük oranda ise CO_2 ve metan içeren sentez gazı, ısı ve elektrik enerjisi üretiminde kullanılmaktadır. Anaerobik çürütme ise organik atıkların oksijensiz ortamda mikroorganizmalar tarafından çürütülmesi işlemidir. Bu proses sayesinde yüksek miktarda metan gazı ve karbondioksit gazı içeren biyogaz elde edilmektedir. Elde edilen biyogaz, gaz motorları vasıtasıyla elektrik enerjisine çevrilmektedir. Proses sonrasında biyogazın haricinde yüksek kalitede kompost elde edilmektedir. Düzenli depolama sahalarında enerji geri kazanımı için, katı atık sızıntı sularının ve depo gazının olumsuz etkilerinin kontrol altına alınacağı bir sızdırmazlık ve gaz kontrolü bulunmaktadır. Oksijensiz ortamda meydana gelen deponi gazı elektrik üretimi amacıyla kullanılmaktadır.

Bertaraf: Atık yönetimi hiyerarşisinde en son olarak tercih edilmesi gereken seçenek bertaraftır. Çeşitli yöntemleri olmakla birlikte en iyi bertaraf şekli düzenli atık depolama sahalarıdır. Dikkatli bir şekilde tatbik edilmediğinde çevreye olumsuz etkileri olan bertaraf seçeneği, ilgili yasal düzenlemenin çerçevesini çizdiği şekilde uygulanmalıdır.

Atık yönetimi uygun yürütülmediği takdirde, ekolojik ve fizyolojik sorunlar meydana gelebilmektedir. Artan tüketim miktarı ile birlikte artan atık miktarının yol açtığı çevresel, ekonomik ve sosyal sorunları ortadan kaldırmanın tek çözüm yolu atık yönetiminin en iyi şekilde yapılmasıdır. Bu amaçla yukarıda başlıkları açıklanan atık yönetimi hiyerarşisinin uygulanması büyük önem taşımaktadır.

2000'li yılların ortalarında Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı'nın AB atık mevzuatına uyum sürecinde atık yönetimi konusunda mevzuat düzenleme çalışmaları hızlanmış ve birçok atık türünün yönetimi için yönetmelikler, tebliğler ve genelgeler yayınlanmıştır. Atık yönetimi konusunda yayınlanan yeni mevzuatın atık üreticilerine ve atık yönetim şirketlerine getirdiği yükümlülükler entegre atık yönetim kavramını gündeme taşımıştır. Geçmişte çoğu zaman "çöp" olarak adlandırılan atıklar, günümüzde bir değer olarak görülmekte ve buna göre işlenmektedir.[24]

[24] Ercan, F. (2019). Atık Yönetimi Mevzuatı. http://www.pagcev.org/upload/files/Funda%20Ercan%20Atik%20Yonetimi%20Mevzuati.pdf

Döngüsel Ekonomi: Çevre kirliliğinin artması ve dünyanın iklim krizi ile karşı karşıya gelmesiyle birlikte döngüsel ekonomi kavramı ortaya çıkmıştır. Eski "al-kullan-at" modelini değiştiren döngüsel ekonomi, kullanım sonrasında atılan maddelerin yeniden değerlendirilmesi konusunu ele almaktadır. Döngüsel ekonomi modelinde, üretim sisteminde oluşan atıklar tekrar değerlendirilmekte ve bu sayede hammadde maliyeti minimize edilerek kaynak verimliliği en üst düzeyde tutulmaktadır. Sürdürülebilirlik anlayışının öne çıkması ile doğrusal ekonomi yaklaşımı yerini döngüsel ekonomiye bırakmaktadır.

Şekil 1.6: Döngüsel Ekonomi Modeli[25]

Sıfır Atık: Sıfır atık; israfın önlenmesini, hammadde ve doğal kaynakların etkin bir şekilde yönetilmesini, oluşan atık miktarının azaltılmasını, atık yönetimi süreçlerinde çevre ve insan sağlığının korunmasını kapsayan atık önleme yaklaşımı olarak tanımlanan bir hedeftir. Türkiye'de Sıfır Atık yaklaşımının ilk adımları 2017 yılında Sıfır Atık Projesi ile atılmıştır. Ocak 2019'dan itibaren plastik poşetler ücretlendirilmiştir. Haziran 2019'da denizlerdeki kirliliği önlemek amacıyla Sıfır Atık Mavi Projesi başlatılmıştır. 12 Temmuz 2019'a gelindiğinde ise Sıfır Atık Yönetmeliği yayımlanmıştır.[26] Sıfır Atık Yönetmeliği kapsamında, mahalli idareler ve bina/yerleşkeler için Sıfır Atık'ın uygulanması, yönetmelikte belirlenen tarihler göz önünde bulundurularak kademeli olarak gerçekleşmektedir. Bina ve yerleşkelerde bu sistemin kurulması ile insanların atıklarını ayrı olarak biriktirmesi sağlanacak, atık oluşumu yetkili birimlerce kayıt altına alınacak, toplanan atıkların ilgili tesislere (geri dönüşüm, geri kazanım veya lisanslı bertaraf tesisleri) iletilmesiyle atıklar döngüsel ekonominin bir parçası haline getirilecektir.

[25] Hedefler İçin İş Dünyası Platformu, DCube Döngüsel Ekonomi Kooperatifi (2020). İşletmeler İçin Döngüsel Ekonomi Rehberi. https://business4goals.org/PDF/Dongusel_Ekonomi_Rehberi.pdf

[26] T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı (2019). Sıfır Atık Yönetmeliği. T.C. Resmî Gazete. Sayı: 30829, 12.07.2019. https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo= 32659&MevzuatTur=7&MevzuatTertip=5

1.5. İklim Değişikliği ve Küresel Isınma

Dünyanın iklimi tarih boyunca değişmiştir. Yaklaşık 11.700 yıl önce aniden sona eren buzul çağı modern iklim çağının ve insan uygarlığının başlangıcını işaret etmektedir. Tarih boyunca yaşanan iklim değişikliklerinin çoğu, gezegenimizin aldığı güneş enerjisi miktarını değiştiren Dünya'nın yörüngesindeki çok küçük değişikliklere bağlanabilmektedir. Yeryüzünde halihazırda izlenen ısınma oldukça önemli bir sorundur ve bunun büyük oranda insan faaliyetlerinin sonucu olarak gerçekleştiği yönünde bilim çevrelerinde bir mutabakat sağlanmış durumdadır. İnsan faaliyetleri, atmosferdeki CO_2 konsantrasyonlarını sanayileşme öncesi (ülkelerin coğrafi durumları ve teknik altyapılarına bağlı olarak değişmekle birlikte kabaca 1750-1850 arası dönem) dönemdeki değerlerin oldukça üzerine çıkarmıştır. Öyle ki 1750'de 280 ppm olan atmosferik CO_2 konsantrasyonu 2020'lerde 420 ppm'ye yaklaşmıştır. Atmosferdeki sera gazlarının olağan dışı artışı kürenin sürekli biçimde ısınmasına yol açmaktadır. Yeryüzünün olağan döngülerin dışında ve artan oranda ısınması, beraberinde iklim değişikliği sorununu getirmektedir. Boyutları ve uzun vadeli sonuçları göz önünde bulundurulduğunda, iklim değişikliği insanlığın karşı karşıya kaldığı en büyük küresel sorunlardan birisidir. İklim değişikliği ekolojik dengenin bozulmasına neden olmakta ve tüm canlıların hayatını riske atmaktadır.

1.5.1. Küresel Isınma Nedir?

Güneş, Dünya'ya çok kısa dalga boylarında ışın yaymaktadır. Dünya atmosferine ulaşan güneş enerjisinin kabaca üçte biri doğrudan uzaya geri yansımakta, kalan üçte ikisi ise yüzey tarafından ve daha az ölçüde atmosfer tarafından emilmektedir. Emilen enerjiyi dengelemek için, Dünya'nın ortalama olarak aynı miktarda enerjiyi uzaya geri yayması gerekmektedir. Güneş'ten çok daha soğuk olan Dünya, öncelikle spektrumun kızılötesi kısmında çok daha uzun dalga boylarında ışıma yapmaktadır. Kara ve okyanus tarafından yayılan bu termal radyasyonun bir kısmı, bulutlar da dahil olmak üzere atmosfer tarafından emilmekte ve tekrar Dünya'ya geri gönderilmektedir. Atmosferde tutulan ya da Dünya'ya gönderilen ışınım miktarının doğal denge durumundan farklı biçimde artmasına sera etkisi denilmektedir. Sera etkisi, atmosferin yeryüzünün üstünde bir sera örtüsü gibi işlev görmesini ve böylece yeryüzünün sıcaklığının olağanın dışında artmasını ifade eden bir kavramdır. Atmosferde sera etkisi yapan gaz birikimleri vardır ve bunlara sera gazları denilmektedir. Su buharı en önemli, karbondioksit (CO_2) ise ikinci en önemli sera gazıdır. Sera gazlarının bazıları doğal olarak oluşabileceği gibi bazıları da tamamen insan faaliyetleri sonucu meydana gelmektedir. Sanayileşme öncesi dönemde de var olan, yani insan faaliyeti kaynaklı olduğu kadar doğal yollarla da oluşan sera gazları; su buharı (H_2O), karbon dioksit (CO_2), ozon (O_3), metan (CH_4), nitröz oksit (N_2O)'tir. Antropojenik, yani tamamen insan faaliyetleri sonucu oluşan sera gazları ise; kloroflorokarbonlar (CFC'ler), hidroflorokarbonlar (HFC'ler), kükürt heksaflorür (SF_6) ve perflorokarbonlardır (PFC'ler). Bununla birlikte, sanayileşmeyle ve yakma sistemlerinin yaygınlaşmasıyla birlikte ilk gruptaki sera gazlarının insan faaliyetleri sonucu oluşumunda büyük bir artış yaşanmıştır. Bu dönemde artık insan faaliyetlerinin atmosfere olan etkisinin doğal yutak alanlarıyla dengelenemez biçimde artması söz konusu olmuştur. Tabii olaylar (yanardağ patlaması, kendi kendine çıkan orman yangını, bataklık emisyonu vb.) sonucu değil insan faaliyetleri sonucu ortaya çıkan metan, karbon dioksit ve su buharı gibi gazların da antropojenik niteliği mevcuttur.

Sera gazlarının kaynakları değerlendirildiğinde genellikle alan ve su ısıtması, endüstriyel üretim, elektrik üretimi gibi alanlarda kullanılan fosil yakıtlar CO_2; bataklıklar, çöp yığınları, hayvancılık ve pirinç tarlaları CH_4; egzoz gazları, azotlu gübreler N2O; yarı iletken endüstrisi SF6; buzdolapları, itici gazlar, klimalar ise CFC, HFC ve PFC gazlarının oluşumuna sebebiyet vermektedir. Sera gazlarındaki artış günümüzdeki küresel ısınma ve iklim değişikliği sorununu ortaya çıkarmıştır.

19. yüzyıldan itibaren dünyanın ortalama yüzey sıcaklığı 1,18 °C artmıştır. Bu ısınma sürecinde başta Grönland, Antarktika, Alpler, Himalayalar, And Dağları, Alaska ve Afrika olmak üzere dünyanın her yerinde buzullar geri çekilmektedir. Uydu görüntüleri Kuzey Yarımküre'deki kar örtüsünün son 50 yılda azaldığını göstermektedir. Sıcaklık artışı her bölgede farklı hızda gerçekleşmekle birlikte, okyanuslara kıyasla karasal alanlarda daha fazla hissedilmektedir. Dolayısıyla, buzulların erimesi tropikal ada ülkeleri ve denize kıyısı olan ülkelerin sular altında kalma olasılığını yaratırken, karasal bölgelerde sellerle kendini gösterebilmektedir.

Dünyanın oksijen kaynağı olan okyanuslar ve ormanlarda meydana gelen ekolojik dengesizlik ise insanlığın ve ekosistemin hayatta kalabilmesi için bir an önce önlem alınması gereken bir başka konudur. Dünyadaki su kaynakları mevcut hidrolojik döngü ile birlikte sabit kalarak süregelmiş, ancak iklim değişikliği nedeniyle su kaynakları da risk altına girmiştir. İklim değişikliğinin etkisiyle küresel deniz seviyesi son yüzyıl içerisinde 20 cm yükselmiş olup son 20 yıllık yükseliş geçmiş yüzyılın iki katıdır. İlave olarak Sanayi Devrimi sonrasında okyanusların asiditesi yaklaşık %30 civarında artmış, Kutup Denizi'nin kalınlığı ve genişliği ise geçtiğimiz birkaç on yılda azalmıştır. Bu dengesizlik dünya genelinde doğa olaylarının sayısını artırmaktadır. Sıcaklıklardaki bu artışa bağlı olarak, şiddetli hava olayları, su döngünün değişmesi ile deniz seviyesinin yükselmesi, salgın hastalıkların artması, su stresi, kuraklık, tarımdaki verimin azalması ve hatta yok olması önlem alınmaz ise kısa vadede insanlığı bekleyen risklerdir. Su, enerji, tarım ve iklim arasında derin ve iç içe geçmiş bir ilişki vardır. Su, gıda ve enerji sistemlerindeki güvenliği tehdit eden iklim krizi, herhangi bir kaynakta yaşanan sorun zincirin diğer halkalarında da bozulmaya neden olma potansiyeline sahiptir (yağışların azalması sonucu hidroelektrik enerji üreten barajlardaki enerji arzının tehlikeye girmesi ya da yağış azlığı nedeniyle oluşan verimsiz toprakların gıda arzını tehlikeye sokması gibi).

Dünya Ekonomik Forumu (World Economic Forum - WEF) tarafından bu sene 17.si yayımlanan "Küresel Riskler Raporu", tüm liderleri üç aylık raporlama döngüsünün dışında düşünmeye, riskleri yöneten ve gelecek yıllar için gündemi şekillendiren politikalar oluşturmaya teşvik etmektedir.[27] Rapor kapsamında düzenlenen küresel algı araştırmasında 10 sene içerisinde gezegeni bekleyen riskler; iklim eylemsizliği, aşırı hava koşulları, biyoçeşitlilik kaybı, sosyal uyumda yaşanan erozyon, yaşam için gerekli koşulları elde etmeye yönelik krizler, bulaşıcı hastalıklar, insan kaynaklı çevresel felaketler, doğal kaynak krizleri, borç krizleri, jeo-ekonomik zorluklardır. Risklerden anlaşılacağı üzere, iklim kriziyle mücadelede uluslararası topluma son derece büyük bir sorumluluk düşmektedir.

[27] Dünya Ekonomik Forumu (2022). The Global Risks Report 2022. https://www3.weforum.org/docs/WEF_The_Global_Risks_Report_2022.pdf

1.5.2. İklim Kriziyle Mücadelede Küresel Gelişmeler

Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli (Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC) iklim değişikliği ile ilgili değerlendirmeleri yapan kuruluşların başında gelmektedir. IPCC siyasi liderlere iklim değişikliği, etkileri ve riskleri ile ilgili periyodik bilimsel değerlendirmeler sunmak, iklim değişikliğine uyum ve olumsuz etkilerin azaltılmasına yönelik stratejileri belirlemek amacıyla 1988 yılında BM Çevre Programı (United Nations Environmental Programme - UNEP) ve Dünya Meteoroloji Örgütü (World Meteorological Organization - WMO) tarafından ortaklaşa kurulan bir organdır. IPCC'nin kuruluşu aynı yıl BM Genel Kurulu tarafından da onaylanmıştır. IPCC'ye üye 195 ülke bulunmaktadır. IPCC, tüm dünyada iklim değişikliği ile ilgili yayınlanan bilimsel, teknik ve sosyo-ekonomik verilere dayanarak iklim değişikliğinin bilimsel yönünü ortaya koyan değerlendirmeler yapmakta ve bu analizlerini değerlendirme raporlarında sunmaktadır. 6. değerlendirme raporunun birinci bölümü (fiziksel bilim temeli) 2021 yılının üçüncü çeyreğinde, ikinci bölümü (iklim etkileri) 2022 yılının ilk çeyreğinde yayımlanmıştır.

Paris Anlaşması: 2020 sonrası iklim değişikliği rejiminin çerçevesini oluşturan Paris Anlaşması, 2015 yılında Paris'te düzenlenen 21. Taraflar Konferansı'nda kabul edilmiştir. Küresel emisyonların %55'ine eşdeğer salım gerçekleştiren 55 ülke tarafından onaylanması koşulunun karşılanması sonucunda Paris Anlaşması, 4 Kasım 2016 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Paris Anlaşması'nın temel hedefi, küresel ısınmanın 2°C altında tutulması ve mümkün olduğunca 1,5°C ile sınırlandırılmasıdır. Anlaşmayı imzalayan 196 ülke bulunmakla birlikte, anlaşmayı imzalayan ancak onaylamayan 4 ülke (Eritre, İran, Libya, Yemen) vardır. 6 Ekim 2021 tarihinde "Paris Anlaşmasının Onaylanmasının Uygun Bulunduğuna Dair Kanun Teklifi" TBMM Genel Kurulu'nda oy birliğiyle kabul edilmiştir. Resmî Gazete'de yayımlanan Cumhurbaşkanı Kararı (7/10/2021 tarih ve 4618 sayılı) ile Paris Anlaşması'nın yürürlük tarihi 10 Kasım 2021 olarak belirlenmiş ve ülkemiz ilgili tarihte Anlaşmaya taraf olmuştur.

Avrupa Yeşil Mutabakatı (AYM): 19 Kasım 2019 tarihinde AB, iklim değişikliği bağlamındaki hassasiyetini bir basamak ileri taşıyarak çevre ve sürdürülebilirlik konularında somut ve ilgili tüm taraflar açısından bağlayıcı bir rota izleyeceğini açıklamış, söz konusu yaklaşımın açık taahhüdü niteliğinde bir inisiyatifler paketi olan Avrupa Yeşil Mutabakatı'nı (AYM) kamuoyuna duyurmuştur. Bu Mutabakat, Avrupa Birliği'nin yeni sanayi politikasının ve ekonomik büyüme stratejisinin çerçevesini çizen bir dokümandır. "Yeşil Dönüşüm Stratejisi" olarak da adlandırılan ve Avrupa'nın yeni büyüme stratejisi olarak açıklanan AYM;[28] Avrupa kıtasının 2050'de iklim nötr olmasını, Birlik içinde sanayi ve istihdamın korunmasını ve küresel sera gazı salımının azaltılmasında Avrupa Birliği'nin etkili bir oyuncu hale gelmesini hedeflemektedir. Bu kapsamda atılacak adımlar; 2050 iklim hedefini yükseltmeyi, temiz, ulaşılabilir ve güvenilir enerji sağlamayı, temiz ve döngüsel ekonomi için sanayiyi mobilize etmeyi, enerji ve kaynak verimli inşaat ve renovasyonu gerçekleştirmeyi, "Tarladan Sofraya" mottosu altında adil, sağlıklı ve çevre dostu gıda sistemleri geliştirmeyi, ekosistemleri ve biyoçeşitliliği korumayı ve yenilemeyi, temiz çevre için sıfır kirlilik hedefine yönelmeyi ve sürdürülebilir ve akıllı ulaşıma geçişi hızlandırmayı içermektedir.

AYM'nin önümüzdeki dönemde sınırda karbon düzenlemesi, üretim süreçlerinde revizyon, karbon azaltım çalışmaları, ek raporlama ve doğrulama, dış ticarette ek idari yükler, finansman süreçlerinde yeşil kriterlerin dahil edilmesi gibi ihtiyaçlara ve gelişmelere sebep olacağı öngörülmektedir.

[28] Avrupa Komisyon (2019). The European Green Deal. https://ec.Europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/European-green-deal_en

1.5.3. Türkiye'deki Gelişmeler

Türkiye'de iklim politikaları 2000'li yıllarda gelişmeye başlamıştır. Türkiye, 2004 yılında UNFCCC'ye, ardından 2009 yılında Kyoto Protokolü'ne taraf olmuştur. Türkiye Kyoto Protokolü'ndeki sınıflandırma sebebiyle iklim politikalarında diğer OECD ülkelerinden daha geç bir takvim izlemiştir. Protokol, ülkeleri emisyonlardaki tarihsel sorumluluk ve gelişmekte olan ülkelere finansal destek sağlanmasına yönelik maddi sorumluluğa göre farklı kategorilere ayırmaktadır. Türkiye, ilk olarak hem tarihsel sorumluluğu olan Ek-1 ülkeleri arasında hem de maddi sorumluluğu olan Ek-2 ülkeleri arasında sınıflandırılmıştır. İlerleyen yıllarda Türkiye'nin özel durumu tanınmış ve Ek-2 listesinden çıkartılarak sadece Ek-1 listesinde kalmasına karar verilmiştir. Bu durumda, Türkiye Ek-1 ülkesi olmakla beraber Kyoto Protokolü altında herhangi bir emisyon azaltım taahhüdüne tabi olmamıştır.

2010 yılında yayınlanan 2010-2023 Türkiye İklim Değişikliği Uyum Stratejisi ve 2011-2023 Türkiye İklim Değişikliği Eylem Planı dokümanlarında, Kyoto Protokülü'ndeki Türkiye'nin özel durumuna istinaden, ülkenin gelişmekte olan bir ülke olduğu, ekonomik ve demografik gelişimi göz önünde bulundurularak bir referans yıla oranla sera gazı salımlarını azaltmasını taahhüt etmesinin beklenmemesi gerektiği belirtilmiştir. Ayrıca bu dokümanlarda, düşük karbonlu kalkınma planını geliştirmek üzere maliyet çalışmaları, etki analizlerinin yapılması gibi hedefler bulunmaktadır. Karbon piyasalarına yönelik çalışmaların yapılması, emisyon ticaret sisteminin kurulması için altyapı çalışmalarının başlatılması da söz konusu eylem planı içerisinde yer almaktadır.

Türkiye'de iklim politikalarını destekleyici nitelikte olan, enerji sektörüne yönelik mevzuat altyapısı ve politikalar da 2000'li yılların başından itibaren geliştirilmeye başlanmış, bu çerçevede yenilenebilir enerji kaynaklarının desteklenmesi ve geliştirilmesine yönelik Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun 2005 yılında kabul edilmiştir. Dünyanın belli coğrafyalarında olduğu gibi Türkiye'de de iklim değişikliği politikaları ile paralel olarak hem kurulu güçte hem de üretimdeki yenilenebilir enerji kaynaklarının payı süreç içinde artmaya başlamıştır. Bunları takiben, enerji verimliliğinin bir politika ekseni olarak güçlendirilmesi için 2007 yılında Enerji Verimliliği Kanunu yürürlüğe girmiştir. 2012 yılında Ulusal Enerji Verimliliği Strateji Belgesi açıklanmış, Türkiye'nin 2017-2023 döneminde enerji verimliliği için atacağı adımları belirleyen 1. Ulusal Enerji Verimliliği Eylem Planı 2 Ocak 2018 tarihinde yayınlanmıştır.

Türkiye'de 2005 yılından itibaren gönüllü karbon piyasasına kapsamında karbon ticareti faaliyetleri gerçekleştirilmekle birlikte, 2014 yılında doğrudan iklim değişikliği konulu regülasyon olan Sera Gazı Emisyonlarının Takibi Hakkında Yönetmelik, takip eden yıllarda ise yönetmeliğe ait tebliğler yayınlanmıştır. Bu yönetmeliğin ilerleyen dönemde emisyon tahsisatları için temel oluşturması hedeflenmektedir. Türkiye'de mevcut durumda herhangi bir emisyon ticaret sistemi (ETS) veya karbon vergisi uygulaması bulunmamaktadır. Ancak gerek Türkiye'nin Paris Anlaşması'nı onaylamış olması gerekse AYM kapsamında maruz kalınacak sınırda karbon yükümlülükleri nedeniyle yakın zamanda bu konuların bir çerçeveye bağlanacağı öngörülmektedir. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı tarafından Şubat 2022'de düzenlenen İklim Şurası, bu yönde atılacak adımlar için bir altlık oluşturmuştur.

Türkiye'de üst sınır emisyon prensibine dayalı, sera gazı emisyon tahsisatlarının alınıp satılması suretiyle işleyecek bir ETS kurulması planlanmaktadır. ETS sistem kurulumuna hazırlık kapsamında, Türkiye Dünya Bankası'nın iklim değişikliği ile mücadele çerçevesinde gelişmekte olan ülkelerin sera gazı emisyonlarını azaltmasına destek olmak amacıyla başlattığı 2011 yılında Karbon Piyasalarına Hazırlık Ortaklığı Programı'na (PMR - Partnership for Market Readiness) 2013'te dahil olmuştur. İlk fazı 2018 sonunda biten ve ikinci fazı resmî olarak Şubat 2019'da başlayan proje dahilinde; emisyon sınırının tanımlanması ve ulusal tahsis planının hazırlanması, emisyon ticareti simülasyonunun gerçekleştirilmesi, Türkiye'de ETS pilot uygulaması için yasal ve kurumsal altyapı taslağının geliştirilmesi konulu çalışmalar yürütülmüştür. Şubat 2020'de Türkiye'de karbon fiyatlandırması iletişim stratejisinin ilk taslağı tamamlanmıştır. Kasım 2020'de ise Türkiye'de Pilot ETS Uygulamasına Yönelik Yasal ve Kurumsal Altyapının Geliştirilmesi Projesi'ndeki son ilerlemeler sunulmuştur.

Türkiye, 30 Eylül 2015 tarihinde yayınladığı Niyet Edilen Ulusal Katkı Beyanı (INDC) dokümanında referans senaryoya göre 2030 yılına kadar sera gazı emisyonlarını %21 azaltma taahhüdünde bulunmuştur. 27 Eylül 2021 tarihinde Cumhurbaşkanı tarafından açıklanan Türkiye'nin 2053'te net sıfır olması hedefine paralel olarak Türkiye Ulusal Katkı Beyanının (NDC) da güncellenmesi planlanmaktadır. Diğer yandan, AB'nin ticari ilişkisi bulunan ülkeler/bölgeler arasında ön sıralarda yer alması dolayısıyla Türkiye'de de önemli bir iç reform süreci başlamıştır. Türkiye Cumhuriyeti Yeşil Mutabakat Eylem Planı (YMEP) 16 Temmuz 2021 tarihinde yayımlanmıştır. Türkiye'deki sanayinin yeşil dönüşümü; sürdürülebilir bir büyümenin sağlanmasının yanı sıra, Türkiye'nin başta AB olmak üzere, diğer ülkelere ihracatında rekabetçiliğinin korunması ve güçlendirilmesi bakımından büyük önem taşımaktadır. Bu alanda atılacak adımlar, Türkiye'nin küresel değer zincirine entegrasyonunun geliştirilmesi ve uluslararası yatırımlardan alacağı payın artmasına yardımcı olacaktır. Bu kapsamda AYM Eylem Planı;

- Sınırda Karbon Düzenlemeleri
- Yeşil ve Döngüsel Bir Ekonomi
- Yeşil Finansman
- Temiz, Ekonomik ve Güvenli Enerji Arzı
- Sürdürülebilir Tarım
- Sürdürülebilir Akıllı Ulaşım
- İklim Değişikliği İle Mücadele
- Diplomasi
- Bilgilendirme ve Bilinçlendirme Faaliyetleri

konuları çerçevesinde oluşturulmuştur.

1.6. Çevre-Enerji İlişkisi

İnsanlık tarihinde uzun yıllar boyunca odun, rüzgâr ve su; üretim sistemlerinde, ticari faaliyetlerde ve kentleşmede bir enerji kaynağı olarak kullanılmıştır. Sanayi Devrimi'yle birlikte buhar makineleri ve içten yanmalı motorların geliştirilmesi, önce kömürün ve sonraki yıllarda petrolün en önemli enerji kaynağı olması sonucunu doğurmuştur. İkinci Dünya Savaşı sonrasında ise enerji sektörü, nükleer enerji kaynaklarının geliştirilmesi ile farklı bir boyut kazanmıştır. 1973 yılında başlayan petrol krizi ile her ne kadar alternatif enerji kaynaklarının geliştirilmesine yönelik çalışmalar yapılmaya başlansa da petrol krizinin son bulmasıyla enerji fiyatlarının düşmesi insanları yine fosil yakıt tüketmeye sevk etmiştir. Petrol krizleri sonrasında dünya, görece daha temiz olan bir başka fosil yakıtın, doğal gazın yükselişine tanıklık etmiştir. 2000'li yıllar ise hidrolik harici yenilenebilir enerji seçeneklerinin, özellikle rüzgâr ve güneş kaynaklarının hızla geliştiği yıllar olmuştur.

Enerji üretim ve tüketim miktarında meydana gelen olağanüstü artış, çevresel sorunların artmasına ve geri döndürülmesi mümkün olmayan sonuçlarla karşı karşıya kalınmasına neden olabilmektedir. Uzun yıllar boyunca fosil yakıtların çevreye verdiği zararlar sanayinin gelişmesi, refahın artması, kentleşme gibi sebeplerden dolayı göz ardı edilmiştir. Sanayi, aydınlatma, ısınma, taşımacılık gibi birçok alanda enerji tüketilirken, bu yaklaşımın önemli çevre sorunlarına yol açtığı ve sürdürülebilir gelişme açısından sorunlar doğurduğu gerçeği ancak 20. yüzyılın ortalarına gelindiğinde fark edilmiştir. Hatalı yer seçimleri, duyarsız çevre yönetimi yaklaşımları, çevresel etkileri dikkate almayan teknoloji kullanımları bu sorunların giderek artmasına sebebiyet vermiştir. Yoğunlaşan çevre sorunları, sağlık ve diğer problemleri de beraberinde getirmektedir. Son yıllarda ise bu çevresel etkiler başta hava kirliliği ve iklim değişikliği etkileri olmak üzere neredeyse tüm insanlık tarafından bilinir ve hissedilir hale gelmiştir.

Elektrik üretiminde en önemli çevre sorunları termik santrallerden kaynaklanmaktadır. Ülkemizde 1970'li yıllarda artan enerji ihtiyacını karşılamak amacıyla termik santrallere yönelim olmuştur. O yıllarda termik santrallerden kaynaklanabilecek çevre problemleri konusunda hem dünyada hem de Türkiye'de henüz yeterli bilgi birikiminin olmaması sebebiyle, olası çevre sorunları üzerine fazlaca düşünülmeden hızla termik santraller inşa edilmeye başlanmıştır. Kömür, petrol, doğal gaz gibi kaynakların kullanıldığı termik santraller hammaddenin çıkarılmasından yakıtın yanmasıyla oluşan külün depolanmasına kadar geçen süre zarfında önemli çevresel sorunlar oluşturmaktadır. Termik santrallerde yakıtın yanması sonucu oluşan başlıca kirleticiler karbondioksit (CO_2), karbon monoksit (CO), kükürt dioksit (SO_2), azot oksitler (NO_x), ozon (O_3), hidrokarbon türleri, partikül maddeler (PM) ve küldür. Bu emisyonların dağılım yüzdesi kullanılan yakıtın türüne, yakıtın bileşimine ve kullanılan yakma teknolojisine bağlı olarak değişiklik göstermektedir.

Yakıt içerisinde bulunan kükürtlü ve azotlu bileşiklerin yüksek sıcaklıkta yanmasıyla azot oksit ve kükürt dioksit oluşmaktadır. Oluşan bu bileşikler su ile bir araya geldiğinde asit yağmuru meydana gelmektedir. Bölgenin arazi yapısı ve hava koşullarına bağlı olarak etkisinin yüzlerce kilometreye yayılabildiği asit yağmurları, yeryüzüne ulaştığında toprak ve bitki yüzeylerini kaplayarak ve yeraltına sızarak toprağın ve yeraltı sularının kalitesini bozmaktadır. Termik santrallerin neden olduğu bir diğer çevresel sorun ise soğutma suyu kaynaklıdır. Termik santrallerde soğutma, temizleme gibi amaçlarla kullanılan soğutma suları deşarj edildikleri ortamın (göl, akarsu, deniz vb.) normal sıcaklık derecesini yükselterek yeni bir sıcaklık dengesi oluşturmaktadır. Bu durum, su ekosistemine zarar vererek canlıların hayatını tehlikeye sokmaktadır. Termik santrallerdeki bir diğer sorun ise küllerin açıkta depolanmalarıdır. Açıkta depolanan küller içerdikleri metaller veya diğer bileşikler sebebiyle yağmurla birleştiğinde su kaynaklarına sızmakta veya rüzgâr ile atmosferde sürüklenerek çevrenin zarar görmesine neden olmaktadır. Yakıtların yakılmasıyla meydana gelen partikül maddeler ise solunum sorunlarına yol açmaktadır.[29]

Nükleer enerji santrallerinin çevre üzerinde oluşturabileceği en büyük etki ise nükleer kaza yaşanması durumunda meydana gelecektir. Kaza sonucu oluşan yüksek miktarda radyoaktif maddeler önemli çevre ve sağlık sorunlarına sebep olacaktır. Bu itibarla, nükleer enerji santralleri güvenli bir şekilde işletilerek kaza olasılığının ortadan kaldırılması hayati önem taşımaktadır. Diğer yandan, santralde herhangi bir kaza yaşanmasa bile uranyum cevherinin temiz biçimde çıkarılması ve nakledilmesi, nükleer reaksiyondan sonra kullanılmış yakıtın işlenerek geri kazanılması ya da bertaraf edilmesi, işletme dönemi sona ermiş nükleer santrallerin sökülmesi ve radyoaktivite taşıması muhtemel bütün bileşenlerinin güvenli biçimde taşınıp depolanması gibi konular da çevre güvenliğinin başlıca meseleleri arasındadır.

Fosil kaynaklar kadar olmasa da yenilenebilir enerji tesislerinin de çevreye olumsuz yönde etki edebildiği bilinmektedir. Örneğin, barajlı ve geniş rezervuar alanına sahip hidroelektrik santraller, buharlaşmayı artırarak hava hareketlerini değiştirebilmekte ve sıcaklık, yağış, rüzgâr olaylarının farklılaşmasına yol açabilmektedir. Söz konusu etkilere bağlı olarak bitki örtüsü, tarım bitkileri, hem suda hem de karada yaşayan hayvanlar ani bir değişime uyum sağlamak zorunda kalabilmektedir. Bu duruma uyum sağlamayan canlılar ise yaşamlarını devam ettirememektedir. Buharlaşma oranının artmasıyla sudaki diğer mineral oranları artmakta ve doğal temizlenme kapasitesi düşmektedir. Su kirliliği sebebiyle meydana gelen ötrifikasyon sucul canlı yaşamını olumsuz yönde etkilemektedir.[30] İşletme sırasında hiçbir atık oluşumuna sebep olmayan güneş enerjisi santralleri (GES) parıltıya sebep olmaları ve estetik kaygısı sebebiyle görüntü kirliğine yol açabilmektedir. GES'lerin bu etki dışında en önemli etkisi kuruldukları bölgede sıcaklık ortalamasını yükselterek ısı adası etkisi oluşturmasıdır. Rüzgâr enerjisi santralleri ise görüntü ve gürültü kirliliği yaratmasının yanı sıra kanatları sebebiyle kuş ölümlerine ve kuşların göç yollarını değiştirmelerine neden olabilmektedir. Atıkların etkin yönetimini sağlayan biyokütle enerji santralleri ise gerekli önlemler alınmadığı takdirde sızıntı suyu oluşturabilmektedir. Biyokütlenin yakılması termik santrallere benzer şekilde sera gazı salımını beraberinde getirmektedir. Jeotermal enerji santrallerinde ise ortaya çıkan ve yüksek kimyasal madde içeren sıvı ve gaz atıkların re-enjeksiyon yapılmadan doğrudan toprağa, yeraltı suyuna ve akarsulara bırakılması hem tarımsal faaliyetler hem de çevre ve yerel halk üzerinde olumsuz sorunlar doğurmaktadır.[31]

Enerji üretimi ve iletimi mutlaka olumsuz çevresel etkileri olan bir süreçtir. Elektrik üretiminde sıklıkla kullanılan en çevreci kaynakların bile bazı olumsuz etkilere yol açması -yukarıda örneklendiği üzere- ihtimal dahilindedir. Elektrik değil birincil enerji kaynakları (petrol, doğal gaz, kömür, antrasit, turba vb.) açısından bakıldığında ise, çevresel etkilerin sadece yanma kaynaklı emisyonlarla sınırlı

[29] ABD Enerji Bilgi İdaresi (2021). Electricity and the environment. https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-and-the-environment.php

[30] T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı (t.y.). Hidrolik Santraller. https://webdosya.csb.gov.tr/db/ced/editordosya/H%C3%84%C2%B0DROL%C3%84%C2%B0K%20SANTRALLER.pdf

[31] Union of Concerned Scientists (2013). Environmental Impacts of Geothermal Energy. https://www.ucsusa.org/resources/environmental-impacts-geothermal-energy

olmadığı görülmektedir. Bu kaynakların çıkarılması esnasında kullanılan tekniklerin yol açtığı çevresel bozulmalar, metan emisyonu, su kaynaklarının kirlenmesi ve/veya aşırı tüketimi, nakliye esnasında meydana gelen emisyon, petrol platformlarında yaşanan sızıntılar, boru hatlarında meydana gelen patlamalar ve tanker kazaları sonucunda sucul ve karasal alanların tahribatı gibi birçok çevresel sorun mevcuttur. Bu yönüyle en temiz enerjinin hiç üretilmemiş enerji olduğunu söylemek mümkündür ki bu da aynı miktar çıktıyı/konforu sağlamak için daha az enerji tüketimi anlamına gelen enerji verimliliğinin önemini ortaya koymaktadır.

Hem bugün hem gelecek için vazgeçilmez iki hayati faktör olan enerji ve çevrenin birbiriyle ters yönde hareket etmesi, sürdürülebilir kalkınma açısından asla istenmeyen bir durumdur. O yüzden, özellikle konvansiyonel enerji üretimi için kullanılan kaynakların hiç bitmeyecekmiş gibi kullanılmasının önüne geçilmesi elzemdir. Sanayi ve binalar başta olmak üzere tüm sektör ve alanlarda enerji verimliliği uygulamalarının yaygınlaştırılması ise, çevresel etkilerin azaltılmasında merkezi öneme sahiptir.

1.7. Emisyon Hesaplama: Dönüşüm Katsayıları ve Yöntemler

Önceki bölümlerde değinildiği üzere su buharı (H2O), karbondioksit (CO_2), nitröz oksit (N_2O), metan (CH_4) ve ozon (O_3) başlıca sera gazlarıdır. CO_2, N_2O ve CH_4'ün yanı sıra kükürt heksaflorür (SF_6), hidroflorokarbonlar (HFC'ler) ve perflorokarbonlar (PFC'ler) diğer sera gazlarıdır.

Su buharı (H_2O) ve ozon (O_3) hem antropojenik hem de doğal sera gazlarıdır. Bununla birlikte çoğu zaman bu iki gazın atmosferdeki varlığında insan etkisinin payını belirlemekle ilişkili zorluklardan dolayı sera gazı hesaplamalarında dikkate alınmamaktadır.

Sera gazı emisyonları karbondioksit eşdeğeri (CO_{2e}) ile gösterilmektedir. İklim değişikliğine sebep olan sera gazlarının 100 yıllık ve 20 yıllık küresel ısınma potansiyelleri (Global Warming Potential - GWP) Tablo 1.3'te paylaşılmıştır. Genel olarak küresel ısınma potansiyeli değerleri için değerlendirme zamanı 100 yıl (GWP100) olarak kabul edilmektedir.

Tablo 1.3: Seçili Sera Gazları IPCC AR 5 - 20/100 Yıllık GWP Değerleri [32]

Sera Gazları	GWP_{20}	GWP_{100}
Karbondioksit	1	1
Metan	25	28
Nitröz oksit	298	265
Kükürt heksaflorür	22.800	23.500
CFC-11	4.750	4.660
CFC-12	10.900	10.200
CFC-13	14.400	13.900
CFC-113	6.130	5.820
CFC-114	10.000	8.590
CFC-115	7.370	7.670
HCFC-21		148
HCFC-22	1.810	1.760
HCFC-123	77	79
HCFC-124	609	527
HCFC-141b	725	782
HCFC-142b	2.310	1.980

[32] Greenhouse Gas Protocol (t. y.). Global Warming Potential Values. https://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29_1.pdf

Sera gazı emisyonlarının hesaplanabilmesi için "Faaliyet Verisi" ve "Emisyon Faktörleri"ne de ihtiyaç bulunmaktadır.

"Faaliyet Verisi" ilgili emisyon kaynağına ait tüketim verisi olarak da ifade edilmektedir. Örneğin doğal gaz kazanında yakılan doğal gaz miktarı (m^3), şebekeden satın alınan elektrik (kWh), araçlarda kullanılan yakıt miktarı (lt) vb.

Emisyon faktörleri ise, ilgili sera gazlarına ait sera gazı eşleniğini ifade etmektedir. Gerçekleştirilen faaliyet (sabit yanma, hareketli yanma, kaçak vb.) kaynaklı emisyon faktörleri IPCC kılavuzlarında yer almaktadır. Elektrik tüketimi kaynaklı sera gazı emisyonlarının hesaplanması için ise elektrik şebekesini en iyi karakterize eden güncel emisyon faktörü kullanılmalıdır. Türkiye'nin güncel elektrik şebekesi emisyon faktörü T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayınlanmıştır.[33]

Emisyon faktörleri IPCC tarafından kg/TJ cinsinden verilmektedir. Bu sebeple ilgili faaliyet verisinin TJ (terajul) cinsine birim çevriminin gerçekleştirilmesi gerekmektedir.

Sera gazı emisyonlarının sayısallaştırılabilmesi için üç ana yöntem bulunmaktadır:

a. Standart Hesaplama (emisyon faktörlerine dayalı yaklaşımlar),
b. Kütle Denge,
c. Ölçme/İzleme Sistemleri

Bu çalışma içerisinde Standart ve Kütle Denge hesaplama yöntemleriyle ilgili bilgi paylaşılmaktadır.

a. Standart Hesaplama

Standart yöntemde hesaplama iki aşamada gerçekleştirilmektedir. Birinci aşamada faaliyet verisi ilgili emisyon faktörleri ile çarpılarak sera gazı emisyonlarına dönüştürülmektedir.

$$\text{GHG Emisyonu}_{\text{(ilgili sera gazı)}} = FV * EF$$

GHG: *Sera gazı emisyonları*
FV: *Faaliyet Verisi (örn. tüketilen yakıt, malzeme girdisi, üretim, tüketilen elektrik)*
EF: *Emisyon Faktörü*

[33] T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (2021). Türkiye Ulusal Elektrik Şebekesi Emisyon Faktörü. https://enerji.gov.tr/evced-cevre-ve-iklim-turkiye-ulusal-elektrik-sebekesi-emisyon-faktoru

İkinci aşamada ise her bir sera gazının küresel ısınma potansiyeli değeri kullanılarak emisyon değerleri CO_{2e} eşdeğeri cinsine döndürülmektedir.

$$\text{GHG Emisyonu } CO_2e = \text{GHG Emisyonu}_{\text{Sera Gazı}} \times GWP_{\text{(ilgili sera gazı)}}$$

GHG Emisyonu CO_2e *: sera gazı emisyonları*
GHG Emisyonu$_{Sera\ Gazı}$ *: sera gazı emisyonları*
GWP *: Küresel Isınma Potansiyeli*

b. Kütle Dengesi Yöntemi

Kütle (veya malzeme) dengesi yaklaşımı, bir elementin proses içerisindeki kütle akışını takip etmektedir. Kimyasal elementler (örn. karbon ve oksijen) yok edilemez veya yaratılamaz yaklaşımından yola çıkarak bir elementin proses giriş ve çıkışları ve maruz kaldığı kimyasal değişimleri dikkate almaktadır.

$$\text{Girdi} = \text{Çıktı} + \text{GHG Emisyonu}$$

Girdi: *Takip edilen kimyasal element girdisi (örn: C (karbon).*
Çıktı: *Atmosfere salınmamış kimyasal element, (örn: kül içerisindeki C miktarı)*

Emisyon Hesaplama Örnekleri

- Sabit Yanma Kaynaklı Emisyonların Hesaplanması

Faaliyet yılı boyunca sabit olarak yakılan (jeneratör, kazan vb.) yakıtlar kaynaklı emisyonların hesaplanması için öncelikle faaliyet yılı boyunca sabit yanmaya konu yakıt tüketimi miktarının bulunması ve sonrasında da tüketim verisinin CO_2, CH_4 N_2O emisyon faktörleri kullanılarak CO_{2e} karşılığının bulunması gerekmektedir.

$$\text{Sabit Yanma Kaynaklı GHG Emisyonu}_{\text{(ilgili sera gazı)}} = TV_{YAKIT} * EF_{YAKIT,GHG}$$

GHG Emisyonu *: Sabit Yanma Kaynaklı sera gazı emisyonları (kg GHG)*
TV_{YAKIT} *: Tüketim Verisi (TJ)*
$EF_{YAKIT,GHG}$ *: Emisyon Faktörü (kg GHG/TJ)*

- ## Hareketli Yanma Kaynaklı Emisyonların Hesaplanması

Faaliyet yılı boyunca hareketli olarak yakılan (araba, kamyon, kamyonet, forklift vb.) yakıtlar kaynaklı emisyonların hesaplanması için öncelikle faaliyet yılı boyunca hareketli yanmaya konu yakıt tüketimi miktarının bulunması ve sonrasında da tüketim verisinin CO_2, CH_4, N_2O emisyon faktörleri kullanılarak CO_{2e} karşılığının bulunması gerekmektedir. (CH_4 ve N_2O emisyonları daha çok araçta kullanılan kontrol teknolojilere bağlı olarak ortaya çıkmaktadır.)

Hareketli Yanma Kaynaklı GHG Emisyonu $_{\text{(ilgili sera gazı)}} = TV_{YAKIT} * EF_{YAKIT,GHG}$

GHG Emisyonu : Hareketli Yanma Kaynaklı Sera Gazı Emisyonları (kg GHG)
TV_{YAKIT} : Tüketim Verisi (TJ)
$EF_{YAKIT,GHG}$: Emisyon Faktörü (kg GHG/TJ)

- ## Dolaylı Elektrik Tüketimi Kaynaklı Emisyonların Hesaplanması

Faaliyet yılı boyunca şebekeden satın alınan elektrik kaynaklı emisyonların hesaplanması için öncelikle faaliyet yılı boyunca tüketilen elektrik verisinin bulunması ve sonrasında da tüketim verisinin şebeke emisyon faktörü kullanılarak CO_2e karşılığının bulunması gerekmektedir. Elektrik tüketim verisi için aylık elektrik faturaları veya elektrik sayacı kayıtları (kWh, MWh) toplamı kullanılabilir.

Dolaylı Elektrik Tüketimi Kaynaklı GHG Emisyonu $_{\text{(ilgili sera gazı)}} = ET_{YIL} * EF_{GHG}$

GHG Emisyonu : Dolaylı Elektrik Tüketimi Kaynaklı Sera Gazı Emisyonları (kg GHG)
ET_{YIL} : Yıllık Elektrik Tüketim Verisi (kWh, MWh)
EF : Emisyon Faktörü (kg GHG/kWh)

KAYNAKÇA

ABD Enerji Bilgi İdaresi (2021). Electricity and the environment. https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-and-the-environment.php

Avrupa Komisyonu (2019). The European Green Deal. https://ec.Europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/European-green-deal_en

Barberán, R., Colás, D., & Ege, P. (2019). Water Supply and Energy in Residential Buildings: Potential Savings and Financial Profitability. Sustainability. doi:10.3390/su11010295

Birleşmiş Milletler (2002). Johannesburg Declaration on Sustainable Development. http://www.un-documents.net/jburgdec.html

Bogardi, J. J., Gupta, J., Nandalal, W. K., Salamé, L., van Nooijen, R. R., Kumar, N., . . . Kolechkina, A. G. (Dü). (2021). Handbook of Water Resources Management: Discourses, Concepts and Examples. Springer. doi:10.1007/978-3-030-60147-8

Dinçer, İ., & Rosen, M. A. (1999). Energy, environment and sustainable development. Applied Energy. doi:10.1016/S0306-2619(99)00111-7

Dorning, M., Diffendorfer, J. E., Loss, S. R., & Bagstad, K. J. (2019). Review of indicators for comparing environmental effects across energy sources. Environmental Research Letters. doi:10.1088/1748-9326/ab402d
Dünya Ekonomik Forumu (2022). The Global Risks Report 2022. https://www3.weforum.org/docs/WEF_The_Global_Risks_Report_2022.pdf

Ercan, F. (2019). Atık Yönetimi Mevzuatı. http://www.pagcev.org/upload/files/Funda%20Ercan%20Atik%20Yonetimi%20Mevzuati.pdf

Greenhouse Gas Protocol (t. y.). Global Warming Potential Values. https://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29_1.pdf

Hakyemez, C. (2019). Su:Yeni Elmas. TSKB Ekonomik Araştırmalar.

Hedefler İçin İş Dünyası Platformu, DCube Döngüsel Ekonomi Kooperatifi (2020). İşletmeler İçin Döngüsel Ekonomi Rehberi. https://business4goals.org/PDF/Dongusel_Ekonomi_Rehberi.pdf

Hlebakos, J. (2022). Challenges and impacts of energy use. Environmental Science 101. içinde LibreTexts.

Kaza, S., Yao, L. C., Bhada-Tata, P., & Van Woerden, F. (2018). What a Waste 2.0 : A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050. Washington, DC: Dünya Bankası. https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/30317

Limaye, D., & Welsien, K. (2019). Mainstreaming Energy Efficiency Investments in Urban Water and Wastewater Utilities Guidance Note. Dünya Bankası. https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31927
McMahon, J. E., Whitehead, C. D., & Biermayer, P. (2006). Saving Water Saves Energy. https://www.osti.gov/servlets/purl/927020

Northrup, J. M., & Wittemyer, G. (2013). Characterising the impacts of emerging energy development on wildlife, with an eye towards mitigation. Ecology Letters. doi:10.1111/ele.12009

Saidur, R., Rahim, N. A., Islam, M. R., & Solangi, K. H. (2011). Environmental impact of wind energy. Renewable and Sustainable Energy Reviews. doi:10.1016/j.rser.2011.02.024

Statista (2018). Distribution of energy consumption in the water sector worldwide in 2016, by use. https://www.statista.com/statistics/1013777/distribution-energy-consumption-water-sector-globally-by-use/#statisticContainer

T.C. Cumhurbaşkanlığı Strateji ve Bütçe Başkanlığı (2020). Türkiye Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları 2. Ulusal Gözden Geçirme Raporu.

T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı (2019). Sıfır Atık Yönetmeliği. T.C. Resmî Gazete. Sayı: 30829, 12.07.2019. https://www.mevzuat.gov.tr/mevzuat?MevzuatNo= 32659&MevzuatTur=7&MevzuatTertip=5

T.C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı (tarih yok). Hidrolik Santraller. https://webdosya.csb.gov.tr/db/ced/editordosya/H%C3%84%C2%B0DROL%C3%84%C2%B0K%20SANTRALLER.pdf

T.C. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (2021). Türkiye Ulusal Elektrik Şebekesi Emisyon Faktörü. https://enerji.gov.tr/evced-cevre-ve-iklim-turkiye-ulusal-elektrik-sebekesi-emisyon-faktoru

Terrapon-Pfaff, J. C., Ortiz, W., Viebahn, P., & Kynast, E. (2020). Water Demand Scenarios for Electricity Generation at the Global and Regional Levels. Water. doi:10.3390/w12092482

TÜİK (2021). Atık İstatistikleri, 2020. https://data.tuik.gov.tr/Bulten/Index?p=Atik-Istatistikleri-2020-37198

Uluslararası Enerji Ajansı (2016). Water Energy Nexus.

Uluslararası Enerji Ajansı (2021). World Energy Outlook 2021. https://iea.blob.core.windows.net/assets/4ed140c1-c3f3-4fd9-acae-789a4e14a23c/WorldEnergyOutlook2021.pdf

UNDP (2015). Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları. https://www.tr.undp.org/content/turkey/tr/home/sustainable-development-goals.html

UNESCO (2021). The United Nations World Water Development Report 2021 - Valuing Water.

Union of Concerned Scientists (2013). Environmental Impacts of Geothermal Energy. https://www.ucsusa.org/resources/environmental-impacts-geothermal-energy

1. Bölüm Çalışma Soruları

1. Aşağıdakilerden hangisi iklim değişikliğinin bir sonucudur?

A. Buz katmanlarının erimesi, buzulların küresel olarak geri çekilmesi ve okyanusların her zamankinden daha asidik hale gelmesi
B. Yüzey sıcaklıklarının her yıl artması
C. Kuraklık, sıcak hava dalgaları ve kasırgalar gibi aşırı hava koşulları
D. Küresel deniz seviyelerinin hızla yükselmesi
E. Hepsi

2. Aşağıdakilerden hangisi kömür, petrol ve doğal gazın doğrudan çevresel etkisi değildir?

A. Hava ve su kirliliği
B. Sel riski
C. Madencilik ve sondaj kaynaklı bozulma
D. Küresel ısınma

3. Aşağıdakilerden hangisi atık yönetimi hiyerarşisinde en az tercih edilen yöntemdir?

A. Azaltma
B. Geri dönüşüm
C. İmha
D. Yeniden kullanım

4. Aşağıdakilerden hangisi döngüsel ekonomi hedefleri arasında yer almaz?

A. Atıkların ekonomiye geri kazandırılması
B. Daha dayanıklı ürünlerin üretilmesi
C. Hammadde maliyetinin azaltılması
D. Kaynak verimliliğinin sağlanması

5. 17 adet aynı tipte araca sahip bir kuruluş bu araçları çalışanlarının seyahatleri için kullanmaktadır. Kuruluş yakıtı anlaşmalı olduğu akaryakıt istasyonundan satın almaktadır ve her yıl sonunda tüketim verisini temin etmektedir. İletilen veriye göre 17 araç 18.197 litre dizel yakıt tüketmiştir. Araçların yakıt tüketimi kaynaklı sera gazı emisyon değerini hesaplayınız.

Dizel Yoğunluk = 8,3 kg/m^3 *Emisyon Faktörü = 74.100 kg CO_2/TJ*
Kalorifik Değer = 43 TJ / Gg

A. 481,2 ton CO_2
B. 481,2 kg CO_2
C. 481.243.139 kg CO_2
D. 4,81 ton CO_2

6. Elektriğini şebekeden sağlayan bir kuruluş 2019 yılında 2.346.000 kWh elektrik tüketmiştir. Elektrik tüketimi kaynaklı sera gazı emisyon değerini hesaplayınız.

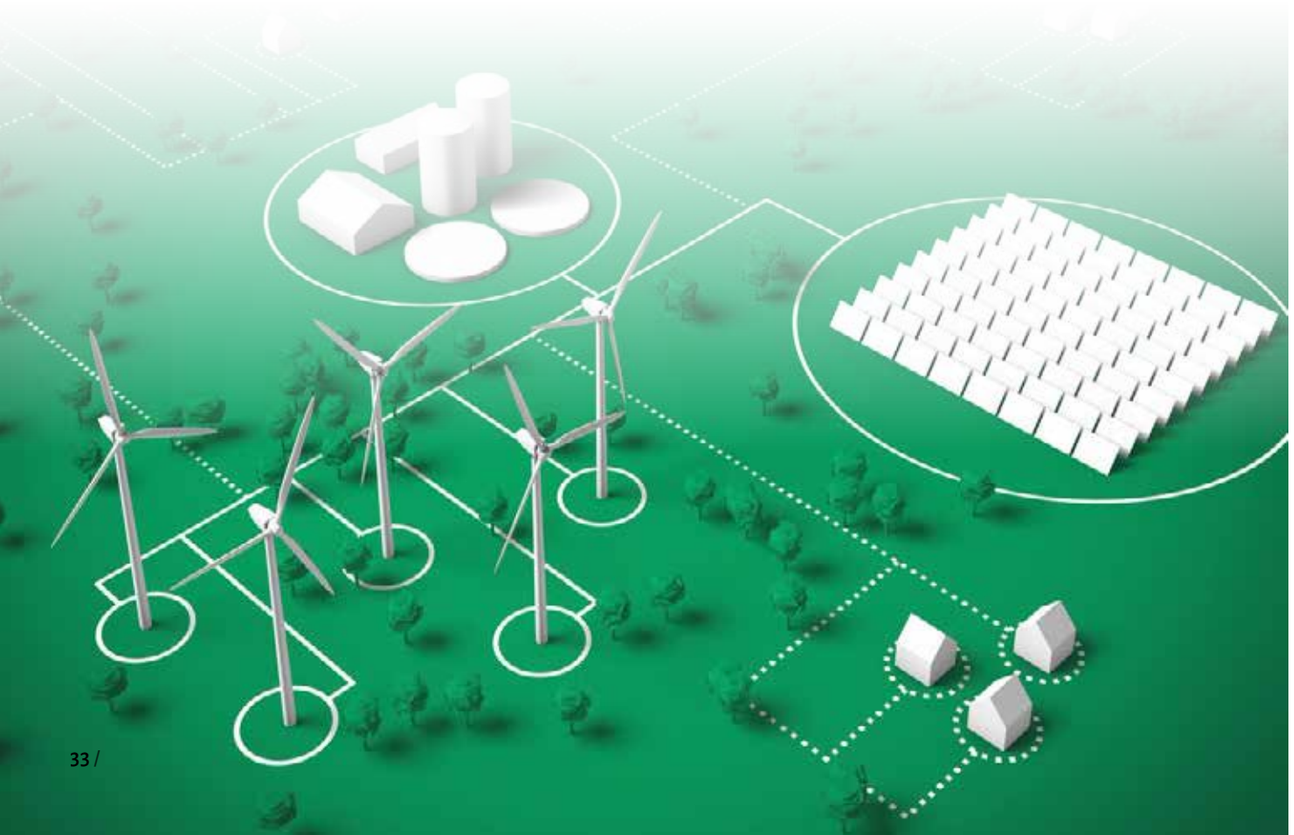
Emisyon Faktörü = 0,45 kg CO_2/kWh

A. 1.055,7 kg CO_2
B. 1.055.700 ton CO_2
C. 1.055.700 kg CO_2
D. 5.213.333,3 kg CO_2

Bölüm 2:
Enerji Yönetimi

2.1. Giriş

“Enerji Yönetimi” terimi, birçok kişi tarafından farklı şekillerde yorumlanabilen ve anlaşılabilen bir tabirdir. Gerek akademik literatürde gerekse gündelik kullanımda çok farklı tanımları bulunsa da bu tanımların belli açılardan aynı noktayı işaret ettiği görülmektedir. Basit bir anlatımla enerji yönetimi, enerjinin etkin ve verimli kullanılabilmesi için enerjiyle ilgili politikaların geliştirilmesi ve uygulamaların bir program dâhilinde yürütülmesidir. Enerji yönetimi ile amaçlanan faydalar; enerjinin etkin yönetimiyle giderlerin düşürülmesi, enerji kullanımında optimizasyonun sağlanması, (eğer enerji yönetimi yapılan kuruluş bir ticari işletmeyse) rekabet gücünün artırılması, olası dış şoklara (enerji kısıtlamaları veya kesintileri, fiyat şokları vb.) karşı hazırlıklı olunmasıdır.



Bir tesiste, fabrikada, binada, binalar kompleksinde, taşıma filosunda enerji kullanımının kayıt altına alınması, izlenmesi, analiz edilmesi ve iyileştirilmesi enerji yönetiminin nihai hedeflerinden birisidir. Enerjinin diğer gider kalemlerinin (ham madde, ekipman, yönetim, iş gücü vb.) yakından izlenmesi ve yönetilmesi, enerji yönetiminin temelini oluşturan bir hususdur.

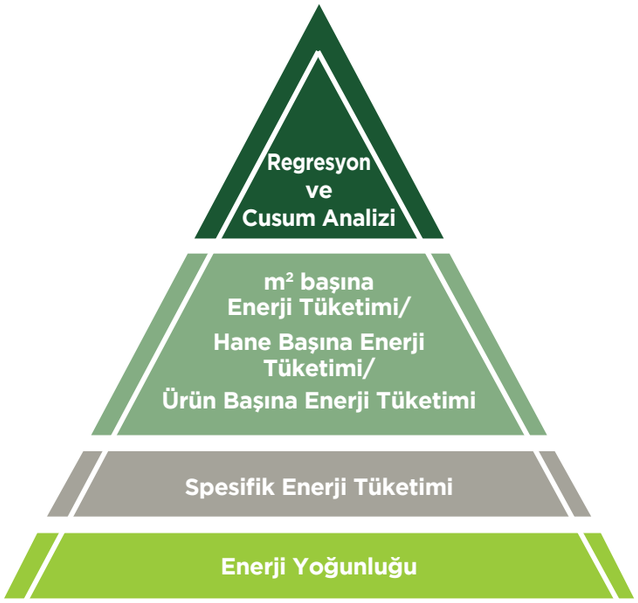
Başarılı bir enerji yönetimi yapılabilmesi için çeşitli yaklaşımlar mevcuttur. He ne kadar dünya petrol krizlerinden sonra geliştirilen çalışmalar daha çok yakıt alternatiflerinin hazırda tutulması, enerji tedarikçilerinin zenginleştirilmesi ve fiyat yönelimlerinin sıkı takibi gibi daha çok enerji teminiyle ilgili başlıklara yoğunlaşmış olsa da son 20-30 senedir konunun özünü enerjinin verimli kullanılması için yürütülen sistematik ve organize çabalar oluşturmaktadır. Günümüzde enerji yönetimi denildiğinde ilk akla gelen faktör enerji verimliliği perspektifinden yürütülen çalışmalardır.

Enerji yönetimi için standart ve tek bir şablonun bütün kuruluşlara uygulanması elbette ki mümkün değildir. Bununla birlikte, yapılacak uyarlamalarla hemen hemen bütün kuruluşlar için geçerliliği olan enerji yönetimi model ve şablonlarının varlığından bahsetmek mümkündür. Çok uzun yıllar süren çalışmalarla geliştirilmiş ISO 50001 Enerji Yönetim Standardı, enerji yönetiminin bir standart yaklaşımla yürütülmesi için dünya genelinde kabul gören bir çerçeve sunmaktadır.

Bu bölümde; enerji yöneticileri için gerekli olacak bazı kavramlara, doğru bir analiz için ihtiyaç duyulacak metrik bilgisine, enerji yönetimi yapılırken gözetilmesi gerekli olan temel ilkelere, etkili bir enerji yönetimi sistemi geliştirilir ve uygulanırken dikkat edilecek hususlara yer verilmektedir. Ayrıca, enerji yönetimi açısından uluslararası düzeyde kabul görmüş şablon ve standartlar, bir enerji yöneticisi için kılavuz rolü oynayacak yöntem ipuçları da bu bölümde anahatlarıyla açıklanmaktadır.

2.2. Enerji Verimliliği Göstergeleri ve Karşılaştırmalı Analiz

Ülke, sektör ve firmaların enerji verimliliği açısından birbirlerine göre konumlarının tespitinde çeşitli kıyas yöntemleri ve göstergeler bulunmaktadır. Kullanılan başlıca enerji verimliliği göstergeleri arasında; enerji yoğunluğu (TEP/1.000 dolar), spesifik enerji tüketimi (TEP-kcal-kWh)/(m-kg-m^2-m^3-ton-birim), regresyon analizi ve sektöre/ürüne özel enerji verimliği göstergeleri yer almaktadır.



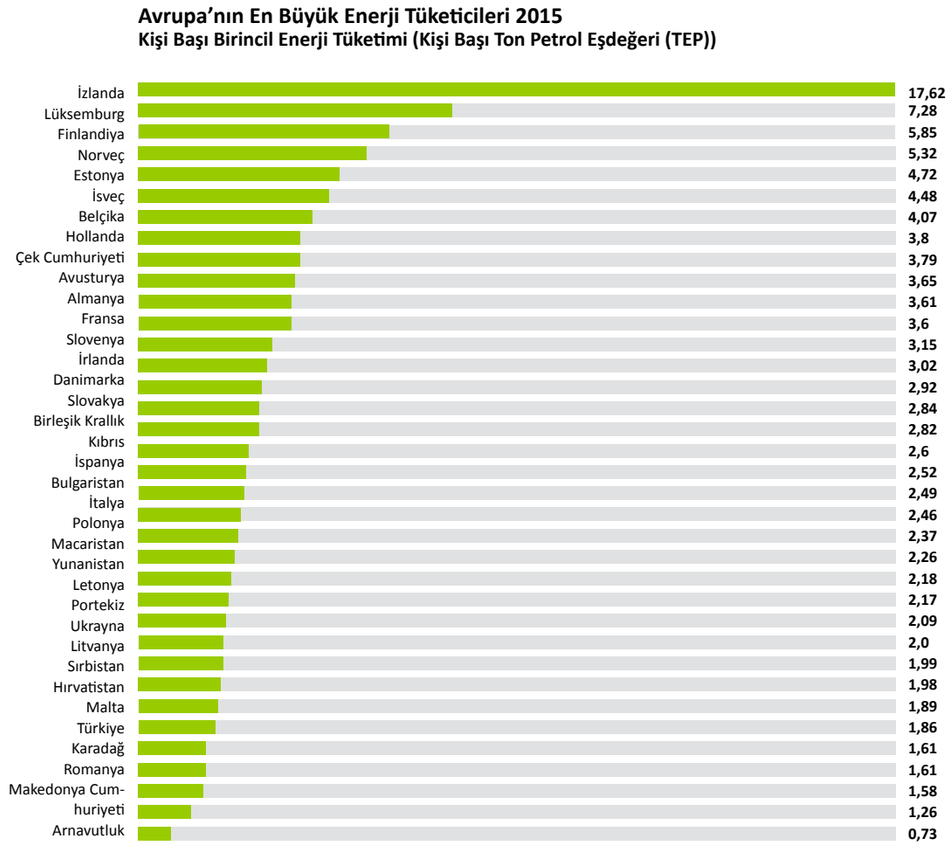
Şekil 2.1: Enerji Verimliliği Gösterge Piramidi

Binaların enerji verimliliği ölçümünde; mesken başına enerji tüketimi ve meskenin her bir metrekaresi başına enerji tüketimi (kWh/m^2) gibi çeşitli enerji verimliliği göstergeleri kullanılabilmektedir. Ulaşım alanında ise; ton-km başı enerji tüketimi (nakliye ulaşımı), kişi başı km bazında enerji tüketimi (yolcu ulaşımı) ve araç başı enerji tüketimi (mil/galon veya lt/100 km) gibi çeşitli göstergeler kullanılmaktadır.

Kıyas yöntemlerinin hepsinde birtakım teknik sorunlar bulunmakla birlikte göstergelerin hitap ettiği ölçekler farklılık arz etmektedir. Örneğin, ülkeler arası karşılaştırmada makro niteliğinden ötürü en etkin gösterge enerji yoğunluğudur; buna karşılık sektör içi karşılaştırmalarda spesifik enerji tüketimi daha anlamlı sonuçlar vermekte, endüstriyel tesis ölçeğinde ise iç karşılaştırma için -firmanın üretim kompozisyonu ve mevsimsel üretim dalgalanmalarını dikkate aldığından- uygun yöntem birikimli toplam (CUSUM) ve regresyon analizi olmaktadır.

2.2.1. Kişi Başı Enerji Tüketimi

Enerjinin günlük yaşamdaki önemi ve önceliği sebebiyle kişi başı enerji tüketimi belli bir ölçeğe kadar kalkınma düzeyi ve refah seviyesi göstergesi olarak değerlendirilmektedir. Genellikle kişi başına düşen enerji tüketiminin fazla olması ülkenin refah seviyesinin yüksek olduğuna işaret etmektedir. Ancak, kişi başı enerji tüketimini ülkeler arasında karşılaştırırken ülkelerin demografik yapısı, coğrafi konumu ve iklimi gibi bazı parametrelerin de dikkate alınması gerekmektedir. Örneğin, ülkede nüfus azaldıkça kişi başı enerji tüketimi artmakta ve baz yük etkisi diye tanımlanabilecek bu durum yanıltıcı olabilmektedir. Bir başka örnekte ise soğuk bölgelerde ısınma, sıcak bölgelerde soğutma, geniş coğrafyalarda ise uzun mesafeli taşıma ve lojistik ihtiyacı enerji tüketimini artıran başlıca sebepler olarak ortaya çıkmakta ve bu da kişi başı tüketimleri etkileyebilmektedir.



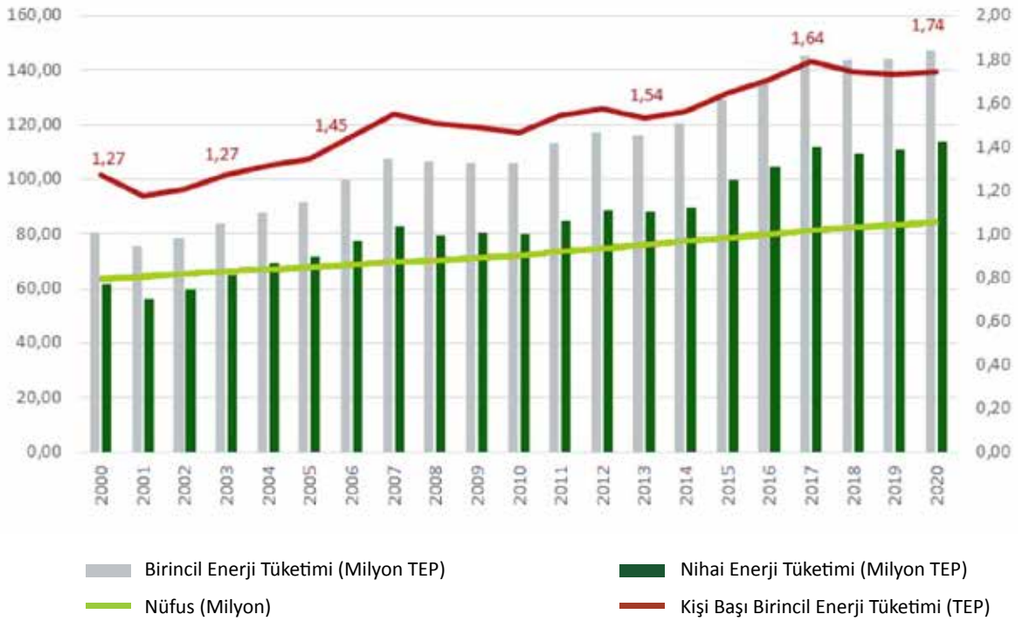
Şekil 2.2: Avrupa Ülkeleri Kişi Başı Enerji Tüketimi [1]

[1] Biojern Springer; Facades. Design + Technology, 21.01.2018. Şu adresten görülebilir: http://facades-blog.blogspot.com/2018/01/europes-biggest-energy-consumers-some.html

Yukarıdaki grafikten de görülebileceği üzere nüfusu düşük ülkelerin (İzlanda, Lüksemburg, Finlandiya, Norveç vb.) kişi başı enerji tüketimleri yüksektir. Belli miktarda enerji kullanımı gerektiren hizmetlerin (genel aydınlatma, yol aydınlatmaları, toplu taşıma vb.) daha az sayıda insan için sunulmak zorunda olması, bu ülkelerde kişi başı enerji tüketimini yükselten en önemli faktördür. Dolayısıyla kişi başı enerji tüketimi tek başına bir refah veya gelişmişlik göstergesi olarak değerlendirilemez.

Artan nüfusa rağmen Türkiye'nin kişi başı enerji tüketimi yıllar itibarıyla artış göstermiştir. Bununla birlikte Türkiye'nin kişi başı birincil enerji tüketimi (1,74 TEP) halen pek çok gelişmiş ülkenin gerisindedir. 2018 yılı itibarıyla Türkiye'nin kişi başı enerji tüketiminin ABD (6,81 TEP), Almanya (3,64 TEP), Fransa (3,66 TEP), Birleşik Krallık (2,64 TEP), Japonya (3,37 TEP), Güney Kore (5,47 TEP), Çin (2,29 TEP) gibi ülkelerinin atında olduğu, hatta dünya ortalamasının (1,88 TEP) biraz altında seyrettiği görülmektedir.[2]

Türkiye Nüfus ve Enerji Tüketimi Gelişimi (Milyon ve Milyon TEP)



Şekil 2.3: Türkiye Kişi Başı Birincil Enerji Tüketimi

[2] IEA, Key World Energy Statistics, 2020.

2.2.2. Enerji Yoğunluğu

Enerji yoğunluğu; bir birim ekonomik çıktı yaratabilmek için tüketilen enerji miktarının ölçüsü olup bir diğer enerji verimliliği göstergesi olarak kullanılmaktadır. Göstergenin birimi genellikle TEP/1000$ ya da MJ/$'dır. Payda kısmında bazen başka para birimlerine de yer verilebilmektedir. Enerji yoğunluğu ülkeler arası karşılaştırmada en etkin göstergelerden birisidir. Göstergede izlenen değişimler ülkelerin sanayi kompozisyonundaki değişim veya mobilite derinliğinden etkilenebileceği için, değerlendirme yapılırken bu göstergenin tek başına esas alınması her zaman uygun olmayabilmektedir. Nitekim Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) da enerji verimliliği ile enerji yoğunluğu arasındaki korelasyonun her zaman iyi olmadığını ifade etmekte; bu duruma örnek olarak da iklim şartları yumuşak ve hizmet bazlı ekonomisi olan bir ülkenin enerji yoğunluğunun, iklim şartları daha zorlu ve sanayi bazlı ekonomisi olan bir ülkeye göre daha düşük olmasını göstermektedir.[3]

Enerji yoğunluğu hesaplamasında ideal durum GSYH yükselirken enerji tüketiminin düşük seviyelerde kalmasıdır. Bir diğer deyişle, enerji yoğunluğu (TEP/GSYH) oranının düşük olması, ülkeyi enerji verimliliği değerlendirmesinde pozitif ayrıştırmaktadır.

Enerji yoğunluğu göstergesinin en zayıf yönlerinden birisi, göstergenin enerji tüketimi ile GSYH (ya da sektör düzeyinde düşünüldüğünde parasal katma değer) arasındaki ilişkiyi ölçmekte oluşudur. İstikrarlı ekonomilerde GSYH'nin belli bir ritim ve hızla arttığı bilinmektedir. Ancak her ülkenin makroekonomik seyri aynı olmamaktadır. Bazı ülkelerde ekonomik çalkantı ve dalgalanmalara bağlı olarak GSYH düşebilmekte, enerji tüketiminde bir kötüleşme olmasa da salt ekonomideki kötü gidişten dolayı gösterge değeri yukarı yönlü hareket edebilmektedir. Bunun tersi de doğrudur. Enerji verimliliğinde bir iyileşme olmadığı halde, kur farkından dolayı ya da dış kaynaklı yabancı sermaye girişine ve ticaret hacminin artışına bağlı olarak GSYH yükselebilmektedir. Bu da enerji yoğunluğu değerini aşağıya çekebilmekte, dolayısıyla gerçekte olmadığı halde enerji verimliliğinde bir iyileşme yaşandığı izlenimi doğabilmektedir.

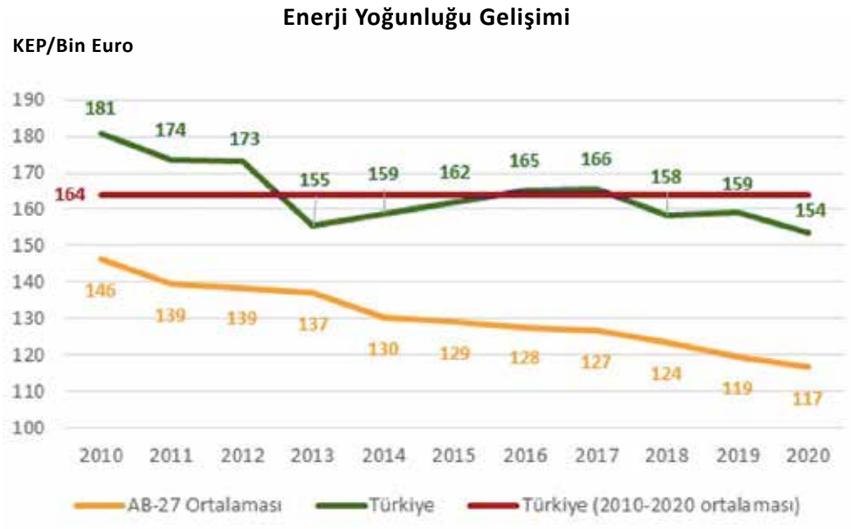
Dikkat edilmesi gereken bir diğer önemli nokta; enerji yoğunluğu açısından kıyaslama yapılırken ekonominin niteliği ve büyüklüğü, katma değeri oluşturan temel hizmet kolları, coğrafi özellikler gibi faktörlerin de hesaba katılması gerektiğidir. Örneğin Güney Kore gibi sanayileşmiş ve yoğun enerji tüketen ağır sanayi tesislerinin bulunduğu bir ülke ile Malta gibi milli gelirinin önemli bir kısmını turizm ve bankacılık faaliyetlerinden elde eden bir ülkenin karşılaştırılması doğru değildir. Keza Rusya gibi soğuk iklime sahip (dolayısıyla ısıtma yükü yüksek) ve çok geniş bir coğrafyaya sahip olan (dolayısıyla ulaştırma açısından enerji talebi fazla) bir ülke ile Karadağ gibi çok daha küçük yüzölçümüne ve görece sıcak iklime sahip bir ülkenin karşılaştırılması anlamlı değildir.

Enerji yoğunluğu göstergesi, bu kısıtlılığına rağmen, aynı kur (dolar vb.) bazlı GSYH serisinin (örn.2011 serisi) kullanılması durumunda, yine de yıllara sâri bir trend analizi için anlamlı bir çerçeve sunabilmektedir. Çok sayıda ülkenin enerji yoğunluğu açısından yıllara sâri bir şekilde karşılaştırılması, bir ülkenin kendi durumundaki gelişmeyi diğer ülkelerdeki yönelimlerle kıyaslayabilmesi için uygun bir vasat oluşturmaktadır.

[3] https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-indicators-overview/highlights

Küresel olarak bakıldığında Türkiye; enerji yoğunluğu açısından Japonya, Birleşik Krallık, Almanya, Fransa, İtalya, Hollanda gibi sanayileşmiş ülkelerin çok gerisindedir. Avrupa Birliği ülkelerinin enerji yoğunluğunun yıllar itibarıyla pozitif şekilde azaldığı izlenirken, Türkiye'nin dalgalı seyri dikkat çekmektedir.[4] Aşağıdaki grafik, 2010 bazlı Euro serisine göre hesaplanan değerleri yansıtmaktadır.

2010-2020 döneminde Avrupa Birliği'ne yeni katılan ve enerji performansı nispeten kötü olan ülkelerin AB-27 enerji yoğunluğu ortalamasını negatif etkilemesine rağmen AB-27 ülkelerindeki ortalama enerji yoğunluğu kademeli olarak azalmıştır. Aynı dönemde, Türkiye'nin benzer (inişsiz çıkışsız düz azalan) bir seyir izleyememesinin temel sebepleri arasında GSYH büyümesinde izlenen değişiklikler, göstergeye esas döviz kurundaki volatilite ve Türkiye enerji verimliliği politikalarının henüz istenen seviyede hayata geçirilememiş olması yer almaktadır.



Şekil 2.4: Türkiye ve AB-27 Enerji Yoğunluğu Gelişimi

2.2.3. Spesifik Enerji Tüketimi

Enerji yoğunluğu göstergesi, genel yönelim ve eğilimleri tespit etmek açısından faydalı bir araç olmakla birlikte, ülkesel düzeydeki karşılaştırmalarda bile yukarıda sayılan sınırlılıklara sahiptir. İncelemeler sektör ve tesis düzeyine indiğinde enerji yoğunluğu göstergesinin anlamı azalmaktadır. Çünkü her bir imalat sanayii sektöründe üretilen ürünlerin parasal karşılığı farklılık göstermektedir. Bir ton çelik ile bir ton salçanın üretim maliyetlerinin (ve ciro özelinde sağlanan parasal katma değerin) önemli ölçüde farklılaşması bir yana, çoğu durumda karşılaştırmaya esas metrikleri aynı düzlemde buluşturmak bile güç olabilmektedir. Ancak sektörel bazda karşılaştırma yapıldığında (söz gelimi Türkiye'deki seramik sektörü ile İtalya'daki seramik sektörü karşılaştırıldığında) kısmi bir anlam taşıyabilecek olan enerji yoğunluğu yerine daha anlamlı bir göstergeye ihtiyaç vardır. Örnekten devam edilirse, Türkiye ile İtalya'nın seramik sektörlerinin enerji yoğunluğu karşılaştırıldığında, her iki ülkedeki tesislerin ürün satış fiyatları, üretici şirketlerin piyasadaki pazarlık güçleri, ürettikleri ürünün kalite sınıfı gibi faktörler normalize edilmesi güç hususlar olarak öne çıkacaktır. Daha da önemlisi, birçok ürün grubunda (kimya, yapı malzemeleri, tekstil, elektronik vb.) o kadar geniş bir ürün gamı mevcuttur ki kimi daha az veya çok katma değerli olan ve üretilmeleri için doğal olarak daha az veya daha çok enerji tüketimi gerektiren ürünlere göre bir karşılaştırma yapmak neredeyse imkânsız hale gelecektir.

Sayılan karşılaştırma sorunuyla baş edebilmek için geliştirilen göstergelerden birisi spesifik enerji tüketimidir (SET). Spesifik enerji tüketimi bir birim ürün (ton cinsinden çimento, litre cinsiden süt, metreküp cinsinden amonyak, metre kare cinsinden halı, metre cinsinden iplik, tane cinsinden kamyon vb.) başına tüketilen enerjiyi temsil etmektedir. Böylelikle hem sektörel olarak hem de tesis özelinde birim ürün üretimi başına iç ve dış rakiplerle karşılaştırma yapmak daha kolay hale gelmektedir. Her ne kadar ilgili tesisteki üretim teknolojisinin yeniliği-eskiliği, fire-hurda oranları, nihai ürün kalite sorunlarına bağlı olarak yeniden işleme ihtiyaçları, enerji tüketimini etkileyen iklim şartları gibi faktörler hâlâ karşılaştırma açısından bazı zorluklar yaratsa da bu gösterge, en azından tesisin kendi içinde yıllara bağlı olarak nasıl bir gelişim gösterdiğini anlamak için faydalıdır.

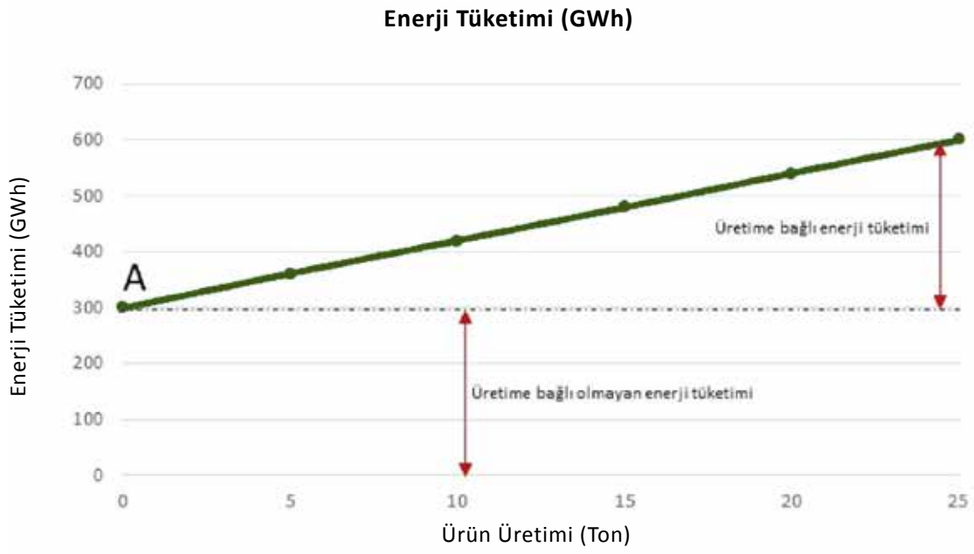
Sektör ve özellikle tesis düzeyinde enerji verimliliği gelişmelerini izlemek için kullanılan SET göstergesi, bazı durum ve şartlarda gelişmenin seyrini doğru yansıtmayabilmekte, hatta yanıltıcı sonuçlara yol açabilmektedir. O yüzden bu göstergenin dikkatle kullanılması önem taşımaktadır. Eğer bir tesisteki üretim düzeyi yıllar itibarıyla sürekli artış gösteriyorsa, sabitlenmiş baz yükten (üretime bağlı olmayan enerji tüketiminden) dolayı o tesiste SET değerinin düşmesi beklenir. Benzer şekilde üretim miktarında bir düşme varsa, SET değerinin de artması beklenir. Dolayısıyla, o tesiste bir yıl içinde anlamlı enerji verimliliği gelişmeleri yaşandıysa bile, SET değerinin üretim kayıplarına bağlı olarak artmış olması mümkündür. Üstelik SET değerini etkileyen faktörler üretim hacmi ile sınırlı değildir. Isıtma ve soğutma gün dereceleri, üretimdeki duruş miktarları (ve dolayısıyla daha yüksek enerji kullanımı gerektiren yeniden aktive etme hareketlerinin sayısı), seri üretimde parti miktarının büyüklüğü ve elbette ürünün tipi/türü gibi faktörler de SET değerlerini bir şekilde etkileyebilmektedir. Aşağıdaki grafik bir fabrikadaki ürün üretimi-enerji tüketimi ilişkisini göstermektedir. X (ton cinsinden ürün üretimi) ve Y (enerji tüketimi) eksenleri arasındaki ilişkinin denklemi şöyledir:

$$Y = 300 + 12\,X$$

[4] Eurostat istatistikleri (2021), 2010-2020 yılı verileri

Bu tesisin 2 ardışık yılın birincisinde 10 ton, ikincisinde 25 ton ürün ürettiği varsayılsın. Bu durumda tesisin ton başına ürettiği ürünün enerji tüketimi (SET değeri), yıllar itibarıyla şöyle olacaktır: Analizden

$$SET_1 = 420 \text{ GWh} / 10 \text{ ton} = 42 \text{ GWh/ton}$$
$$SET_2 = 600 \text{ GWh} / 25 \text{ ton} = 24 \text{ GWh/ton}$$



Şekil 2.5: Örnek SET Çalışması Gösterimi

görüleceği üzere, tesiste herhangi bir enerji verimliliği iyileştirmesi yapılmasa bile, salt üretim artışına bağlı olarak SET değeri düşecektir. Gerçek hayatta üretime bağlı olmayan enerji tüketiminin toplam enerji tüketimine oranının bu kadar yüksek olduğu tesis yok denecek kadar azdır; bununla birlikte, SET değerinin dikkatli kullanılmadığında nasıl yanıltıcı sonuçlar doğurabileceği bu örnekten anlaşılmaktadır. Şekilde yer alan A noktasının Y eksenindeki değeri 0 olmadığı müddetçe, bu sorun az ya da çok yaşanacaktır. Üstelik enerji tüketimini etkileyen başkaca unsurların (ısıtma-soğutma gün dereceleri, hurda-fire oranları vb.) varlığı da söz konusudur. Bu unsurlar da dikkate alınarak SET göstergesinin ihtimamla kullanılması önem taşımaktadır.

2.2.4. Göstergelere Yardımcı Yöntemler: Birikimli Toplam (CUSUM) ve Regresyon Analizi

Periyotlar itibarıyla SET değerlerine bakıldığında ortaya çıkan sorunların görülmesi bazen mümkün olamamaktadır. Kimi durumlarda kötü enerji performansı izlenememekte, kimi durumlarda ise iyileşmeler gözden kaçabilmektedir. Daha da önemlisi, mevsimsel şartlar normalize edilemediği için enerji performansının seyri hakkında anlamlı bir fikir elde etmek zorlaşabilmektedir.

Seyrin normalizasyonu açısından öne çıkan tekniklerden birincisi, birikimli toplam (cumulative sum-CUSUM) yöntemidir. Birikimli toplam yönteminde, enerji tüketimindeki değişimi mevsimsel etkilerden arındırma amacıyla geçmiş dönemler verisi toplamalı olarak kullanılır. Aşağıdaki örnek, aylık toplam elektrik tüketimi değerlerini izleyen bir fabrikada, CUSUM yönteminin nasıl kullanıldığını göstermektedir.

Tablo 2.1'de, örnek tesisin 2021 ve 2022 yıllarındaki aylık elektrik tüketimleri sunulmaktadır.

Tablo 2.1: Enerji Kaynaklarının Çevresel Etkileri

Aylara Göre Elektrik Tüketimi (kWh)			
Ocak 2021	1.450.461	Ocak 2022	1.487.662
Şubat 2021	1.414.145	Şubat 2022	1.386.564
Mart 2021	1.526.610	Mart 2022	1.337.163
Nisan 2021	1.340.280	Nisan 2022	1.367.378
Mayıs 2021	1.641.128	Mayıs 2022	1.523.203
Haziran 2021	1.544.644	Haziran 2022	1.567.576
Temmuz 2021	1.659.025	Temmuz 2022	1.861.774
Ağustos 2021	1.757.326	Ağustos 2022	1.860.107
Eylül 2021	1.605.133	Eylül 2022	1.727.270
Ekim 2021	1.592.016	Ekim 2022	1.675.044
Kasım 2021	1.502.998	Kasım 2022	1.595.225
Aralık 2021	1.361.331	Aralık 2022	1.362.289

Bu tesisin iki yıllık elektrik tüketim grafiği aşağıdaki gibidir. Grafiğe bakıldığında her 2 yılın Temmuz-Ağustos aylarında tesisteki enerji tüketiminin pik yaptığı anlaşılmaktadır. 2023 yılı başında bu grafiğe bakan bir yöneticinin ilk yorumu, tesiste elektrik tüketiminin aylar itibarıyla benzer bir seyir izlediği ve yaz aylarında tüketimin gözle görülür biçimde arttığı yönünde olacaktır. Bu yorum doğru olmakla birlikte eksiktir.

Şekil 2.6: Örnek Tesisin Aylık Elektrik Tüketimi

Bu gösterimle sınırlı kalındığında, esasında mevsimsel etkilerden arındırılmış biçimde elektrik tüketiminin nasıl seyrettiğini kestirmek mümkün olmamaktadır. Halbuki gösterimdeki hareket noktası, herhangi bir tarihten başlayarak son 12 ayın toplam tüketimi olarak belirlendiğinde, gerçek performans hakkında daha anlamlı bir fikir edinilebilecektir. Bu örnekte 2021 yılı Aralık ayından başlatılarak son 12 aylık toplam tüketimler hesaplanmıştır. 2021'in Aralık ayında 2021'in 12 aylık toplam, 2022'nin Mayıs ayında Haziran 2021-Mayıs 2022 dönemi toplamı olacak şekilde birikimli toplam yöntemi uygulanmıştır. Rakamsal sonuçlar aşağıda tablo ve grafik olarak sunulmaktadır.

Tablo 2.2: Örnek Tesisin Yıllıklandırılmış Elektrik Tüketimi

Aylara Göre Elektrik Tüketimi (kWh)			
	Aylık Tüketim (kWh)		Yıllıklandırılmış Tüketim (yıl başına kWh)
Ocak 2021	1.450.461	Ocak 2021	
Şubat 2021	1.414.145	Şubat 2021	
Mart 2021	1.526.610	Mart 2021	
Nisan 2021	1.340.280	Nisan 2021	
Mayıs 2021	1.641.128	Mayıs 2021	
Haziran 2021	1.544.644	Haziran 2021	
Temmuz 2021	1.659.025	Temmuz 2021	
Ağustos 2021	1.757.326	Ağustos 2021	
Eylül 2021	1.605.133	Eylül 2021	
Ekim 2021	1.592.016	Ekim 2021	
Kasım 2021	1.502.998	Kasım 2021	
Aralık 2021	1.361.331	Aralık 2021	18.395.097
Ocak 2022	1.487.662	Ocak 2022	18.432.298
Şubat 2022	1.386.564	Şubat 2022	18.404.717
Mart 2022	1.337.163	Mart 2022	18.215.270
Nisan 2022	1.367.378	Nisan 2022	18.242.368
Mayıs 2022	1.523.203	Mayıs 2022	18.124.443
Haziran 2022	1.567.576	Haziran 2022	18.147.375
Temmuz 2022	1.861.774	Temmuz 2022	18.350.124
Ağustos 2022	1.860.107	Ağustos 2022	18.452.905
Eylül 2022	1.727.270	Eylül 2022	18.575.042
Ekim 2022	1.675.044	Ekim 2022	18.658.070
Kasım 2022	1.595.225	Kasım 2022	18.750.297
Aralık 2022	1.362.289	Aralık 2022	18.751.255

Şekil 2.7: Örnek Tesisin Yıllıklandırılmış Elektrik Tüketimi

Özellikle grafiksel gösterim (Şekil 2.7), 2022 yılının ikinci yarısından itibaren tesisteki elektrik tüketiminin dikkate değer biçimde arttığını gözler önüne sermektedir. Bu tür bir yaklaşım uzun yıllara sâri verilerle yapılması, ilgili yıla ait enerji kullanım performansı üzerinde daha net bir fikir elde etmede etkili olacaktır. Bir diğer önemli teknik de regresyon analizidir. Tesisin tümünde ya da bir prosesinde ya da bir binada tüketilen toplam enerjinin, o enerjinin tüketilmesinde rol oynayabilecek faktörlerle ilişkilendirilerek değerlendirilmesine regresyon analizi denilmektedir. Eğer enerji tüketimiyle bir etkili faktör arasındaki ilişki inceleniyorsa tekli (basit) regresyon, birden çok faktör arasındaki ilişki inceleniyorsa çoklu regresyon yöntemi kullanılmaktadır. Tekli regresyonda, bir faktörün enerji tüketimi üzerindeki etkisini belirlemek için yapılan istatistiksel analiz sonucunda R2 değerinin (genel bir yaklaşım olarak) 0,75'ten büyük olması beklenir. Bu değerin yüksekliği ve 1'e yakınsaması, ilişkinin güçlü olduğunu gösterir. Eğer çoklu regresyon söz konusuysa, yapılan istatiksel analizde toplu olarak R2 ve P değerlerine bakılır, çıkan sonuçlara göre regresyon denklemi oluşturulur. Aşağıda bu konuda açıklayıcı bir örnek sunulmaktadır.

Bir üretim tesisinde 12 aylık elektrik tüketimini 4 faktörün etkileyebileceği üzerinde durulmaktadır. Bunlardan birisi soğutma gün derecesi (°C), diğer üçü ise proseslerde üretilen ton cinsinden ürün miktarıdır. Tablo 2.3, dört faktöre ilişkin değerlerle toplam elektrik tüketimini birlikte göstermektedir.

Tablo 2.3: Bir Örnek Tesisin Elektrik Tüketimi İçin Regresyon Analizi

	Elektrik Tüketimi				
	(°C)	Ton	Ton	Ton	Ton
	Soğt.Gün Der	Proses-1	Proses-2	Proses-3	Toplam Tüketim
1. Ay	20	160,75	1373,46	723,66	1.450,461
2. Ay	30	144,00	1512,75	770,11	1.414,145
3. Ay	132	201,63	1560,68	789,71	1.526,610
4. Ay	68	149,44	1292,58	740,96	1.340,280
5. Ay	286	189,17	1686,87	871,84	1.641,128
6. Ay	411	186,50	1300,77	710,94	1.544,644
7. Ay	439	223,36	1480,37	858,71	1.659,025
8. Ay	505	317,88	1471,13	842,25	1.757,326
9. Ay	335	218,82	1474,62	819,41	1.605,133
10. Ay	201	224,80	1488,21	823,94	1.592,016
11. Ay	72	185,62	1426,50	784,28	1.502,998
12. Ay	40	174,60	1042,42	621,49	1.361,331

Bu verilere dayanılarak Excel yardımıyla yapılan çoklu regresyon analizinde, Proses#3'ün elektrik tüketimine anlamlı bir etki etmediği anlaşılmış[5] ve aşağıda regresyon denklemi ortaya çıkmıştır:

Elektrik Tüketimi = 830.128,88 + 298,52 x (Soğt.Gün Der.) + 1.193,06 x (Proses#1) + 282,88 x (Proses#2)

Aşağıdaki tabloda, bir sonraki yıl gerçekleşen elektrik tüketimleri ve regresyon denklemine göre aylar itibarıyla gerçekleşmesi beklenen elektrik tüketim (beklenen tüketim) değerleri sunulmaktadır.

Tablo 2.4: Regresyon Denklemine Göre Gerçekleşme Karşılaştırması

	Elektrik Tüketimi					
	(°C)	Ton	Ton	Ton	kWh	kWh
	Soğt.Gün Der	Proses-1	Proses-2	Proses-3	Gerçek Tüketim	Beklenen Tüketim
13. Ay	26	186,04	1.491,82	813,15	1.487.662	1.481.853
14. Ay	21	155,68	1.172,28	735,36	1.386.564	1.353.748
15. Ay	70	146,98	1.166,62	721,74	1.337.163	1.356.395
16. Ay	116	170,38	1.486,95	802,17	1.367.378	1.488.659
17. Ay	132	200,67	1.659,13	874,10	1.523.203	1.578.280
18. Ay	267	243,04	1.643,38	966,75	1.567.576	1.664.674
19. Ay	478	288,44	1.904,17	983,69	1.861.774	1.855.599
20. Ay	429	422,85	1.786,97	1210,68	1.860.107	1.968.177
21. Ay	330	305,21	1.848,96	1213,42	1.727.270	1.815.808
22. Ay	228	285,42	1.818,81	1039,42	1.675.044	1.753.220
23. Ay	73	243,59	1.834,90	976,44	1.595.225	1.661.595
24. Ay	19	213,96	1.267,06	807,31	1.362.289	1.449.494

[5] Çoklu regresyon analizi, bu örnek üzerinden Ek-1'de ayrıntılı biçimde anlatılmaktadır.

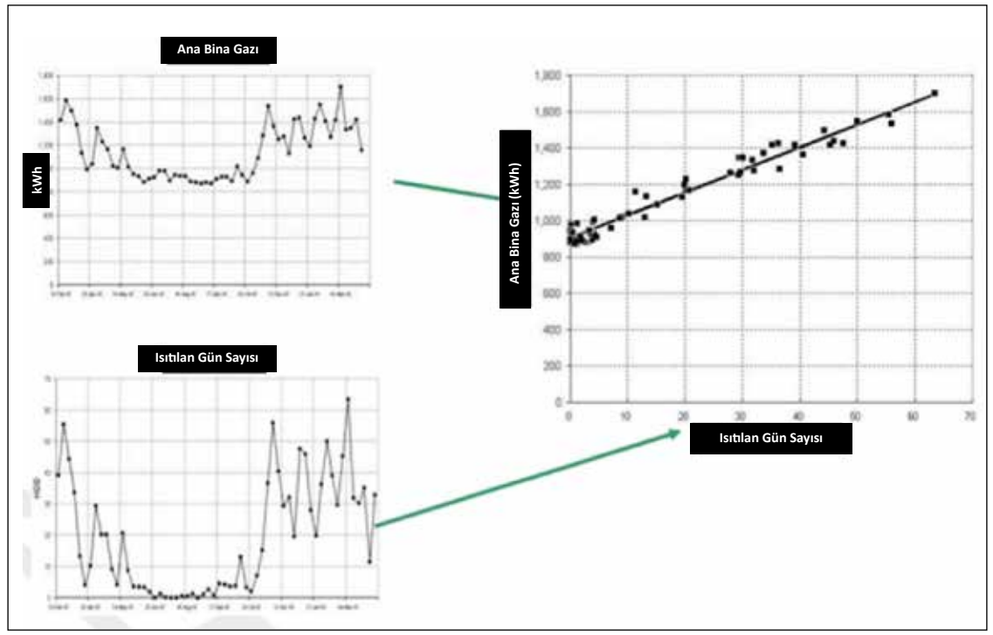
Regresyon Denklemine Göre Tüketim Analizi

Şekil 2.8: Regresyon Denklemine Göre Tüketim Analizi

Yukarıdaki tablo ve şekilden rahatlıkla anlaşıldığı üzere, regresyon yardımıyla elektrik tüketim profili (tüketimi etkileyen faktörler) çıkarılan bu tesiste, ilgili yılda (13.-24. aylar arasında) gerçekleşen tüketimler, büyük oranda beklenen değerlerin altında gerçekleşmiştir. Bu verilere dayanarak, tesisin ilgili yılda enerjiyi başarıyla yönettiğini söylemek mümkündür.

Aynı yöntemle binalardaki enerji tüketimlerinin çeşitli parametreler (örneğin otellerde oda doluluk oranları, konferans salonlarının kullanım sıklığı, ısıtma ve soğutma gün dereceleri vb.) aracılığıyla analiz edilebilir (bkz. Şekil 2.9). Ulaştırma ve tarım sektörlerinde de benzer analizler yapılması -yaygın olmamakla birlikte- mümkündür.

Isıtma Derece-Gün Sayısına Göre Gaz Tüketimi Çizelgesi



Şekil 2.9: Regresyon Denklemine Göre Tüketim Analizi

Yukarıdaki şekil bir binanın doğal gaz tüketimini ısıtma-gün derecesini dikkate alarak incelemektedir. Sol üst taraftaki grafik aylar itibarıyla tüketilen doğal gazı, sol alttaki grafik ise binanın bulunduğu bölgedeki ısıtılan gün sayılarını göstermektedir. Bu iki farklı parametre bir regresyon denklemiyle buluşturulduğunda ortaya sağ taraftaki grafik çıkmaktadır. Sağ taraftaki grafikteki noktalar gerçek tüketimleri, çizgi ise oluşturulan regresyon denklemine göre ısıtma derece-gün sayısına göre beklenen doğal gaz tüketimini göstermektedir. Çizginin üstünde kalan noktalar beklenenin üzerinde tüketim olduğuna, altında kalan noktalar ise beklenenden daha az tüketim yapıldığına işaret etmektedir. Noktaların regresyon doğrusuna yakın biçimde kümelenmiş olması, tüketimlerde bir anormallik olmadığına işaret etmektedir. Özellikle regresyon doğrusunun üzerinde kalan noktalarda doğrudan uzak konumlanmalar ortaya çıksa idi, o günler itibarıyla ısıtma operasyonunda kötü bir işletim olduğu sonucuna varılabilirdi.

Görüldüğü üzere regresyon analizi, enerjinin yönetimi için özellikle tesis düzeyindeki incelemelerde derinleşmeye imkân vermektedir. Regresyon analizinin resmin tamamını görmek açısından eksik kaldığı durumlar olabilmekle birlikte, enerji yönetiminde ihtisas sahibi olmuş kurum ve yapılar, özellikle üretim ve tüketim verilerini düzgün toplayabiliyor ve işleyebiliyorlarsa, regresyon analizi, enerji verimliliğindeki performans gelişmelerini izlemek için bu kurum ve yapılara anlamlı bir çerçeve sunmaktadır.

2.3. Enerji Yönetiminin Sürdürülebilirlik Açısından Önemi

İlk bölümde de anlatıldığı üzere sürdürülebilirlik, temelde dünyanın, özelde şirketlerin ve kurumsal yapıların daimî olma yeteneğini tanımlayan şemsiye bir kavramdır. Teknik, çevresel, sosyal ve ekonomik boyutları bulunan sürdürülebilirlik sadece enerji kullanımıyla ilgili değil; aynı zamanda teknolojik inovasyon, karbon yönetimi, ürün ayak izi, girdi çeşitlendirmesi, ileri malzeme teknolojileri, atık kontrolü ve bertarafı, su kaynaklarının etkin kullanımı, geri dönüşüm, döngüsel ekonomi, yatırımların sosyal etkilerinin izlenmesi, dezavantajlı kesimlerin korunması, çevresel maliyetlerin finansallaştırılması gibi çok farklı ama belli açılardan aynı düzlemde buluşan kavram ve konularla yakından ilgilidir.

Sürdürülebilirlikle ilgili tanımların ortak noktası, birbiriyle iç içe geçen üç boyutun (çevresel, sosyal, ekonomik-yönetsel) birlikte ele alınması ve bir durum ya da sürecin olabildiğince uzun (idealde kesintisiz olarak) ve devamlı kılınmasıdır. Bugünün ihtiyaçlarının gelecek nesillerin hakkı olan kaynakları hor kullanmadan (ya da onların olası ihtiyaçlarını karşılamada tehlike yaratmadan) karşılanması felsefesi, bu anlamıyla sürdürülebilirliğin özünü oluşturmaktadır.

Dünyanın bugünkü karmaşık düzenini ayakta tutan en önemli girdilerden birinin enerji ve enerji kaynakları olduğuna şüphe yoktur. Ancak enerji üretimi ve kullanımındaki ölçüsüz tüketim, bir yandan kaynakların tükenmesine ya da azalmasına yol açarken, diğer yandan yarattığı yan etkilerle (emisyonlar, deşarjlar vb.) ekosistemlerin kirlenmesine, bir kısmının harap olmasına, hatta geri dönüştürülemeyecek şekilde bozulmasına yol açmaktadır. O yüzden sürdürülebilir ekonomik pratikler ve kalkınma modelleri konuşulurken, tartışma gündeminin en önemli başlığı enerji olmaktadır. Enerji üretilmediğinde ne fabrikalar işleyebilmekte, ne bir yerden başka bir yere ulaşım sağlanabilmekte, ne de hiç olmadığı kadar derinleşen tedarik zincirlerinin (örneğin sütün sağılmasından evde bardağa doldurulmasına, domatesin tarlada toplanmasından masaya salça olarak gelmesine, demir cevherinin madende çıkarılmasından çelik kapı olarak meskene monte edilmesine, ham petrolün kuyuda çıkarılmasından plastik ürüne dönüşmesine kadarki bütün süreçler) yönetimi mümkün olabilmektedir. İnsanlığın tümünün değilse de büyük bir çoğunluğunun bugün ulaştığı refah ve konfor seviyesi, toplumları ve ülkeleri enerjiye derin biçimde bağımlı hale getirmiştir. Enerjinin olmadığı ya da kesintili üretilebildiği bir dünya, artık pek çokları için tasavvur edilmesi dahi mümkün olmayan bir dünyadır. İçme suyunun kuyudan çıkrık marifetiyle karşılanması, tarlaların kol gücüyle sürülmesi, çok yüksek binaların üst katlarına asansörsüz çıkılması, uzun mesafelerin uçak ya da otomobil yerine at sırtında kat edilmesi, akşam vakitlerinin birkaç saat elektriksiz geçirilmesi günümüzde insanlığın büyük bir bölümü için hiç tecrübe edilmemiş şeylerdir. Bütün bu konfor düzeyinin ve rahatlığın maliyeti ise, hızla bozulan ekosistem dengesi, biyoçeşitlilik kaybı, asit yağmurları, çölleşme, göllerin kuruması, sulak alanların yitimi, aşırı hava olayları gibi olumsuz çevresel etkilerdir.

Bugünkü konfor şartlarından, hayatı kolaylaştıran ürün ve teknolojik imkânlardan taviz vermenin, geriye doğru bir dönüşüm için toplumları zorlamanın mümkün olmadığı açıktır. Buna karşın, mevcut konfor düzeyinin çevresel tahribatı artırdığı, doğanın dengesini bozduğu ve aslında mevcut imkânların kaybedilmesi sonucunu doğurabilecek olay ve durumları tetiklediği de açıktır. Öyleyse bu uzlaşmaz gibi gözüken çelişki nasıl giderilecektir? Söz konusu çelişkiyi gidermek için uzun süren tartışmalardan sonra büyük oranda kabul gören çözüm, sürdürülebilir seçeneklerin hayata geçirilmesidir. Ulusal düzeyde düzenlenmiş radikal geri dönüşüm hamleleri, döngüsel ekonomiye yönelik girişimler, malzeme biliminin organik üretimler için seferber edilmesi, çölleşmeyi engelleyici tedbirler ve ağaçlandırma için yeni teknolojilerin (drone vb.) kullanımı gibi pek çok çözüm sürdürülebilirlik bağlamında öne çıkmaktadır. İşin enerjiyle ilgili boyutunda ise, neredeyse tartışmasız biçimde 2 seçenek üzerinde ittifak edilmiş durumdadır: 1) Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı, 2) Verimli enerji kullanımı.

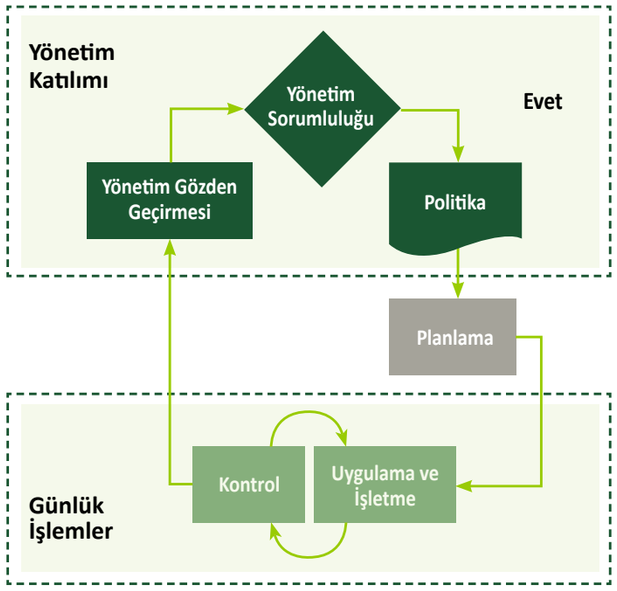
İlk bölümde de ifade edildiği üzere en temiz enerji, hiç üretilmemiş enerjidir. Hangi kaynak kullanılırsa kullanılsın, enerji üretimi ve nakli beraberinde olumsuz çevresel etkileri getirmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarından doğan etkilerin diğer kaynaklarla kıyaslanamayacak kadar düşük olduğu kesindir; bununla birlikte, bu etkiler sıfır olmadığı gibi, bazı kötü uygulama örneklerinde söz konusu etkiler tahminlerin üzerinde yüksek düzeylere çıkabilmektedir. Enerji politikaları açısından yenilenebilir enerji, sürdürülebilir kalkınma için başat bir faktördür. Ancak asla ihmal edilmemesi gereken ve en az yenilenebilir enerji kadar sürdürülebilir olan çözüm, enerji verimliliğidir.

Yukarıda örneklerle vurgulandığı üzere, bir toplumun enerjiden bağımsız bir hayat düşünmesi mümkün değildir. Aynı miktarda refah üretilmesi, katma değer sağlanması, konfor şartlarına erişilmesi için ihtiyaç duyulan enerji miktarının azaltılması, enerji verimliliği olarak tanımlanmaktadır. Enerjinin verimli kullanımı, bu yönüyle, konfor düzeyi ve çevresel tahribat arasında oluşan çelişkiyi giderecek en etkili seçenektir.

Enerji yönetimi, enerji verimliliğini merkeze alan bir anlayışla enerjinin üretiminden nihai tüketicinin kullanım alanlarına kadarki her aşamada sürdürülebilirlik hassasiyetlerinin gözetildiği sistematik yaklaşımın genel adıdır. Bu yönüyle enerji yönetimi, hem şirketlerin hem de genel olarak toplumların daimî olma yeteneklerini (sürdürülebilirliği) güçlendiren, maliyetleri düşüren, rekabetçiliği artıran ve genel refah seviyesine de olumlu katkılarda bulunan enerji ile ilgili karar, süreç ve uygulamalarının tümüne işaret etmektedir. Gerçekten de aynı miktar çıktıyı üretmek için daha az enerji kullanıldığında, petrol ve gaz sahalarını geliştirirken oluşan şantiye kaynaklı çevresel kirlilik azalacak, termik santrallerden salınan emisyon miktarı düşecek, daha az soğutma suyuna ihtiyaç duyulacağı için su kaynakları korunmuş olacak, daha az atık oluştuğu için kirlilik riskleri en aza indirilecek, bu alanlarda ortaya çıkan maliyetler (petrol sızıntıları ya da kontrolsüz tanker deşarjları nedeniyle azalan balık sürülerine bağlı olarak yükselen beslenme giderleri, tarımsal arazilerin zarar görmesine bağlı olarak artan gıda fiyatları, hava kirliğine bağlı olarak gelişen sağlık sorunları ve bunların oluşturduğu tedavi maliyetleri vb.) tasarruf edilerek ekonominin daha güçlü, dayanıklı ve sürdürülebilir olması sağlanacaktır. Yani etkili bir enerji yönetimiyle hem ülke/devlet bazında, hem şirketler bazında, hem de bireyler bazında birçok ekonomik fayda ve avantaj sağlanmış olacaktır. Gerek çeşitli tesislere sahip şirketlerin gerekse oturdukları meskenler ya da ulaştırma ihtiyaçları itibarıyla bireylerin enerji yönetimiyle sağlayacakları parasal tasarruf, sürdürülebilirliğin ekonomik boyutuyla doğrudan ilgilidir. Enerji verimliliğiyle gelen maddi tasarruflar, hem ülke ekonomisini daha rekabetçi kılacak, hem şirketlerin kâr marjlarını yükseltecek, hem de bireylerin enerji kaynaklı giderlerini düşürecektir.

2.4. Enerji Yönetiminin Temel İlkeleri

Enerji yönetimi; enerji performansını iyileştirme amacıyla kurumsal, teknik ve davranışsal eylemleri güçlü bir şekilde etkileyen ve ekonomik sonuçları olan etkili bir yaklaşımdır. Enerji yönetimi, en basit ifadesiyle enerji performansını sürekli iyileştirmek ve sağlanan bu iyileştirmeleri sürdürmek amacıyla enerjiye sistematik olarak dikkat edilmesi anlamına gelmektedir. Planla – Uygula – Kontrol Et – Önlem Al (PUKÖ) yaklaşımı, enerji yönetim sisteminin başlıca tüm unsurlarını içermektedir.



Şekil 2.10: PUKÖ Yaklaşımı

Bir enerji yönetim yaklaşımının ya da sisteminin uygulanması, kendi başına bir amaç değildir. Önemli olan, günlük uygulamada enerjiye dikkat ederek enerji performansının iyileştirilmesidir. Enerji yönetim yaklaşımı ya da sisteminin çalışıp çalışmaması, kuruluşun enerji kullanımı ve enerji maliyetlerini yönetmek ve bu iyileştirme ve maliyet azaltımlarını kolaylaştırmak üzere günlük işlemlerinde gerekli değişiklikleri yapmak konusundaki istekliliğine bağlıdır.

Yukarıdaki şekil basitleştirilmiş enerji yönetimi için bir genel bakış sunmaktadır. Bu şekil, yönetimin sorumluluğu ve taahhüdü ile başlayan genel bir döngüyü göstermektedir. Döngü; bir politika geliştirilmesi, planlama, uygulama ve işletme, kontrol ve yönetim gözden geçirmesi ile devam etmektedir. Yönetim sorumluluğu, politika ve yönetim gözden geçirmesinden oluşan üç adım, bunların üst yönetimi ilgilendiren faaliyetler olduğunu göstermektedir. Gerçekten de etkili bir enerji yönetimi için üst yönetim taahhüdünün sağlanması çok önemlidir. Enerjiyle ilgili bilgilerin toplanması ve enerji planlarının geliştirilmesi; bir tesisin, binanın, kompleksin ya da daha geniş anlamda kuruluşun enerji performansı açısından temel bir faaliyettir.

Günlük işlemler ve performansın izlenmesi adımları bir grup oluşturmaktadır; çünkü bunlar, enerji performansını sürekli olarak iyileştirmek ve bunun sürdürülmesini sağlamak için gerçekleştirilen günlük işletme faaliyetleridir.
Sistematik bir enerji yönetimi yaklaşımı aşağıdaki faydaları sağlar:

Doğrudan faydalar

- Enerji maliyeti tasarrufları
- Günlük işlemlerde maliyetsiz ve düşük maliyetli enerji tasarrufu fırsatlarına öncelik verilmesi
- Daha az sera gazı emisyonu
- Değişen enerji fiyatlarından daha az etkilenme
- Daha az karbon ayak izi
- İthal yakıtlara bağımlılığın azaltılmasıyla arzın daha fazla korunması
- Personel arasında daha fazla enerji farkındalığı ve daha fazla katılım
- Enerji kullanımı ve tüketimi ile iyileştirme fırsatlarına ilişkin daha fazla bilgi
- Bilinçli karar alma süreçleri
- Gelecekteki enerji kullanımı daha iyi anlaşıldığı için azalan belirsizlik

Dolaylı faydalar

- Olumlu tanıtım
- İyileşmiş kurumsal imaj
- İyileşmiş işletme verimliliği
- İyileşmiş bakım uygulamaları
- İyileşmiş güvenlik ve sağlık

Enerjinin sistematik bir şekilde yönetilebilmesi için dikkat edilmesi gereken bazı ilkeler mevcuttur. Bunlar aşağıda ana hatlarıyla açıklanmaktadır.

***1)** Enerji yönetiminde asıl kontrol odağı enerji maliyeti değil, enerji tüketimidir.*

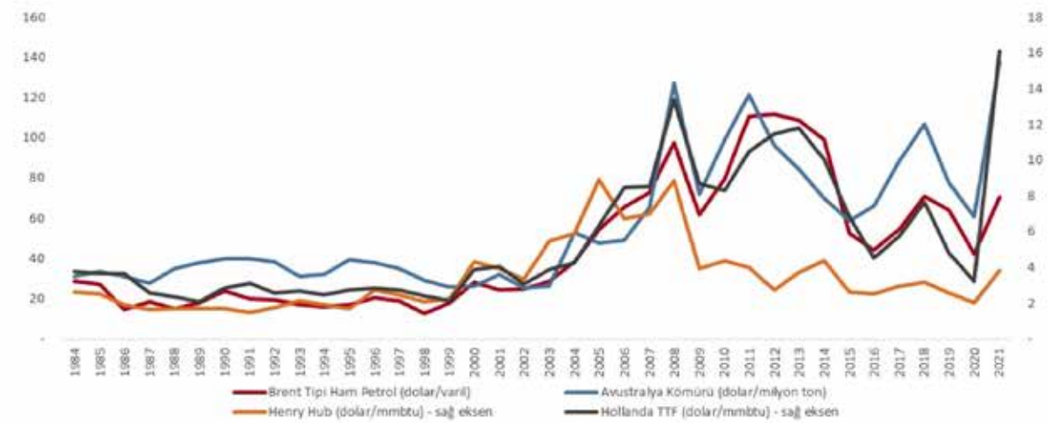
Özellikle iş dünyasının meseleleri değerlendirirken merkeze aldığı başlık kâr-zarar durumudur. İşletmeler kâr etmek üzere kurulan yapılar olduğu için bu bir dereceye kadar olması gereken de bir şeydir. Ancak herhangi bir şekilde enerji maliyetlerinin düşmesi, tek başına doğru bir izleme sinyali olmayabilir. Örneğin yakıt tipinin değiştirilmesi ya da elektriği daha ucuza tedarik edecek fırsatların yakalanması sonucunda bir işletmenin belli bir döneme ait enerji maliyetleri azalabilir ve şirketin kârı artabilir; ancak bu, hâlâ enerjinin iyi yönetildiğini gösteren bir şey değildir. O yüzden doğru başlangıç noktası enerjiye ödenen para değil, ne kadar enerji tüketildiği olmalıdır.

Binalarda enerji verimliliği göstergeleri ve buna bağlı olarak gelişen bina sınıflandırmaları (ve sertifikasyonlar), sanayide ise kıyaslama çalışmaları daha anlamlı sonuçlar verecek yaklaşımlardır. Enerji maliyetlerinin değişkenliği, dış etkilere ve kimi zaman ani dalgalanmalara açık olması, doğru analiz yapmayı zorlaştıran etkenlerdir. Analizin yapıldığı andan birkaç yıl sonra da enerji tüketimleri hâlâ geçerli

bir fikir sunacaktır; ancak enerji maliyetlerinin değişken doğası, yapılan analizin kısa sürede geçerliliğini yitirmesi riskini doğurmaktadır.

Enerji yöneticilerinden beklenen yetkinliklerden birisi enerji fiyatlarının seyri konusunda tahmin yapabilmedir. Ancak enflasyon, makroekonomik şartlar ve daha bir dizi faktör enerji fiyatlarını etkilemektedir. Bir enerji yöneticisinin enerjiyle ilgili bir yatırımın analizini yaparken bu tür tahminleri kullanması da ihtimal dâhilindedir. Ancak kimi dönemlerde enerji fiyatlarındaki oynaklık öyle seviyelere gelir ki fiyat üzerinden gerçekleştirilen analizlerin (yatırım geri ödeme süresi, yatırımın iç kârlılık oranı) sıklıkla güncellenmesi gerekir. 2021'in ikinci yarısından itibaren dünya genelinde emtia (ve ona bağlı olarak enerji) fiyatlarında yaşanan sıçrama, bu durumun tipik örneklerinden birini oluşturmaktadır. Kaynaklar bazında "yıllık ortalama" enerji fiyatlarını sunan aşağıdaki grafik, enerji fiyatlarının kimi zaman nasıl büyük dalgalanmalar sergilediğini göstermektedir.

Petrol, Kömür ve Doğal Gaz Fiyatları Gelişimi



Kaynak: Dünya Bankası (Pink Sheet), TSKB

Şekil 2.11: Enerji Fiyatlarındaki Dalgalanmalar

2) Enerji maliyeti, mümkünse toplam imalat maliyetinin ya da genel giderlerin değil, ürün maliyetinin bir bileşeni olarak izlenmelidir.

Şaşırtıcı biçimde pek çok şirket, enerji maliyetlerini genel giderlerin ya da imalat giderlerinin tutulduğu hesap kaydı içinde toplamakta, enerjinin önemli etkisinin olduğu ürünlere göre bir fonksiyon tanımlaması yapmamaktadır. Oysa pek çok durumda enerji hizmeti standart maliyet sisteminin bir parçası haline getirilmelidir ve her bir enerji hizmeti kaleminin ürün maliyeti üzerindeki spesifik etkisi değerlendirilmelidir. Seçilmiş bir ürünü üretmek için gereken -teorik olarak- en düşük enerji giderini belirlemek mümkündür.

25 HP'lik bir motor sürücüsünün kaç saniye çalıştığı, 1200 °C sıcaklıktaki bir fırında bir çelik parçayı imal etmek için kaç dakika gerektiği, elektrikli separasyonda 5 voltluk elektriğe kaç dakika ihtiyaç duyulacağı teorik olarak belirlenebilir. Daha sonra bu rakamların gerçek değerlerle karşılaştırması yapılabilir. Pek çok üretim uygulamasında bu minimum değerlerin yakalanması zordur, yine de bu karşılaştırmalar fırsatın büyüklüğü hakkında bir fikir verebilecektir.

Gerçek değerlerle teorik değerler arasındaki farkı azaltmak için uygulanabilecek başlıca 4 yöntem vardır:

i) Enerji maliyetini istenen seviyeye çekebilmek için saatlik ya da günlük kontrol sistemleri kurulması,
ii) Kullanılan yakıtların daha ucuz ve mevcut olan seçeneklerle değiştirilmesi,
iii) Enerji ihtiyacını azaltacak şekilde proseste değişiklikler yapılması,
iv) Enerji maliyetini düşürmek üzere yeni ekipman alınması.

Maliyetleri düşürmek için başlangıç noktası mümkün olan en düşük maliyetlerin tespitidir. Kontrol sistemlerinin kurulması, kontrol şartlarının iyi olduğu bir sistemde en düşük maliyetlerin neler olabileceğine işaret edecektir. Ancak bu adımdan sonra proses ya da ekipman konfigürasyonunda bir değişiklik yapmak anlamlı olacaktır.

3) Doğrudan tasarrufa odaklanıldığında, faturalandırılan enerjinin %80'inin kullanıma/tüketim alanına göre ölçülmesi iyi bir stratejidir.

Öncelikle temel enerji hizmetlerinin ölçülmesi ve kontrol edilmesi doğru bir yaklaşımdır. Pareto Prensibi gereğince, etkilerin %80'inin kabaca %20'lik faktörlerden kaynaklandığı bilinmektedir. Bu açıdan enerji kullanımına etki eden faktörlerden en önemli %20'lik dilimin tespiti ve kontrolü, toplam tüketimin %80'ine yakın bir kısmını yönetmek için yeterli olacaktır.

Kullanılan enerjinin mümkünse %80'inin nereye gittiğinin tam olarak bilinmesi önemlidir. Sayaç ve izleme altyapısının elvermesiyle %80'in üzerine çıkılabilirse bu daha da iyi bir durumdur. İlk etapta toplam tüketimin %80'ini oluşturan (ya da maliyetin %80'lik kısmını meydana getiren) odaklara yoğunlaşmak, kalan kalemleri "diğer" kategorisi altında toplamak mantıklıdır. Bu noktada süzme-sayaç altyapısının geliştirilmesi önem kazanmaktadır. Süzme sayaçlar enerji tüketimin üretim fonksiyonlarına göre tespit edilmesi, sadece ölçmek için değil kısa sürede maliyetleri kontrol etmek için de faydalı bilgiler sağlayacaktır. Üretim sistemlerinde ya da yardımcı işletme hizmetlerinde sağlanacak iyileştirmelerden elde edilecek potansiyel kazançlarla kıyaslandığında, sayaçlar ve süzme sayaçların maliyeti genellikle önemsizdir.

Özellikle kıyaslama çalışmaları yapılırken -göstergeler bölümünde de değinildiği üzere- genelleyici bir yaklaşım izlenebilmektedir. Örneğin bir bina başka bir binayla ya da bir mesken başka bir meskenle "GWh/metrekare/yıl" göstergesi üzerinden kıyaslanıyorsa, yani söz konusu binada/meskende metrekare başına bir yılda ne kadar enerji harcandığı esas alınıyorsa, bu karşılaştırmanın anlamlı olması için öncelikle bütün enerji (ısıtma, soğutma, aydınlatma, beyaz eşya vd.) bileşenlerinin ve metrekare (kullanım alanları, çatı, kapalı sundurma veya balkon vb.) değerlerinin hesaba dâhil edilmiş olması gerekmektedir. Bu tür bir kıyaslama çok sayıda binanın ve eklentilerinin bulunduğu kampüs tipi yerleşimlerde özellikle zor olabilir; çünkü bir binanın elektriği diğer binaları besleyebilir, buhar arzı diğer binalara iletilebilir, vb. Sağlıklı bir analiz için verilerin kullanım odaklarına göre ayrıştırılması gerekecektir ki bu da sayaçların önemini göstermektedir.

4) Enerji yönetimi programında önceliğin kontrol sistemlerinin kurulmasına ve sonuç alınmasına verilmesi gerekir.

Bir tesiste ne kadar büyük enerji tasarrufu yapılabileceğiyle ilgili genel bilgileri bulmak çoğunlukla kolaydır. Ancak asıl mesele, bu potansiyel tasarrufların kazanılması için sergilenmesi gereken disiplindir. Enerji verimliliği açısından her bir adımın yöneticiler ya da hattan sorumlu süpervizörler tarafından sıklıkla izlenmesi ve anlamlı değişiklikler olup olmadığının kaydedilmesi gerekmektedir. Önemli yakıt kullanımlarının kaydının tutulması ya da basit davranış değişikliği gerektiren tedbirlerin (basınçlı havayla üst temizliği yapmamak gibi) hayata geçirilmesi, neredeyse daima enerji tasarruflarının yapılmasından önceki basamaklardır. Bu yüzden bir enerji komitesinin ya da yönetime raporlayan bir enerji temsilcisinin, ihtiyaç duyulan kontrol adımlarını kurması ve faaliyetlerini hat yöneticilerine tavsiyede bulunmakla sınırlı tutmaması lâzımdır.

Sorumlulukların tanımlanmadığı yerlerde gevşek davranılması çok sık rastlanan doğal bir durumdur. Bir yaptırımın ya da hedefin olmadığı durumlarda, boş verme genel bir eğilimdir. Bu yüzden kontrol kavramı, beraberinde enerji tüketimi ve enerji maliyetiyle ilgili bir sorumluluğu getirmektedir. Enerji bileşeninin tesis/işletme/bina radarının ekranında olduğunu hissettirmek için şunlar yapılabilir:

- Enerji kullanım miktarlarını ve enerji faturalarını işletme personeliyle paylaşmak
- Bir kompleks ya da sitenin bütün binaları için enerji tüketimini ve maliyetini izlemek
- Enerji tüketiminin kiracılar düzeyinde kırılımını sunmak
- Enerji tüketiminin temel hizmet alanlarına göre (kazan dairesi, soğutma grubu, proses vb.) kırılımını sunmak

2.5. Enerji Yönetimi Sistemi (Programı)

Çoğu şirketin enerji yönetimine odaklanma veya enerji verimliliği önlemlerine yatırım yapma konusunda tereddüt ettiği çok iyi bilinmektedir. Yine de enerji performansının yönetilmesine yönelik sistematik bir yaklaşımın şirketlerin öncelikleriyle başarıyla birleştirilebildiğini kanıtlayan pek çok iyi örnek de vardır. Bu hem kamuda hem de özel sektörde her ölçekteki kuruluş için geçerlidir.

Bir kuruluş bünyesinde bir enerji yönetim sistemi uygulanırken gerçekleştirilmesi gereken ilk faaliyetlerden birisi, şirketteki mevcut enerji yönetim seviyesini kontrol etmektir. Bu öz değerlendirmenin amacı, uygulama sürecine ilişkin olarak kuruluşun önceliklerini belirlemektir.

Analiz çerçevesinde sorulması gereken kilit sorular şunlardır:

- Üst yönetim, yatırım yapılması gerekmeksizin basit ve düşük maliyetli önlemlerle önemli enerji tasarrufları sağlanabileceğinden haberdar mı?
- Üst yönetim enerji maliyetini düşürmeyi amaçlıyor mu ve üst yönetimin üzerinde anlaştığı bir enerji politikası mevcut mu?
- Önemli enerji kullanımları üzerinde etkisi olan tüm kişiler için görev, sorumluluk ve yetkiler tanımlanıp belgelenmiş mi?
- Önemli enerji kullanımları ölçülüp belgelenmiş mi?
- İlerlemenin ölçülebileceği bir enerji performansı referans hattı oluşturulmuş mu?
- İlerlemeyi referans hattına göre ölçerken kullanılacak gösterge(ler) veya ölçüler tanımlanmış mı?
- Kuruluşun enerji amaç ve hedefleri tanımlanıp belgelenmiş mi?
- Enerji eylem planları oluşturulmuş mu?

Bu sorulara verilecek cevaplarla tesisin/şirketin/kurumun/organizasyonun enerjiyi yönetme konusunda röntgeni çekilmiş olacaktır. Sonraki adım, verilen cevaplara göre bir yol haritası çıkarmak ve bunu uygulamaya geçirmek için bir takvim oluşturmaktır.

2.5.1. Üst Yönetimin Desteği/Taahhüdü

Herhangi bir enerji yönetim sisteminin başarılı olması için kuruluştaki üst yönetimin kesin desteğine/taahhüdüne sahip olması merkezi önemdedir. Bu destek/taahhüt enerji politikasının imzalanmasıyla, enerjiye ilgili toplantılara üst düzey katılım sağlanmasıyla, çalışanların performans hedeflerine enerji yönetiminin bir izleme göstergesi olarak konulmasıyla gösterilebilir. Yani her bir kuruluşun kendi iç işleyişi içinde bu taahhüdün gösterilmesi için çeşitli yöntemler uygulanabilir.
Kesin taahhüt ve destek almak için, bir enerji yönetim sistemine sahip olmanın kuruluş için bir avantaj sağladığına (enerji tasarrufu, maliyet tasarrufu, vb.) üst yönetimin ikna edilmesi önemlidir. Bunun için kullanılabilecek bazı araçlar şunlardır:

- Enerji kullanım eğilimleri, enerji maliyetleri ve enerjiyle ilgili diğer konular,
- Mevcut genel tasarruf ölçüm verilerinden elde edilen tasarruf veri tahminleri,
- Kuruluşun ait olduğu sektörden kıyaslama verileri,
- Enerji yönetimi başarılarını açıklayan vaka incelemeleri.

Taahhüt, sözlü bir beyandan fazlasıdır; o yüzden, sistemin uygulanmasında yer alan yöneticiler arasında hesap verebilirlik sağlanmalı ve ilerlemeye ilişkin düzenli raporlamalar yapılmalıdır. Üst yönetim taahhüdünün gösterilmesi için çoğunlukla gerekli olan şartlar şunlardır:

- Bir enerji politikasının oluşturulması (ve uygulanıp sürdürülmesi),
- Bir yönetim temsilcisinin tayin edilmesi,
- Kaynak (zaman, bütçe, personel ve bilgi) sağlanması,
- Enerji yönetim sisteminin geliştirilmesi, uygulanması ve işletilmesinde yer alan her görev için geçerli olacak tüm görev, sorumluluk ve yetkilerin geliştirilmesi, üzerinde anlaşılması ve bildirilmesi,
- Enerji yönetiminin kuruluş açısından öneminin iletilmesi,
- Enerji amaç ve hedeflerinin oluşturulması,
- Enerji performansının iyileştirilmesini desteklemek için gerekli süreğen kararların alınması,
- Yönetim gözden geçirmelerinin yapılması.

2.5.2. Kapsam ve Sınırların Belirlenmesi

Enerji yönetim sistemi geliştirilirken bunun kapsamına nelerin gireceğinin tanımlanması çok önemlidir. Bazen bir kuruluş, bazı boyutları, alanları veya tesisleri programa dâhil etmeme kararı alabilir. Bu son derece normal bir durumdur ve kuruluşun stratejik öncelikleriyle, üretim planlarıyla, yeni yatırım hedefleriyle ve daha benzer birçok faktörle birlikte değerlendirilebilecek bir konudur.
Kapsam ve sınırlarla ilgili alınacak kararlara aşağıdaki örnekler verilebilir:

- Tesisteki tüm binalar dâhil edilecek mi?
- Kuruluştaki tüm fabrikalar dâhil edilecek mi?
- Tüm bölümler dâhil mi?
- Tüm prosesler dâhil mi?
- Tüm enerji kaynakları dâhil mi?
- Nakliye dâhil mi?
- Su yönetimi dâhil mi? (Su bir enerji kaynağı olmamakla birlikte, yönetimi enerji yönetimine çok benzerdir ve çoğu kuruluş bunu aynı sistemde yönetmeyi tercih etmektedir. Aynı durum azot veya dökme olarak alınan diğer proses gazları için de geçerlidir.)

Kapsam ve sınırlara karar verildikten sonra, bunların belgelenmesi ve kaydedilmesi önemlidir.

2.6. Enerji Yönetimi İçin Organizasyonel Yapı

Enerji yönetimini sistematik hale getirirken her bir kuruluşa özgü farklı organizasyon şemaları tasarlamak mümkündür. Ancak bu şemalar tasarlanırken, roller ve sorumluluklar tanımlanırken, 3 farklı kutunun doldurulması genel kabul gören bir uygulamadır: 1) Enerji Yöneticisi (Yönetim Temsilcisi), 2) Enerji Yönetim Ekibi, 3) Çalışanlar. Aşağıda bu 3 görev alanı/iş tanımıyla ilgili açıklamalara yer verilmektedir.

2.6.1. Enerji Yöneticisi (Yönetim Temsilcisi)

Metnin bu kısmında enerji yöneticisi olarak anılan kişi, aynı zamanda enerji konularında yönetimin temsilcisi olduğu için "yönetim temsilcisi" olarak da adlandırılabilir. Bazı uygulamalarda enerji yöneticisi ile yönetim temsilcisinin ayrı ayrı tanımlandığı da görülmektedir. Burada kolaylık açısından her iki pozisyonun tek bir kişi tarafından doldurulduğu model üzerinde durulacaktır.

Enerji yöneticiliği pozisyonuna seçilecek kişinin, enerji yönetiminin kuruma nasıl fayda sağlayabileceğine dair bir vizyona sahip olması gerekmektedir. Bazı kuruluşlarda, enerji yöneticisinin enerji mühendisleri arasından seçilmesi ve yapılması gerekenlerin tamamını bu kişinin tek başına yürütmeye çalışması yönünde bir eğilim bulunmaktadır. Geçmişte bu tür bireylerin tek başlarına çalışmasıyla çok şey başarılmıştır, ancak uzun vadede, enerji programının kurumdaki herkesin programa dâhil edilmesi suretiyle yönetilmesi çok daha üretken ve kalıcı bir yöntemdir. Dolayısıyla, fonksiyonel bir organizasyon yapısının geliştirilmesi bir enerji yöneticisinin yapabileceği belki de en önemli iştir.

Enerji yöneticisi; enerji yönetim sisteminin oluşturulmasından, uygulanmasından ve iyileştirilmesinden sorumludur. Bu çerçevede enerji yöneticisinin görevlerini şu şekilde sıralamak mümkündür:

- Bir enerji yönetim planının oluşturulması ve sürdürülmesi,
- Enerji yönetim sisteminin performansına ilişkin olarak üst yönetime rapor verilmesi,
- Kuruluşun enerji performansına ilişkin olarak üst yönetime rapor verilmesi,
- Uygun ve mümkün olduğunda bir enerji yönetim ekibinin kurulması,
- Enerji kayıtlarının oluşturulması,
- Dışarıdan alınacak desteğin belirlenmesi,
- Gelecekteki enerji ihtiyaçlarının tahmin edilmesi,
- Finansman kaynaklarının tanımlanması,
- Enerji konularında önerilerde bulunulması,
- Bu önerilerin uygulanması,
- İletişim stratejilerinin planlanması,
- Enerji programının etkinliğinin değerlendirilmesi.

Enerji yöneticisi, üst yönetim tarafından tayin edilir ve uygulama görevini yerine getirmek için gerekli yetki ve gerekli kaynaklar kendisine verilir. Enerji yöneticisinin zamanını yalnızca enerji yönetim sisteminin uygulanmasına adaması gerekli değildir. Uygulamada aynı zamanda enerji yönetimiyle çok yakın ilişkisi olan bir görev yürütmesi (örn. mühendislik yöneticisi, bakım yöneticisi, çevre

yöneticisi, üretim yöneticisi, işletme yöneticisi, vb.) mümkündür. Kuruluş çok büyük olmadıkça veya enerji kullanımı işletme maliyetlerinin çok önemli bir kısmını oluşturmadıkça, çoğu durumda kuruluş tarafından istihdam edilen tam zamanlı bir enerji yöneticisi mevcut olmayabilir. Enerji yöneticisinin genellikle bakım mühendisi, mühendislik yöneticisi vb. başka bir görevi daha bulunabilir.

Enerji yönetimi programları, büyük şirketlerde belirli bazı departmanların sorumluluğunda olabilir. Sorumlu departman, enerji verimliliği uygulamaları gerçekleştirerek ve enerji yönetimi noktasında bir örnek teşkil ederek, çalışanların enerji yönetimi programına ilgi duymalarını ve enerji yönetimi programının kurum genelinde benimsenmesini teşvik edebilir.

Enerji yönetimi programlarının kurumsal düzeyde başlatılmasının bazı avantajları olduğu gibi, dezavantaj oluşturmaması için alınması gereken bazı önlemler de bulunmaktadır. Kurumsal düzeyde başlatılacak bir enerji yönetiminin sağlayacağı avantajlardan bazıları şunlardır:

- Enerji yönetiminin uygulanmasında ihtiyaç duyulabilecek bütçe ve personel gibi kaynaklara daha kolay erişilebilmesi,
- Kurumsal düzeyde üst yönetimin desteğinin elde edilmesi sonrasında daha alt bölümler düzeyinde yönetim desteğinin elde edilmesinin daha kolay olması,
- Pahalı test ekipmanlarının, gerektiğinde alt bölümler tarafından da kullanılmak üzere, kurum düzeyinde satın alınabilmesi ve bakımlarının yapılabilmesi,
- Kurum genelinde standart bir raporlama sisteminin yürürlüğe konulabilmesi,
- Yaratıcı finansman sağlama yöntemlerinin uygulanabilmesi,
- Enerji ve çevre mevzuatının etkilerinin daha iyi değerlendirilebilmesi,

Dezavantaja yol açmamak için enerji yöneticisinin dikkat etmesi gereken hususlar ve alınabilecek önlemlerden bazıları şunlardır:

- Kurum genelinde bir enerji programının başlatılması öncesinde enerji tasarrufu konusunda iyi bir iş çıkarmış olan alt bölümlerin bu başarılarının kurum genelindeki enerji programı sorumlularına atfedilebileceği konusunda yaşayabilecekleri endişelerin önlenmesi,
- Tüm alt bölümlerin aynı seviyede başarı göstermeyebileceği göz önüne alınarak, öncelikle enerji yönetimi konusuna en çok ilgi duyan alt bölüm ve kişilerle çalışılması, ardından kurumun üst yönetime raporlama sisteminin kullanılması yoluyla bu alt bölüm ve kişilerin başarıları için ödüllendirilmelerinin sağlanması, bu sayede diğer alt bölüm ve kişilerin de enerji yönetimine dâhil edilmesi.

2.6.2. Enerji Ekibi

Kuruluşun ölçeğine bağlı olarak değişmekle birlikte, bir enerji yönetim ekibinin (kısaca “enerji ekibi”) oluşturulması daima faydalıdır. Bir enerji ekibi oluşturmanın amacı, kuruluşun çeşitli bölümlerini veya çalışma birimlerini (örn. satın alma, üretim, mali işler-muhasebe vb.) enerji programının geliştirilmesi ve uygulanmasına katmaktır. Enerji ekibinin kurulması, enerji yönetim sisteminin başarılı olmasını sağlamak için kuruluşun tamamında işbirliği yapılmasının önemini gösteren ve genellikle enerji konusunda kuruluşun kültürünü değiştirme yolunda atılan ilk somut adımdır. Ekibin görevi, enerji yönetim sisteminin uygulanması süreci boyunca enerji yönetim temsilcisine yardımcı olmaktır. Enerji ekibine bu konuya ilgi duyan kişiler dâhil edilmelidir. Enerji yönetim ekibinin doğal üyeleri arasında genelde muhasebe veya satın alma gibi idari departmanların birinden gelen bir temsilci, tesislerden veya bakım-onarım faaliyetlerinden sorumlu bir kişi ve kurumun diğer kilit departmanlarından ve alt bölümlerinden gelen temsilciler bulunur. Kuruluşun ölçeğine göre ekibin daha geniş şekilde tasarlanması da mümkündür. Ekip aşağıdakilerden herhangi bir kısmını ya da tümünü içerebilir:

- Yönetim temsilcisi,
- Enerji yöneticisi veya enerji mühendisi (daha küçük kuruluşlarda, yönetim temsilcisi aynı zamanda enerji yöneticisi veya çevre, sağlık ve güvenlik görevlisi ya da üçü birden olabilir),
- Konuya ilgi duyan ve sorunsuz bir uygulama için faydalı olacak kişiler,
- Kuruluşun tüm bölümleri temsil edilecek şekilde, önemli enerji kullanımı olan her kilit alandan bir temsilci,
- Mali işlerden sorumlu bir yönetici,
- Üretim ve/veya işletme yöneticisi (yöneticileri),
- Kalite ve iş sağlığı ve güvenliği yöneticisi,
- İletişim veya eğitim personeli,
- Enerji kullanımı üzerinde bir etkisi veya yardım etme potansiyeli olan diğer ilgili bölümlerin temsilcileri.

Enerji ekibinin üyeleri, bir yıl gibi belirli bir süre için atanmalıdır. Üyelerin rotasyonu, yeni fikirlerden yeni katılımcıların da yararlanmaları ve beklenen performansı gösteremeyenlerin nazikçe ekipten ayırılmaları için bir mekanizma sağlar ve böylece daha fazla sayıda insan enerji yönetimi programına dâhil edilmiş olur.

Enerji ekibi üyeleri, bir enerji yöneticisinin ihtiyaç duyulan tüm niteliklere sahip olmasının mümkün olamayacağı göz önünde bulundurularak, enerji yöneticisini tamamlayıcı niteliklere sahip olan kişiler arasından seçilmelidir. Enerji yöneticisi de dâhil olmak üzere enerji yönetimi ekibinin toplamda sahip olması gereken nitelikler şu şekilde özetlenebilir:

- Proje yönetiminde kanıtlanmış deneyimi bulunmak,
- Mevcut enerji maliyetlerine ve tarife yapılarına dair fikir sahibi olmak,
- Kuruluş tarafından kullanılan teknolojiyi anlayabilmek veya bu teknolojiyi anlayabilecek derecede eğitilmek için gereken teknik bilgiye sahip olmak,
- Enerji yönetimi programında potansiyel olarak uygulanabilecek yeni teknolojiler hakkında bilgi sahibi olmak,
- Güvenlik, kalite, finans ve çevre konuları gibi işlemler ve diğer alanlar hakkında fikir sahibi olma,
- Organizasyon yapısını oluşturmaya, enerji etütlerini planlamaya, eğitim ihtiyaçlarını belirlemeye ve stratejik bir enerji yönetim planı geliştirmeye yardımcı olacak planlama becerilerine sahip olmak,
- Geri ödeme süresi, net bugünkü değer ve yaşam döngüsü maliyet analizi başta olmak üzere kuruluş tarafından kullanılan ekonomik değerlendirme ölçütlerini anlayabilmek,

- Enerji yönetimi programının kuruluş dâhilindeki herkesi kapsaması gerekliliğinden hareketle iyi iletişim ve motivasyon becerilerine sahip olmak.
- Toplantıları ve ekip faaliyetlerini yönetmek için kolaylaştırma becerilerine sahip olmak,

2.6.3. Çalışanlar

Organizasyon yapısının bir diğer parçası olan çalışanlar, belki de enerji yönetimi programı kapsamında tam anlamıyla değerlendirilmeyen en büyük kaynağı teşkil etmektedir. Enerjinin daha verimli kullanımı bağlamında çalışanların fikirlerinin alınmasına yönelik yapılandırılmış bir yöntemin tesis edilmesi, bir enerji yönetim programı kapsamındaki en önemli çabalardan birisidir. İyi bir enerji yöneticisi, zamanının makul bir kısmını kuruluş personeliyle birlikte çalışmaya ayırmalıdır. Çalışanların bir enerji yönetimi programına katılımları, çoğu zaman sadece "Enerji Tasarrufu Yapınız" türünden yazılı posterlerle sınırlıdır. Kurumsal bilincin bu düzeyle sınırlı olduğu yapılarda çalışanların sürece daha fazla katılımına ihtiyaç vardır.

Bir enerji yönetim sisteminin başarıyla uygulanması, kuruluşun her seviyedeki personelinin desteğini ve çabasını gerektirmektedir. Bu yüzden daha planlama aşamasında, enerji kullanımı üzerinde hem doğrudan hem de dolaylı etkisi olan kişilerin tespit edilmesi önemlidir.

Belirlenen her bir iş unvanı için -yönetimin en üst düzeyinden başlayıp kuruluşun geri kalanına doğru inerek- enerji programı açısından görev ve sorumlulukların listelenmesi süreç yönetimini kolaylaştıracaktır. Görev ve sorumlulukları belgelerken kimin enerji yönetim sisteminin hangi unsurları için yetkili olduğunun açıkça tanımlanması gerekmektedir. Böyle yapılması, örneğin üretim ile bakım departmanları arasında herhangi bir ihtilâf veya yanlış anlaşma olmasını önleyecektir.

Üretim tesislerindeki ekipmanları kullanan, sistemleri idare eden çalışanlar genellikle bu teknik donanım hakkında tesisteki herkesten daha fazla bilgi sahibidir. Bu tezgâhların/ekipmanların nasıl daha verimli hale getirilebileceğini de yine en iyi çalışanlar bilirler. Bununla birlikte, çalışanların fikirlerini sunabilecekleri bir mekanizma mevcut değilse, söz konusu fikirler süreçlerin iyileştirilmesinde kullanılamayacaktır. Dolayısıyla, çalışanların enerji yönetimi programlarına dâhil edilmesi aşaması, programların iyileştirilebilmesi açısından önemli bir aşamadır.

Çalışanların enerji yönetimi sisteminde aktif rol almalarının sağlanabilmesi için motivasyon psikolojilerinin de anlaşılması gerekmektedir. Motivasyon, çalışanların işleri için harcamaya istekli oldukları fiziksel ve zihinsel enerji miktarı olarak tanımlanabilir. Motivasyonun üç temel özelliği şu şekilde özetlenebilir:

- Motivasyon halihazırda insanlarda mevcuttur. Dolayısıyla, amirin görevi çalışanlara motivasyon sağlamak değil, çalışanlardaki motivasyonu nasıl serbest bırakacağını bilmektir.
- Çalışanların işleri için harcamaya istekli oldukları enerji ve göstermeye istekli oldukları gayret miktarı bireye göre değişebilmektedir. Çalışanların hepsi aşırı başarılı olmadıkları gibi, ilgisiz de değillerdir.
- Çalışanın elde edeceği kişisel tatmin düzeyi, işi için harcayacağı enerji miktarını da belirler.

Kişisel tatmin sağlanması, endüstri psikologlarının araştırmalarına konu olmuştur. Bu araştırmaların sonucunda, insanlar tarafından gerçekleştirilen eylemlerin çoğunun, örneğin yiyecek ihtiyacı gibi fiziksel ihtiyaçların veya kabul görme, takdir edilme ve başarma ihtiyacı gibi duygusal ihtiyaçların karşılanması için gerçekleştirildiği ortaya çıkmıştır.

Araştırmalar ayrıca, çalışanları motive etmeye yönelik çabaların neredeyse yalnızca zam, ikramiye veya yan haklar gibi fiziksel ihtiyaçların karşılanmasına yönelik olduğunu ortaya çıkarmıştır. Bu yöntemler yalnızca kısa vadede etkili yöntemlerdir. Bu nedenle, söz konusu fiziksel ihtiyaçların ötesinde motivasyon unsuru olabilecek diğer ihtiyaçların da ele alınması gerekmektedir.

İş zenginleştirmenin motivasyonun anahtarı olduğu açıktır. Bunu bilen enerji yöneticileri, daha fazla çalışan katılımını sağlayabilecek enerji yönetimi programlarını planlayabilir ve basit ve maliyeti düşük takdir etme yöntemleri ile iş zenginleştirme sağlayabilirler. Çalışan motivasyonunda dikkat edilmesi gereken hususlar şunlardır:

- Korkunun öncelikle birey için önemli olan konularla (örneğin, kişisel iyilik hali) ilgili olduğu durumlarda, korku uyandırma ve ikna arasında pozitif bir ilişki var gibi görünmektedir.
- İkna edici iletişimin başarısı, doğrudan iletişim kaynağının güvenilirliği ile ilgilidir ve önerilen değişikliklerin mevcut inançlardan ve uygulamalardan çok sapma gösterdiği durumlarda başarı oranı azalabilir.
- Dikkatlerin enerji verimliliğine çekilmesi amacına yönelik hatırlatıcıların amacına ulaşabilmesi için eylem noktasında ve eylem bağlamında uygun bir zamanda gösterilmesi ve eylemden kimin sorumlu olduğunun ve eylemin ne zaman gerçekleşmesi gerektiğinin belirtilmesi önemlidir. Çalışma alanlarında bulunan jenerik afişler genellikle istenilen etkiyi sağlamazlar.

Eğer verilecek ödül yapılan enerji tasarrufuyla orantılıysa ve harcanabilir gelirde kayda değer artışları temsil ediyorsa, finansal teşviklerle olumlu etkiler elde edilebilir.

- Tüketiciler, enerji tüketimini azaltmada olası kişisel rahatsızlığa büyük önem vermektedir. Kullanılan alanlardaki termostat ayarlarını konforlu olmaktan uzak değerlere değiştirmek etkili bir enerji yönetimi tekniği değildir.
- Sosyal takdir edilme ve onay görme olguları önemlidir. Sertifika veya madalya verilmesi, ayın çalışan/çalışanlarının belirlenmesi veya çalışanların seçkin alt gruplara üye olarak seçilmeleri ile sosyal takdir ve onay ihtiyaçları karşılanabilir. Bu tür faaliyetlerin maliyeti minimal düzeydedir.
- Koruma davranışı için potansiyel olarak en güçlü sosyal teşvik kaynağı fakat aynı zamanda en az kullanılanı, grup olarak karar alınması sırasında ortaya çıkan başkalarına bağlılık duygusudur.

2.6.4. Örnek Bir Görev-Sorumluluklar Çizelgesi

Üst yönetimin görev ve sorumlulukları aşağıdaki gibi olacaktır:

- Enerji politikasını oluşturmak,
- Enerji yönetim temsilcisini ve/veya enerji yöneticisini tayin etmek,
- Enerji yönetim sisteminin uygulanması ve sürdürülmesi için yeterli kaynağın mevcut olmasını sağlamak,
- Kuruluşun geri kalan kısmına konunun önemini anlatmak.

Enerji ekibi aşağıdakilerden sorumlu olacaktır:

- Enerji yönetim sistemini uygulamak için gereken kaynakları belirlemek,
- Enerji yönetim sisteminin uygulanmasını ve sürdürülmesini sağlamak,
- Yönetim gözden geçirmesinde sistem performansına ilişkin rapor vermek,
- Yönetim gözden geçirmesinde iyileştirme için tavsiyelerde bulunmak.

Üretim personeli aşağıdakilerden sorumlu olacaktır:

- Eylem planlarının başarıyla uygulanmasına katılmak,
- Enerji yönetim becerilerini iyileştirmek için mevcut eğitimlere katılmak,
- Enerji performansını iyileştirmek için işlem ve usullerde ortaya çıkan değişiklikleri takip etmek,
- Enerji yönetim sisteminde daha fazla iyileştirme yapmak için tavsiyelerde bulunmak.

2.7. Enerji Politikası

Enerji politikası beyanı, üst yönetimin sürekli enerji performansı iyileştirmesinin sağlanması için enerji yönetim sistemi konusundaki taahhüdünü ve desteğini gösterdiği resmi bir belgedir. Enerji politikasının amacı, kuruluşun enerji yönetimi konusundaki taahhüdünü ve genel yaklaşımını üst düzeyde belgelemektir. Politika metninin kuruluşun enerji kullanımını nasıl yöneteceğine ilişkin teknik detayları kapsaması gerekmemektedir, ancak bu metin enerji yönetiminin idari ve genel anlamda teknik hususlarının uygulama usulleri için esas teşkil etmektedir.

Bu türden bir enerji politikası sayesinde enerji yöneticileri, bazı durumlarda dâhil olunması zor olan iş planlaması, yeni tesis yerlerinin belirlenmesi ve yeni tesislerin planlanması, üretim ekipmanlarının seçimi, ölçüm ekipmanlarının satın alımı, enerji raporlaması ve eğitim faaliyetleri dâhil olmak üzere çeşitli faaliyetlere katılabilirler.

Enerji yönetim sisteminin karmaşıklık seviyesi, kuruluşun enerji kullanma faaliyetlerinin ölçeğine ve çeşitliliğine bağlı olarak değişecektir. Uygulanacak bir enerji programının gereğinden fazla karmaşık ve/veya bürokratik olması istenen bir durum değildir.

Politikanın aşağıdaki özelliklere sahip olması gereklidir:

- Kuruluşun enerji kullanımının özelliğine ve ölçeğine uygun olmalıdır.
- Sürdürülebilirliğinin sağlanması için düzenli olarak (örn. yıllık) gözden geçirilmeli ve güncellenmelidir. Bu gözden geçirme genellikle düzenli yönetim gözden geçirmesinin bir parçası olacaktır.
- Üst yönetimin enerji yönetim sistemi konusundaki taahhüdünü göstermek için tüm çalışanlara ve yüklenicilere bildirilmelidir.
- Politikanın kendisini destekleyecek bir taahhüt içermeden yalnızca yönetim taahhüdünün bir sembolü olmamasına dikkat edilmelidir.

Politikada aşağıdaki hususlar net bir şekilde vurgulanmalıdır:

- İlgili amaç ve hedeflerin geliştirilmesi ve gerçekleştirilmesi yoluyla enerji performansının sürekli iyileştirilmesi konusunda kararlılık,
- Enerji amaç ve hedeflerini gerçekleştirmek için gerekli kaynakları sağlama konusunda kararlılık,
- Performans iyileşmesini göstermek için gerekli önlemleri geliştirme konusunda kararlılık,
- Enerji kullanma faaliyetleri için geçerli tüm yasal ve diğer şartlara uyma konusunda kararlılık,
- Ekonomik açıdan elverişli olduğunda enerji verimli ürün ve hizmetlerin satın alınmasına verilen destek.

Verilen taahhüdü güçlü şekilde göstermesi açısından, politikanın üst yönetim tarafından imzalanması iyi bir seçenektir.

Enerji politikası kısa olmakla birlikte, aşağıdaki ögeleri içermelidir:

- Hedefler - Bu bölümde enerji ile ilgili standart ifadeler yer alabilir. Ancak hedefler belirlenirken gözetilmesi gereken en önemli husus, en düşük başlangıç maliyetinden ziyade yaşam döngüsü maliyet analizine vurgu yapılarak enerji verimliliğinin tüm tesisleri ve yeni ekipmanları içermesidir.
- Hesap Verebilirlik - Bu bölümde enerji yöneticisi, koordinatörler ve ilgili komisyonlar veya görev grupları gibi bileşenleri içeren organizasyon yapısı ve bu bileşenlerin yetkileri ortaya konulmalıdır.
- Raporlama - Bir enerji yöneticisinin üst yönetimin yetkilendirmesi olmadan kurum içindeki diğer kişilerden enerjiyi düzgün şekilde yönetme amacına yönelik raporlama gerekliliklerine uymalarını talep etmesi genellikle zordur. Enerji politikası söz konusu yetkilendirmenin dayandığı belgedir. Ayrıca, enerji politikası, enerji kullanımının ölçülmesini sağlayacak ekipmanların teminine yönelik fon talep edilebilmesi için meşru nedenler sağlar.
- Eğitim - Enerji politikasında eğitim ihtiyaçlarının da belirlenmesi durumunda, buna ilişkin finansmanın departman bütçelerine dâhil edilmesi daha kolay olacaktır. Söz konusu eğitimlerin kurum içindeki tüm seviyelerde eğitimi içermesi gerekmektedir.

Birçok şirket, yukarıda açıklanan tüm özellikleri kapsayan kapsamlı bir enerji politikası benimsemek yerine, daha basit bir politika belgesi geliştirmeyi tercih etmektedir.

2.8. Planlama

Planlama, bir enerji yönetim sisteminin kurulmasında kilit bir adımdır. Ne kadar enerjinin, nerede ve ne amaçla kullanıldığının bilinmesi esastır. Çoğu kuruluş maliyet esasının dağılımına ilişkin yeterli bilgiye sahiptir, fakat pek azı enerjinin nerede kullanıldığını iyi anlıyor gibi görünmektedir.

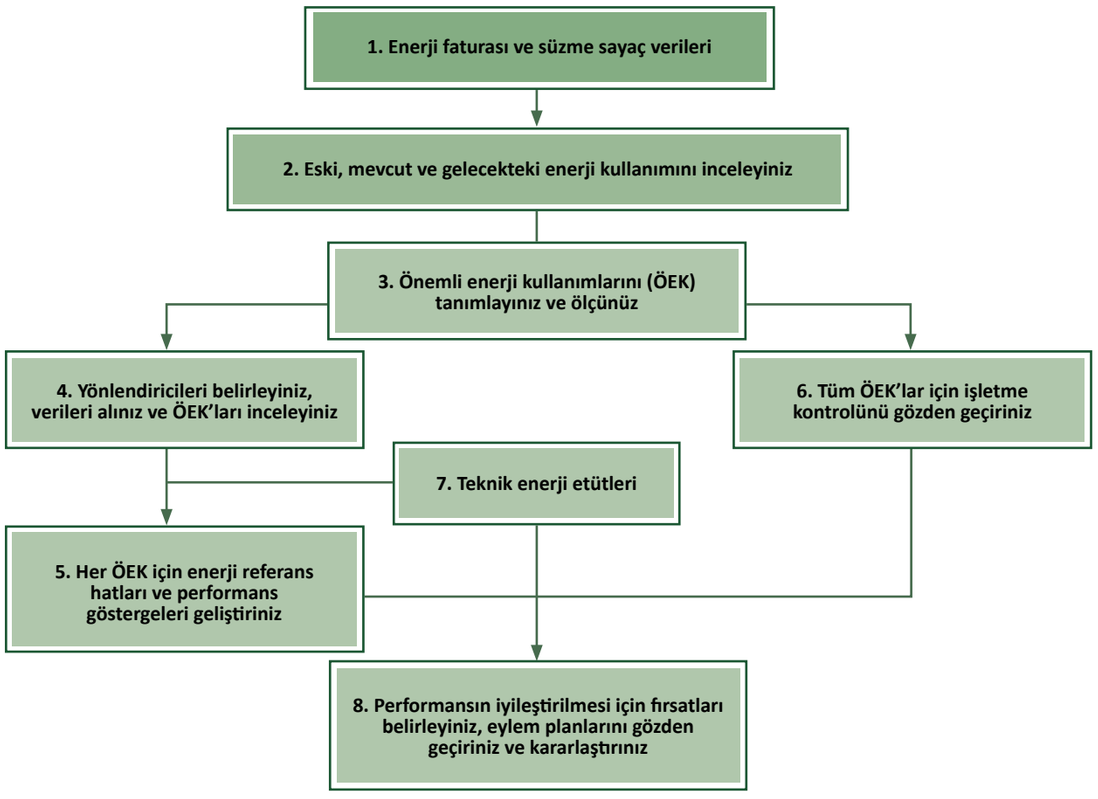
Planlama, enerji yönetim sisteminin en önemli bileşenlerinden birisidir. İyi bir enerji yönetimi yapabilmek için, yıl boyunca yürütülecek faaliyetlerin planlanması ve enerji yönetimi programının aktif tutulması gereklidir. Yıl boyunca periyodik olarak faaliyetler düzenlenmesinin planlanmasıyla, enerji yönetimine sürekli vurgu yapılması mümkün olacaktır. Söz konusu faaliyetler arasında eğitim programları, çalıştaylar, denetimler, planlama oturumları, gösterimler, araştırma projeleri ve sunumlar yer alabilir.

Planlama adımında enerjinin nasıl kullandığının incelenmesi gereklidir. Performans iyileşmelerinin nasıl ölçüleceği sorusuna cevap aranmalıdır. Ayrıca idari iyileştirmeler, teknik projeler, eğitim ve diğer araçların bir kombinasyonuyla enerji kullanımını azaltma konusunda ne tür fırsatların olabileceğine de dikkat edilmelidir. Bu sürece “enerji gözden geçirmesi” adı verilmektedir. Planlama adımında iyileşmelerin karşılaştırılabileceği bir referans hattına, amaç ve hedeflerle mukayeseli olarak ilerlemeyi ortaya koyacak göstergelere de ihtiyaç duyulacaktır. Enerji gözden geçirmesi sürecinde, enerji kullanımını sistematik olarak incelemek, böylece çabaları en önemli enerji kullanımlarına ve fırsatlara yoğunlaştırmak gerekir. İzleyen dönemde (genellikle bir yıl) gerçekleştirilecek tüm faaliyetlere esas teşkil ettiği için, enerji gözden geçirmesine emek vermeye değecektir.

Bu süreçte cevap aranacak başlıca sorular şunlardır:

- Kuruluş ne kadar enerji kullanıyor?
- Bu kullanımın eğilimi nedir?
- Enerji nerede kullanılıyor? (Bu soru, önemli enerji kullanıcılarını/kullanımlarını [ÖEK-ekipman veya prosese göre en çok enerji tüketen odaklar] ortaya koyar.)
- Bu kullanımı ne yönlendiriyor, yani enerji kullanımının değişmesine hangi değişken yol açıyor?
- Kuruluşun enerji performansı üzerinde kimlerin önemli bir etkisi var?
- Kuruluşun enerji performansını ölçmek ve yönetmek için hangi göstergeler kullanılabilir?
- Kuruluşun enerji performansını iyileştirmek için ne gibi fırsatlar var?
- Kuruluşun enerji performansını iyileştirmek için hedefleri neler?
- Kuruluşun izleyen dönem için enerji performansı eylem planları neler?

Aşağıdaki şekilde, enerji planlama sürecinin iş akış şeması gösterilmektedir.



Şekil 2.12: Enerji Planlama Süreci

Enerji planlama süreci, başlangıçta enerji yönetim sisteminin uygulamasının bir parçası olarak gerçekleştirilecek ve ilgili kısımlar gerektikçe devamlı olarak güncellenecektir. Şemadaki adımlar aşağıda ayrıntılı olarak açıklanmaktadır.

- Enerji faturalarına ve (varsa) enerji süzme sayaç verilerine ulaşılacaktır.
- Kullanım, tüketim ve performansı anlamak üzere eski enerji kullanımını kontrol etmek için eğilim belirleme ve veri inceleme kullanılacaktır. Gelecekteki yıllar için, genellikle yıllık olarak bütçeler oluşturulacaktır.
- Önemli enerji kullanıcılarını (ÖEK) tanımlamak ve ölçmek için enerji kullanımı ve tüketimi incelenecektir. Bu inceleme düzenli olarak güncellenecektir.
- Her bir ÖEK'nın yönlendirici etkenleri tanımlanacak, ölçülecek ve incelenecektir. Enerji yönlendiricisinin (yönlendiricilerinin) etkilerini belirlemek için regresyon ve diğer analizler kullanılacaktır. Bu analizler düzenli olarak güncellenecektir.
- Gerek duyulabilecek ilâve enerji sayaçlarını eklemek için bir ölçüm planının geliştirilmesi de dâhil olmak üzere, referans hatları ve enerji performans göstergeleri (EnPG) geliştirilecektir. EnPG'ler mümkün olduğunda regresyon incelemesine dayandırılacaktır. Bunlar düzenli olarak güncellenecektir.
- Her ÖEK ile ilgili işletme, bakım, tasarım ve satın alma faaliyetleri, kritik işletme parametreleri için bir ölçüm planının geliştirilmesi de dâhil olmak üzere, etkililik açısından gözden geçirilecektir. Her bir ÖEK'nın enerji performansını etkileyebilecek tüm personel, yeterli beceri düzeyinin mevcut olduğunu garantiye almak açısından değerlendirilecektir.
- Günlük bazda belirlenenlere ek olarak ilâve enerji tasarruf fırsatlarını belirlemek için gerektiğince ara sıra teknik enerji etütleri ve muayeneleri gerçekleştirilecektir. Yenilenebilir ve alternatif enerji kaynakları potansiyeli değerlendirilecektir.
- Yukarıdaki iyileştirme fırsatı kaynaklarına ek olarak, tüm personel ve çalışma arkadaşları fırsatlar önermeye teşvik edilecektir. Eylem planlarının geliştirilmesi, amaç ve hedeflerin karşılanmasının sağlanmasını da içerecektir. Eylem planlarına dâhil edilecek fırsatlar seçilirken, teknik olabilirlik, yasal ve diğer şartlar ile mali değerlendirmenin yanı sıra yukarıdaki hususların tamamı da dikkate alınacaktır. Kuruluşun enerji performansını etkileme potansiyeli bulunanlar için eğitim planları da geliştirilecektir.

Uygulanabilir bir planın sırrı, planın uygulanmasında ihtiyaç duyulacak kişilerin planlama sürecine dâhil edilmesidir. İnsanlar, tasarımına katıldıkları işlerin yerine getirilmesi için sorumluluk hissederler. Bu husus her türlü yönetim planlaması için hayati öneme sahip olmakla birlikte, genellikle göz ardı edilmektedir. Burada önemli bir husus, söz konusu amaçla kurulacak komisyonların, komisyonların sözünü esirgemeyen üyelerinin fikirleriyle hakimiyet kurmalarını ve daha az konuşan üyelerin öne sürdükleri fikirleri reddetmelerini önleyecek şekilde bir yöntemle yönetilmeleri gerekliliğidir.

2.9. Etüt Planlaması

Enerji etütlerinin yürütülmesine ilişkin ayrıntılar daha sonra kapsamlı bir şekilde ele alınacaktır, ancak fiili etütlerden önce bir planlamanın yapılması gerekmektedir. Planlama, gerçekleştirilecek etüt türlerini, etüt ekibinin yapısını ve etüt tarihlerini içermelidir.

Enerji etütlerini genelleştirmek yerine spesifik hale getirmek suretiyle çok daha fazla enerji tasarrufu sağlanabilir. Çeşitli spesifik etüt türlerine örnek olarak aşağıdakileri zikretmek mümkündür:

- Ayar yapma-Çalıştırma-Bakım (TOM) etüdü
- Basınçlı hava etüdü
- Motor etüdü
- Aydınlatma sistemleri etüdü
- Buhar sistemleri etüdü
- Su sistemleri etüdü
- Kontrol sistemleri etüdü
- Isıtma, havalandırma ve iklimlendirme sistemleri etüdü
- Yapı fiziği etüdü

Özelleştirilmiş enerji etütlerinin bu şekilde tanımlanması, etüt için uygun ekibin belirlenmesini kolaylaştırır. Elektrik ve doğal gaz hizmetleri sağlayıcılarının temsilcileri gibi kurum dışından insanların ekip üyesi olmaya davet edilmesi mümkündür. Enerji etütleriyle meşgul olan profesyonel bir danışmanlık şirketinden hizmet alınması bir diğer seçenektir. Etütlerin planlanması, enerji yönetimi programını aktif kılacaktır.

Eğer bir enerji performans sözleşmesi (EPS) düşünülüyorsa, etüt-proje sertifikasına sahip enerji yöneticilerinin enerji etüdü süreci için artık iki seçeneği bulunmaktadır: Etüdü gerçekleştirecek yükleniciyi seçmek veya yapılacak işi tanımlamak amacıyla enerji etüdünü gerçekleştirmek üzere kendi ekiplerinden faydalanmak. Bazı durumlarda, kurumsal bir enerji yöneticisi, bazı tesislerin enerji etüdünde bir yüklenicinin kullanılmasını ve diğer tesislerin enerji etüdünde ise kurum içi ekiplerin kullanılmasını önerebilir. Her iki yaklaşımın da belirli avantajları ve dikkate alınması gereken riskleri vardır.

Enerji etütlerinin performans sözleşmesi yoluyla gerçekleştirilmesinin avantajları şunlardır:

- Çok zaman alıcı olabilen sözleşme sürecine dâhil olan kişilerin zamanları dışında yararlanıcı idarenin/kuruluşun/şirketin EPS kapsamında yer alan herhangi bir yatırım için bütçe ayırmasına gerek bulunmaması,
- İdare/kuruluş/şirket içinden sadece etüt-proje sertifikalı bir uzman ve finans personeli olmak üzere minimum sayıda insanın sürece dâhil olması.

Dikkate alınması gereken riskler ise şunlardır:

- Teknik kaynakların genellikle sözleşme yapılan yüklenici şirketle sınırlı olması,
- Birçok potansiyel yüklenici şirketin yapılması gereken işin kapsamını ve büyüklüğünü öngörememesi,
- Yüklenici şirketin ihtiyaç duyulan tüm becerilere sahip olmaması ihtimali,
- Yüklenici şirketin, düşük maliyetli ve maliyetsiz projelere ilgi duymaması ihtimali,
- Projeler bazında yüksek fiyat tekliflerinde bulunma ihtimallerinin yüksek olması.

Enerji etütlerinin kurum içerisinde oluşturulacak bir ekip yoluyla gerçekleştirilmesinin avantajları şunlardır:

- Enerji etüt ekibinin, denetlenecek ekipmana göre ve kurum içi personeli veya kurum dışı uzmanları veya -daha fazla önerilen bir yöntem olarak- bunların bir kombinasyonunu içerecek şekilde seçilebilmesi,
- Enerji etüt ekibinin düşük maliyetli/ücretsiz ve büyük sermaye yatırımları arasında fark gözetmeksizin tüm potansiyel enerji tasarruf projelerini belirlemesi,
- İlgili diğer kişilerin ve eğitim bileşenlerinin de etüt sürecine dâhil edilmesiyle enerji etüdünün mükemmel bir eğitim aracı haline getirilebilmesi.

Bu yöntemin dezavantajları ise şunlardır:

- Kurum içinde oluşturulan ekibin bu alanda ihtisaslaşmış bir enerji verimliliği danışmanlık (EVD) şirketinin ya da EPS yapacak yüklenici firmanın uzmanları kadar teknik yetkinliğe sahip olmaması,
- Kurum içi ekibin yeni teknolojiler konusunda sınırlı bilgiye sahip olması; ayrıca başka sektörler/şirketler/kurumlardaki uygulamalardan gelen deneyime/birikime sahip olmaması ve olası uygulama sorunlarında çözüm yolları konusunda tereddüt yaşaması ihtimali,
- Belirlenen projelerin finansmanının enerji yöneticisinin ele alması gereken ayrı bir başlık haline gelmesi,
- Enerji etüt ekibinin çalışmalarından tam olarak yararlanılabilmesi için iyi organize edilmiş bir enerji yönetimi yapısına ihtiyaç duyulması.

2.10. Eğitim Planlaması

Kuruluş genelinde enerjiyle ilgili eğitim seviyesinin yükseltilmesi büyük kazançlar sağlayabilecektir. Yönetim kademesinin enerjinin karmaşıklığını ve özellikle de ekonomik getiri potansiyelini anlaması durumunda, enerji programı çok daha verimli bir şekilde uygulanabilecektir. Ek olarak enerji ekibi üyeleri, enerji verimliliği önlemlerine öncelik vermeleri ve en son teknolojiler hakkında bilgi sahibi olmaları durumunda daha etkili olacaklardır. Çalışanların enerji yönetimi ile ilgili önerilerinin niteliği ve niceliği de yine enerji eğitimleriyle birlikte artmaktadır.

Enerji eğitimi, üç farklı grup için ayrı ayrı ele alınmalıdır. Bunlar; yönetim kademesi, enerji ekibi ve çalışanlardır.

2.10.1. Yönetim Kademesine Yönelik Enerji Eğitimleri

Enerji performansı üzerinde bir etkisi olabilecek herkesin ve özellikle de ÖEK'ların performansını etkileyebilecek kişilerin, görevlerinde yeterli olmalarını sağlamak gerekmektedir. Buna tüm çalışanlar ve dışarıdan çalışan personel dâhildir.

Yönetim kademesinde görev yapan kişilerin eğitimler için zaman yaratmalarını sağlamak genellikle zordur. Dolayısıyla, eğitimler için zaman yaratmaları noktasında onları motive edecek şekilde enerji yönetimi programı ve faydaları hakkında bilgilendirmede bulunmanın daha incelikli yolları geliştirilmelidir. Bunun bir yöntemi, enerji programı ile ilgili güncellemelere ilişkin periyodik olarak planlanmış bir toplantının düzenlenmesidir. Enerji programı ivme kazandığında, yönetime yönelik yarım günlük veya tam günlük bir sunum yapılması avantajlı olabilir.

İyi yazılmış özlü raporlar, periyodik olarak yönetim kademesinin enerji yönetimi konusunda eğitilmesi açısından faydalı bir araçtır. Dergi ve gazetelerde yer alan enerji eğitiminin hedeflerine yönelik kısa makaleler söz konusu raporlara eklenebilir ve seçici bir şekilde dağıtılabilir. Enerji ekibine veya çalışanlara veya her ikisine yönelik enerji eğitimlerine yönetim kademesinin dâhil edilmesi, en iyi öğrenmenin öğretirken (örneğin sunum yaparken) gerçekleştiği göz önüne alındığında, yönetim kademesinin enerji yönetimi konusunda eğitilmesi için iyi bir yöntem olabilir.

Sonuç olarak, enerji yöneticisi, kurumu için bir iş planlayıcısı olmayı hedeflemelidir. Stratejik bir enerji planı, her iş planının bir parçası olmalıdır. Bu sayede enerji yöneticisi yönetim kademesindeki kişilerle daha fazla temas halinde olabilecek ve böylece daha fazla bilgilendirmede bulunma ve öğretme fırsatı bulabilecektir.

2.10.2. Enerji Ekibine Yönelik Enerji Eğitimleri

Enerji yönetimi programının çekirdek grubu olduğundan, enerji ekibinin enerji yönetimi konusunda uygun ve kapsamlı bir şekilde eğitilmesi yüksek öncelikli bir konudur. Enerji ekibi birçok yöntem ve kaynak kullanılarak eğitilebilir. Bu yöntemler arasında şunları saymak mümkündür:

- Bireysel Çalışma - Bireysel çalışma yönteminin etkili olabilmesi, enerji ile ilgili materyallerden oluşan iyi bir kitaplığa sahip olunmasına bağlıdır.
- Kurum İçi Eğitimler - Kurum içi eğitimler genellikle enerji yöneticisi olmak üzere enerji ekibinin kalifiye bir üyesi veya kurum dışından bir uzman tarafından verilebilir.
- Kısa Süreli Kurslar - Enerji yönetimi konusunda kısa süreli kurslar; bu alanda faaliyet gösteren dernekler, danışmanlık şirketleri, bireysel danışmanlar veya üniversitelerden temin edilebilir.
- Kapsamlı Kurslar - Bu kurslar; teknik eğitim veren devlet kurumlarından, kamu yararına faaliyet gösteren kuruluşlardan, sektör birlik ve derneklerinden, üniversitelerden temin edilebilir.
- Merkezi olmayan büyük kuruluşlar için, yıllık olarak düzenlenen iki veya üç günlük bir eğitim programı, enerji yöneticilerine yönelik eğitim programının temel bileşenini teşkil edebilir.

Bu tür programlar aşağıdaki hususlar da göz önünde bulundurularak dikkatli bir şekilde planlanmalıdır:

- Kurum içinden ve dışından deneyimli uzman konuşmacıların seçilmesi,
- Bu türden eğitim programlarının üst yönetimin desteğinin elde edilmesi için bir fırsat sunduğu göz önüne alınarak, programın açılış konuşmasını veya müstakil sunum yapmak üzere kurum içinden üst düzey yöneticilerin davet edilmesi,
- Programa girdi sunma fırsatına sahip olmalarını sağlamak için katılımcıların atölye faaliyetlerine dâhil edilmesi ve ayrıca, enerji tasarrufu konusunda hemen uygulayabilecekleri bazı pratik ipuçlarının sağlanması.

2.10.3. Çalışanlara Yönelik Enerji Eğitimleri

Çalışanlara yönelik enerji eğitimleri konusunda sistematik bir yaklaşım benimsenerek eğitime bazı temel eğitimlerle başlanmalıdır. Bu sayede çalışanların enerji yönetimi ile ilgili çok daha kaliteli fikirler üretebilmeleri mümkün olacaktır. Çalışanlar eğitime yüksek değer verirler. Bu nedenle eğitimlerin ek bir faydası da çalışanların moralinin artırılması olacaktır. Basitçe elektrik talebi ile kilovat saat enerji arasındaki farkın ve basınçlı havanın çok pahalı olduğunun öğretilmesi bir başlangıçtır. Enerjiyle ilgili kısa eğitim oturumları, devam etmekte olan diğer çalışan eğitim programlarına dâhil edilebilir. Çalışanlara yönelik kapsamlı bir enerji eğitimi programı şu başlıkları içerebilir:

- Çalışanların kendi evlerinde de enerjiden tasarruf etmeleri,
- Kendi enerji faturalarını nasıl değerlendirecekleri,
- Elektrik enerjisinin esasları,
- Enerji sistemlerinin esasları,
- Enerji araştırmalarının nasıl yapıldığı ve enerji araştırmalarında nelere dikkat edildiği,
- Düşük veya sıfır maliyetli enerji çözümleri.

Sonraki adımlarda çalışanların, ÖEK'lar konusunda, özellikle de yürüttükleri işlerin enerji performansını etkileyen her tür işletme usul veya şartları konusunda eğitilmesi gerekmektedir. Örneğin kazan kullanıcıları; üzerinde kontrole sahip oldukları çeşitli işletme parametreleri ile toplam çözünmüş katı maddeler, kazan basıncı, yanma ayarları, manuel blöf işlemleri, ısı geri kazanımının kullanımı vb. faktörlerden hangilerinin kazan verimini etkilediği konusunda eğitim almalıdırlar.

Önemli enerji etkisi olma potansiyeli bulunan kişiler için özel eğitim başlıkları şunlardır:

- Prosesleri için kritik işletme parametreleri,
- Kendi prosesleri için işletme metodolojileri veya usulleri,
- Bu ölçüt veya usullere göre işletmemenin etkisi.

Bu eğitim, ilgili teknoloji konusunda enerji mühendisliği deneyimi olan birisi tarafından geliştirilmeli ve verilmelidir. Bu kişi bir proje mühendisi, proses mühendisi, işletme şefi, dış danışman vb. olabilir. Belli teknolojilerin, örneğin hava kompresörleri, kazanlar, pompalar vb.'nin üreticilerini kullanmaktan kaçınılmalıdır; çünkü bunlar çoğunlukla özel uygulamayı anlamayacaktır ve dolayısıyla da verecekleri eğitim, tesisteki özel uygulamadan ziyade teknolojinin kendisiyle sınırlı kalacaktır.

Tamamlanan tüm eğitimlerin belgeli kayıtları tutulmalıdır. Bu kayıtlar basılı veya elektronik ortamda olabilir ve çoğu durumda bunlar hazırlanırken mevcut eğitim yönetim süreçlerinden faydalanılacaktır.

2.11. Stratejik Planlama

Enerji yönetimi programının stratejik planlaması, ilgili hedeflerin, stratejilerin, programların ve eylem ögelerinin geliştirilmesini içerir. Stratejik planlama, enerji yönetimi programının geliştirilmesi sürecindeki son ama belki de en önemli adımdır. Ne yazık ki birçok kuruluş bu adımı göz ardı etmektedir. Stratejik planlama terimi, teknik yönü ağır basan kişilere hoş gelen bir terim değildir. Bununla birlikte, basitleştirilmiş bir yaklaşım kullanılması ve enerji yönetimi ekibinin sürece dâhil edilmesi yoluyla, önümüzdeki beş yıllık programı tanımlayacak bir akış şeması kullanılarak bir stratejik plan geliştirilmesi mümkündür.

Katılımcı tekniklerin kullanılması yoluyla enerji yönetimi ekibi hedeflerin, stratejilerin, programların ve eylem öğelerinin her bir bileşeninin geliştirilmesi sürecine dâhil edildiğinde, sürecin sonucunda birçok amaç için kullanılabilecek basitleştirilmiş bir akış şeması halinde bir stratejik plan ortaya çıkacaktır. Stratejik plan, onaylanmasını ve yürürlüğe konulmasını takiben, öncelikle enerji yönetimi programına izinsiz müdahaleleri engelleyen koruyucu bir plan görevi görecektir. Stratejik plan belgesi, planın uygulanması için gerekli finansman ve personel gibi kaynaklar için bir temel teşkil edecektir. Stratejik plan, enerji yönetimi programının yönetimin en üst kademelerinde meşrulaştırılmasını da sağlayacaktır. Enerji yönetimi programının uygulayıcılarının da stratejik planlama sürecine dâhil edilmesi, programın başarıya ulaşma şansını artıracaktır.

2.12. Raporlama

İlgili kuruluşun büyüklüğü, ürün türleri, proje ihtiyaçları ve halihazırda yürürlükte olan prosedürler gibi çok fazla değişken bulunması sebebiyle raporlama amacıyla kullanılabilecek genel bir şablon yoktur. Bazı şirketlerde bir ürünün kJ/kg değerinden spesifik enerji tüketimi, anlık okumalar veren bir bilgisayar sistemi kullanılarak hesaplanabilmektedir. Ancak bu örnek sadece bir raporlama sistemi değil, aynı zamanda bakım sorunlarını da tespit eden bir sistemdir. Çok az şirket bu yeteneklere sahiptir, ancak birçoğunun aylık raporlamada kullandıkları bir tür enerji endeksi vardır.

Enerji fiyatlarının çok fazla dalgalandığı zamanlarda, en iyi enerji endeksi genellikle enerji birimlerine dayalı olan endekstir. Enerji fiyatlarının çok istikrarlı olduğu zamanlarda ise en iyi enerji endeksi para birimidir. Hava durumu, üretim, tesislerin genişlemesi veya daralması ve yeni teknolojiler gibi herhangi bir enerji endeksini etkileyebilecek birçok faktör bulunmaktadır.

Enerji raporlama sistemlerinin etkili olması, kuruluşun kendine özgü koşullarına uyacak şekilde uyarlanmasına bağlıdır. Raporlama, enerji yönetiminin en göz alıcı kısmı olmasa da, programın maliyetlerinin ve enerji etkinliğinin muhasebesinin yapılmasını sağlayarak enerji yönetimine katkıda bulunur. Aynı zamanda raporlama, enerji yönetimi programının tanıtımı için de bir araçtır.

Rapora en fazla değer verecek olan kişiler muhtemelen raporu hazırlayanlar olacaktır. Raporun hazırlanması, ilgili tüm bilgilerin tutarlı bir şekilde tanımlanmasını ve derlenmesini gerektiren emek isteyen bir iştir. Rapor, başka türlü akla gelmeyecek düşünce ve analizlerin dikkate alınmasını da gerektirir.

Raporlarda programın fayda ve maliyetlerinin sunulduğu göz önüne alındığında, raporlamanın enerji politikasının bir gereği haline getirilmesi, enerji yönetimi programının uygulanması ve devam ettirilmesi için gerekli desteğin alınmasını kolaylaştırabilir. Çoğu durumda, enerji ve maliyet verileri zaten periyodik olarak toplanmış ve derlenmiş olabilir. Bu gibi durumlarda basitçe üretim verileri ile enerji verileri birleştirilerek bir enerji endeksi geliştirilebilir.

Raporlama ihtiyaçlarının mümkün olduğunca basit tutulmasında fayda vardır. Aylık raporlar, mevcut kullanımın referans alınan kullanımlarla karşılaştırıldığı bir grafiğin güncellenmesi kadar basit olabilir. Raporlardaki değerlendirmeler kısa olmalıdır. Detaylı bilgiler için destekleyici derinlemesine bilgileri içeren bir veri dosyasına atıfta bulunulmalıdır. Yıllık raporlar, aylık raporların tablolaştırılmış şeklini içerecek kadar basit olabilir.

2.13. ISO 50001

2011 yılına kadar ISO 16001 olarak bilinen ISO 50001 (Enerji Yönetim Sistemi - EYS) standardı, kuruluşların enerji yönetimi yapmalarını ve enerji kaynaklarını en verimli şekilde kullanmalarını hedefleyen, bu doğrultuda enerji performansının sürekli iyileştirilmesini esas alan bir standarttır. Uluslararası Standardizasyon Organizasyonu (ISO) tarafından Ağustos 2018 tarihinde yayımlanan yeni versiyon, TSE tarafından güncellenmiş ve TS EN ISO 50001:2018 adıyla Kasım 2018 tarihinde kullanıcıların ilgisine sunulmuştur.

Güncellemeyle birlikte standardın temelini oluşturan 4 no'lu "Enerji Yönetim Sisteminin Şartları" maddesinde değişikliğe gidilmiş, belgeyi alacak kuruluşlar için bir "bağlam" maddesi getirilerek kuruluşun mevcut iç ve dış şartlarının iyi analiz etmesi hedeflenmiş, "doküman" ile "kayıt" arasındaki fark ortadan kaldırılarak "dokümante edilmiş bilgi" terimi geçerlilik kazanmıştır.[6] Yapılan değişiklikler ile standardın omurgasına dokunulmamış, yönetim felsefesi ve yaklaşımı açısından bir farklılık ortaya çıkmamıştır. Standart enerji kullanımının sistematik bir yaklaşımla yönetilmesini ve böylece enerji verimliliği sağlanarak enerji harcamalarının düşürülmesini amaçlamaktadır.

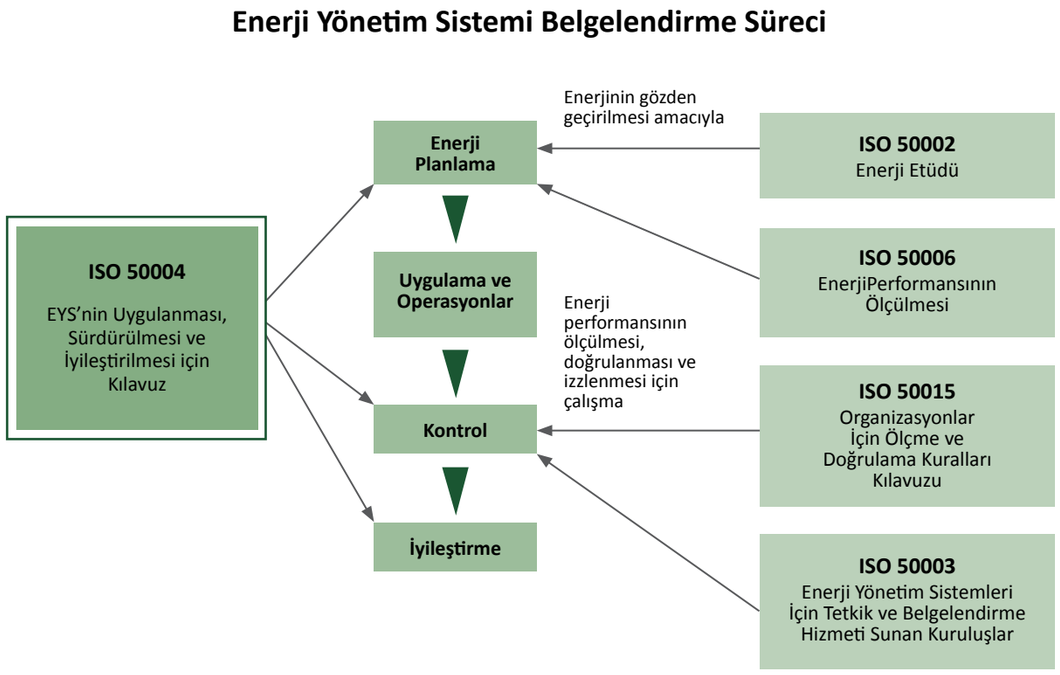
Diğer birçok standarttan farklı olarak nümerik yaklaşımları önceleyen ve teşvik eden ISO 50001, enerjinin optimal kullanımını merkeze yerleştirmektedir. ISO 50001 standardı ile öngörülen Enerji Yönetim Sistemi (EYS), sistematik biçimde, güçlü göstergeler ve sağlam analiz teknikleriyle yukarıdan aşağıya bütün ilgili aktörleri sürece dâhil etmeyi öngören bir modele dayanmaktadır.

ISO 50001'in başlıca özelliklerini aşağıdaki şekilde özetlemek mümkündür:

- Kuruluşların enerji kullanımlarını azaltan ve enerji performanslarını artıran sistem ve prosesler geliştirmelerini sağlar.
- Bir EYS oluşturulmasıyla kuruluş tarafından izlenebilirliği sağlanan ve enerjili kullanımıyla ilgili olan tüm alan ve faaliyetlerde uygulanabilir.
- Kuruluşun tüm kademelerinden, özellikle üst yönetimden katılımı öncelikli görür.
- EYS uygulaması kuruluşun faaliyet alanı, dokümantasyon yapısı ve kaynak ihtiyaçlarına göre değişiklikler gösterebilir.
- ISO 50000 serisinde yer alan ve ISO 50001'i desteklemek üzere geliştirilen bir dizi başka standart mevcuttur. Bu standartlardan öne çıkanları aşağıda sıralanmaktadır:
- ISO 50002 – Enerji Etüdü
- ISO 50003 – EYS Tetkiki ve Belgelendirme
- ISO 50004 – EYS'nin Uygulanması, Sürdürülmesi ve İyileştirilmesi İçin Kılavuz
- ISO 50006 – Enerji Performansının Ölçülmesi, Enerji Referans Değeri ve Enerji Performans Göstergeleri (EnPG)
- ISO 50015 – Ölçme ve Doğrulama İçin Kılavuz (Ö&D)

[6] Ünal, Renklidağ ve Almeman, 2019.

Sayılan standartların birbirleriyle olan ilişkisi aşağıdaki şekilde şematik olarak gösterilmektedir.



Şekil 2.13: ISO 50000 Serisi Standartları

ISO 50000 serisinden çıkan diğer standartlar, enerji yönetimiyle ilgili tamamlayıcı bir nitelik arz etmektedir. Bu standartlara ilişkin özet açıklamalara aşağıda yer verilmektedir.

ISO 50002 (TS EN ISO 50002)

- Standart, enerji performansıyla ilgili bir enerji etüdü yapılabilmesi için gereken sürece yönelik kuralları kapsamaktadır. Bu standart, her türlü tesise ve kuruluşa ve bütün enerji türlerine ve enerji kullanım çeşitlerine uygulanabilir.
- Standart, enerji etüdü yapma ilkelerini, enerji etütleri sırasındaki ortak süreçlere yönelik kuralları ve beklenen etüt çıktılarını içermektedir.
- Standart, enerji etüt hizmeti sağlayan kuruluşların seçimine ve yetkinliklerinin değerlendirilmesine yönelik kuralları kapsamamakta, bir kuruluşun enerji yönetim sisteminin etüdünü ele almamaktadır. Bu konular ISO 50003'te açıklanmaktadır.
- Standart, kullanımıyla ilgili olarak kılavuz bilgi de sağlamaktadır.

ISO 50003 (TS EN ISO 50003)

- Standart, enerji yönetim sistemlerinin (EYS) denetiminde ve belgelendirmesinde bu hizmetleri sağlayan kuruluşların yetkinlik, tutarlılık ve tarafsızlığına ilişkin kuralları kapsamaktadır.
- Standart, bir EYS denetiminin etkililiğini sağlamak için denetim sürecini, EYS'nin belgelendirme sürecine müdahil olan personelin yetkinliğiyle ilgili kuralları, denetimlerin süresini ve çoklu konum örneklemesini ele almaktadır.
- Bu standardın ISO/IEC 17021:2011 standardıyla birlikte kullanılması amaçlanmıştır. ISO/IEC 17021:2011'de verilen kurallar aynı zamanda bu standart için de geçerlidir.

ISO 50004 (TS ISO 50004)

- Bu standart, ISO 50001'deki sistematik yaklaşıma uygun olarak bir EYS'nin kurulması, uygulanması, sürdürülmesi ve iyileştirilmesi için pratik yol gösterici bilgi ve örnekleri kapsamaktadır.
- Standartta verilen yol gösterici bilgiler; büyüklüğüne, tipine, konumuna veya olgunluk seviyesine bakılmaksızın herhangi bir kuruluşa uygulanabilir.
- Standart, tümleşik bir yönetim sisteminin nasıl geliştirileceğiyle ilgili yol gösterici bilgi sağlamamaktadır.
- Standartta sunulan yol gösterici bilgiler, ISO 50001'deki enerji yönetim sistemi modeliyle uyumlu olsa da ISO 50001'de verilen kurallarla ilgili yorum sağlanması amaçlanmamıştır.

ISO 50006 (TS ISO 50006)

- ISO 50006, şu konularda pratik rehberlik sağlamaktadır:
  - Enerji performansının yönetilmesi, değerlendirilmesi, kontrolü ve sürekli iyileştirilmesi
  - ISO 50001'in gerektirdiği şekilde uygun EnPG'lerin ve enerji referans hatlarının kullanılması
  - EnPG'lerin ve enerji referans değerlerinin korunması için EnPG değerlerinin normalleştirilmesi
- Standardın EYS kurulmadan önce kullanılması mümkündür.
- Standart, kaynakların tahsisi, enerji programının hazırlanması ve başarılı bir sonuç elde edilmesi için üst yönetimin desteğini öncelikli görmektedir.
- Farklı kullanıcılar ve amaçlar için oluşturulmuş farklı EnG'lere izin veren bir mahiyete sahiptir, dolayısıyla izleme göstergelerinin üst yönetim beklentileri veya enerji ekibinin yönelimleri doğrultusunda farklılık göstermesi mümkündür.

ISO 50015 (TS ISO 50015)

- Standard, ISO 50001'de tanımlandığı gibi, kendi işlevleri ve yönetimi olan ve enerji kullanımını kontrol etme yetkisine sahip kuruluşlar içindir.
- Standart, EYS'nin uygulanmasıyla birlikte veya onsuz kullanılabilmektedir.
- Standardın amacı, kullanılan hesaplama yöntemi veya opsiyon ne olursa olsun, ölçme ve değerlendirme (Ö&D) uygulanmasındaki ortak ilkelerdir.
- Amaç tasarruflara güvenilirlik sağlamak olduğu için beyan odaklıdır ve her büyüklükteki kuruluş tarafından kullanabilir.
- Enerji performansının tespit edilmesi veya mevcut performansın iyileştirilmesi için kullanılabilmektedir.

2.14. Enerji Verimliliğinde Enerji Dışı Faydalar

Hane halkı tasarruflarına olumlu katkı yapması, düşen maliyetlerle sanayi tesislerinin rekabetçiliğini artırması, ülkenin enerji arz güvenliğinin yükseltilmesine ve cari açığın düşürülmesine destek sağlaması enerji verimliliğinin bilinen başlıca faydalarıdır. Bununla birlikte, enerji verimliliğinin enerji kullanımı/tüketimi haricinde oluşturduğu birtakım ek faydalar da mevcuttur. Bunlar "enerji-dışı faydalar" (non-energy benefits) olarak tanımlanmaktadır.

Enerjiyi daha verimli kullanmak için yapılan herhangi bir yatırımın, iyileştirmenin, değişikliğin genellikle enerji tasarrufu dışında birtakım başka faydalar da sağladığı görülür. Örneğin bir binanın dış kabuğuna ısı yalıtımı yapıldığında, öncelikle binadaki ısıtma ve soğutma yükü ihtiyaçları düşer. Bu bina konut amaçlı bir bina ise, binada kışın kullanılan kaynağa göre kömür/doğal gaz/fuel oil/elektrik ihtiyacı, yazın ise (soğutmanın klimayla yapıldığı varsayılırsa) elektrik talebi azalır. Beklenen başlıca faydalar bunlardır ama sağlanan faydalar bunlarla sınırlı kalmaz. Isı değişikliklerinin genliği düşeceği için, yani ani ve şoklayıcı ısı değişimleri çok azalacağı için iç mekandaki konfor artar, binanın kullanım ömrü uzar. Ayrıca binanın soğuk kesitlerinde meydana gelen nemlenme ortadan kalkar. Bu ise boya ihtiyacını azaltır; ayrıca, mikroorganizma üremesine bağlı hastalıkları engelleyerek olası sağlık maliyetlerini düşürür.

Bir başka basit örnek de herhangi bir tesiste yapılabilecek aydınlatma ekipmanı değişikliğidir. Aydınlatma için daha verimli lambalar kullanıldığında, aynı miktar aydınlatma ihtiyacı için daha az elektrik tüketilmesinden dolayı doğal olarak bir enerji verimliliği sağlanır. Ek olarak, daha verimli aydınlatma cihazları daha uzun bir ömre sahip oldukları için, ömür boyu maliyet (life cycle cost) de düşer; çünkü eski sistemde - lambanın 5.000 saat sonrasında yenilenmesi gerekirken, yeni durumda bu süre örneğin 20.000 saat olur. Ama sağlanan tasarruflar bununla sınırlı değildir. Her şeyden önce montaj maliyetleri düşer, bakım giderleri azalır. Üstelik ışık üretimi esnasında dışarı çok az ısı verildiği için, dar/kapalı alanlarda ilâve soğutma ihtiyacı meydana gelmemiş olur.

Buhar ve sıcak su hatlarının yalıtımlarına yönelik yatırımlar da enerji dışı faydalar için çok açıklayıcı bir örnektir. Buhar ve su hatlarındaki kaçakların önlenmesiyle, aynı miktar iş için daha az enerji üretimine ihtiyaç duyulur, çünkü yalıtım sonrasında kaçaklar sebebiyle kaybedilen enerji tasarruf edilmiş olur; işin enerji verimliliğiyle ilgili kısmı budur. Bu şekilde üretilecek enerji ihtiyacı düşünce, kazanda kullanılacak su ihtiyacı da azalır. Dolayısıyla suyu şartlandırma esnasında harcanan kimyasal (ve varsa) enerji de azalır. Ayrıca sızıntı ve kaçaklardan kaynaklanan iş güvenliği kazalarının sayısı azalır, dolayısıyla işgücü kaybı maliyeti ve sağlık giderleri de azalmış olur.

Birçok ülkede yapılmış araştırmalarda enerji-dış faydalar açısından ortaya çıkan çarpıcı sonuçlar bulunmaktadır. Ticari unvanlardan sakınılarak bunlardan birkaçına aşağıda yer verilmektedir.

- Yüzey işlemeyle uğraşan bir fabrikada yoğuşturucu optimizasyonu için bir proje geliştirilmiş ve yatırımın kendisini geri ödeme süresi 6 yıl olarak hesaplanmıştır. Ancak daha düşük bakım maliyeti, soğutma suyu kullanımında azalma gibi operasyonel faydalar da hesaba katıldığında geri ödeme süresi 1 yıla düşmüştür.
- Enerji yönetimi sonucunda bir mandıra kimyasal temizleme sistemini değiştirmiştir. Uygulamanın sonucunda parasal tasarrufun bununla sınırlı olmadığı görülmüştür. Tesiste su kullanımı %6, kostik soda kullanımı %46 ve asit kullanımını %34 oranında azalmıştır.
- Bir gıda marketi daha verimli dondurucuları yatırım yaparak yalnızca elektrik maliyetlerini yüzde 26 oranında düşürmekle kalmamış, aynı zamanda donmuş gıdalar için yapılan toplam sigortadan da tasarruf etmiştir. Çeşitli cihazlar kullanan yeni sistem sayesinde artık sigorta gerekli bir gider kalemi olmaktan çıkmıştır.
- Bir kazanın cebri çekişli fanına değişken hızlı sürücülerin takılması enerji tasarrufu yoluyla yatırımda hızlı geri ödeme sağlamıştır. Aynı zamanda da gürültü seviyelerini önemli ölçüde düşürmüş, bu da kazan dairesinin yeniden sınıflandırılmasını ve gürültü koruma önlemleri için yapılması gereken yatırımların ortadan kalkmasını sağlamıştır.

IEA (Uluslararası Enerji Ajansı), "enerji-dışı faydalar" yerine "enerji verimliliğinin çoklu faydaları" tabirini kullanmaktadır. IEA'ya göre çoklu faydaların başında enerji arz güvenliğinin sağlanması gelmektedir. Gerçekten de enerjinin tasarruf edilmesi ihtiyaç duyulan kaynak miktarını azaltmaktadır ve özellikle fosil yakıt ithalatçısı ülkelerde ithalat giderlerinin düşmesini sağlamaktadır. IEA, üye ülkelerin 2000 yılından itibaren 2017 yılına kadar yaptıkları enerji tasarrufunun, 30 milyar ABD Doları tutarında petrol ithalatına engel olduğunu hesaplamaktadır.[7] Makro düzeyde bu faydanın dış ticaret açığını azalttığı, ekonomik kaynakların daha üretken alanlara yönlendirilmesi gibi sonuçlara yol açtığı bilinmektedir. Benzer şekilde, enerji verimliliği ile ülke genelinde enerji tesisi yatırımı ihtiyacı azalmaktadır. Bütün bunların devletlerin merkezi bütçelerinde iyileşmeleri beraberinde getirdiği, işsizliği azaltıcı önlemler için kaynak oluşturduğu da ifade edilmektedir.

IEA'nın enerji verimliliği kapsamında saydığı diğer enerji-dışı faydaları şöyle özetlemek mümkündür:[8]

- Binalardaki enerji iyileştirmeleri (yalıtım ve iklimlendirme) bina sakinlerinin, özellikle kırılgan grupta yer alan sakinlerin sağlıklarını güçlendirmektedir. Potansiyel faydalar; solunum rahatsızlıkları, kardiyovasküler hastalıklar, romatizma, kireçlenme ve alerji semptomlarında ve kazalara bağlı yaralanmalardaki azalmadır. Ayrıca soğuk iklimlerde kış ölümleriyle sıcak iklimlerde dehidrasyona bağlı risklerin düştüğü de ifade edilmektedir. Keza enerji verimli binalarda çalışan işyeri sakinlerinde daha az baş ağrısı, yorgunluk ve cilt hassasiyeti geliştiği raporlanmaktadır.
- Enerji verimli iklimlendirme sistemleri, özellikle de başarılı havalandırma uygulamaları iç ortam nemini azaltmakta, bu da ısı köprüsü ve/veya eksik yalıtımdan kaynaklı küf/zararlı bakteri oluşumunu engelleyerek pek çok olası sağlık sorununun önüne geçmektedir.
- Daha az enerji kullanımıyla yerkürenin her yerinde hava kirlenmesindeki yüksek artış sınırlandırılmaktadır. Hava kirliliğinin pek çok sağlık sorununa yol açtığı bilinmektedir.
- Enerji verimliliğinin enerji kullanımını azaltmasıyla sera gazı emisyonlarında da bir düşme meydana gelmektedir.

[7] IEA (Uluslararası Enerji Ajansı), 2019.
[8] A.g.e.

- Hane halklarının enerji için ayırdıkları bütçenin toplam hanehalkı geliri içindeki payının düşmesiyle, başka alan ve hizmetlere harcama yapmak için bir marj oluşmaktadır.
- Özellikle binalarda yapılan enerji verimliliği yatırımları, binanın varlık değerini yükseltmektedir. Bu da mülk sahipleri açısından daha fazla gayrı menkul geliri anlamına gelmektedir.
- Özellikle imalat sanayii sektörlerinde enerji verimli çalışma ortamlarının işçilerde devamsızlık oranlarını azalttığı, dolayısıyla üretim kayıplarının düştüğü ve üretkenliğin yükseldiği, en nihayetinde maliyet optimizasyonunun sağlandığı tespit edilmektedir.

Özetlenerek söylenecek olursa, enerji dışı faydalar çok çeşitli biçimlerde ortaya çıkabilir. Farklı çalışmalarda tespit edilen enerji dışı faydaları aşağıdaki gibi başlıklandırmak mümkündür:

- Birim zamandaki üretim miktarlarında artış
- Ürün kalitesinde yükselme
- Ekipman performanslarında iyileşme (daha düşük sayıda arıza)
- Ekipman ömürlerinde uzama
- Daha yüksek ortam konforu (düşük gürültü, gelişmiş hava kalitesi, optimal ortam sıcaklığı, uygun aydınlatma, vb.)
- Daha yüksek sıhhi şartlar (nem, gölgelenme vb. faktörlerde iyileşme)
- Azalan iş kazaları ve yükselen iş güvenliği
- Sağlık giderlerinde azalma
- Atık (kirli su, kül, baca emisyonu, ürün atığı vb.) miktarında düşüş ve daha iyi atık yönetimi

Yukarıda sayılan faydaların bir kısmının çeşitli yöntemlerle sayısallaştırılması mümkündür. Literatürde bu konuda farklı örnekler bulunmakla birlikte, mali açıdan 1 birimlik enerji verimliliği faydası sağlandığında, en düşük durumda 1 birimlik de enerji-dışı fayda elde edilmektedir.[9] Sayısallaştırmanın mümkün olduğu durumlarda "enerji dışı fayda/enerji verimliliğinden sağlanan fayda" oranının 3/1'e kadar çıkabildiği ve bunun da proje ekonomisini (geri ödeme süresi, iç kârlılık oranı vb.) yüksek derecede iyileştirebildiği görülmektedir.

Enerji verimliliğiyle ilgili değerlendirmelerde enerji-dışı faydaların hesaba katılması, son yıllarda gelişmiş ülkelerde yaygınlaşan bir yaklaşımdır. Türkiye'de bu faydaların dikkate alınarak analizlerin yapılması, makul enerji verimliliği projelerinin sayısını artıracak ve bu projelerin hayata geçmesini kolaylaştıracaktır.

[9] Cooremans vd., 2020; Nehlera vd., 2016; Schiller vd., 2016.

EK-1: Çoklu Regresyon Yöntemi ve Bir Uygulama Örneği

Birden fazla değişkenin aynı anda bir bağımlı değişken üzerinde nasıl bir etki oluşturduğunu izlemek için çoklu regresyon tekniği kullanılır. Çoklu regresyon analizinin kullanılmasında genelde iki temel amaç vardır: 1) Kolay elde edilebilir bağımsız değişkenler (X_1, X_2, X_3, ...) yardımıyla bağımlı değişken (Y) değerini kestirmek, 2) Bağımsız değişkenlerden hangisi veya hangilerinin bağımlı değişkeni daha çok etkilediğini belirlemek.

Çoklu regresyon analizi yapılırken şu hususlara dikkat edilir:

1. Tahmin edilen doğrusal regresyon denkleminin genel olarak örnekleme uygun olup olmadığını anlamak için öncelikle "R^2" değerine bakılır. Eğer regresyon denklemi tek bağımsız değişkenli bir model ($Y=a+bX$) ise, Excel veya SPSS analizinde "R Kare" (***R Square***) değerine bakılır. Eğer çok değişkenli ($Y=a+bX_1+cX_2+...$) bir model ise, bu kez "Düzeltilmiş R Kare" (***Adjusted R Square***) değeri incelenir.

Eğer R^2 değeri 0'a yakınsa, kullanılan modelin uygun olmadığı sonucu çıkarılır. Bu durumda analizin yenilenmesi ve bambaşka bir modelin kurulması gerekir. Eğer R^2 değeri 1'e yakınsa, uyum iyiliğinin uygun olduğu sonucu çıkarılır. Bir başparmak kuralı olarak, enerji tüketimiyle ilgili basit (tekli) veya çoklu regresyon analizlerinde 0,75 değerinin aranması doğru yöntemdir. Çünkü bu değerin altında bir R^2 değeri söz konusu ise, ÖEK'ların doğru tespit edilmediği büyük oranda açıktır.

2. Oluşturulan modelin genel olarak anlamlı olup olmadığı ANOVA testi yardımıyla değerlendirilir. ANOVA testi sonuç tablosunda çıkan "F" değerinin 0,5'ten küçük olması, bağımlı değişken (Y) ile bağımsız değişkenler (X_1, X_2, X_3, ...) arasında kurulan model ilişkisinin anlamlı olduğuna işaret eder. Ancak bu analiz, her bir bağımsız değişkenin model üzerindeki kendi bireysel etkisini göstermez.

3. Üçüncü kontrol noktası, regresyon katsayılarının anlamlılığına ilişkin t-istatistiği ve P değeridir. Bunlardan t istatistiği, t değerleri regresyon katsayılarının standart hatalara bölünmesi ile bulunur. P değeri ise hipotezin reddi ya da kabulü için bir kontrol noktasıdır. İstatistiksel analizde parametreler hakkında çıkarımlarda bulunmak için hipotezler kurgulanır ve bunlar boş hipotez (H_0) ve alternatif hipotez (H_1) olmak üzere ikiye ayrılır. Seçilen bir hata payı (yanılmaz düzeyi) çerçevesinde (genel olarak hata payı α=0,05 olarak alınır, ancak istisnai durumlarda 0,01 ya da 0,10 olarak seçilmesi de mümkündür), hipotezin kabulü ya da reddi yapılır. Örneğin, α hata payı 0,05 alınırsa, $p<0,05$ şartını sağlayan P değerlerine sahip katsayıların modele katkısının anlamlı olduğu söylenebilir.

Her bir değişkenin etkisini izlemek için Excel sonuç tablosundaki "Katsayılar" (***Coefficients***) tablosuna müracaat edilir. Basit (tekli) regresyon söz konusu ise, doğrudan $P<0,05$ şartı aranır. Eğer bu şart sağlanmışsa, denklem kullanıma hazır halde demektir. Çoklu regresyon söz konusu olduğunda işlem biraz daha karmaşıktır. Eğer bağımsız değişkenlerden birisinin P değeri istatistiksel bir anlamsızlığa işaret ediyorsa ($P<0,05$ şartı sağlanmamışsa), ilgili bağımsız değişkenin denklemden çıkarılması ve yeniden bir analiz yapılması gerekir. Bu durumda, çıkarılan bağımsız değişkenden sonra aynı analizlerin tekrarlanması gerekecektir.

Örnek analizde bağımlı değişken (Y), elektrik tüketimidir. Bu değişkene etki edebilecek bağımsız değişkenler olarak i) Soğutma gün derecesi (°C), ii) Proses-1'deki üretim (ton), iii) Proses-2'deki üretim (ton), iv) Proses-3'teki üretim (ton) belirlenmiştir. Bağımlı değişken ve bağımsız değişken için toplanan veriler aşağıda gösterilmektedir.

Elektrik Tüketimi					
	(oC)	Ton	Ton	Ton	Ton
	Soğt.Gün Der	Proses-1	Proses-2	Proses-3	Toplam Tüketim
1. Ay	20	160,75	1373,46	723,66	1.450,461
2. Ay	30	144,00	1512,75	770,11	1.414,145
3. Ay	132	201,63	1560,68	789,71	1.526,610
4. Ay	68	149,44	1292,58	740,96	1.340,280
5. Ay	286	189,17	1686,87	871,84	1.641,128
6. Ay	411	186,50	1300,77	710,94	1.544,644
7. Ay	439	223,36	1480,37	858,71	1.659,025
8. Ay	505	317,88	1471,13	842,25	1.757,326
9. Ay	335	218,82	1474,62	819,41	1.605,133
10. Ay	201	224,80	1488,21	823,94	1.592,016
11. Ay	72	185,62	1426,50	784,28	1.502,998
12. Ay	40	174,60	1042,42	621,49	1.361,331

Bu verilere göre oluşması beklenen denklem aşağıdaki gibidir:

Elektrik Tüketimi = $a + b_1$ x (Soğt.Gün Der.) + b_2 x (Proses#1) + b_3 x (Proses#2) + b_4 x (Proses#3)

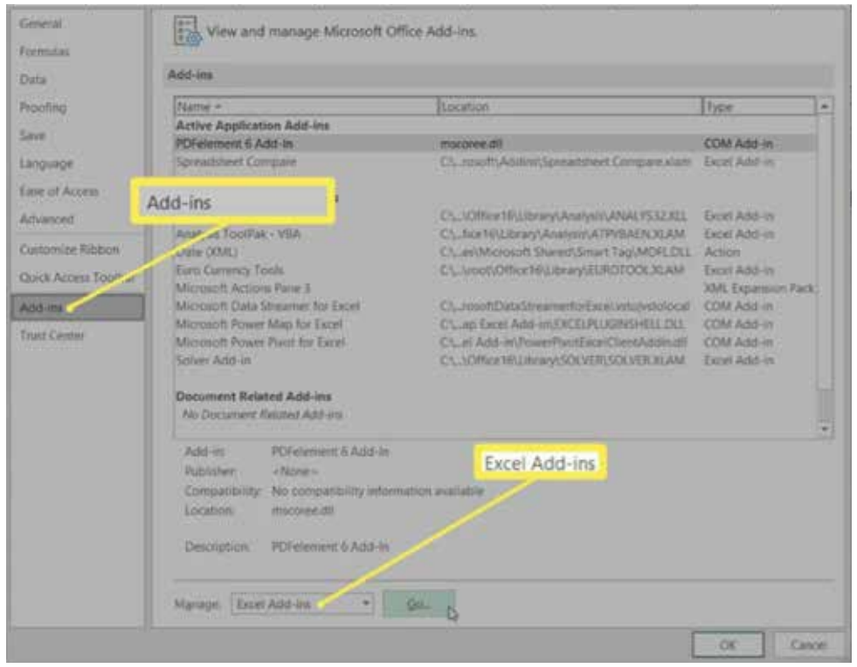
Regresyon analizi ile a ve b_1, b_2, b_3, b4 katsayılarının bulunması hedeflenmektedir. Bunun için Excel programından (veya SPSS gibi bir istatistik yazılımından) destek almak gerekmektedir. Bu tür bir yazılım kullanılmaksızın analiz yapmak ve istatiksel formüller yoluyla söz konusu katsayılara ulaşmak mümkün olmakla birlikte, sürecin uzunluğu ve hata yapma olasılığının çokluğu nedeniyle bu yöntem önerilmemektedir.

Excel'in regresyon analizi özelliğini kullanmadan önce, "Excel Seçenekleri" ekranında "Çözümleme Araç Takımı" eklentisinin etkinleştirilmesi ve gerekli ayarlamaların yapılması gerekmektedir. Bu işlemler tamamlandıktan sonra, hazırda bulunan veri setinin seçilmesi ve regresyon analizi için kullanılması sağlanmalıdır.

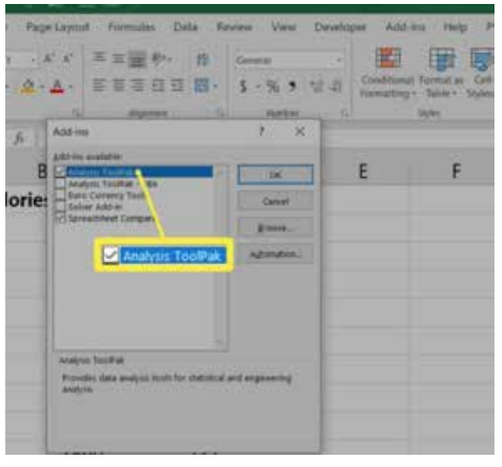
Excel'de daha önce regresyon analizi gerçekleştirmeyenler için izlenecek adımlar aşağıda sırasıyla ve ekran görüntüleriyle anlatılmaktadır.

1. Bazı Office sürümlerinde regresyon için Çözümleme Araç Takımı (Toolpak) hazır değildir. Bunun için önce dosya menüsünü seçiniz, Seçenekler sekmesinden Eklentiler (Adds-ins) adımına gidiniz.

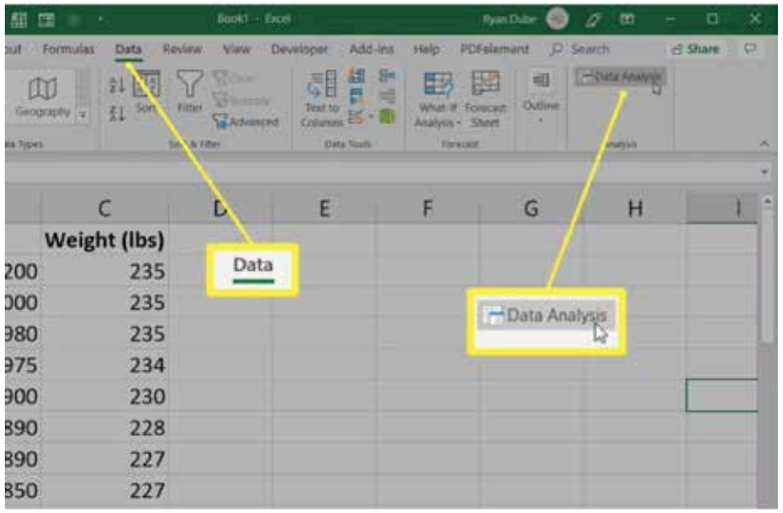
2. Açılan sayfanın alt kısmında Excel Eklentileri seçeneğini işaretleyiniz.



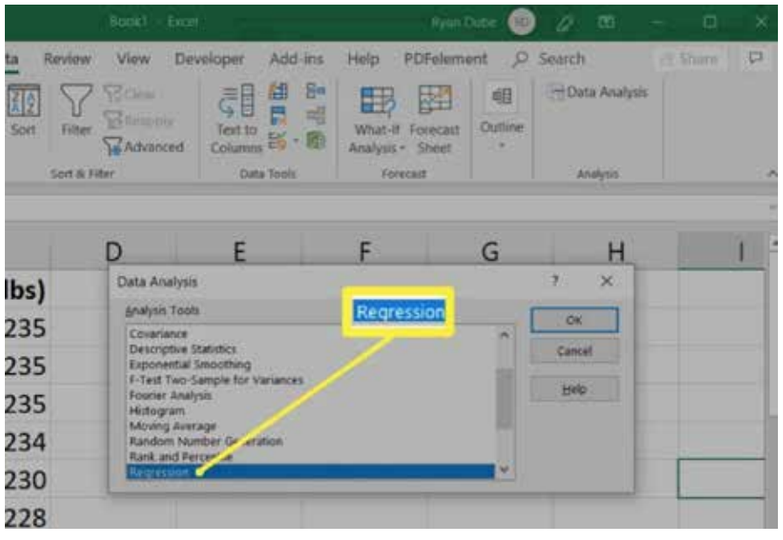
3. Excel Eklentileri seçeneğini işaretledikten sonra, sağ tarafta bulunan "Git" (Go) düğmesini tıklayınız.
4. "Git" düğmesine bastıktan sonra açılan sayfada karşınıza çıkan 4-5 seçenek arasından "Analiz Araç Paketi" (Analysis Toolpak) sekmesini işaretleyiniz.



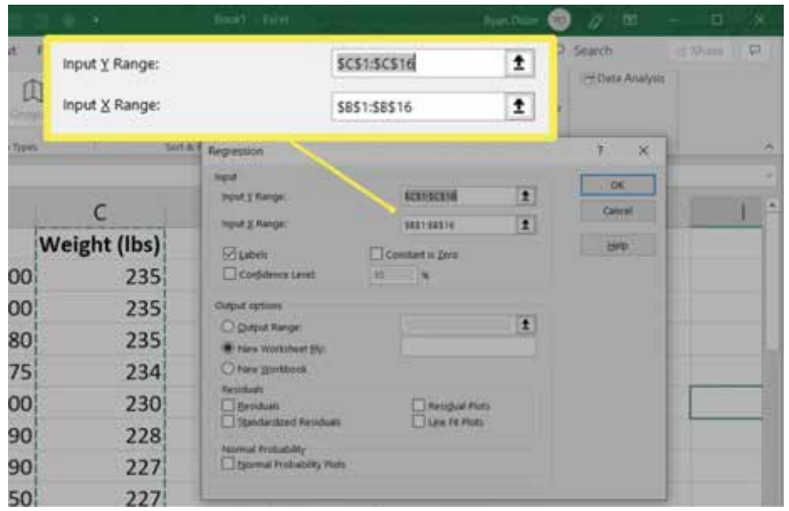
5. Bu adımlar tamamlandıktan sonra Excel programı, regresyon analizi için hazır hale gelmiş olacaktır. Verilerin bulunduğu Excel ana sayfasını açıldığında, yukarıdaki menüde "Veri" (Data) seçeneğini işaretlendiğinde, ekranın sağ üst tarafında "Veri Çözümleme" (Data Analysis) sekmesi gözükecektir.



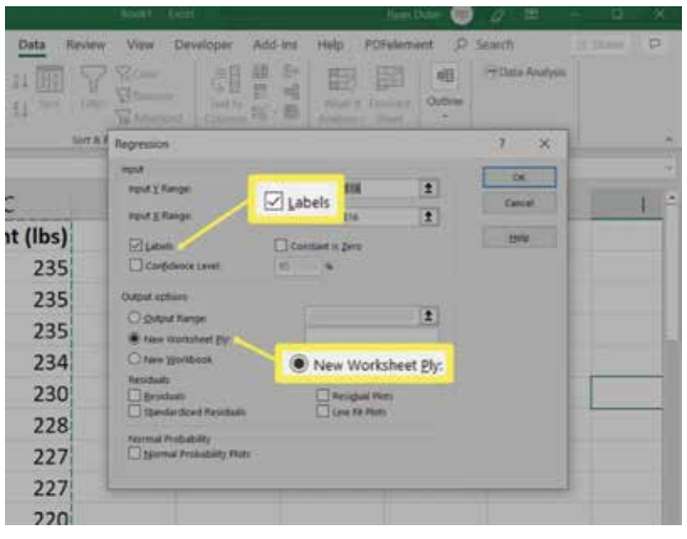
6. "Veri Çözümleme" sekmesi tıklandığında açılan pencerede "Regresyon Analizi" (Regression Analysis) seçeneğinin seçilmesiyle analiz başlatılacaktır.



7. Analiz için bir sonraki aşama bağımlı değişken (Y) ve bağımsız değişkenlere (X) ait verilerin yer aldığı tablonun seçilmesidir. İşlem kolaylığı açısından Excel tablosunun önceden hazırlanmış olmasında fayda vardır.



8. Yeni Çalışma Sayfası (*New Worksheet Ply*) seçeneğinin işaretlenmesinin ardından analiz sonuçları yeni bir sayfada açılacaktır.



Yukarıda sıralanan adımlar takip edilerek regresyon analizi yapıldığında ortaya şu sonuçlar çıkmaktadır:

Regresyon İstatistikleri	
Çoklu R	0,97842
R Kare	0,957306
Düzeltilmiş R Kare	0,93291
Standart Hata	32689,75
Gözlemler	12

ANOVA

	df	SS	MS	F	Anlamlılık F
Regresyon	4	1,68E+11	4,193E+10	39,23957	6,99556E-05
Rezidüel	7	7,48E+09	1,069E+09		
Toplam	11	1,75E+11			

	Katsayılar	Stan. Hata	t Stat	P-değeri	Alt 95%	Üst 95%	Alt 95%	Üst 95%
Kesişme Noktası	830203,7	134172,8	6,2	0,0	512935,3	1147472,0	512935,3	1147472,0
Soğt.Gün Derecesi	298,5467	93,2831	3,2004	0,0151	77,9674	519,1261	77,9674	519,1261
Proses-1	1193,1730	358,5747	3,3275	0,0126	345,2784	2041,0675	345,2784	2041,0675
Proses-2	283,0079	163,6609	1,7292	0,1274	-103,9885	670,0044	-103,9885	670,0044
Proses-3	-0,361621	431,5947	-0,00084	0,999355	-1020,921	1020,1976	-1020,921	1020,197628

Bu sonuçlar, daha önce açıklanan değerlendirme kriterleriyle incelenmelidir:

1. Kurulan model çok değişkenli ($Y=a+bX_1+cX_2+ dX_3+eX_4$) bir model olduğu için, öncelikle “Düzeltilmiş R Kare” (**Adjusted R Square**) değerine bakılmalıdır. “Düzeltilmiş R Kare” değeri 0,93291’dir ve 1’e oldukça yakındır (aranan 0,75 değerinin oldukça üzerindedir). Öyleyse ikinci adıma geçilebilir.

2. Oluşturulan modelin genel olarak anlamlı olup olmadığını anlamak için ikinci adımda ANOVA testine bakılmalıdır. ANOVA testinin en sağ kısmında yer alan Anlamlılık F değeri 0,000069956’dır [6,99556E-05] ve 0,5’ten küçüktür. Dolayısıyla bağımlı değişken ile bağımsız değişkenler arasında kurulan model ilişkisi anlamlıdır. Öyleyse üçüncü adıma geçilebilir.

3. Üçüncü adımda, α hata payı 0,05 alınarak 4 bağımlı değişkenin (Soğt.Gün Derecesi, Proses-1, Proses-2, Proses-3) P değerlerinde P<0,05 şartı aranır. Burada dört bağımsız değişkenden ilk ikisinin P değerlerinin (0,0151 ve 0,0126), P<0,05 şartını sağladığı görülmektedir. Ancak son iki bağımsız değişkende bu şart karşılanmamaktadır. Öyleyse modeldeki değişkenlerin gözden geçirilmesi ve analizin tekrarlanması gereklidir.

Proses-3 bağımsız değişkenine ait P değeri, açık biçimde bir sapmaya işaret etmektedir. O yüzden öncelikle Proses-3’ün denklemden çıkarılması ve buna göre yeni bir analiz yapılması gerekecektir. Eğer yeni analizde Proses-2’ye ait şimdiki P değeri (0,1274) hâlâ 0,05’in üzerinde kalırsa, o takdirde Proses 2’nin de denklemden çıkarılması düşünülecektir.

Toplam 4 bağımsız değişkenli ($Y=a+bX_1+cX_2+ dX_3+eX_4$) olarak kurgulanan model, “Proses-3” değişkeninin çıkarılmasıyla bu kez 3 bağımsız değişkenli ($Y=a+bX_1+cX_2+ dX_3$) bir model olarak düşünülmüş ve yeniden bir regresyon analizine tabi tutulmuştur. Yeni analizin sonuçları aşağıdaki tabloda sunulmaktadır.

Regresyon İstatistikleri	
Çoklu R	0,97842
R Kare	0,957306
Düzeltilmiş R Kare	0,941296
Standart Hata	30578,47
Gözlemler	12

ANOVA

	df	SS	MS	F	Anlamlılık F
Regresyon	3	1,68E+11	5,59E+10	59,79362	8,03545E-06
Rezidüel	8	7,48E+09	9,35E+08		
Toplam	11	1,75E+11			

	Katsayılar	Stan. Hata	t Stat	P-değeri	Alt 95%	Üst 95%	Alt 95%	Üst 95%
Kesişme Noktası	830128,9	93716,0	8,9	0,0	614019,4	1046238,3	614019,4	1046238,3
Soğt.Gün Derecesi	298,5220	82,7791	3,6062	0,0069	107,6330	489,4110	107,6330	489,4110
Proses-1	1193,0621	311,7368	3,8271	0,0050	474,1958	1911,9284	474,1958	1911,9284
Proses-2	282,8817	59,7535	4,7341	0,0015	145,0899	420,6734	145,0899	420,6734

Yeni modelin değerlendirme sonuçları aşağıdadır:

1. “Düzeltilmiş R Kare” değeri 0,941296’dır ve 1’e oldukça yakındır (aranan 0,75 değerinin oldukça üzerindedir). Öyleyse ikinci adıma geçilebilir.

2. ANOVA testinin en sağ kısmında yer alan Anlamlılık F değeri 0,00000803545’tir [8,03545E-06] ve 0,5’ten küçüktür. Dolayısıyla bağımlı değişken ile bağımsız değişkenler arasında kurulan model ilişkisi anlamlıdır. Öyleyse üçüncü adıma geçilebilir.

3. Üçüncü adımda, α hata payı 0,05 alınarak 3 bağımlı değişkenin (Soğt.Gün Derecesi, Proses-1, Proses-2) P değerlerinde P<0,05 şartı aranacaktır. Her üç bağımsız değişkende bu şart karşılanmaktadır. Bağımlı değişken ile bağımsız değişkenler arasında istatistiksel açıdan anlamlı bir korelasyon bulunduğu için artık denklem kullanıma hazırdır.

Denklemin oluşturulması için gerekli bilgiler “Katsayılar” sütununda mevcuttur.

Elektrik Tüketimi = 830.128,88 + 298,52 x (Soğt.Gün Der.) + 1.193,06 x (Proses#1) + 282,88 x (Proses#2)
Geçmiş verilere dayalı olarak bu denklem elde edildikten sonra, 3 bağımsız değişkenin herhangi bir aydaki gerçekleşme değerleri kullanılarak enerji tüketiminin (bağımlı değişkenin) ne olması gerektiği tahmin edilebilir.

2. Bölüm Çalışma Soruları

1. Aşağıdaki ülkelerden hangisinin özgün şartları, kişi başı enerji tüketimi açısından Türkiye ile kıyaslama yapmak noktasında görece daha uygun bir niteliğe sahiptir?

A. İzlanda
B. İtalya
C. Norveç
D. İsviçre
E. Avustralya

2. Aşağıdakilerden hangisinde enerji verimliliği potansiyeli daha düşük olabilir?

A. 1984 yılında ilk ünitesi devreye alınmış kömür yakıtlı bir termik santral
B. Binalarda Enerji Performansı Standardı'na göre 2020 yılında inşa edilmiş bir yeşil bina
C. Türkiye'ye Bulgaristan sınırında Malkoçlar'dan giren ve 845 km uzunluğa sahip Rusya-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı'ndaki terfi istasyonları
D. Yıllık yaklaşık 20 Bin TEP enerji tüketimi olan ve ilk kez 2021 yılında detaylı enerji etüdü yaptıran entegre bir tekstil tesisi
E. İçinde çok sayıda elektrik motoru bulunan ve bu motorların tüketim-bakım-sarım analizleri hiç yapılmamış bir makine fabrikası

3. Aşağıdakilerden hangisi enerji yönetiminin temel ilkelerinin arasında yer almaz?

A. Enerji maliyeti, mümkünse toplam imalat maliyetinin ya da genel giderlerin değil, ürün maliyetinin bir bileşeni olarak izlenmelidir.
B. Enerji yönetimi yaklaşımında esas olan stratejik boyut değil, operasyonel boyuttur.
C. Doğrudan tasarrufa odaklanıldığında, faturalandırılan enerjinin %80'inin kullanım alanına göre ölçülmesi iyi bir stratejidir.
D. Enerji yönetiminde asıl kontrol odağı enerji maliyeti değil, enerji tüketimidir.
E. Enerji yönetimi programında ağırlığın kontrol sistemlerin kurulmasına ve sonuç alınmasına verilmesi gerekir.

4. Bir tesisle ilgili enerji tüketimi verileri incelenerek oluşturulan regresyon denklemi aşağıdaki gibidir.

Enerji Tüketimi (GWh) = 10.000 + 1.500 x (Proses#1 ton) + 600 x (Proses#2 ton)

Bu tesisin 2022 yılındaki enerji tüketimi ile Proses#1 ve Proses#2'deki ton cinsinden üretim rakamları aşağıda verilmektedir.

	Enerji Tüketimi		
	Ton	Ton	kWh
	Proses-1	Proses-2	Gerçek Tüketim
1. Ay	100	1000	800.000
2. Ay	100	1200	900.000
3. Ay	80	1500	1.100.000
4. Ay	100	1600	1.200.000
5. Ay	120	1600	1.300.000
6. Ay	130	1600	1.300.000
7. Ay	130	1500	1.000.000
8. Ay	120	1500	950.000
9. Ay	110	1300	1.000.000
10. Ay	110	1200	1.000.000
11. Ay	100	1200	900.000
12. Ay	100	1000	812.000

Buna göre, bu tesis 2022 yılı toplamı esas alındığında beklenen enerji tüketime kıyasla yaklaşık ne kadarlık fazla/eksik enerji tüketmiştir?

A. %7 daha az
B. %7 daha fazla
C. %4 daha az
D. %4 daha fazla
E. Beklenen kadar enerji tüketmiştir.

5. Aşağıdakilerden hangisi enerji verimliliği ile oluşan enerji-dış faydalar arasında değerlendirilemez?

A. Elektrik motorlarında sağlanan tasarrufun yük eğrisini iyileştirmesi
B. Buhar hatlarında yapılan iyileştirmenin daha az su kullanımına yol açması
C. Yapılan enerji verimliliği yatırımlarıyla daha yüksek çalışma konforu sağlanması
D. Enerji verimliliği uygulamaları sonrasında iş kazalarının azalması
E. Proseste enerji verimliliği uygulamaları sayesinde atık miktarında düşüş sağlanması

6. Enerji etütlerini genelleştirmek yerine spesifik hale getirmek suretiyle çok daha fazla enerji tasarrufu sağlanabilir. Aşağıdakilerden hangisi spesifik etüt türlerine bir örnek sayılamaz?

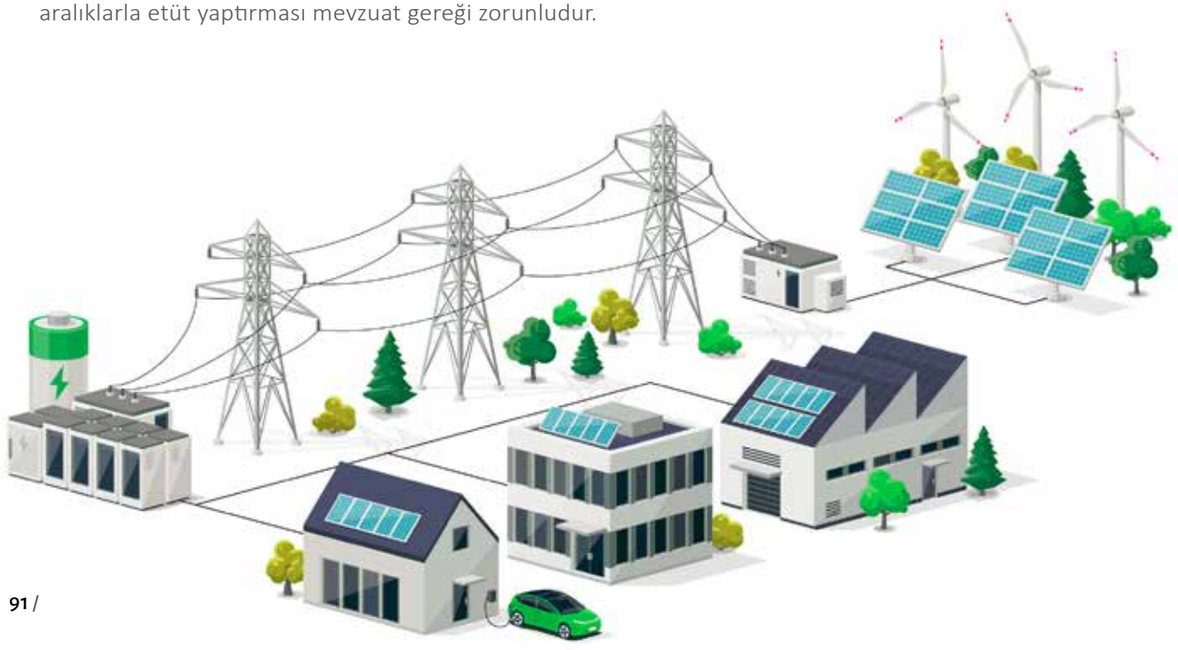
A. Motor etüdü
B. Su sistemleri etüdü
C. Basınçlı hava etüdü
D. Entegre tesis etüdü
E. Isıtma, havalandırma ve iklimlendirme sistemleri etüdü

Bölüm 3:
Enerji Etütleri

3.1. Giriş

Toplam giderlerinin büyük bir bölümünü enerji faturalarının oluşturduğu tüketiciler, özellikle de işletmeler enerji maliyetlerini azaltma ve bunu sürdürülebilir bir hale getirme konusunda güçlü motivasyona sahiptir. Maliyetsiz veya çok düşük maliyetli operasyonel değişiklikler genellikle bir işletmenin enerji faturalarından %10-20 arasında tasarruf etmesini sağlayabilmektedir. Bu duruma ek olarak ilk yatırım maliyetlerini iki yıl veya daha az sürede amorti edebilen enerji verimliliği yatırımları ile %20-30 arasında tasarruf sağlamak mümkündür. Genellikle enerji maliyetini ve tüketimlerini azaltmak için uygulanan projeler ile çevre kirletici emisyonlar da azalmaktadır.

Enerji maliyetlerini kontrol altına alabilmek için atılması gereken ilk adımlardan biri 'enerji etüdü' yaptırmaktır. Enerji etütleri, tesislerin enerjiyi nasıl kullandığına ve enerjinin tesislere ne kadara mal olduğuna dair ayrıntılı incelemeleri ve ek olarak operasyonel uygulamaların veya enerji tüketen ekipmanların neden olduğu enerji maliyetlerinden tasarruf edilmesini sağlayabilecek değişiklik önerilerinin yer aldığı bir enerji maliyetlerini kontrol programını içerir. Böylelikle enerji etüdü işletme ve kullanıcılara enerjiyi nasıl, nerede ve ne kadar maliyetle kullandıklarını göstermektedir. Enerji etüdü ile birim üretim ya da birim alan başına elde edilecek enerji tüketim değerleri benzer özelliklerdeki üretim tesisleri ya da binalarla karşılaştırma yapılarak alınacak verimlilik önlemleri ile enerjinin maliyetini azaltmaya odaklanmalıdır. Belirli büyüklükteki endüstriyel işletmelerin, binaların ve santrallerin düzenli aralıklarla etüt yaptırması mevzuat gereği zorunludur.



3.2. Enerji Etüt Hizmetleri

Enerji etütleri, yetkilendirilmiş kuruluşlar ve enerji verimliliği danışmanlık (EVD) firmaları tarafından yapılmaktadır. Enerji verimliliği danışmanlık firmaları tarafından yürütülen bina etütlerinde bir binadaki tüm enerji tüketen cihazlar denetlemekte ve yalıtım durumları kontrol edilmektedir. Havalandırma sistemi mevcut olan binalarda kanalların yalıtımı ve sızdırmazlığı kontrol edilmekte, ısıtma sistemleri, soğutma sistemleri, şofbenler, buzdolapları, derin dondurucular gibi cihazlar incelenmekte ve aydınlatma sistemi kontrol edilmektedir. Ayrıca, mevcut veya potansiyel yerinde üretim teknolojileri (kojenerasyon, GES, ısı pompası vs.) de etüt kapsamında değerlendirilmektedir.

Elektrik ve/veya doğal gaz hizmetleri sağlayıcıları, endüstriyel ve ticari işletmeler için enerji istatistiklerini tutmakta ve ölçülen değerler istenilen zaman aralığında kaydedilmektedir. Endüstriyel ve ticari işletmeler, örneğin bir kojenerasyon fizibilite çalışmasında geçmiş verilerini belirli zaman aralıklarında alarak pik yükleri ve baz yükleri belirleyebilir. Bu tip enerji etütleri genellikle detaylı etütlerden ziyade yalnızca genel gözden geçirme ve/veya ön fizibilite çalışmaları için tercih edilir. Bununla birlikte, detaylı etütler kapsamında genellikle aydınlatma, ısıtma, havalandırma ve iklimlendirme (HVAC) ekipmanı, su ısıtma sistemleri, yalıtım ve elektrik motorları genel hatlarıyla dahi olsa incelenmektedir.

Ticari veya endüstriyel işletmeler, eksiksiz bir enerji etüdü gerçekleştirmek üzere bir EVD firmasıyla anlaşabilir. Büyük endüstriyel şirketler ya da Organize Sanayi Bölgelerindeki şirketler ise, bir enerji yöneticisi istihdam edebilir veya periyodik enerji etütleri gerçekleştirmek ve mevcut enerji verimliliği teknolojilerini takip etmek üzere, yürürlükte olan mevzuatta belirtilen zorunlu belgeler ve ölçüm cihazlarına sahip bir kurum içi enerji yönetim ekibini kurabilir.

3.3. Bir Enerji Etüdünün Bileşenleri

Bu alt bölümde bir enerji etüdünün başarılı bir şekilde gerçekleştirilebilmesi için takip edilmesi gerekli olan temel adımların bir özeti sunulmaktadır. Bu adımlar takip eden bölümlerde daha ayrıntılı olarak açıklanmaktadır. Burada özetlenecek olan enerji etüdü bileşenleri daha çok endüstriyel veya büyük ölçekli ticari işletmelere yönelik enerji etütlerinde bulunması gereken bileşenlerdir. Dolayısıyla, bu alt bölümde açıklanan prosedürlerden bazılarının bazı enerji etütlerinde uygulanmasına ihtiyaç duyulmayabilir.

Enerji etüt süreci, bir tesisin operasyonları, elektrik ve örneğin doğal gaz gibi tüketilen diğer enerji türlerine ait tüketimler ve maliyetlerinin ve aynı zamanda üretim değerlerinin geçmiş kayıtları hakkında veri toplanmasıyla başlar. Bu veriler daha sonra tesiste enerjinin nasıl kullanıldığının, enerjinin boşa harcandığı alanların ve denetçinin enerji maliyetlerini azaltmak için hangi alanları inceleyeceğinin belirlenmesi amacıyla analiz edilir. Yapılan analiz sonucunda enerji verimliliği önlemleri (EVÖ'ler) olarak adlandırılan ve enerji tasarrufu sağlayabileceği düşünülen bazı değişiklikler belirlenir. Bu EVÖ'ler maliyet ve faydaları açısından değerlendirilir ve öngörülen ekonomik faydalar temelinde sıralanır. Bu aşamalardan sonra, öncelikli olarak uygulanmalarına karar verilen belirli EVÖ'leri içeren bir eylem planı oluşturulur ve fiili enerji ve para tasarrufu süreci başlar. Bu süreç sürekli olarak tekrarlanarak sürekli iyileştirme sağlanır.

3.3.1. Bir Enerji Etüt-Proje Uzmanının Alet Çantası

Bir enerji maliyet kontrol programı kapsamında ihtiyaç duyulan bilgilerin eksiksiz ve doğru bir şekilde elde edilebilmesi, enerji etüt-proje uzmanının etüt ziyareti sırasında bazı ölçümler yapmasına bağlıdır. Bu ölçümlerde ihtiyaç duyulacak ekipman ise, tesiste kullanılan enerji tüketen ekipmanın türüne ve hedeflenebilecek potansiyel EVÖ'lere göre değişiklik gösterir. Örneğin, atık ısı geri kazanımı hedefleniyorsa potansiyel ısı kaynaklarından önemli ölçüde sıcaklık ve debi ölçüm verisi alınmalıdır.

Yetkilendirilmiş Enerji Verimliliği Danışmanlık Şirketleri'nin enerji verimliliği etütlerinde kullanmak üzere laboratuvarlarında bulundurmaları gereken cihaz ve ekipman altyapısı ile aranan yeterlilikler hakkında bilgiler, ETKB tarafından yayımlanan 'Enerji Verimliliği Hizmetlerini Yürütecek Kurum ve Kuruluşlara Yetki Belgesi Verilmesi Hakkında Uygulama Usul ve Esasları'nda belirtilmiştir. İlgili dokümana Bakanlık web sitesinin "Enerji Verimliliği Mevzuatı" bölümünden ulaşılabilmektedir (https://enerji.gov.tr/kurumsal-mevzuat). Söz konusu mevzuatta bahsedilen ölçüm cihazları ve yapılabilecek ölçümler Tablo 3.1'de gösterilmektedir.

Tablo 3.1: Bazı Ölçüm Cihazları ve Yapılabilecek Ölçümler

No	Ölçüm Cihazı	Ölçüm Konusu	Ölçüm Konusunda Aranacak Yeterlilikler
1	Baca Gazı Analizörü	Baca Gazı	Geniş bacalar da dahil olmak üzere baca gazı analizi yapmak suretiyle baca gazında oksijen, oluşabilecek yüksek değerler de dahil gerçek değerlerde karbonmonoksit, baca gazı sıcaklığı, ortam sıcaklığı ve hız gibi parametreleri ölçebilme.
2	Termal Kamera	Isı/Sıcaklık Görüntüleme	Muhtelif yüzey alanlarında oluşan ısı kayıplarını tespit etmek amacıyla, ısı/sıcaklık dağılımlarını görüntü olarak kaydedebilme.
3	Isıl Geçirgenlik Ölçüm Cihazı	Isıl Geçirgenlik	Binalarda yapı elemanlarının ısıl geçirgenlik katsayısını (U) ölçebilme veya belirleyebilme; duvar yüzeyinde birden fazla noktadaki sıcaklık ile duvarın diğer tarafındaki nem ve sıcaklığı ölçebilme.
4	Sıvı İletkenlik Ölçüm Cihazı	Sıvı İletkenlikleri	Kazan besi suyu, blöf, ham su gibi muhtelif sularda elektriksel iletkenliği µS/cm ve TDS ppm birimlerinde ifade edecek şekilde ölçebilme ve sıcaklığı ölçebilme.
5	Buhar Kaçağı Tespit Cihazı	Buhar Kaçakları	Buhar sistemlerinde mevcut bulunan muhtelif tiplerdeki buhar kapanlarının kontrolünü yapabilme, buhar kaçağı miktarını belirleyebilecek ölçümleri ve/veya kontrolleri yapabilme.
6	Sıcaklık Ölçüm Cihazı ve Probları	Sıcaklık	Sıfır (0) değerinin altındaki ve üstündeki sıcaklıklar dahil olmak üzere, yüzey, akışkan (sıvı, nem ölçer ile ölçülemeyecek yüksek sıcaklıktaki hava vb.) ortam, tanecikli malzeme ve benzeri konulardaki sıcaklıkları temaslı cihazlarla; ulaşılması zor olan ve döner fırın ve benzeri hareketli yüzeylerin sıcaklıklarını, ergitme fırını yüzey, ergiyik malzeme ve benzeri yüksek sıcaklıkları temaslı ve/veya temassız yöntem ve cihazlarla ölçebilme.
7	Akış Ölçer	Akış	Yüksek sıcaklıklardaki akışkanlar dahil olmak üzere, katı tanecikler, lif benzeri kirlilikler ihtiva eden sıvı akışkanların ve temiz sıvı akışkanların akış miktarını, boru hatlarında herhangi bir kesme, ölçüm cihazı takma ve benzeri müdahale gerektirmeksizin, boru dışından ve anlık ve/veya belirlenen bir ölçüm süresince ölçebilme; pitot tüpü gibi ekipmanla birlikte kullanılmak suretiyle içerisinden hava ve düşük basınçlı gazların geçtiği geniş kanallar da dahil olmak üzere her türlü kapalı boru ve kanallarda gaz akış miktarını ve/veya toplam, statik basınç, hız basıncı gibi muhtelif basınç değerlerini ölçebilme; pervaneli hız ölçer gibi cihazlarla içerisinden yüksek sıcaklıktaki hava ve gazlar da dahil olmak üzere hava ve düşük basınçlı gazların geçtiği kanallarda akış miktarını ölçebilme; hava fanlarının emiş ağzında ve egzoz kanallarının çıkış ağzında hava veya gaz hızını veya akış miktarını ölçebilme.
8	Nem Ölçer	Nem	Muhtelif alanlarda ortam sıcaklığı ve bağıl nem değerlerini ölçebilme.
9	Basınç Ölçer	Basınç	Basınçlı hava sistemlerindeki basınç değerlerini ölçebilme.
10	Enerji Analizörü	Elektrik Enerjisi	Orta gerilim dahil olmak üzere, muhtelif alanlarda monofaze ve trifaze sistemlerde, gerilim (V), akım (A), güç faktörü (Cos ⍰), güç (kW, kVA, kVAr), enerji tüketimi (kWh, kVAh, kVArh), frekans (Hz), true RMS ve harmonik gibi elektrikle ilgili parametreleri anlık ve/veya belirlenen bir ölçüm süresince ölçebilme.
11	Takometre	Hız ve Devir	Motor, fan ve benzeri dönel ekipmanların devir sayılarını (devir/dakika), yürüyen bant, konveyör, kumaş ve benzeri sistemlerin ilerleme hızlarını (metre/saniye, metre/dakika gibi) optik veya temaslı sistemle ölçebilme.
12	Lüksmetre	Aydınlatma	Muhtelif alanlarda aydınlık seviyelerini ölçebilme.
13	Desibelmetre	Ses ve Gürültü	Muhtelif alanlarda ses ve gürültü seviyesini ölçebilme.

Enerji etütlerinde yaygın olarak ihtiyaç duyulan ölçüm aletleri ve özelikleri ile ilgili bilgiler aşağıda verilmiştir.

Işık Şiddeti Ölçer

Işık şiddeti ölçer, tesislerdeki aydınlatma seviyelerinin ölçülmesinde kullanılan basit ve kullanışlı bir alettir. Aydınlatma seviyelerini lüks birimi cinsinden ölçen ışık ölçer, aydınlatma sistemlerinin doğrudan analizine ve Elektrik Mühendisleri Odası (EMO) tarafından önerilen 'En Az Aydınlık Düzeyleri' tablosunda belirtilen değerlerle karşılaştırma yapılmasına olanak tanır. Portatif ve elde taşınabilen dijital ışık şiddeti ölçerler en kullanışlı olanlarıdır. Binalarda ve tesislerde birçok alan gereğinden fazla ya da eksik aydınlatılabilmektedir. Aydınlatma seviyesinin ölçümü, etüt-proje uzmanının, armatür sayısının değiştirilmesi, aydınlatma seviyesinin otomatik olarak ayarlanması, daha yüksek verime sahip lamba kullanımı gibi öneriler getirilebilmesine imkan sağlar. Işık şiddeti lüks (lux) birimi ile ölçülür. Bir ışık kaynağının aydınlatma gücü (lümen) ile kaynağın aydınlattığı alan (m^2) arasında Lüks = Lümen/m^2 şeklinde bir bağıntı vardır. Bir lümenlik aydınlatma gücü bir metrekarelik alanı eşit olarak aydınlattığında aydınlatma şiddeti bir lüks olur. Işık şiddetini ölçen cihazlara fotometre adı da verilir. Aydınlatma şiddetinin ve ışık dağılımının çalışan performansı ve iş yeri güvenliği gibi konularda önemli etkileri vardır. Doğal aydınlatma, aydınlatmaya bağlı elektrik tüketiminde önemli bir tasarruf imkanı sunar. Özellikle binalarda doğal aydınlatmanın sağlanabileceği mimari tasarımlar dikkate alınmalıdır. Ek olarak, mahal içindeki aydınlatma şiddetine bağlı olarak kontrolcülerle mahaldeki aydınlatma düzeyi sürekli olarak istenilen seviyede tutulabilir. Bu nedenle gerek tasarım aşamasında gerek enerji etüdü sırasında doğal aydınlatma fırsatları ve otomasyonu dikkate alınmalıdır. Günümüzde birçok yazılım ile aydınlatma düzeyinin belirlenmesi mümkündür. İlgili yazılımların kullanılması ile mahal içindeki aydınlatma düzeyine ve armatür sayısına karar verilmelidir.

Sıcaklık Ölçer

Ofislerin ve diğer çalışma alanlarının yanı sıra çalışan ekipmanın sıcaklığının ölçülebilmesi için genellikle farklı tiplerde sıcaklık ölçerler gerekir. Proses sıcaklıklarının bilinmesi, etüt personelinin proses ekipmanının verimlerini belirlemesine ve ayrıca potansiyel ısı geri kazanım programları için atık ısı kaynaklarını belirlemesine olanak tanır. Günümüzde hem alan hem de ekipman sıcaklıklarının ölçümünde kullanılabilen değiştirilebilir problara sahip uygun maliyetli elektronik sıcaklık ölçerler mevcuttur. Yaygın olarak kullanılan bazı sıcaklık ölçüm tipleri arasında bir daldırma tipi sıcaklık ölçer, yüzey sıcaklığı ölçer ve gerçek hava sıcaklığının ölçülmesinde kullanılan ışıma kalkanlı sıcaklık ölçer bulunmaktadır. Yine kızılötesi sıcaklık ölçerler ve başka termografik ekipman tipleri de mevcuttur. Kızılötesi lazer termometre, merdiven olmaksızın ulaşılamayacak yüzeylerin veya buhar hatlarının sıcaklıklarının ölçülmesinde kullanılmaktadır.

Nem Ölçer

Nem sensörleri, iç ortam bağıl nem seviyelerinin ölçülmesinde kullanılan araçlardır. Nemlendirme veya nem alma maliyetli prosesler olup nem sensörleri kullanılarak kolayca kontrol edilebilir. Çiy noktası, yaş termometre sıcaklığı veya hava entalpisine dayalı olarak kontrol seçimleri yapan bazı ekonomizer kontrol sistemlerinin performansı ve soğutma kulesi optimizasyonu yaş termometre değerine bakılarak doğrulanabilmektedir.

Dijital Kamera

Günümüzde yüksek kaliteli görüntüler sağlayan dijital kameralar yaygınlaşmış durumdadır. Enerji etüt uzmanları dış ve iç tesis koşullarını belgelemek amacıyla dijital kameraları sahada yaygın olarak kullanmaktadır. Dijital kameraların sağladığı yüksek çözünürlük, aydınlatma ekipmanı, kontrol ekipmanı, HVAC ekipmanı, motorlar vb. ekipmanın belgelendirilmesini mümkün kılar. Çoğu dijital kamera, ekipman üreticisi firmaların isim levhalarının görüntülerini kaydedebilmektedir. Ayrıca etüt-proje uzmanları mevcut saha koşullarının görüntülerini elde etmek için sıklıkla cep telefonlarının dijital kamera özelliklerini kullanmaktadır. Hava kameraları ve drone'a monte edilmiş dijital kameralar da yine söz konusu amaçla kullanılabilen kullanışlı cihazlardır.

Kızılötesi (Termal) Kameralar

Kızılötesi kameralar yüzeylerin sıcaklık ölçümlerinde etüt-proje uzmanına oldukça önemli bilgiler verir. Örneğin, aşırı ısınmış elektrik kablolarının, bağlantıların, elektriksel yük taşımayan elemanların, devre kesicilerin, transformatörlerin, motorların ve diğer elektrikli ekipman parçalarının bulunmasında kullanılabilen çok yönlü ekipmanlardır. Ek olarak, kızılötesi kameralar, ıslak yalıtımların, eksik yalıtımların, ısı köprülerinin bulunmasında da kullanılabilmektedir. Bu nedenle, kızılötesi kameralar hem güvenlik hem de enerji tasarrufu alanlarında kullanılabilen mükemmel teşhis araçlarıdır. Kızılötesi kamera kullanımının maliyet fayda analizinde genel ilke, bir tesisin kızılötesi taraması sırasında bulunabilecek bir güvenlik açığının bulunmasından elde edilen faydanın kızılötesi tarama maliyetinin tamamına denk olduğu şeklindedir.

Voltmetre

Uygun maliyetli bir dijital voltmetre, özellikle üretici firmanın isim levhasının bir parçasının veya tamamının ekipmandan düştüğü veya kısmen veya tamamen okunamadığı durumlarda, elektrikli ekipmanın çalışır haldeki gerilim değerlerinin belirlenebilmesi bakımından kullanışlı bir cihazdır. Avometreler de pens ampermetre, voltmetre, direnç ölçer ve ampermetre cihazlarının özelliklerini içeren kombine çok yönlü ve nispeten uygun maliyetli dijital cihazlardır. Bununla birlikte, harmoniklerin söz konusu olabileceği durumlarda en yüksek doğrulukla ölçüm yapılabilmesi için yeni satın alınacak herhangi bir voltmetre veya avometre cihazında 'true RMS' özelliğinin bulunup bulunmadığına dikkat edilmelidir. Son yıllarda devrelerde sinüs dalgası şeklinde olmayan dalgaların artması nedeni ile bunları daha doğru ölçebilen cihazların kullanılması gerekliliği ortaya çıkmıştır. Özellikle değişken hız sürücülerinin, elektronik balastların, bilgisayarların ve HVAC sistemlerinin kullanıldığı bir yerdeki etüt sırasında alternatif akımda bazı bozulmalar sinüs dalgası formunun da bozulmasına neden olacaktır. Bu nedenle bir 'true RMS' cihazı ile hem saf dalgalar hem de sinüs eğrisi formunda olmayan dalgalar daha doğru biçimde ölçülebilir. Bozulmuş dalgalar ortalama tepkili bir ölçüm cihazı ile ölçüldüğünde sonuçlar %40 düşük ya da %10 yüksek olabilmektedir.

Pens Ampermetre

Pens ampermetreler, bir kablodaki akımın herhangi bir canlı elektrik bağlantısı yapmak zorunda kalınmaksızın ölçülebilmesini sağlayan çok kullanışlı araçlardır. Bunun için pens ampermetrelerin kelepçesi açılarak yalıtılmış bir kablonun etrafına yerleştirilir ve sonrasında sayaç söz konusu kablodan geçen akım değerini okur. Gerçek 'true RMS' değerlerini okuyabilen yeni tip pens ampermetreler de yine oldukça uygun maliyetlerle satın alınabilmektedir. Birçok tesisin mevcut harmonik seviyeleri göz önüne

alındığında pens ampermetre satın alınırken söz konusu yeni tip pens ampermetrelerin satın alınması önemli fayda sağlayabilir. Belirli bir yüke sahip ekipmanın harmonik seviyesi hakkında 'true RMS' özelliği olmayan bir ampermetre kullanılarak da tahminde bulunulabilir ve ardından yapılan tahmine göre ekipmandan geçen akımın ölçümünde 'true RMS' özellikli bir ampermetre kullanılabilir. Tahmini değer ile gerçek değer arasında %5 ila %10'dan fazla fark olduğunun tespit edilmesi, söz konusu yükte önemli bir harmonik içerik olduğu anlamına gelecektir.

Güç Ölçer/Güç Faktörü Ölçer

Taşınabilir el tipi watmetre ve güç faktörü ölçerler, motorların ve diğer endüktif aygıtların ayrı ayrı güç tüketimlerinin ve güç faktörlerinin ölçülmesinde kullanılabilen kullanışlı cihazlardır. Bu cihazlar tipik olarak, akım taşıyan iletkenle kolay bağlantı kurulmasını sağlayan kelepçe özelliğine ve ayrıca voltaj bağlantılarında kullanılabilen problara sahiptir. Bununla birlikte, harmoniklerin söz konusu olabileceği durumlarda en yüksek doğrulukla ölçüm yapılabilmesi için yeni satın alınacak herhangi bir wattmetre veya güç faktörü ölçer cihazında 'true RMS' özelliğinin bulunup bulunmadığına dikkat edilmelidir.

Baca Gazı Analizörü

Baca gazı analizörleri, fırınların, kazanların veya diğer fosil yakıt yakan ekipmanların yanma verimlerinin belirlenmesinde kullanılan taşınabilir nitelikte cihazlardır. Elektronik dijital yanma analizörleri ölçümleri gerçekleştirdikten sonra elde edilen değeri yanma verimi yüzdesi cinsinden gösterir. Günümüzde kullanılan baca gazı analizörleri, çok hassas ve elle kullanılabilen cihazlardır. Bu cihazların büyük işletmelerde sürekli ölçüm alan ve anlık yanma verimini izleyen tipleri de mevcuttur. Ancak, enerji etüdü sırasında portatif baca gazı analizörü ile baca gazında oksijen, karbon monoksit gibi yanma gazlarının yüzdesel bileşenleri ile baca gazı sıcaklığı ölçülerek bu ölçüm sonucunda cihaz tarafından hesaplanan yanma verimi ve hava fazlalığı gibi birçok veri elde edilebilir.

Hava/Gaz Debisi/Basıncı Ölçüm Cihazları

Enerji etüt-proje uzmanının görevlerinden bir diğeri, ısıtma, soğutma veya havalandırma kanallarından veya diğer hava akımı kaynaklarından gelen hava debisinin ölçülmesidir. Hava debisi ölçüm cihazları, örneğin doğal gazlı ısıtıcı veya kazana sağlanan yanma havası debisinin gerektiği gibi olup olmadığının ve hava debileri ile ilgili benzer sorunların belirlenmesinde kullanılmaktadır. Tipik hava debisi ölçüm cihazları arasında anemometre veya balometre bulunmaktadır.

Hava debisinin ölçümünde kullanılan pervaneli ve ısıl (sıcak telli) anemometre olmak üzere iki tip anemometre bulunmaktadır. Bir orifisten geçen havanın hacimsel debisi, açıklığın (örneğin, besleme havası menfezi, egzoz menfezi yüzeyi, vb.) serbest alanının ölçülmesi ve yaklaşık ortalama hava hızı ile çarpılmasıyla belirlenebilir. Ortalama hava hızının belirlenmesindeki zorluklar nedeniyle elde edilen sonuç yaklaşık olacaktır. Cihazın ölçüm doğruluğundan emin olmak için düzenli olarak kalibre edilmesi gerekmektedir. Anemometre, istenen alan hızı değerine ulaşıldığını gösterene kadar damper açıklığı ayarlanarak egzoz davlumbazların ön tarafındaki hava akımı ve alan hızı optimize edilebilir.

Balometreler de menfez boyunca hava akımının hızının ortalamasını alan ve hava akımı hacimsel debisini gösteren bir hava hızı entegre manifoldu aracılığıyla hava debisini ölçebilmektedir. Balometreler tipik olarak bir alüminyum çerçeve ile desteklenen plastik malzemeden yapılan, hafif ve havalandırma deliğine karşı tutulması kolay cihazlardır. Tüm hava debisinin ölçülmesini sağlamak için balometrenin ağzı menfezin etrafına sıkıca oturtulmalıdır. Balometre kullanılarak hem besleme havası hem de egzoz havası debisi ölçülebilmektedir. Balometrelerden geçen havanın debisi entegre pitot tüplerinden elde edilen hava hızlarının ortalaması ile bulunur. Bu kapsamda pitot tüpleri de hava hızının belirlenmesinde ayrıca ele alınmalıdır.

Pitot tüpleri bir hava akımında statik ve toplam basıncı ölçmeye yarayan dirsekli bir boru yapısına sahiptir. Pitot tüpleri vasıtasıyla ölçülen basınç değerleri kullanılarak kanal ve baca içindeki havanın/gazın hızı ve dolayısıyla debisi hesaplanabilmektedir. Baca ve kanal içi ölçümler genellikle L tipi ve S tipi pitot tüpleri vasıtasıyla yapılmaktadır. Ölçümlerde dikkat edilmesi gereken hususlardan biri de gaz akımının partikül miktarıdır. Yüksek partiküle sahip gaz akımlarında bir seperatör sonrası ölçüm yapılmalıdır. Kanal kesiti içinde hız profili değişkenlik gösterebilir. Bu nedenle çok noktadan taramalı ölçüm yapılması gereklidir.

Akım çizgisinin herhangi bir noktasında hızın sıfıra eşit olması bu noktada statik basıncın toplam basınca eşit olması anlamına gelmektedir. Bu nedenle, durma noktasındaki basınç toplam basınç değerini verir. Akım çizgisi boyunca Bernoulli bağıntısı ile sıkıştırılamaz akışkanlar için hız bağıntısı Eş. 3.1 ile gösterilebilir.

$$V = C\sqrt{\frac{2(p_T - p)}{\rho}} \qquad (3.1)$$

Bu eşitlikte C pitot tüpünün düzeltme katsayısını, p_t toplam basıncı, p statik basıncı ve ρ akışkan yoğunluğunu göstermektedir. Standart olarak imal edilmiş olan bir pitot tüpünde Re sayısının 700'den büyük olması durumunda düzeltme katsayısı 1 olarak kabul edilebilir.

Örnek: Bir pitot tüpü ile 150°C sıcaklığında havanın hızı ölçülmektedir. Havanın basıncı 1 bardır. 5 mm çapındaki pitot tüpünde okunan basınç farkı 400 Pa olduğuna göre havanın hızını hesaplayın.

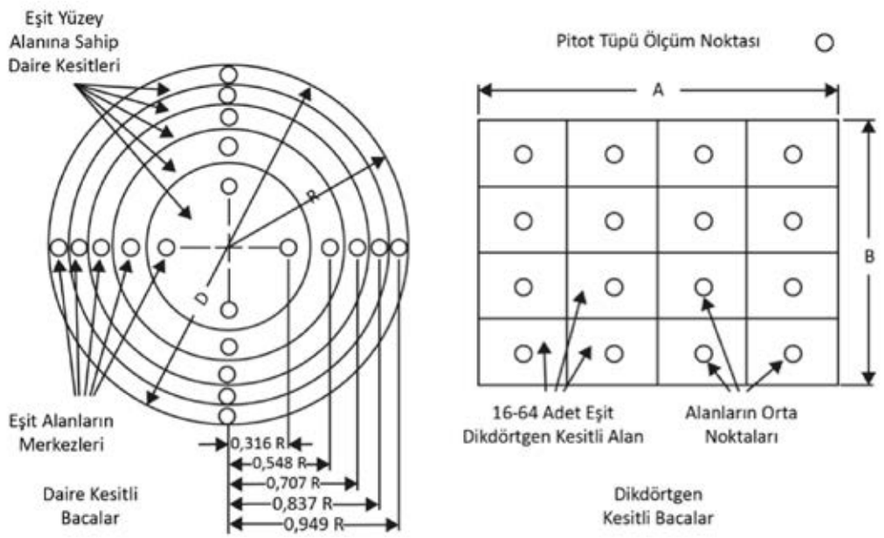
150°C ve 1 barda havanın termofiziksel özellikleri, $\rho = 0{,}8345\ kg/m^3$, $\nu = 23{,}78 \times 10^{-6}\ m^2/s$, $R = 287\ J/kg.K$ ve $k = 1{,}4$ olarak bulunur. $\Delta p = 400$ Pa için hız ilk olarak düzeltme katsayısının 1 olması durumunda hesaplanır.

$$V = C\sqrt{\frac{2(400)}{0{,}8345}} = 30{,}96\ m/s$$

Bu durumda; V=30,96 m/s ve d=0,005 m için Re sayısı,

$Re = \frac{Vxd}{\nu} = \frac{(30{,}96)(0{,}005)}{23{,}78 \times 10^{-6}} = 6510$ olarak bulunur. Re sayısının 700'den büyük olması durumu için düzeltme katsayısının 1 kabul edilmesi durumu kontrol edilir.

Daire ve dikdörtgen kesitli baca ve kanallarda pitot tüpü ile yapılacak ölçüm noktaları Şekil 3.1'de gösterilmektedir.



Şekil 3.1: Pitot Tüpü Ölçüm Noktaları

Daire kesitli baca veya kanallarda çap ölçüsüne göre pitot tüpü üzerinde işaretlenecek ölçüm noktaları;

- Çap 30 cm'den küçükse 0,04*D, 0,15*D, 0,30*D, 0,70*D, 0,85*D ve 0,96*D olmak üzere 6 adet (tek yönde gidiş ve dönüşte toplam 12 ölçüm),
- Çap 30 cm'den büyükse 0,03*D, 0,08*D, 0,15*D, 0,23*D, 0,34*D, 0,66*D, 0,77*D,

0,85*D, 0,92*D ve 0,97*D olmak üzere 10 adet (tek yönde gidiş ve dönüşte toplam 20 ölçüm) olacak şekilde belirlenmeli ve aynı ölçümler bacadaki/kanaldaki 90°'lik ikinci bir delikten tekrarlanmalıdır (Gidiş ve dönüşte aynı noktaya gelen iki ölçümün ortalaması hesaplamaya yansıtılır).

Sızdırmazlık Tespit Cihazı

Bina veya yapı sızdırmazlığı, bir hava sızdırmazlık testi tertibatı (blower door) kullanılarak ölçülebilmektedir. Bu cihaz konutlarda ve küçük ofis binalarında hava kaçağı miktarını veya saat başına tesisteki hava değişimi sayısını belirlemek amacıyla sıklıkla kullanılmaktadır. Böylelikle tesiste kapatılması gereken önemli yapısal sızıntıların veya kanal sızıntılarının olup olmadığı belirlenerek gerekli eylemler alınabilir. Hava sızdırmazlık testi hakkında daha fazla bilgi için lütfen 3.4.2 no'lu alt bölüme bakınız.

Duman Jeneratörü

Konutlarda, ofislerde ve diğer binalarda kapılar, pencereler, kanallar ve diğer yapısal özellikler etrafındaki hava kaçaklarının ve sızıntılarının bulunması için basit bir duman jeneratörü de kullanılabilmektedir. Bununla birlikte, üretilen kimyasal duman tehlikeli olabileceğinden ve solunum koruyucu maskelere ihtiyaç duyulabileceğinden bu cihazı kullanırken dikkatli olunması gerekmektedir. Duman üretim prosesi ve duman jeneratörlerinin kullanımı hakkında daha fazla bilgi için lütfen 3.4.1 no'lu alt bölüme bakınız.

Güvenlik Ekipmanları

Tüm etüt-proje uzmanlarının güvenlik ekipmanlarını kullanmaları gerekmektedir. Neredeyse tüm üretim tesislerine yapılan enerji etüt ziyaretlerinde iyi bir koruyucu gözlüğün kullanımı etüt-proje uzmanları için mutlak bir gerekliliktir. Gürültülü tesislere veya yüksek beygir gücüne sahip motorların, fanların ve pompaların çalıştığı alanlara yapılacak enerji etüt ziyaretlerinde ek olarak işitme koruyucularının kullanımı da gerekebilmektedir. Ayrıca elektriksel ölçümler yapılacaksa elektrik izoleli eldivenlerin, kazan ve ısıtıcıların çevresinde çalışılacaksa da ısı yalıtımlı eldivenlerin kullanılması gerekmektedir. Gerçekleştirilen işlemler veya kullanılan malzemeler kaynaklı olarak tehlikeli dumanların bulunduğu ortamlarda solunum maskelerine de ihtiyaç duyulabilmektedir. Ek olarak, ağır malzemelerin, sıcak veya keskin malzemelerin veya tehlikeli maddelerin kullanıldığı tesislerin enerji etütlerinde çelik burunlu ve çelik gövdeli güvenlik ayakkabıları giyilmesi gerekebilmektedir. Yine inşaat alanlarında baretlere ihtiyaç duyulabilmektedir. Güvenlik prosedürlerine ilişkin daha fazla bilgi için lütfen 3.3.3 no'lu alt bölüme bakınız.

Veri Kaydediciler

Son beş yıl içerisinde veri kaydedicilerin düşük maliyetli modelleri piyasaya sürülmüştür. Bunlar genellikle avuç içinde tutulabilen ve sıcaklık, bağıl nem, ışık yoğunluğu, açık/kapalı ışık ve motor ölçümlerini kaydeden elektronik cihazlardır. Harici bir sensör giriş jakı bulunan veri kaydedicileri kullanılan harici sensöre bağlı olarak akım, voltaj, güç (kVA), basınç ve CO_2 ölçümlerini kaydedebildiklerinden genel amaçlı veri kaydediciler olarak da kullanılabilmektedir.

Bu veri kaydedicilerde bulunan mikrobilgisayar kontrol çipi ve bellek çipi cihazların başlatıldıktan sonra günlerden haftalara kadar uzanan zaman periyotları için veri kaydedebilmesini sağlamaktadır. Veri kaydediciler, verileri, etüt-proje uzmanlarının dikkat etmesini veya herhangi bir müdahalede bulunmasını gerektirmeksizin günün 24 saati kesintisiz olarak kaydedebilmektedir. Bu veri kaydedicilerin çoğu, dijital bir kişisel bilgisayarla arayüz oluşturabilmekte, böylece kaydedilen veriler kullanıcının tercih ettiği bir elektronik tabloya aktarılabilmektedir. Ayrıca kaydedilen verilerin aktarımı için veri kaydedicilerin tedarikçi firmaları tarafından sağlanan yazılımlar da kullanılabilmektedir.

Denetlenen koşullardan bazılarının uzun süreler zarfında tekrar değişebildiği veya herhangi bir değişiklik gerçekleştiğinde fiziksel olarak meydana gelen değişikliği gözlemleyebilecek herhangi bir kimsenin bulunmayabileceği göz önüne alındığında, enerji etüt verilerinin bu küçük veri kaydedicilerle toplanması, bir enerji sisteminin genel performansına ait genel tablonun daha eksiksiz ve doğru bir şekilde ortaya çıkarılabilmesini mümkün kılmaktadır.

Titreşim Analizi Ekipmanı

Titreşim analizi ekipmanı, etüt-proje uzmanının alet çantasındaki nispeten yeni bir ekipmandır. Makine durumu (yataklar, kasnak hizalaması vb.) ile enerji tüketimi ilişkili olup titreşim analizi ekipmanı bu ilişki üzerinden makine kondisyonunun izlenmesine imkan veren bir cihazdır. Titreşim analizi ekipmanı, çeşitli gelişmişlik ve fiyat seviyelerinde sunulmaktadır. Spektrumun alt ucunda mm/s cinsinden gerçek zamanlı titreşim genlik okuması yapan ve uygun maliyetli titreşim kalemleri (veya problar) bulunmaktadır. Mühendis, ölçülen titreşim genliğini bir titreşim seviyeleri listesiyle (ISO2372-Titreşim Şiddeti) karşılaştırarak incelenen ekipman parçası özelinde aşırı titreşimin mevcut olup olmadığını belirler. Daha tipik bir titreşim ekipmanı türü, incelenen ekipman parçasına monte edilmiş bir şekilde titreşimi ölçer ve ölçümleri indirilebilir şekilde bir veri tabanına kaydeder. Sadece titreşim genliğinin ölçülmesine ek olarak, makine titreşimi zaman veya frekans alanlarında da görüntülenebilmektedir. Frekans alanındaki titreşim grafikleri normal olarak belirli frekanslarda ani yükselmeler gösterecektir. Bu ani yükselmeler, ilgili konuda eğitimli bir kişi tarafından yorumlanarak incelenen makinenin göreli sağlığı belirlenebilmektedir.

Daha karmaşık yapıdaki titreşim analizi ekipmanları, tesis ekipmanının bir programa göre izlenebilmesini ve titreşimdeki değişikliklerin (genlikler ve frekanslar cinsinden) kaydedilebilmesini içeren eğilim analizleri de gerçekleştirebilmektedir. Bu tür eğilim analizleri, bakım onarım faaliyetlerinin planlanmasında da kullanılabilmektedir.

Bu ekipmanlara ek olarak, bazı durumlarda debi ölçümünde ultrasonik debimetreler gibi özelleşmiş cihazlar gerekebilir. Aynı zamanda, binalardaki yapı elemanlarında U katsayısı belirlenmesi için portatif cihazlar da mevcuttur.

3.3.2. Enerji Etüdü Ziyareti Öncesinde Yapılması Gereken Hazırlıklar

Bir tesisin bir enerji etüt-proje uzmanı tarafından fiilen denetlenmesinden önce yapılması gereken bazı ön hazırlıklar bulunmaktadır. Enerji faturaları tüketim miktarları incelenerek tesisin enerji kullanımına ilişkin veriler toplanmalı ve tesisin fiziki özellikleri ve işleyişi hakkında bazı ön bilgiler derlenmelidir. Ardından, bu veriler analiz edilerek etüt-proje uzmanının fiili saha ziyareti sırasında enerji tasarrufu fırsatlarını en iyi şekilde belirlemesi sağlanmalıdır.

Enerji Kullanımı Verileri

Enerji etüt personeli, enerji kullanımı, güç talebi, elektrik-doğal gaz ve varsa diğer yakıt maliyetleri hakkında en azından son 12 aya ait verileri toplayarak işe başlamalıdır. Bazı faturalandırma yöntemlerinin yeterince anlaşılabilmesi için son 24 ya da 36 aylık döneme ait verilerin toplanması gerekli olabilir. Hem kullanılan enerji miktarının hem de kullanılan enerjinin maliyetinin belirlenmesi amacıyla doğal gaz veya propan gazı, petrol, kömür, elektrik vb. yakıtlara ilişkin faturalar derlenmeli ve incelenmelidir. Bu veriler daha sonra tablolara veya grafiklere dökülmeli ve ne tür trendlerin veya problemlerin bulunduğu anlaşılmaya çalışılmalıdır. Enerji kullanım trendlerindeki herhangi bir anormalliğin belirlenerek kontrol edilmesi ilgili enerji veya maliyetlerden tasarruf etme olasılığını da artıracaktır. Grafik veya tablolardaki anormallikler bazı durumlarda faturalandırmadaki hatalardan kaynaklanabilse de genellikle tüketici tarafından fark edilmeyen veya tam olarak anlaşılmayan bazı faaliyetlerin gerçekleştiğine işaret eder.

Enerji Hizmetleri Tarifelerinin Bileşenleri

Enerji etüt-proje uzmanının enerji maliyetlerini tam olarak anlayabilmesi için öncelikle enerji tüketiminin faturalandırılmasında temel alınan tarifelerin bilinmesi gerekmektedir. Enerji hizmetleri tarife oranlarının hesaplamasında birim enerji için sabit ücretler, elektrik kullanımının yoğun olduğu ve yoğun olmadığı zamanlardaki (gece, gündüz ve puant) elektrik kullanım ücretleri, enerji ücreti, talep ücreti, güç faktörü ücreti, ek çevre ücreti ve aydan aya değişen diğer çeşitli ücretler gibi birçok bileşeni içeren elektrik ücretlerinde olduğu gibi çok karmaşık da olabilmektedir. Mevcut durumda kademeli elektrik faturası tarifesi meskenler için kullanılmaktadır ve yukarıda belirtilen birçok ücret enerji ücretinin içinde yer almaktadır. Yıllık elektrik tüketiminin EPDK tarafından belirlenen değerden yüksek olması durumunda ise Son Kaynak Tedarik Tarifesinden fiyatlandırma yapılmaktadır. Son kaynak tedarik tarifesi; fiyatı piyasa takas fiyatı (PTF), YEKDEM bedeli ve makul kar oranlarının formüle edilmesi ile belirlenmektedir. Aşağıda birim enerji maliyeti kalemlerinin detaylı açıklaması bulunabilir.

- Enerji maliyetleri: Sıklıkla enerji kullanımının yoğun olduğu ve yoğun olmadığı zamanlardaki kullanıma göre farklılaşan elektrik maliyetleri elektrik kullanım birimi olan kWh cinsinden ifade edilmektedir. Birim değer üzerinden ifade edilmesi yönüyle enerji maliyetleri genellikle kullanım süresine göre farklılık göstermemekle birlikte, tarife oranlarında bazı mevsimsel ayarlamalar (örneğin, kış mevsiminde birim enerji fiyatlarının daha yüksek olması gibi) söz konusu olabilmektedir.
- Tek terimli tarife sınıfı: Sadece dağıtım sisteminden çekilen veya dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisi miktarı (kWh) üzerinden dağıtım bedeli uygulanması esasına dayalı tarife sınıfıdır.
- Çift terimli tarife sınıfı: Dağıtım sisteminden çekilen veya dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisi miktarı (kWh) üzerinden dağıtım bedeli ile buna ek olarak bağlantı anlaşması veya sözleşmesinde belirtilen güç miktarı (kW) üzerinden güç bedeli alma ve bu gücün aşılması halinde aşılan kısım için ilave güç aşım bedeli alma esasına dayalı tarife sınıfıdır.
- Tek zamanlı tarife: Günün tüm zamanlarında tüketilen elektrik enerjisi için, ilgili bileşenlerden oluşan ve tek fiyat olarak uygulanan tarifedir.
- Çok zamanlı tarife: Günün belirlenmiş olan farklı zaman dilimlerinde tüketilen elektrik enerjisi için, ilgili bileşenlerden oluşan ve farklı zaman dilimleri için farklı fiyat uygulanan tarifedir.
- Dağıtım bedeli: Dağıtım sistemi kullanıcılarının sistemden çektikleri veya sisteme verdikleri birim enerji için ödeyecekleri bedeli ifade etmektedir.
- Güç aşım bedeli: Güç bedeline muhatap dağıtım sistemi kullanıcılarının tarifeye esas güç değerinin üzerinde çekiş veya veriş yapmaları halinde, aşılan güç miktarı üzerinden ilgili kullanıcılara tahakkuk ettirilen bedeli ifade etmektedir.
- Güç bedeli: Dağıtım sisteminin kullanımına ilişkin olarak sistem kullanıcılarına güç üzerinden uygulanan bedeli ifade etmektedir.
- Reaktif enerji bedeli: İlgili mevzuat kapsamında, dağıtım sistemi kullanıcılarından reaktif enerji uygulamasına tabi olanlar için reaktif enerjiye ilişkin olarak belirlenen sınırların aşılması halinde tahakkuk ettirilen bedeli ifade etmektedir.

- Su ve atık su ücretleri: Enerji etüt-proje uzmanı, etüt ziyaretinin bir parçası olarak su ve atık su kullanımına ve ilişkili maliyetlere de bakmaktadır. Bu maliyetler genellikle tesisin enerji maliyetleri kapsamında ele alınmaktadır. Katı maddelerin ölçülmesi zor olduğundan, atık su ücretleri genellikle ölçülen su kullanımının belirli bir oranı esas alınarak belirlenmektedir. Atık su akışına katkıda bulunmayan sular (örneğin, soğutma kuleleri ve diğer buharlaştırıcı cihazlarda kullanılan takviye suyu, sulama amaçlı kullanılan su, vb.) elektrik faturasında gereksiz yere önemli artışlara yol açabilmektedir. Birçok tüketici için su hizmeti sağlayıcıları, suyu kanalizasyon sistemine geri döndürmeyen yükleri besleyen şebeke hatlarına su sayaçlarının kurulmasına izin vermekte, böylelikle söz konusu şebeke hatlarına konu su debileri kaynaklı atık su ücretleri %75'e kadar azaltılabilmektedir.

Not: Enerji maliyetlerinin su ve atık suya kıyasla değerlendirilmesi, etkili enerji tasarrufu önerilerinin geliştirilebilmesi bakımından önemlidir. Örneğin, elektrik maliyetinin düşük fakat su maliyetinin yüksek olduğu yerlerde, enerji tasarrufu amacıyla hava soğutmalı ekipmanın evaporatif soğutmalı ekipmana dönüştürülmesini öngören önlemler, atık su akışına katkıda bulunmayan suların göz önüne alınmasıyla atık su ücretlerinde elde edilen azalmayla birlikte ele alındığında dahi, yüksek su ve atık su ücretlerinin getirdiği ek maliyetleri karşılayamayabilecektir.

Enerji faturaları, tesis tarafından kontrol edilebilen bileşenlere ayrılmalıdır. Bu maliyet bileşenleri tablolarda ayrı ayrı listelenebilir ve ardından grafiğe dökülebilir. Bir tesiste özellikle vardiyalı çalışma durumu söz konusu ise elektrik tarifesi analizi mutlaka değerlendirilmelidir. Enerji faturalarından elde edilebilecek bazı ölçütler Tablo 3.2'de sunulmuştur.

Potansiyel EVÖ'lerin analizinde kullanılan bu veriler nihayetinde hangi EVÖ'lerin önerileceğine dair kararı etkilemektedir. Örneğin, bir ay boyunca pik talebi azaltacak bir EVÖ, aylık kW başına enerji tüketim bedelini de azaltacağı anlamına gelmektedir. Bu nedenle etüt-proje uzmanının, maksimum yükün ilk vardiyadaki maksimum yükten çok daha az olduğu gece vardiyasında belirli ekipmanların kullanılmasını içerecek olan EVÖ'leri dikkate alması makul bir tercih olacaktır. Bununla birlikte, aynı derecede avantaj sağlama ihtimallerinin düşüklüğüne rağmen yoğun olmayan vardiyalarda kullanılan elektrik enerjisinden tasarruf sağlayabilecek EVÖ'ler de incelenmelidir.

Uygulanacak EVÖ'lerin maliyet hesaplamalarında sadece tüketilen kWh başına enerji maliyetinin dikkate alınmaması, buna ilave olan diğer enerji maliyet girdilerinin de hesaba dahil edilmesi gerekmektedir. Örneğin, sadece enerji maliyeti dikkate alınarak yapılan bir finansal hesaplamada geri ödemesi 5 yıl olan bir EVÖ'nün güç bedeli, güç aşım bedeli vb. maliyetler dikkate alındığında geri ödeme süresi 4 yıla düşebilecektir.

Tablo 3.2: Faturalardan Elde Edilebilecek Tipik Ölçütler

Ölçütler	Hesaplama Yöntemi	Kullanım Amacı
Birim elektrik enerji tüketimi başına maliyet (TL/kWh)	Toplam elektrik maliyeti/ Kullanılan toplam kWh	Enerji tasarrufu cinsinden tanımlanan ölçümler bu ölçüt kullanılarak para birimi cinsinden tasarruflara çevrilebilmektedir. Bölgedeki diğer tesislerle karşılaştırıldığında bu ölçütün yüksek olması "neden" böyle olduğu sorusunu akla getirecektir.
Birim doğal gaz enerji tüketimi başına maliyet (TL/kWh veya TL/m^3)	Toplam doğal gaz maliyeti/ Kullanılan toplam doğal gaz miktarı	Enerji tasarrufu cinsinden tanımlanan ölçümler bu ölçüt kullanılarak para birimi cinsinden tasarruflara çevrilebilmektedir.
Spesifik Enerji Tüketimi (SET), metrekare başına yıllık enerji miktarı (kWh/m^2-yıl)	Toplam elektrik ve doğal gaz enerji tüketimi değerini bina toplam alanına bölerek bulunur.	SET değerleri, yaygın bina kullanımları için kıyaslanmıştır. SET değerleri, endüstriyel operasyonlar için de benzer strateji kullanılarak (kWh/kg süt, kWh/ton beton, kWh/m3 kimyasal vb.) kıyaslanmıştır. Kıyaslamaların mevcut olduğu yerlerde, işletmenin emsal değerlerle yapacağı basit bir karşılaştırma, genel olarak mevcut enerji kullanımının yüksek, düşük veya ortalama miktarlarda olup olmadığını gösterir ve enerji maliyetlerindeki iyileştirme hedeflerinin makul olmasını sağlar.
Su ve atık suyun toplam maliyeti (TL/m^3)	Toplam su ve atık su maliyetleri/ toplam su miktarı	Su miktarı cinsinden tanımlanan tasarruf değerleri bu ölçüt kullanılarak para cinsinden tasarruflara çevrilebilmektedir. Bu maliyetlerde ayrıca soğutma kuleleri ve evaporatif soğutma gibi enerji tasarrufu için suyun kullanıldığı önlemler de göz önüne alınmalıdır.
Pik tüketimler ve baz tüketimler arasındaki fark		Fark ne kadar yüksek olursa, yüklerin elektrik tüketiminin yoğun olmadığı zaman dilimlerine kaydırılması ile elde edilecek enerji tasarrufu da o kadar fazla olacaktır. Bu ölçüt, Termal Enerji Depolama (TED) sistemlerinin ekonomik uygulanabilirliği bakımından önemli bir parametredir.
Pik talepler ve baz talepler arasındaki fark		Fark ne kadar yüksek olursa, yüklerin elektrik tüketiminin yoğun olmadığı zaman dilimlerine kaydırılması ile elde edilecek enerji tasarrufu da o kadar fazla olacaktır. Bu ölçüt, Termal Enerji Depolama (TED) sistemlerinin ekonomik uygulanabilirliği bakımından da önemli bir parametredir.
Yük faktörü	Ortalama talep/maksimum talep veya (aylık toplam kWh/aylık gün/24 saat)/maksimum elektrik talebi	Düşük yük faktörünün söz konusu olduğu işletmelerde talep ücretleri toplam maliyetlerin daha büyük bir kısmını oluşturduğundan, toplam TL/kWh değerleri neredeyse her zaman yüksek olacaktır. Düşük yük faktörleri, yüksek enerji talebini gerektirecek çalışma koşullarından kaçınmak amacıyla yüklerin ekipman kullanımını ayarlayarak dengelenmesi için bir uyarı niteliğindedir.
Doğal gazlı ısıtma ve elektrikli ısıtma karşılaştırması	Elektrik dönüşümündeki verim %100 kabul edilebilir. Ancak, doğal gaz kullanımında verim %80 civarındadır. Ancak, yakıt maliyetleri tüketim ve verim değerleri ile birlikte değerlendirilmelidir.	Bu ölçüt, yakıt tipinin değiştirilmesinin göreceli faydasını gösterir. Örneğin, kWh başına ısıtma maliyeti doğal gaz kullanıldığında elektrik kullanımına göre %40 daha az olarak gerçekleşiyorsa, bu yakıt tipi değiştirilerek yani elektrikli kazan doğal gaz yakıtlı kazana dönüştürülerek para cinsinden %40 tasarruf sağlanacağını gösterir.
Güç faktörü ve cezaların takibi	Genellikle faturada belirtilir.	Bu ölçüt, güç faktörü düzeltme önlemleri için bir bütçe oluşturmalıdır. Örneğin, enerji tasarrufu önleminin 3 yıl içerisinde kendisini amorti etmesinin öngörüldüğü ve yıllık güç faktörü maliyetlerinin 10.000 TL olduğu bir durumda, maliyeti 30.000 TL'ye kadar olan bir düzeltici önlem işletme için uygun bir alternatif oluşturacaktır.

Tesise İlişkin Fiziksel ve Operasyonel Veriler

Enerji etüt personeli, tesiste enerji kullanımını etkilemesi muhtemel faktörler hakkında bilgi toplamalıdır. Coğrafi konum, hava durumu verileri, tesisin yerleşim planı ve inşaatı, çalışma saatleri ve ekipman türleri gibi faktörlerin tamamı enerji kullanımını etkileyebilen faktörlerdir.

- *Coğrafi konum ve hava durumu verileri:* Tesisin coğrafi konumu ile birlikte bu coğrafi konuma ait hava durumu verileri not edilmelidir. İlgili coğrafi konuma ait son on iki aylık ısıtma ve soğutma amaçlı derece gün değerlerini öğrenmek için yerel hava istasyonu, yerel kamu hizmetleri sağlayıcıları veya şehrin enerji dairesi ile iletişime geçiniz. Meteoroloji Genel Müdürlüğü, 1991 yılından günümüze kadar ısıtma derece gün ve soğutma derece gün değerlerini şehir merkezleri ve şehir merkezlerinden farklı iklime sahip bazı ilçeler için internet sayfasında yayınlamaktadır. Derece gün değerleri verisi, tesisin ısıtılması veya soğutulması için gereken enerjinin analiz edilmesinde faydalıdır. Bununla birlikte, enerji etüdünün bir parçası olarak bina dış kabuğu simülasyonunun da olması durumunda, bin değerlerini kullanmak faydalı olacaktır. Bin değerleri Türkiye için yıllık kuru termometre sıcaklıkları üzerinden (-36°C ve 45°C aralığında) illere göre aylık 3'er saatlik zaman dilimlerinde yaklaşık 20 yıllık veriler kullanılarak hesaplanmıştır (Bulut vd., 2001). Buna karşın, son yıllarda küresel ısınmanın da etkisi ile bu verilerin güncellenmesi gerektiği ortadadır.
- *Tesisin yerleşim planı:* Tesisin büyüklüğü, kat planları, duvar ve çatı malzemesi ve yalıtım durumları gibi inşai özellikleri ile kapı ve pencere boyutları ve konstrüksiyon özelliklerinin belirlenmesi için tesisin mimari planları elde edilmeli ve gözden geçirilmelidir. Bina planları söz konusu bilgileri yeterli ayrıntıda sağlayabilir. Birçok orijinal yapı planı, bina değişikliklerinden sonra güncellenmediğinden, planların tesisin mevcut özelliklerini yansıttığından emin olunması önemlidir. Mekanik tesisat ve elektrik tesisatı projelerinin de güncelliğinin ve son durumlarının gözden geçirilmesi faydalı olacaktır.
- *Çalışma saatleri:* Tesisin çalışma saatleri de öğrenilmelidir. Tek vardiya mı yoksa çift vardiya mı hatta daha fazla vardiya mı var? Çalışma saatlerinin önceden bilinmesi, bazı yüklerin yoğun olmayan zamanlara kaydırılıp kaydırılamayacağı konusunda bir dereceye kadar öngörüde bulunulmasına olanak tanır. Ancak, son kaynak kullanıcısı tarifesi ile tek bir birim fiyat üzerinden elektrik sağlayıcısı ile anlaşma yapıldığından tarife analizi ya da yüklerin daha uygun maliyetli saatlere kaydırılması güncelliğini yitirmiştir. Buna karşın, tesislerde çatı üstü güneş enerjisi üretim sistemleri hatta bunların depolanması ile şebekeden alınacak elektrik miktarının azaltılması fizibilite çalışmaları güncelliğini korumaktadır.

  Not: Üretimin enerji kullanımının yoğun olmadığı saatlere kaydırılmasının yol açacağı işçilik maliyetleri talep ücretindeki azalma kaynaklı enerji maliyeti tasarruflarını geçersiz kılabilir. Bu nedenle, bu tarz bir yük kaydıma operasyonunda işçilik ve hatta servis-yemek vb. maliyetler de dikkate alınmalıdır.
- *Ekipman listesi:* Enerji etüt-proje uzmanı, tesisin ekipman listesini elde etmeli ve etüdü gerçekleştirmeden önce bu listeyi gözden geçirmelidir. Böyle bir liste mevcut değilse, tasarım çizimlerinden ve saha bilgilerinden yola çıkılarak böyle bir liste oluşturulabilir. Isıtma sistemleri, merkezi iklimlendirme sistemleri, su ısıtıcıları gibi enerji tüketen tüm büyük ekipman parçaları ve prosesle ilgili spesifik ekipman listede tanımlanmış olmalıdır. Bu liste, ilgili ekipmanın operasyonel kullanımlarına ilişkin verilerle birlikte, tesisteki başlıca enerji tüketen proseslerin veya ekipmanın daha iyi anlaşılmasını sağlayacaktır. Kural olarak, enerji tasarrufu fırsatları açısından öncelikle en fazla enerji tüketen ve en fazla enerji maliyetine yol açan faaliyetler incelenmelidir. Böylelikle, en fazla tasarruf sağlaması öngörülen EVÖ'ler için daha çok, daha az tasarruf sağlaması öngörülen EVÖ'ler için ise daha az çaba sarf edilecek şekilde bir planlamaya gidilebilir.

Etüt yerinde bulunan ekipman türleri, büyük ölçüde ilgili tesisin türüne bağlı olarak değişkenlik göstermektedir. Müstakil konutlara yönelik enerji etütleri genellikle daha küçük boyutlu aydınlatma, ısıtma, iklimlendirme ve soğutma sistemlerini içermektedir. Marketler, ofis binaları ve alışveriş merkezleri gibi ticari binalar da genellikle konutlara benzemekle birlikte, boyut ve enerji kullanımı bakımından çok daha büyük ekipmanlara sahiptir. Apartmanlar gibi çoklu konut yapıları da yine birçok ticari binadakine benzer ısıtma, iklimlendirme ve aydınlatma sistemlerini içermektedir. Endüstriyel işletmelere yönelik enerji etütlerinde ise genellikle konutlarda bulunanlardan önemli ölçüde farklı ekipmanlar denetlenmektedir. Endüstriyel işletmelere yönelik enerji etütlerini gerçekleştiren etüt personeli genellikle çok karmaşık ekipmanlarla karşılaşmaktadır. Endüstriyel işletmelerde de ticari binalarda kullanılanlara benzer ticari ölçekli aydınlatma, ısıtma, iklimlendirme ve soğutma sistemleri ve yanı sıra ofis iş ekipmanları kullanılmaktadır. Ekipman bakımından endüstriyel operasyonları ticari operasyonlardan ve konut yapılarından ayıran başlıca fark, üretim prosesleri için kullanılan son derece özel ekipmanlardır. Bu ekipmanlara örnek olarak, kimyasal karıştırma ve harmanlama, metal kaplama ve işleme, kaynaklama, plastik enjeksiyon kalıplama, kağıt yapımı ve baskı, metal arıtma, elektronik montaj ve cam yapımı ekipmanları verilebilir.

3.3.3. Enerji Etüdü Sırasında Güvenlikle İlgili Olarak Dikkat Edilmesi Gereken Hususlar

Enerji etüdü sırasında güvenlikle ilgili olarak dikkat edilmesi gereken bazı hususlar bulunmaktadır. Enerji etüt-proje uzmanı veya enerji etüdü ekibi, güvenlik ekipmanı ve prosedürleri hakkında kapsamlı bir şekilde bilgilendirilmeli ve asla kendilerini veya tesisteki diğer kişileri tehlikeye atacak bir duruma düşmemelidir. Bu doğrultuda, etüt-proje uzmanı veya enerji etüdü ekibi tüm uygun zamanlarda yeterli güvenlik ekipmanını giymeli ve/veya takmalı; elektrik sistemlerinde veya kazanlar, ısıtma sistemleri, yakma sistemleri vb. yüksek sıcaklıktaki bileşenler üzerinde ölçüm yaparken son derece dikkatli olmalı ve tüm uygun zamanlarda elektrik izoleli eldivenler veya sıcaklığa dayanıklı eldivenler giymelidir.

Enerji etüt-proje uzmanı veya enerji etüdü ekibi, özellikle işler haldeki ve tahrik milleri, kayışları veya dişlileri açıkta olan herhangi bir ekipmanı veya herhangi bir döner makineyi incelerken dikkatli olmalıdır. Ekipman operatörü veya amiri, ilgili ekipmanın inceleneceği ve ekipmanın bir kısmından bilgi alınmasının gerekebileceği konusunda önceden bilgilendirilmelidir. Gereken hallerde, verilerin güvenli bir şekilde alınabilmesi için etüt-proje uzmanının makine veya cihazın rölantide olduğu bir zamanda gelmesi sağlanmalıdır. Etüt-proje uzmanı herhangi bir ekipmana asla yaklaşmamalı ve ekipman operatörünün veya amirinin haberi olmaksızın ekipmanı incelememelidir.

Güvenlik Kontrol Listesi

1. Genel güvenlik hususları
   a. Güvenli görünmeyen herhangi bir görevi reddediniz. Güvenlik, tasarruftan daha önemlidir.
   b. Uygun şekilde eğitilmeden ve gerekli donanım olmadan, solunum tehlikesinin söz konusu olduğu kapalı mekanlara veya alanlara girmeyiniz.
   c. Merdivenlerde iki elinizi kullanınız; tırmanırken aletleri ve not defterlerini omuz askılarında taşıyınız.
   d. Saha çalışmasını tek başınıza değil, tercihen bir yardımcı veya tesisteki yetkili bir kişi ile birlikte gerçekleştiriniz.
   e. Anahtarları, kesicileri, şalterleri veya açık ekipman panellerini kendiniz çalıştırmak yerine etüt yapılan tesisteki yetkili bir kişinin çalıştırmasını sağlayınız.
2. Elektrikle ilgili güvenlik hususları
   a. Mümkünse canlı devreler üzerinde çalışmaktan kaçınınız.
   b. Bir ekipman üzerinde çalışmadan önce devreleri ve anahtarları güvenli bir şekilde kapatınız.
   c. Canlı devrelerde ölçüm yaparken muhtemel ani kalp durmalarının önüne geçmek için bir elinizi daima cebinizde tutunuz.
3. Gürültüyle ilgili güvenlik hususları
   a. Ses seviyelerini 30 desibele kadar azaltmak için gürültülü makinelerin çevresinde çalışırken kulak tıkaçlarını kullanınız.
4. Giyimle ilgili güvenlik hususları
   a. Bol giysiler giymekten, özellikle de boyun bağlarını kullanmaktan kaçınınız.
   b. Açıktaki elektrik bağlantılarının yakınında çalışırken yüzükler, bilezikler, saatler vb. malzemeleri çıkarınız.
   c. Makinelerin bulunduğu alanlarda çelik burunlu ayakkabılar giyiniz.

Enerji Etüdü Türleri

Enerji etütleri literatürde genel olarak üç sınıfa ayrılmaktadır. “ön enerji etüdü (birinci seviye)”, “detaylı enerji etüdü (ikinci seviye)” ve “yatırım odaklı enerji etüdü (üçüncü seviye)” olarak adlandırılan bu sınıflandırma, etütlerin odağı, derinliği, süresi ve uzmanlık gereksinimine göre belirlenmektedir. Seviye arttıkça çalışmaların detayı, ölçüm ve sonuçlardan beklenen doğruluk düzeyi, ekipman veya sistem başında harcanan süre ve dolayısıyla spesifik hizmet bütçesi artmaktadır.

Ön enerji etüdü

Bir tesiste enerji kullanım noktalarını ve profilini anlamayı amaçlayan, mevcut faturalara, işletme verilerine veya kayıtlarına dayalı, yaklaşık fizibilite çalışmaları ile enerji verimliliği potansiyelini ortaya koymak üzere gerçekleştirilen en temel enerji etüt çalışmasıdır. Genel olarak işletmede kritik operasyonel personelle görüşmeler, enerji faturalarının incelenmesi ve kısa bir saha turu ile enerji kullanım alanlarının tespit edilmesi yöntemiyle gerçekleştirilir. Bu etüt türünde asıl amaç, işletmede var olan enerji verimliliği fırsatlarına teknik personelin ve yönetimin dikkatini çekmek, toplam bir farkındalık oluşturmak ve detaylı enerji verimliliği yatırım çalışmaları için işletmeye bir başlangıç noktası oluşturabilmektir.

Detaylı enerji etüdü

Enerji yoğun tüm proseslerin ve yardımcı işletmelerin gerçek işletme şartlarında incelenmesi, ölçümler ile tetkik edilmesi ve sonuçların kapsamlı analiz edilerek yorumlanması sürecidir.

Etüt-proje uzmanı ve/veya enerji etüdü ekibi, tesis veya fabrika için uygun enerji verimliliği önlemlerinin (EVÖ'ler) belirlenmesinde kullanılacak tesis ekipmanı ve operasyonları hakkındaki ayrıntılı verileri elde etmelidir. Bu verilere aydınlatma, HVAC ekipmanı, motorlar, kullanım suyu ısıtma ve soğutma sistemleri, fırınlar, mikserler, vb. özel ekipmanlar hakkındaki veriler dahildir. Elde edilen veriler önceden hazırlanmış kişiselleştirilmiş veri sayfalarına kaydedilir.

Detaylı enerji etüdü kapsamında;

- Enerji kullanım profillemesi için anlık/belirli süreli enerji tüketim verileri analiz edilir,
- Enerji girdi ve çıktıları ile son kullanıcı bazında tüketim yoğunlukları belirlenir,
- Proses ve yardımcı tesislerde detaylı veriler toplanarak mevcut performans düzeyleri ve verimlilikleri değerlendirilir,
- Enerji-kütle denklikleri oluşturularak performans analizi gerçekleştirilir,
- Yetersiz, verimsiz ve kayıp oluşturan noktalar tespit edilir,
- Davranışsal, operasyonel, teknolojik ve sistemsel iyileştirme imkanları belirlenir,
- Verimlilik artırıcı ve enerji maliyetini düşürücü projelerin teknik ve ekonomik analizi yapılır.

5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu ve ilgili yönetmeliklerinde belirtilen zorunlu enerji etüdü çalışmalarının içeriği, detaylı enerji etüdü şeklinde olmalıdır.

Yatırım odaklı enerji etüdü

Sistem bazında gerçekleştirilen uzun süreli veri toplama, ölçüm, simülasyon ve modelleme çalışmaları yürütülerek proje bazlı hassas, risksiz ve tasarruf garantili sonuçların ortaya konulduğu etüt çalışmasıdır. Yatırım odaklı enerji etüdü kapsamında;

- Sistem performansını etkileyen tüm parametreler ölçülür, dış etkenler analiz edilir,
- Alternatif enerji verimliliği önlemleri karşılaştırmalı olarak değerlendirilir ve optimum çözüm sunulur,
- Detaylı keşif çalışmaları, uygulama projeleri ve ölçme & doğrulama metodolojisi hazırlanır,
- Enerji, işletme, bakım, yenileme, yatırım, kredi vb. tüm maliyetler hesaplanır,
- Yatırımın getirisi garanti altına alınarak kazanç ve performans riskleri ortadan kaldırılır,
- Alternatif proje finansman modelleri değerlendirilir,
- Yatırımın “bankaca kabul edilebilir” finansal hesaplamaları gerçekleştirilir.

Enerji performans sözleşmelerine baz teşkil edecek yatırım maliyetleri ve tasarruf değerlerinin tespit edilebilmesi için, yatırım odaklı enerji etüdünün gerçekleştirilmesi önemlidir.

Ön Toplantı/Açılış Toplantısı

Enerji etüt-proje uzmanı ya da ekibi, her türlü enerji etüdü öncesinde tesis yöneticisi ve bakım amiri ile bir araya gelerek, kısaca enerji etüdünün amacını ele almalı ve tesis ziyareti sırasında elde edilecek bilgilerin türünü ortaya koymalıdır. Mümkünse, bu ilk toplantıya, harcamalara onay verme veya işletme politikasına dair kararlar alma yetkisine sahip diğer tesis çalışanları da katılmalıdır.

Enerji Etüdü Kapsamında Yapılan Görüşmeler

Enerji etüdünün enerji faturalarından tasarruf etmenin yollarının belirlenmesi yönüyle başarısı, tesis ekipmanı ve işletimi hakkında doğru bilgilerin elde edilebilmesine bağlıdır. Şirketin yatırımlara yönelik felsefesi, enerji etüdü talebinde bulunulmasına yol açan nedenler ve enerji etüdünden elde edilmesi beklenen sonuçlar, genel müdür, operasyon direktörü veya diğer yöneticilerle görüşülerek belirlenebilir. Tesis yöneticisi veya tesis müdürü, tesisle ilgili operasyonel verilerin çoğuna ve ayrıca tesis ekipmanına ilişkin veri dosyalarına erişme yetkisine sahip kişidir. Yine finans sorumlusu, ihtiyaç duyulabilecek mali kayıtları (örneğin, elektrik ve doğal gaz faturaları, fuel oil ve diğer yakıt maliyetleri, su ve atık su faturaları, bakım ve onarım harcamaları vb.) sağlayabilir.

Enerji etüt-proje uzmanı, ayrıca bina ve proses problemleri hakkında daha fazla bilgi edinebilmek için bina yöneticileri ve ekipman operatörleri ile de görüşmelidir. Ekipmanların çalışma süreleri hakkında en doğru bilgiyi verebilecek olan kişiler ise genellikle ilgili hat veya alan yöneticileridir. Bakım amiri, genellikle aydınlatma ve lamba türleri, motor güçleri, iklimlendirme sistemleri ve mahal ısıtma sistemlerinin güçleri ve özel proses ekipmanının elektrik enerjisi yükleri hakkında konuşulacak birincil kişidir. Son olarak, ekipman ve performans sorunlarının tespit edilmesi amacıyla bakım personeliyle de görüşülmelidir.

İlk etüt ziyaretinden sonra sıklıkla ek bilgi almak gerekeceğinden, enerji etüt-proje uzmanı görüştüğü kişilerin adlarını, pozisyonlarını ve telefon numaralarını kaydetmelidir.

Enerji etütlerinde incelenmesi gereken ekipman ve hususlar

- *Aydınlatma:* Tüm önemli aydınlatma sistemlerinin ayrıntılı bir envanterinin çıkarılması gerekmektedir. Kaydedilen veriler, her tür aydınlatma armatürünün ve lambaların miktarlarını, lambaların güç değerlerini, balast durumlarını ve gruplanmış armatürlerin çalışma saatlerini içermelidir. Bu verileri kaydetmek için bir aydınlatma envanteri veri sayfası kullanılmalıdır. Enerji etüt-proje uzmanı, bir ışık ölçer kullanarak her alan için yapacağı ışık yoğunluğu okumalarını da kaydetmelidir. Her alanda gerçekleştirilen görev türleri hakkında alınacak notlar, enerji etüt-proje uzmanının enerji açısından daha tasarruflu olabilecek alternatif aydınlatma teknolojilerini seçmesine yardımcı olacaktır. Not edilmesi gereken diğer hususlar, nadiren kullanılan ve doluluk sensörü kullanılmaya aday olabilecek alanlar veya aydınlatma için gün ışığının kullanımının uygun olabileceği alanlardır.
- *HVAC ekipmanları:* Tüm HVAC ekipmanlarının envanteri çıkarılmalıdır. Hazırlanan veri sayfaları, ekipmanların tipi, güçleri, boyutları, model numaraları, imalat yılı, elektriksel özellikleri veya yakıt kullanım özellikleri ve tahmini çalışma saatlerini kaydetmek için kullanılabilir. Ekipmanlar, evaporatör ve kondenser serpantinlerinin, hava filtrelerinin ve soğutulmuş su hatlarındaki yalıtımın durumunu tespit etmek amacıyla incelenmelidir. Çalışma verimlerini değerlendirmek veya iklimlendirilmiş hava sızıntılarını belirlemek için hava hızı ölçümü de yapılabilir ve yapılan ölçümlerin sonuçları kaydedilebilir. Bu veriler, sonraki dönemlerde ısıtma, havalandırma ve iklimlendirme kapsamındaki enerji maliyetlerini azaltacak alternatif ekipman ve işlemlerin analizine olanak sağlayacaktır. Soğutulmuş su üretim sistemindeki kule ve soğutma grubu etkileşimi, mevsimsel enerji verimliliği oranı (ESEER) ve kısmi yük davranışlarının detaylı incelenmesi gerekebilir.
- *Elektrik motorları:* Motor gücü 7,5 kW üzerinde olan tüm elektrik motorlarının bir envanteri yapılmalıdır. Elektrik motorlarının gücü, kullanım alanı, verim sınıfı, imalat yılı, model numarası bilgileri, tahmini çalışma saatleri, diğer elektriksel özellikleri ve çalışır haldeki muhtemel güç faktörü verilerini kaydetmek için önceden hazırlanan veri sayfaları kullanılabilir. Bazı motorlar voltaj, akım ve güç faktörü ölçümü için uygun olabilir. Motorların kullanımına ilişkin notlar alınmalı, özellikle nadiren kullanılan motorlar ve maksimum yük kontrolü bakımından kullanımı yoğun olmayan zamanlara kaydırılmaya aday olabilecek motorlar kaydedilmelidir. 2,2 kW ve üzerinde güce sahip ve yılda 2.000 saat veya daha fazla kullanılan tüm motorlar en kötü ihtimalle arızalandıklarında ve değiştirilmeleri gerektiğinde yüksek verimli motorlarla değiştirilmeye aday motorlardır.
- *Kullanım suyu ısıtıcıları:* Tüm su ısıtıcıları incelenerek tip, boyut, imalat yılı ve model numarası bilgileri, elektriksel özellikleri ve kullandıkları yakıt türü kaydedilmelidir. Sıcak suyun ne amaçla kullanıldığı, ne kadar kullanıldığı ve ne zaman kullanıldığı not edilmelidir. Sıcak su sıcaklığı ölçülmelidir. İlgili diğer enerji tasarrufu fırsatları arasında boru yalıtımı ve sirkülasyon pompalarının kontrolü sayılabilir. Kullanım sıcak suyunda Legionella kontrolü özellikle hastanelerde dikkate alınması gereken bir husustur.
- *Atık ısı kaynakları:* Çoğu tesis, sıcak su, takviye havası, yanma havası, besleme suyu ve diğer faydalı kullanımlar bağlamında ihtiyaç duyulabilecek ısının önemli bir miktarı veya tamamı için ısı kaynağı olarak kullanılabilecek şekilde olası atık ısı geri kazanımı fırsatları sağlayan çeşitli atık ısı kaynaklarına sahiptir. Atık ısı kaynakları; iklimlendirme sistemleri, basınçlı hava kompresörleri, ısıtma sistemleri, kazanlar, proses soğutma sistemleri, fırınlar, ocaklar, pişiriciler ve diğer benzeri ekipmanlardır. Mevcut su ısıtıcılarının çalışmasında yapılabilecek değişikliklerin analiz edilebilmesi için yukarıda bahsi geçen atık ısı kaynaklarının sıcaklık ve debi ölçümleri yapılmalıdır.
- *Ekipmanların maksimum yükleri:* Enerji etüt-proje uzmanı, özellikle seyrek kullanılan veya kullanımı kontrol edilebilecek ve yoğun olmayan zamanlara kaydırılabilecek elektrikli ekipmanların tespitini hedeflemelidir. Seyrek olarak kullanılan ekipman örnekleri arasında çöp sıkıştırıcılar, takviye ısıtıcılar, yangın sprinkler sistemi pompaları (test), belirli tipteki kaynak makineleri, kurutma fırınları, ocaklar veya herhangi bir yedek makine türü sayılabilir.
- *Bir* ekipmanın yoğun olmayan dönemlerde kullanılmasına yol açan herhangi bir bilgi değerlidir ve elektrik faturalarında önemli tasarruflar sağlayabilir. Etüt personeli, enerji talep faturalarındaki anormallikleri açıklamaya yardımcı olabilecek, seyrek olarak kullanılan yoğun kullanımlar için özellikle dikkatli olmalıdır. Bir depolama sistemi mevcutsa, su ısıtması yoğun dönemler yerine yoğun olmayan dönemlerde gerçekleştirilerek binaların yoğun dönemlerde ısıtılması veya soğutulmasında kullanılabilir. Voltaj, akım ve güç değerlerinin elektriksel ölçümleri bu işlemlerin gerçekleştirilmesinde yardımcı olabilir. Bir ekipmanın yoğun olmayan dönemlerde kullanılmasını sağlayabilecek her türlü bilgi, değerli bilgidir ve elektrik faturalarında önemli miktarlarda tasarruf sağlayabilir. Enerji etüt-proje uzmanı, özellikle enerji talep faturalarındaki anormallikleri açıklamaya yardımcı olabilecek, seyrek olarak kullanılan ancak enerji yoğun şekilde çalışan ekipmanları tespit etmeye çalışmalıdır.
- *Diğer enerji tüketen ekipmanlar:* Önemli miktarda enerji tüketen diğer tüm ekipmanların bir envanterine ihtiyaç vardır. Ticari tesislerde kapsamlı bilgisayar ve fotokopi makinaları, soğutma ve dondurma ekipmanları, pişirme cihazları, yazıcılar ve baskı ekipmanları, su ısıtıcıları vb. bulunabilir.

Diğer taraftan endüstriyel tesislerde ise çok sayıda özelleşmiş proses ve üretim operasyonları ve makineler olacaktır. Tüm bu enerji tüketen ekipmanların tip, boyut, kapasite, imal yılı ve yakıt kullanımı bilgileri, elektriksel özellikleri ve çalışma saatleri verileri kaydedilmelidir. Trafolar ve jeneratörlerin durumları hatta akü sistemleri hakkında bilgi de edinilmelidir.

Olası EVÖ'lerin Tespiti

Etüt yapılırken enerji etüt-proje uzmanı, olası EVÖ'ler hakkında açık notlar almalıdır. EVÖ'lerin belirlenmesi, aynı işlevleri daha az enerji kullanarak ve daha az maliyetle gerçekleştirebilen mevcut enerji verimliliği teknolojileri hakkında bilgi sahibi olunmasını gerektirmektedir. Örneğin, gerekenden daha yüksek aydınlatma seviyeleri, bazı lambaların kullanılmamasını veya yenileriyle değiştirilmesini içeren olası bir EVÖ'ye işaret ederken, ihtiyaç duyulandan daha düşük aydınlatma seviyeleri ise potansiyel bir lamba teknolojisi değişikliğini içeren olası bir EVÖ'ye işaret etmektedir. Yine yüksek kullanım sürelerine sahip motorlar bu motorların yüksek verimli motorlarla değiştirilmesini içeren olası bir EVÖ'ye işaret etmektedir. Atık ısı kaynaklarıyla ilgili olarak alınacak notlar kapsamında söz konusu atık ısı kaynaklarının hangi ısıtma kaynaklarının yerini alabileceğinin yanı sıra, nihai kullanım noktasından ne kadar uzakta oldukları bilgisi de yer almalıdır. Genel gözden geçirme turu sırasında herhangi bir potansiyel EVÖ'nün belirlenmesi, sonrasında toplanan veriler analiz edilirken ve değerlendirilecek EVÖ'ler konusunda nihai karara varılırken kolaylık sağlar.

3.3.4. Enerji Etüdü Sonrası Analiz

Tesise yapılan enerji etüdü ziyaretinin ardından, toplanan veriler incelenmeli, düzenlenmeli ve eksiksiz olmaları bakımından gözden geçirilmelidir. Eksik veriler tesis personelinden istenmeli veya tesise yapılacak takip ziyareti sırasında alınmalıdır. Enerji etüdü ziyareti sırasında tespit edilen olası EVÖ'ler tekrar gözden geçirilerek ilgili ekipmanın veya operasyonel değişikliğin fiili analizi yapılmalıdır. Bu analiz, ilgili potansiyel EVÖ'nün maliyet ve faydalarının belirlenmesini ve potansiyel EVÖ'nün maliyet etkinliği hakkında karar verilmesini içermektedir. Bu karar, karar alıcılara veya şirketlere göre değişebilmektedir. Genellikle, maliyet etkinliğinin ölçümünde basit geri ödeme süresi (BGÖS) kriteri kullanılmaktadır. Çoğu tesis sahibi, iki yıl veya daha kısa BGÖS'ye sahip EVÖ'leri arzu etmektedir. Bir EVÖ için BGÖS, toplam başlangıç maliyetlerinin öngörülen yıllık tasarruf tutarı ile yıllık maliyet tutarının farkına bölümüyle belirlenmektedir. Buna göre BGÖS, tasarrufların ilk yatırım maliyetlerini amorti etmesi için gereken paranın zaman değerinin göz önüne alınmadığı süredir. Maliyet etkinliğinin diğer bir yaygın kriteri, fayda-maliyet oranıdır (FMO). Bu yöntemde, yıllık tasarruflar, gelecek yıllarda ortaya çıktıkça iskonto edilmekte ve belirli bir süre boyunca elde edilen yıllık tasarrufların bugünkü değerini belirlemek amacıyla toplanmakta ve elde edilen değerin toplam başlangıç maliyetine bölünmesiyle FMO elde edilmektedir. FMO'nun 1'den büyük olması, iskonto edilmiş gelecekteki tasarruflar hesaba katılsa bile, EVÖ'nün yapılan yatırımı fazlasıyla amorti edeceği anlamına gelmektedir.

Tavsiye edilen EVÖ için, tesiste işçilik gerektiren bir iş yapılması gerekiyorsa maliyet hesabı yaparken, bu değişim için gerekli işçilik maliyeti de hesapta dikkate alınmalıdır. Yani, ilk yatırım maliyeti hesaplanırken, bu dönüşüm için gerekli işçilik maliyetinin de ekipman maliyetine eklenmesi gerekmektedir.

Elde edilen enerji etüdü bilgileri ile enerji faturalarından tasarruf etmek için önerilen teknoloji değişiklikleri ve operasyonel değişiklikler arasındaki ilişkiyi göstermek amacıyla aşağıda çeşitli EVÖ örnekleri sunulmaktadır.

EVÖ-Aydınlatma

400 Watt güç tüketen cıva buharlı bir lambanın 325 Watt güç tüketen buharlı (metal-halide) bir lambayla değiştirilmesinin planlandığı bir EVÖ kapsamında yapılan maliyet araştırmasında, 325 Watt güç tüketen yeni lamba fiyatının 400 Watt güç tüketen cıva buharlı lambadan yaklaşık 200 TL daha fazla olduğu belirlenmiştir. Yeni lamba doğrudan duy üzerinden değiştirilebildiğinden, armatürde veya balastta herhangi bir değişiklik yapılmasına gerek yoktur. Lambaların takılmasına ilişkin işçilik maliyetlerinin aynı olduğu varsayılmıştır. Bir sonraki adım faydaların veya maliyet tasarruflarının hesaplanmasıdır. Yeni lamba 325 Watt güç tükettiğinden EVÖ ile sağlanacak güç tasarrufu 400 Watt - 325 Watt = 75 Watt şeklinde olacaktır. Lambanın yılda 4.000 saat çalıştığı ve elektrik enerjisinin maliyetinin 1,5 TL/kWh olduğu kabul edilirse, tasarruf 0,075 kW x (4.000 h/a) x (1,5 TL/kWh) = 450 TL/a olarak hesaplanır. Buna göre, BGÖS = 200 TL/ 450 TL/a = 0,44 yıl veya yaklaşık 6 ay olarak hesaplanır. Bu, son derece uygun maliyetli bir EVÖ olarak kabul edilebilir (Balastın güç değeri göz ardı edilmiş ve tasarruf hesaplamasında ortalama maliyet değeri kullanılmıştır.).

EVÖ-Elektrik Motoru

Bir fiberglas tekne imalat şirketinde bulunan ve standart verimli 5,5 kW gücündeki motora sahip havalandırma fanı, günde iki vardiyadan yılda 4.160 saat tam yüklü halde çalışmaktadır. Bu motor eskidiğinde şirket, onu yüksek verimli yeni bir motorla değiştirme fırsatına sahip olacaktır. 5,5 kW gücündeki yeni birinci sınıf motorun maliyetinin, standart verime sahip mevcut motordan yaklaşık 2.100 TL daha fazla olduğunu varsayalım. Standart motorun verimi %83 iken yeni birinci sınıf motorun verimi %88,5'tir. Tam yükle çalışan yeni motorun kullanılmasıyla enerji maliyetinden elde edilecek tasarruf, 5,5 kW x (4.160 h/a) x [(1/0,83) - (1/0,885)] x (1,5 TL/kWh) = 2.567 TL/a olarak bulunur. BGÖS ise, 2.100/2.567 TL/a = 0,82 yıl (yaklaşık 10 ay) olarak bulunur. Dolayısıyla, bu EVÖ, ekonomik açıdan oldukça caziptir.

Motor ömrü belirlendikten ve bir iskonto oranı seçildikten sonra iskonto edilmiş FMO da tahmin edilebilir. Şirketlerin yatırım kararlarını alırken kullandıkları ölçütlerin belirlenmesinde kullanılan iskonto oranı genellikle standart bir değere sahiptir. 10 yıllık bir yaşam döngüsü ve %10'luk bir iskonto oranı için, bugünkü değer faktörü 6,144 olarak bulunur (bkz. Bölüm 4, Ek 4A). Buna göre FMO da (2.567 TL/a) x (6.144)/2.100 TL = 7,5 olarak bulunur. Bu da son derece uygun bir fayda-maliyet oranına işaret etmektedir.

EVÖ-Maksimum Yük Kontrolü

Bir metal üretim tesisi, işleme ve kaynak operasyonlarından önce ağır çelik bloklardan pasın giderilmesinde kullanılan büyük bir bilyeli kumlama temizleyiciye sahiptir. Temizleyici, metal blokları temizlemek için küçük metal bilyeleri (av tüfeği saçmaları gibi) püskürtür. Temizleyicinin birincil itici gücü 110 kW gücüne sahip bir motor tarafından sağlanmaktadır. İlk vardiya sırasında çalıştırılması durumunda, temizleyici doğrudan elektrik kuruluşu tarafından faturalandırılan maksimum yüke eklenen yaklaşık 180 kW'lık bir

toplam elektrik yükü gerektirmektedir. Bu durumda ilgili maliyet 180 kW x (140 TL/kW/ay) = 25.200 TL/ay olmaktadır. Hat personeli ile yapılan görüşmelerde, metal bloklara olan ihtiyacın önceden bilindiği, dolayısıyla bloklara ihtiyaç duyulmadan önce akşam vardiyasında temizliğin kolayca yapılabileceği ifade edilmiştir. Bu bilgilere dayanarak önerilen EVÖ kapsamında, kumlamalı temizleyici kullanımının akşam vardiyasıyla sınırlandırılmasının şirkete yılda 302.400 TL tasarruf sağlayacağı hesaplanmıştır. Bu EVÖ herhangi bir yatırım maliyeti gerektirmediğinden, BGÖS = 0 TL olacaktır. Diğer bir deyişle, EVÖ, kendisini uygulandığı ilk anda amorti edecektir.

3.3.5. Enerji Etüdü Raporu

Enerji etüdü sürecindeki bir sonraki adım, etüt sonuçlarının ve ilgili olarak yapılan tavsiyelerin detaylandırıldığı bir raporun hazırlanmasıdır. Bu raporun uzunluğu ve içerdiği detay, etüt yapılan tesisin türüne göre değişecektir. Bir binaya ilişkin enerji etüdünde önerilen EVÖ'ler ve günümüz koşullarında binaların dijital ikizleri hatta saatlik enerji analizi raporlarının detayları sunulabilir. Bir endüstriyel tesise ilişkin enerji etüdü için ise, EVÖ önerileri ve bu EVÖ'lerin faydaları ve maliyetleri hakkında ayrıntılı bir raporun hazırlanması daha olasıdır. Bu türden ayrıntılı etüt raporları hakkında daha fazla bilgiye aşağıda yer verilmektedir. Rapor, denetlenen tesisin sahiplerine ve yöneticilerine yönelik olarak, olası toplam tasarrufların kısa bir özetini ve her bir EVÖ'nün öne çıkan özelliklerini içeren bir yönetici özeti ile başlamalıdır. Raporun sonraki bölümlerinde, denetlenen tesis tanımlanmalı ve enerji maliyetleri açısından tesisin işletimi hakkında bilgi verilmelidir.

Enerji faturaları, maliyetleri ve tüketimi gösteren tablolar ve grafikler eşliğinde sunulmalıdır. Enerji maliyet analizinin ardından, EVÖ önerileri maliyet etkinlik kriteri temelinde maliyet ve fayda hesaplamaları ile birlikte sunulmalıdır. EVÖ'ler genellikle basit geri ödeme süresi (BGÖS) bazında sıralanmakta ve bazen ölçüm grupları halinde sınıflandırılmaktadır.

Enerji etüdü raporunun hedef kitlesi ne olursa olsun, açık, öz ve anlaşılması kolay bir format ve tarzda yazılmalıdır. Yönetici özeti teknik olmayan personele uygun hale getirilmeli ve teknik terimler en aza indirilmelidir. Raporu anlayan bir yetkilinin önerilen EVÖ'leri uygulama olasılığı da daha yüksek olacaktır. Eksiksiz bir enerji etüt raporuna ilişkin örnek bir taslak aşağıda gösterilmiştir. Bu örnek rapor genel olarak bir enerji etüdünde olması gereken konuları kapsayacak biçimde hazırlanmıştır. Ek olarak, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı örnek enerji etüt raporu formatı ulusal projelerde kullanılmak üzere ele alınmalıdır.

Enerji Etüdü Rapor Formatı

Enerji etüt-proje uzmanın hazırlayacağı etüt raporu formatı, ETKB tarafından yayımlanan Enerji Verimliliği Eğitim ve Sertifikalandırma Faaliyetleri Hakkında Uygulama Usul ve Esaslarında yer almaktadır. İlgili dokümana Bakanlık web sitesinin "Enerji Verimliliği Mevzuatı" bölümünden ulaşılabilmektedir (https://enerji.gov.tr/kurumsal-mevzuat). Söz konusu dokümanın ekleri arasında yer alan "Örnek Zorunlu Bina ve Sanayi Enerji Etüt Raporu Formatları" indeksi özetle aşağıdaki bilgileri içermektedir.

Örnek Zorunlu Bina Enerji Etüt Raporu Formatı	Örnek Zorunlu Sanayi Enerji Etüt Raporu Formatı
• Kapak Sayfası • İçindekiler • Kabuller Tablosu Kısaltmalar • Yönetici Özeti • Enerji Tüketimi • Enerji Performansı • Mimari Yapı • Isı Yalıtımı Durumu • Duvar, Çatı ve Zemin • Kapı-Pencere Sistemleri • Isıtma Sistemleri • Soğutma Sistemleri • Havalandırma ve İklimlendirme Sistemleri • Tesisat • Elektrik Sistemleri • Dağıtım Sistemleri • Pompa, Fan, Basınçlı Hava Sistemleri • Elektrik Motorları • İç ve Dış Aydınlatma • Tarife Analizi • Enerji Yönetimi • Enerji Yönetim Sistemi • Bina Otomasyonu • Elektrikli Cihazlar ve Ofis Ekipmanları • Yerinden Üretim ve Yenilenebilir Enerji Sistemleri • Ekler	• Kapak Sayfası • İçindekiler • Referans Değerler ve Kısaltmalar • Yönetici Özeti • Enerji Yönetimi • Enerji Tüketimleri • Enerji Verimlilik İndeksleri • Soğutma Sistemleri • Isıtma Sistemleri • Havalandırma ve İklimlendirme • Pompa Sistemleri • Fan Sistemleri • Basınçlı Hava Kompresörleri • Tesisat (Sıcak/Soğuk Akışkan Hatları, Basınçlı Hava vb.) • Üretim Üniteleri • Transformatörler • Kompanzasyon Sistemi • Elektrik Motorlari • Aydınlatma (İç/Çevre) • Elektrik Tarifesi • Enerji İzleme Sistemi • Alternatif/Yenilenebilir Enerji Kaynakları • Enerji Verimliliği ve Alternatif/Yenilenebilir Enerji Önlemleri • Ekler

3.3.6. Enerji Eylem Planı

Enerji etüdü sürecindeki son adım, tesiste uygulanacak eylem planının önerilmesidir. Bazı şirketlerin (kurumların) enerji etütleri, elektrik şirketleri veya bağımsız bir danışmanlık firması tarafından gerçekleştirilecek ve söz konusu şirketler (kurumlar) bu etütlerin sonucuna göre enerji maliyetlerini azaltmak üzere tesislerinde iyileştirmeler yapacaktır.

Bu şirketler (kurumlar) sonraki birkaç yıl içinde, başka bir enerji etüdü yapılana kadar, enerji maliyet kontrolü alanında daha fazla çaba harcamayabilir. Buna karşın, kalıcı enerji maliyet kontrol programları oluşturan şirketlerde (kurumlarda), şirketin (kurumun) enerji performansını ve verimliliğini sürekli olarak izlemek ve geliştirmek üzere bir enerji yöneticisi (veya enerji yönetim birimi) atanır. Şirketlerin (kurumların) ürünlerinin, hizmetlerinin ve operasyonlarının kalitesinin sürekli olarak iyileştirilmesinin amaçlandığı toplam kalite yönetimi programlarına benzer şekilde, enerji maliyet kontrol programlarında, harcanan birim enerji başına üretilen ürün miktarının sürekli iyileştirilmesi hedeflenmektedir.

Enerji eylem planı, öncelikli olarak uygulanması gereken EVÖ'lerin bir listesini ve genel bir uygulama takvimini içerir. Çoğu zaman, önerilen EVÖ'lerden bir veya daha fazlasının BGÖS'si ya sıfırdır ya da çok kısadır. Bu tür EVÖ'lerden elde edilen tasarruflar diğer EVÖ'lerin uygulanması için gerekebilecek yatırımı oluşturmak için kullanılabilir. Buna ek olarak, eylem planında şirketin (kurumun) bir kişiyi enerji gözetmeni olarak ataması önerilir. Bu kişi, aylık enerji faturalarını inceleyerek enerji maliyetlerinde olağandışı bir değişiklik olup olmadığını belirleyebilir ve EVÖ'lerden elde edilmesi beklenen enerji tasarruflarının gerçekleşip gerçekleşmediğini doğrulayabilir. Bu bir iç denetim mekanizması gibi çalışmalıdır. Son olarak, enerji yöneticisi veya enerji yönetim birimi şirketin (kurumun) enerji maliyetlerinden tasarruf edebileceği başka yollar aramaya devam edebilir ve elde edeceği somut kanıtlar şirketin (kurumun) gelecekte bir enerji maliyeti kontrolü programını uygulaması için motivasyon sağlayabilir.

3.4. Özel Enerji Etüt Aletleri

3.4.1. Duman Jeneratörleri

Duman, binalarda, hava dağıtım sistemlerinde, egzoz gazı tesisatlarında ve aspiratör sistemlerinde, soğutma kulelerinde ve hava girişlerinde hava akımı özelliklerinin belirlenmesinde faydalıdır. Duman üretmenin birkaç yolu vardır. İdeal olarak, duman, etrafındaki hava kütlesi ile aynı hareket özelliklerine sahip olmalıdır, böylece herhangi bir kuvvet uygulanmadıkça hiçbir hareket algılanmaz. Sigara ve tütsü çubuğu dumanları üretimi ucuz olmakla birlikte bu gereksinimi karşılayamayan duman türleridir.

Titanyum tetraklorür ($TiCl_4$) kullanan duman jeneratörleri, duman üretmenin ve uygulamanın maliyet etkin ve uygun bir yolunu sunar. Bu duman jeneratörleri tarafından üretilen duman, $TiCl_4$ ve atmosferik su buharının reaksiyonu sonucunda üretilen hidroklorik asit (HCl) dumanları ve titanyum oksitlerin bir kombinasyonudur. Bu duman hem aşındırıcı hem de zehirlidir, bu nedenle uygulama sırasında aktif karbonlu bir solunum maskesi kullanılması şiddetle tavsiye edilir. Ticari duman jeneratörlerinde tipik olarak ya cam ya da plastik malzeme kullanılmaktadır. Camın kullanım ömrü mükemmel olmakla birlikte, duman jeneratörleri genellikle ulaşılması zor alanlarda kullanıldığından, kırılma tehlikesi söz konusudur. Diğer taraftan çoğu plastik malzeme, hidroklorik asidin etkisiyle hızla bozulur. Teflon® malzemenin kullanıldığı ve laboratuvar reaktiflerinin kullanımı için tasarlanmış kapakları bulunan küçük (örneğin 30 ml'lik) duman püskürtme kapları, hidroklorik aside karşı dayanıklıdır ve kullanımı kolaydır. Püskürtme kabı önce 2-3 gerçek pamuk yumağı ile doldurulmalı, ardından da yaklaşık 30 cc kadar sıvı $TiCl_4$ ile doldurulmalıdır. Sentetik pamuk yumakları, titanyum tetraklorür ile kullanıldığında tipik olarak parçalanır. Bu püskürtme kapları, düzenli kullanımla bir yıldan fazla süreyle kullanılabilmektedir. Püskürtme bölümü zamanla tıkanabilse de ataş vb. bir malzemeyle kolaylıkla temizlenmesi mümkündür.

Bazı duman jeneratörleri kısa süreli kullanım için tasarlanmış olup bir günlük duman üretir. Daha uygun maliyetli olmakla birlikte hızla kullanılmaz hale gelebilir. Sis bombaları, kısa bir süre içinde büyük miktarda duman üretmek için tasarlanmış araçlardır. Sis bombaları tarafından üretilen duman iyi bir görünürlük sağlanması amacıyla çeşitli renklerde üretilebilmektedir. Duman jeneratörleri ve sis bombaları, egzoz havası sistemlerinin ve büyük ölçekli havalandırma sistemlerinin hava akımı özelliklerinin belirlenmesinde fayda sağlar. Metal bir tavaya bir elementel fosfor çubuğu yerleştirip ateşleyerek ham bir sis bombası yapmak mümkündür. Ham sis bombası kullanıldığında büyük miktarda beyaz duman açığa çıkacaktır. Birçok laboratuvarın envanterinde fosfor bulunduğundan, laboratuvarların aspiratörleri laboratuvarda elde edilecek ham sis bombası kullanılarak uygun maliyetli bir şekilde test edilebilir.

Bir alana bilinen miktarda izleyici gaz (kükürt hekzaflorür gibi) enjekte edildikten sonra hava akımının kimyasal bileşimi ölçülerek daha doğru sonuçlar elde edilebilir. (Not: SF6'nın küresel ısınma potansiyeli CO_2'nin 23.500 katıdır ve atmosferdeki ömrü 3.200 yıldır. Bu nedenle zorunlu kalmadıkça kullanılmaması tavsiye edilir.). Bir egzoz sisteminin verimi, izleyici gazın giderilme hızı ölçülerek belirlenebilir. İzleyici gaz kullanılarak ayrıca binaların sızıntı ve kaçak oranları da tahmin edilebilir.

3.4.2. Üfleyici Kapı Düzeneği

Üfleyici kapı düzeneği, bir fan, kontrolcü, basınç göstergeleri ve bir binanın kapı boşluğuna kurulmasını sağlayacak bir çerçeve içeren ve değişken basınç koşulları altında bir binanın ve hava dağıtım sisteminin basınçlandırma ve sızıntı miktarlarını incelemek için kullanılan bir sistemdir. Ticari olarak satılan üfleyici kapı düzenekleri, küçük ticari binalarda da kullanılabilmekle birlikte, asıl olarak konutlarda kullanılmak üzere tasarlanmıştır. Büyük ticari ve endüstriyel binalarda havalandırma havasının çok yüksek miktarlarda olması üfleyici kapı düzeneğinin kullanımını sınırlandırmaktadır.

Bina içi ve ortam atmosferik basıncı arasında bir basınç farkı elde etmek için gerekli fan akış hızı ölçülerek bir dizi ölçüm üzerinden bina için bir hava sızıntısı/basınç eğrisi elde edilebilir. Geçerli basınç koşulları altında binanın doğal hava sızıntısı miktarı hakkında, sızıntı/basınç eğrisi ve yerel hava basıncı verileri kullanılarak tahminde bulunulabilir. Tespit edilen sızıntıların kapatılmasından önce ve sonra yapılan ölçümler, yapılan işin etkinliğini gösterir. Üfleyici kapı düzeneği ile basınç 30 Pa'ya ayarlanarak ve bir duman kaynağıyla olası sızıntı kaynakları aranarak binadaki hava sızıntılarının kaynağı bulunabilir. Hava dağıtım sistemi tipik olarak hem besleme havası hem de dönüş havası bölgelerinden sızıntı yapar. Kanal sistemi iklimlendirilmiş alanın dışında (örneğin çatı katı, zemin altı vb.) bulunuyorsa, besleme sızıntıları binanın basıncını düşürecek ve hava sızma miktarını artıracaktır; dönüş havası sızıntıları da binayı basınçlandıracak ve havanın dışarı çıkmasına neden olacaktır. Kanal sistemi kapatılmaksızın ve sızdırmaz olmayan kanal sistemine kıyasla binanın sızıntı miktarı ölçülmeksizin besleme ve dönüş havası sızıntılarının birlikte tespit edilmesi zordur. İki koşul arasındaki fark, hava dağıtım sisteminde bulunan kabul edilebilecek miktardaki sızıntının bir ölçüsüdür.

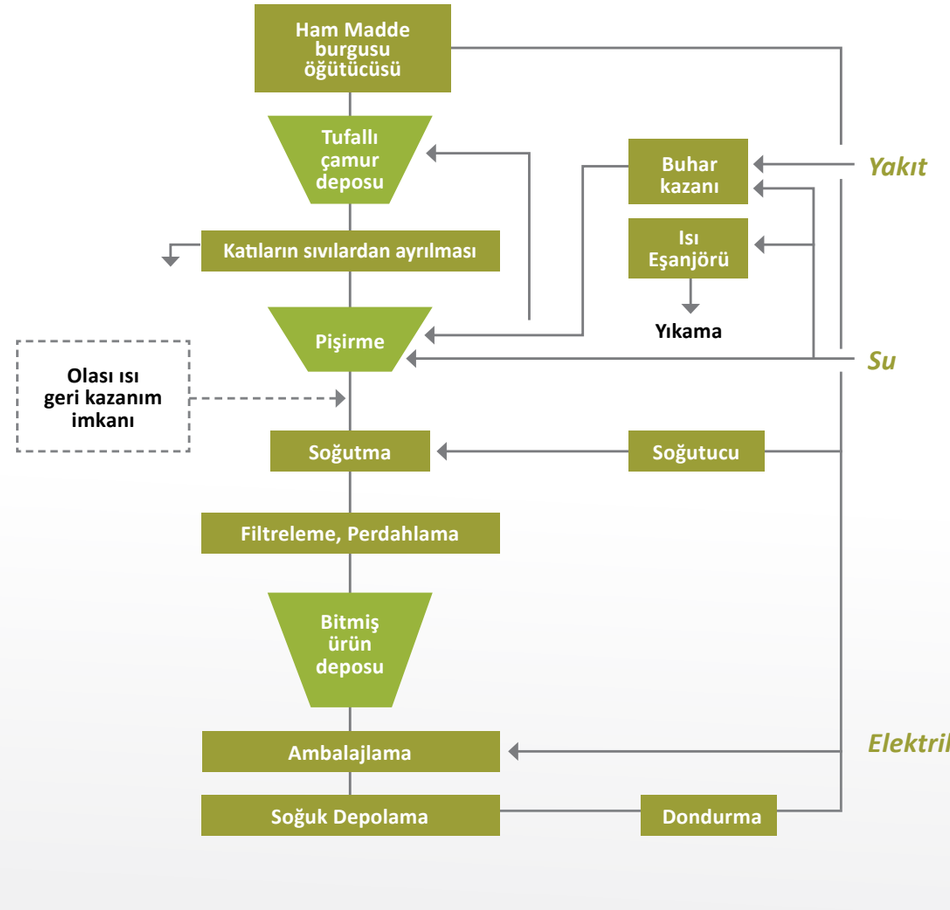
3.5. Sanayi İşletmelerinin Enerji Etütleri

3.5.1. Giriş

Sanayi işletmelerinin enerji etütleri, endüstriyel tesislerde bulunan ekipman ve proseslerin çeşitliliği nedeniyle çok karmaşık ve aynı zamanda kapsamlı etütlerdir. Ticari işletmelerin enerji etütleri endüstriyel ekipmanların çoğunu içerebilir. Çoğu sanayi işletmesinde kullanılan büyük soğutma grupları, kazanlar, havalandırma fanları, su ısıtıcıları, soğutucular ve dondurucular ve kapsamlı aydınlatma sistemleri, büyük ofis binalarında veya alışveriş merkezlerinde kullanılanlarla benzerlik göstermektedir. Isı ve elektrik enerjisinin ortak üretimini içeren kojenerasyon sistemleri bazen büyük ticari ve endüstriyel tesislerde de bulunabilmektedir. Sanayi işletmelerini büyük ticari işletmelerden ayıran husus, endüstriyel süreçlerde kullanılan son derece özel ekipmanlardır. Enerji etüt-proje uzmanı ve enerji yönetimi uzmanı, bu karmaşık (ve genellikle kendine özgü) endüstriyel ekipmanın nasıl çalıştığını öğrenmek ve ardından enerji ve para tasarrufu sağlayabilecek proses ve ekipman iyileştirmelerini belirlemek durumundadır. Bu çok kapsamlı bir görev olduğundan, sanayi firmaları genellikle proseslerini incelemeleri ve enerji verimliliğinde artış ile sonuçlanacak operasyonel ve ekipman değişiklikleri konusunda önerilerde bulunmaları için uzman danışman mühendisleri işe almaktadır.

3.5.2. Proses Analizi

Birçok endüstriyel üretim süreci, her biri kendisine özgü operasyonlara, ekipmana ve malzemelere sahip birbirini takip eden aşamalardan oluşmaktadır. Bu nedenle, proses iyileştirme fırsatlarını belirlemeye yönelik bir yaklaşım, birbirini takip eden söz konusu aşamaların bir blok diyagramının hazırlanması, enerji ve diğer kamu hizmetleri girdilerinin sürece nasıl dahil olduğunun gösterilmesi şeklinde olmalıdır. Bu şekilde bazen, enerji tasarrufu fırsatları ile ilişkilendirilebilecek proses adımları tespit edilebilmektedir.



Şekil 3.2: Girdiler Dahil Üretim Süreci Akış Şeması

Bu yaklaşımın daha detaylı bir versiyonunda ise, prosesin her aşamasındaki enerji kullanımının büyüklüğü ölçülmektedir. Bu yaklaşım kullanılarak en önemli enerji kullanım noktaları belirlenebilmektedir. Bazı durumlarda kıyaslama verileri benzer işletmelerin verileri ile karşılaştırılabilir.

3.5.3. Sanayi İşletmelerine Yönelik Enerji Etüt Hizmetleri

Sanayi işletmeleri ve enerjiyi yoğun olarak tüketen hastaneler, süpermarketler, bankalar vb. enerji yönetimi konusunda uzmanlaşmış profesyonellerden destek alabilir ve kendi bünyesinde bulunan etüt proje uzmanları ve enerji yöneticileri ile verimlilik artırıcı projeler yürütebilir.

Küçük ve Orta Büyüklükteki İşletmeleri Geliştirme ve Destekleme İdaresi Başkanlığı, KOBİ Enerji Verimliliği Destek Programı kapsamında KOBİ'lerin enerji verimliliği projelerine destek vermektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı da Verimlilik Artırıcı Projeler (VAP) ve Gönüllü Anlaşmalar ile hibe olarak destek vermektedir. Aynı zamanda Kalkınma Ajansları da enerji verimliliği konusunda çeşitli destekler vermektedir.

3.5.4. Etüt Güvenliği Hususlarının Gözetilmesi

Güvenlik, herhangi bir endüstriyel enerji etüdünde birincil öneme sahiptir. Endüstriyel enerji etütleri sırasında sıcak nesneler, tehlikeli maddeler, kaygan yüzeyler, tahrik kayışları ve elektrik çarpması kaynaklı yaralanma olasılığı, konutlara ve ticari operasyonlara yönelik enerji etütlerine kıyasla çok daha fazladır. Bu nedenle, bazı etütler sırasında güvenlik gözlüklerinin, güvenlik ayakkabılarının, dayanıklı giysilerin ve muhtemelen bir baretin ve maskenin kullanılması gerekebilir. Herhangi bir elektriksel ölçüm yaparken ve benzer şekilde kazanlar, ısıtıcılar, fırınlar, buhar hatları veya diğer çok sıcak ekipman parçaları çevresinde ölçüm yaparken eldiven giyilmelidir. Her durumda kişisel güvenliğe yeterli özen gösterilmesi, herhangi bir endüstriyel enerji etüdünün önemli bir parçasıdır.

Aydınlatma

Sanayi işletmelerinde aydınlatmada kullanılan enerjinin toplam enerji içerisindeki payı ticari operasyonlarda olduğu kadar çok değildir. Yine de aydınlatma, birçok sanayi tesisi için başlıca enerji maliyeti kalemlerinden biridir. Bu nedenle, enerji etüt ziyareti sırasında tüm aydınlatma ekipmanının eksiksiz bir envanterinin çıkarılması gerekmektedir. Işıklar genellikle ihtiyaç duyulmadığı zamanlarda da çalışır durumda bırakıldığından, aydınlatma armatürlerinin çalışma saati bilgisi gerekli bir bilgidir. Zamanlayıcılar, enerji yönetim sistemleri ve doluluk sensörleri, ihtiyaç duyulmayan ışıkların açılmamasını sağlayan değerli teknolojilerdir. Otopark ve depolama alanları gibi tesisin dış alanlarının aydınlatmasının araştırılması da önemlidir. EVÖ kapsamında lambaların daha verimli lambalarla değiştirilmesi genellikle ortaya çıkan ışığın renginin değiştirilmesini de içerdiğinden aydınlatma ekipmanının envanterinin çıkarılması sırasında aydınlatma ekipmanının hangi görevler için kullanıldığı da not edilmelidir. Örneğin, yüksek basınçlı sodyum lambaları, cıva buharlı lambalardan veya metal halide lambalardan çok daha verimlidir, ancak renk ayrımını zorlaştıran sarımsı bir ışık üretir. Yüksek basınçlı sodyum aydınlatması birçok endüstriyel montaj görevi için yeterli derecede aydınlatma sağlayabilmektedir. LED aydınlatma sistemleri de bir seçenektir. Bunlar tipik olarak metal imalatı, ahşap ürün imalatı, plastik ekstrüzyon ve diğer benzeri operasyonlarda kullanılmaktadır.

Elektrik Motorları

Birçok sanayi işletmesinin ortak özelliği, hepsinin yaygın bir şekilde elektrik motorlarını kullanmalarıdır. 2,2 kW ve üzerinde güce sahip her bir elektrik motorunun günlük çalışma saatlerinin kayıtlarından tüm motorların eksiksiz bir envanteri derlenmelidir. Uzun süredir kullanımda olan motorların yüksek verimli modellerle değiştirilmesi neredeyse her zaman daha uygun maliyetlidir. Ayrıca, standart tahrik kayışlarının motor enerjisini daha verimli ileten senkron kayışlarla ya da direkt akuple sistemlerle değiştirilmesi de değerlendirilmelidir. Ek olarak, nadiren kullanılan motorların kullanımını enerji kullanımının yoğun olmadığı zamanlara kaydırmak suretiyle kW talebinde düşüş elde edilerek enerji maliyetlerinin azaltılması mümkün olabilir.

HVAC Sistemleri

Tüm mahal ısıtma ve iklimlendirme sistemlerinin envanteri çıkarılmalıdır. Tüm HVAC sistemlerinin kapasite değerleri ve verimleri, kullanım biçimleriyle birlikte kaydedilmelidir. Birçok sanayi tesisinde üretim alanları ısıtılmamasına veya soğutulmamasına rağmen, neredeyse tamamında ısıtılan ve iklimlendirilen ofis alanları, kafeteryalar ve benzeri diğer alanlar bulunmaktadır. Bu iklimlendirilmiş alanlarla ilgili olarak ne kadar yalıtımın bulunduğu, duvar ve tavanların yapımında kullanılan malzemeler ve tavan yükseklikleri gibi tesisin yapısal özellikleri not edilmelidir. İlave yalıtımın veya yüksek destratifikasyon (hangar, fabrika gibi yüksek alanlarda yukarıdaki sıcak havanın fanlarla solunum bölgesi seviyesine verilmesi ile sıcaklık katmanlaşmasının bozulması) fanlarının eklenmesi ısıtma ihtiyaçları bakımında uygun maliyetli EVÖ'ler olabilir. Diğer taraftan, evaporatif veya spot soğutma sistemleri tüm mahalin soğutulmasına göre tasarruf edilmesini sağlayabilir.

İklimlendirilmeyen üretim katlarında genellikle günlük vardiya süresince veya sürekli olarak çalışan çok sayıda havalandırma fanı bulunmaktadır. Yüksek ısı yükü olan tesislerde ve daha ılıman iklimlerde bulunan tesislerde çalışanlar genellikle bu havalandırma fanlarını tüm yıl boyunca çalışır durumda bırakmaktadır. Dolayısıyla bu fanlar, yüksek verimli motor değişimleri için iyi adaylardır. Tesis kapatıldığında havalandırma fanlarının da kapanması için zamanlayıcılar veya bir enerji yönetim sistemi kullanılabilir.

Kazanlar

Tüm kazanlar, bir baca gazı yanma analizörü kullanılarak verimli çalışma açısından kontrol edilmelidir. Kapasite değerleri ve basınç ve sıcaklık değerleri dahil olmak üzere kazan özellikleri kaydedilmelidir. Kazan, düşük alev, normal alev ve yüksek alev modlarında çalıştırılarak her mod için yanma gazı ve sıcaklık ölçümleri yapılmalıdır. Kazan ayarlamaları, birçok tesiste yapılagelen en yaygın enerji tasarrufu sağlayan işlemlerden biridir. Enerji etüt personeli, kazan kaynaklı herhangi bir atık ısının bir ısı geri kazanım cihazında kullanım veya su ısıtma gibi başka bir kullanım amacıyla geri kazanılıp kazanılmadığını kontrol etmeli ve kazandan kaynaklanan atık ısının geri kazanılarak başka bir amaçla kullanılmadığını tespit etmesi durumunda bu durumu potansiyel bir EVÖ olarak belirtmelidir. Aşırı büyük kazanlar ve yalıtımsız sıcak yüzeyler büyük enerji kayıplarına neden olmaktadır. Bu enerji kayıpları uygun boyutta ekipman kullanımı ve yalıtım ile azaltılabilmektedir.

Özel Ekipmanlar

Bir endüstriyel enerji etüdü sırasında karşılaşılan diğer ekipmanların çoğu, son derece uzmanlaşmış proses üretim ekipmanları ve makineleri olacaktır. Tüm bu ekipmanlar incelenmeli ve çalışma saatleri, kullanım süreleri not edilerek operasyonel verileri elde edilmelidir. Tüm ısı kaynakları atık ısı kullanan kaynaklarla değiştirilip değiştirilemeyecekleri veya başka bir uygulamaya atık ısı sağlayıcısı olarak hizmet edip edemeyecekleri yönüyle dikkatlice değerlendirilmelidirler. Plastik ekstrüzyon makinesi gibi hem ısıtmanın hem de soğutmanın periyodik olarak gerçekleştiği makineler, atık ısı geri kazanımı veya soğutmaya ihtiyaç duyan bir makineden gelen atık ısının ısıya ihtiyaç duyan başka bir makineyle paylaşılması bağlamında iyi adaylardır.

Hava Kompresörleri

Hava kompresörleri, boyutları, çalışma basınçları ve tipleri (pistonlu veya vidalı) ve ayrıca besleme havası olarak daha soğuk olan dış ortam havasını kullanıp kullanmadıkları yönüyle incelenmelidir. Büyük hava kompresörleri, normalde çok daha küçük hava kompresörlerinin yeterli olabileceği kapasitelerde çalıştırılmaktadır. Yine vidalı tip hava kompresörleri rölantideyken de nominal güçlerinin büyük bir kısmını kullandıklarından, kontrol vanalarının takılması yerinde olacaktır. Daha soğuk besleme havasının kullanılması verimi artıracağından, havanın aşırı soğuk olduğu zamanlar hariç olmak üzere besleme havası olarak dış ortam havası kullanılabilir.

Enerji etüt personeli, pnömatik hortumlarda, bağlantı parçalarında ve makinelerde önemli hava kaçakları olup olmadığını belirlemelidir. Hava kaçakları birçok tesiste önemli bir enerji kaybı kaynağıdır ve düzeltilmeleri gerekmektedir. Son olarak, hava kompresörleri iyi bir atık ısı kaynağıdır. Bir hava kompresörü tarafından kullanılan enerjinin yaklaşık %90'ı atık ısıya dönüşür. Dolayısıyla hava kompresörleri, bir ısıtıcıya veya kazana giren havanın ısıtılmasında veya proses kullanımı için sıcak suyun ısıtılmasında kullanılabilecek önemli birer düşük sıcaklıklı atık ısı kaynağıdır. Ek olarak, basınçlı havanın basınç düşürücüler ile basıncının azaltılarak kullanımı yerine kompresör çıkış basıncının azaltılması ve örneğin seramik fabrikaları gibi yerlerdeki yüksek hacim/düşük basınç kullanım noktalarında basınç yeterli ise basınçlı hava yerine fanların kullanılması yoluyla da verim artışı sağlanabilmektedir.

3.6. Ticari Binalarda Enerji Etütleri

3.6.1. Giriş

Ticari binalara yönelik enerji etütleri, küçük ofisler için gerçekleştirilen çok basit enerji etütlerinden çok katlı ofis binaları veya büyük alışveriş merkezleri için gerçekleştirilen çok karmaşık etütlere kadar çeşitlilik göstermektedir. Ticari binalara yönelik karmaşık enerji etütleri, sanayi işletmelerine yönelik enerji etütleriyle büyük ölçüde aynı şekilde gerçekleştirilmektedir. Bununla birlikte, ticari binalar için gerçekleştirilen enerji etütlerinin sanayi işletmeleri için gerçekleştirilen enerji etütlerden farklı olmasının muhtemel olduğu bazı alanlar bulunmaktadır. Söz konusu farklı alanlar bu alt bölümde ele alınmaktadır.

Ticari binalara yönelik enerji etütleri genellikle tesisteki yapı elemanlarının, doluluk sensörlerinin ve aydınlatma, ekipman, havalandırma ve kontrol sistemlerinin denetlenmesini içermektedir. Ofis binalarının ve havaya açık ve kapalı alışveriş merkezlerinin hepsi de incelenmesi ve değerlendirilmesi gereken karmaşık yapı elemanlarına sahiptir. EVÖ'lerin belirlenmesinde yapı malzemeleri, yalıtım seviyeleri, kapı ve pencere konstrüksiyonu, çatı pencereleri vb. diğer birçok yapı elemanı özelliği dikkate alınmalıdır. Böylelikle iç yüklere bağlı olarak değişiklik gösteren yapı elemanı yüklerinin toplam enerji kullanımına göreceli katkısı da belirlenebilir.

Ticari binalarda da soğutma grupları, mahal ısıtma sistemleri, kullanım suyu ısıtma sistemleri, buzdolapları, ısıtıcılar, ocaklar ve ofis ekipmanı (örneğin bilgisayarlar ve fotokopi makineleri) gibi büyük kapasiteli ekipmanlar bulunmaktadır. Ek olarak, okullar ve hastaneler gibi ticari tesis ve kurumlarda ısı ve elektrik enerjisinin eş zamanlı birlikte üretimini içeren kojenerasyon sistemleri bulunabilmektedir. Ticari binalardaki ekipmanların çoğu, imalat veya sanayi tesislerinde bulunan ekipmanlarla benzer tip ve boyuttadır. Potansiyel EVÖ'lerin hedefleri arasında ekipman verimlerinin artırılması, atık ısı kullanımı veya daha az maliyetli enerji kullanımını sağlayacak operasyonel değişiklikler yer almaktadır.

3.6.2. Ticari Binalara Yönelik Enerji Etüdü Hizmetleri

Enerji verimliliği danışmanlık firmaları binalara yönelik enerji etütleri gerçekleştirmektedir. Bazı enerji tedarikçisi kurumlar da büyük ticari işletmelere ücretsiz genel gözden geçirme hizmeti vermekte ve daha fazla enerji etkin ekipman kullanan işletmelere enerji performans sözleşmesi (EPS) kapsamında hizmet sunmaktadır. Ticari binaların enerji etüdünü yapan kişi veya kurum, ilgili enerji hizmetleri tarifelerinin bileşenleri, tesiste kullanılan ekipmanlar ve yürütülmekte olan operasyonel prosedürler hakkında bilgi toplayarak süreci başlatmalıdır.

3.6.3. Enerji Etüdünün Gerçekleştirilmesi

Sanayi işletmelerine ve ticari binalara yönelik enerji etütleri aydınlatma alanında farklılaşmaktadır. Sanayi işletmelerine kıyasla ticari binalarda aydınlatma, en büyük enerji maliyetlerinden birini oluşturmaktadır. Bazı ticari binaların elektrik maliyetlerinin yarısı veya daha fazlası aydınlatmadan kaynaklanmaktadır.

Aydınlatma seviyeleri ve aydınlatma kalitesi birçok ticari bina için son derece önemlidir. Özellikle AVM gibi perakende satış operasyonlarında, standart ofis binalarında talep edilenin çok üzerinde aydınlatma seviyeleri talep edilmektedir. Renk açısından ışık kalitesi de yine perakende satışlarda önemli bir husustur. Bu nedenle, perakende satış operasyonlarının aydınlatma maliyetlerini azaltacak kabul edilebilir EVÖ'lerin bulunması ofis binalarına kıyasla çok daha zordur. Buradaki zorluk, yüksek ışık seviyelerinden ve sıcak renklerden ödün vermeksizin aydınlatmada kullanılan elektrik gücü miktarını azaltacak yeni aydınlatma teknolojilerinin bulunmasıdır. Civa buharlı lambalar yerine bu özellikleri sunabilecek seçenekler arasında LED, T8 ve T10 floresan lambaları ve metal halide lambaları bulunmaktadır. Dolayısıyla civa buharlı lambaların bahsi geçen lambalarla değiştirilmesi genellikle perakende satış operasyonları ve diğer ticari binalar için uygun maliyetli EVÖ'leri temsil etmektedir.

Birim alan cinsinden elde edilen spesifik enerji tüketimi (SET) kıyaslama değerleri ticari binalara yönelik enerji etütleri için iyi bir başlangıç noktası oluşturmaktadır. Ticari binalara yönelik enerji etütleri kapsamında yaygın olarak denetlenen iş sektörleri arasında:

- Eğitim kurumları,
- Gıda satış yerleri,
- Yemek hizmetleri kuruluşları,
- Sağlık hizmetleri kuruluşları,
- Konaklama hizmetleri kuruluşları,
- Perakende satış yerleri,
- Ofisler,
- Halk meclisleri,
- İbadethaneler,
- Depolar

bulunmaktadır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Enerji Verimliliği ve Çevre Dairesi Başkanlığı, sektörel olarak bazı kıyaslama çalışmalarını internet sayfasından paylaşmıştır. Enerji Portalı üzerinden toplanan enerji tüketimi bilgileri aynı sektörde faaliyet gösteren şirketler veya binalar için önemli bir karşılaştırma imkanı sunmaktadır.

3.7. Konutların Enerji Etütleri

Büyük, çok katlı apartmanlara yönelik enerji etütleri, ticari binalara yönelik enerji etütleri ile büyük benzerlikler içermektedir (bkz. Bölüm 3.6). Bununla birlikte, tek ailelik müstakil konutların enerji etütleri nispeten daha basittir. Tek aileli yapılara yönelik enerji etütleri, termal cephe kaplamaları ve ısıtıcı, klima, su ısıtıcısı ve priz yükleri gibi hususlara odaklanmaktadır.

Konutlara yönelik enerji etüt-proje uzmanı, etüde geçmiş enerji faturalarını herhangi bir trend veya anormallik açısından analiz ederek ve tipik enerji kullanım yoğunlukları (EKY) kıyaslama verilerini elde ederek başlamalıdır. Enerji etüdü ziyareti sırasında denetlenen yapının yalıtım miktarı, dış pencerelerin koşulları (ve sızdırmazlıkları) ve mevcutsa havalandırma kanallarının bütünlüğü incelenir. Kullanım suyu ısıtma sistemi ile birlikte mahal ısıtma ve/veya iklimlendirme sistemi kontrol edilir. Ekipmanların model numaraları, imal yılı, kapasitesi ve verimlerinin yanı sıra mevcut durumları ve düzenli bakım kayıtları da not edilir. Etüt sonrası analiz kapsamında ise yalıtımın artırılması, çift camlı pencerelerin, jaluzilerin veya yalıtımlı kapıların takılması ve mevcut ısıtıcıların, klimaların ve su ısıtıcılarının daha yüksek verimli olanlarla değiştirilmesi gibi potansiyel EVÖ'ler ele alınır. Enerji etüdü ile maliyetler, faydalar ve BGÖS'ler hesaplanır ve ardından bulgular mülk sahibi veya kullanıcı ile paylaşır. Genellikle mülk sahibine veya binada bulunanlara, bilgisayar çıktısı şeklinde olan bir etüt raporu verilir.

Konutlarda enerji tasarruf potansiyelinin yaklaşık %40 oranında olduğu düşünüldüğünde enerji verimliliği hayati öneme sahiptir. Enerji verimliliğini sağlamanın en önemli yolu konutlarda yalıtım kalınlığının artırılmasıdır. Ek olarak, aydınlatma sistemleri ve özellikle buzdolabı gibi yoğun enerji tüketen cihazların enerji etiketine bakılarak seçilmesi gerekliliği önemli EVÖ'leri olarak sayılabilir.

3.8. İç Hava Kalitesi

Enerjiyle ilgili yeni standartlar ve uygulamalar bazen iç hava kalitesinin (İHK) bozulmasına katkıda bulunmaktadır. Bunun konutlarla ilgili bir örneği, daha az hava sızıntısı olacak şekilde inşa edilen ve dolayısıyla iç hava ile dış ortam havası arasında inşa kimyasallarının ve uçucu organik bileşiklerin (VOC'ler) kendiliğinden tahliyesini sağlayacak herhangi bir bağlantının bulunmadığı evlerin daha fazla hava sızıntısının bulunduğu yapılardakine kıyasla söz konusu zararlı kimyasalların daha yüksek seviyelerde birikimine izin vermesidir. Ticari binalarda iç hava kalitesinden ödün verilmesini gerektirebilen uygulamalar arasında ise enerji tasarrufu sağlanmasına yönelik olarak havalandırmanın azaltılması uygulamaları sayılabilir. Bu uygulamalarla, binanın havalandırma sistemlerine giren dış ortam havasının şartlandırılması kaynaklı maliyetlerin azaltılması amaçlanmaktadır. Ancak, böylece bir sorun çözülürken başka bir sorun yaratılmış olmaktadır. Havalandırmanın azaltılması uygulamaları nedeniyle yeterli dış hava girişinin olmamasının çeşitli İHK sorunlarına yol açtığı görülünce ilgili havalandırma standartları iyileştirilmiştir. Havalandırma standartları konusu, bir taraftan enerji tasarrufu sağlanması havalandırmanın azaltılmasını gerektirirken diğer taraftan iç mekan sakinlerinin faydasına olacak şekilde iç hava kalitesinin artırılması havalandırmanın artırılmasını gerektirdiğinden araştırma konusu olmaya devam etmektedir.

Enerji etüt ekibi, genellikle, normalde İHK uzmanları ve endüstriyel hijyenistler tarafından gerçekleştirilen ayrıntılı hava kalitesi testlerini gerçekleştirmemesine rağmen, ekibin genel olarak İHK meselesi ve özel olarak da enerji tasarrufu önlemlerinin İHK sorunlarına yol açma veya mevcut İHK sorunlarını şiddetlendirme potansiyeli hakkında farkındalık sahibi olması önemlidir. Örneğin, egzoz veya havalandırma sistemlerini değiştiren herhangi bir enerji tasarrufu önlemi, havalandırma miktarını veya binanın genel hava dengesini değiştirmek suretiyle İHK'yı değiştirebilir. Yine hava filtrelerinin değiştirilmesi kasıtsız bir şekilde İHK'nın olumsuz etkilenmesine yol açabilir. Örneğin, hava basıncındaki düşüşün ve fanın gücünün azaltılması amacıyla düz filtrelerden torba filtrelere geçiş yapılması, torba filtrelerin ilk kez çalıştırıldıklarında toz üfleme eğilimine sahip olmaları nedeniyle, zaman zaman havadaki partikül miktarını artırabilmektedir. Mikrobiyal hava kirliliği de yine kapalı ortamlar için potansiyel bir sorundur. Su soğutma (soğutma kulesi) veya evaporatif soğutmayı içeren enerji tasarrufu önlemleri mikrobiyal hava kirliliği oluşturma potansiyeline sahiptir. Bu nedenle, evaporatif soğutma önlemleri önerildiğinde, bu tür ekipmanların rutin bakımına ve sterilizasyonuna vurgu yapılması, hem işletmenin ilgili teknoloji hakkında bilgilendirilmesi hem de ilgili İHK komplikasyonlarının azaltılması bakımından iyi bir uygulama olacaktır. Diğer bir örnek, kuru iklimlerde kullanılan ve yüksek enerji tüketen nemlendiricilerin bağıl nem ayarlarının düşürülmesini veya tamamen kaldırılmalarını içeren enerji tasarrufu önlemleridir. Söz konusu önlemlerle enerji tasarrufu sağlanabilmekle birlikte, bazı kullanıcılar bağıl nemdeki değişikliklere duyarlı olmaları dolayısıyla sağlık komplikasyonları yaşayabilmektedir.

Bir enerji etüdünün parçası olarak herhangi bir İHK sorunundan endişelenildiği durumlarda, bu endişenin kullanıcıyla paylaşılması ve İHK uzmanları ve endüstriyel hijyenistler tarafından test veya daha fazla inceleme yapılmasına yönelik olarak işletmeye önerilerde bulunulması ihtiyatlı bir davranış olacaktır. Bu konu, "İç Hava Kalitesi (İHK), Sağlık ve Güvenlik" bölümünde (Bölüm 17) detaylı olarak ele alınmaktadır.

Havalandırma Miktarları

Havalandırma miktarları, Amerikan Isıtma, Soğutma ve İklimlendirme Mühendisleri Derneği (ASHRAE) tarafından yayımlanan 62.1-2022 sayılı Havalandırma ve Kabul Edilebilir İç Hava Kalitesi başlıklı ve 62.2-2022 Konutlarda Havalandırma ve Kabul Edilebilir İç Hava Kalitesi başlıklı standartlarda belirtilmektedir. Söz konusu havalandırma miktarları etkin bir şekilde çalışır durumda olan sistemler içindir. Çünkü mevcut birçok sistem hava kütlelerinin verimli bir şekilde hareket ettirilmesinde başarı sağlayamamaktadır. Ek olarak, egzoz havası girişlerinin ve havalandırma besleme havası menfezlerinin yerleri belirlenirken, kirletici maddelerin havaya göre yoğunlukları da dikkate alınmalıdır. Hastaneler için hastanelerin ilgili bölümlerindeki hava değişim sayıları ve partikül madde miktarı ASHRAE 170-2017 Sağlık Tesislerinin Havalandırılması standardına göre yapılmalıdır. Ameliyathaneler ve yoğun bakımlar için tasarım aşamasında ülkemizde DIN 1946-4 kullanılmaktadır.

3.9. Sonuç

Enerji etütleri, herhangi bir bina, şirket veya sanayi tesisinde enerjinin daha verimli kullanılması, bunun sonucunda enerji tüketiminin ve maliyetlerinin düşürülmesi sürecinde önemli bir ilk adımdır. Kapsamlı bir enerji etüdü sayesinde, ekipman ve operasyonlardaki değişiklikler tespit ve analiz edilerek uygun maliyetli potansiyel enerji tasarrufu önlemleri belirlenebilir. Enerji etüt personeli, konutlara, ticari binalara ve sanayi tesislerine yönelik enerji değerlendirmelerinin başarılı bir şekilde yürütülmesinde ve enerji etütlerinin sonuçları temelinde yapılan tavsiyelerin uygulanmasında kilit bir role sahiptir.

KAYNAKÇA

https://enerji.gov.tr/kurumsal-mevzuat

https://enerji.gov.tr/evced-enerji-verimliligi-olcme-ve-degerlendirme

https://enerji.gov.tr/evced-enerji-verimliligi-enerji-performans-sozlesmeleri

Bulut H., Büyükalaca O., Yılmaz T., (2001), Bin weather data for Turkey, Appiled Energy, 70, 2, 135-155.

https://mgm.gov.tr/veridegerlendirme/gun-derece.aspx

https://www.kosgeb.gov.tr/site/tr/genel/detay/8200/yesil-donusum-destek-programi

Instructions for Energy Auditors, Volumes l and 11, U.S. Department of Energy, DOE/CS-0041 /12&13, September, 1978. Available through National Technical Information Service, Springfield, Virginia.

Encyclopedia of Energy Engineering and Technology, Capehart, B., Editor, Taylor and Francis/CRC Publishers, Boca Raton, Florida, 2007.

Energy Conservation Guide for Industry and Commerce, National Bureau of Standards Handbook 115 and Supplement, 1978. Available through U.S. Government Printing Office, Washington, D.C.

Guide to Energy Management, Sixth Edition, Capehart, B., Turner, W. and Kennedy, W., The Fairmont Press, Inc. Atlanta, Georgia, 2008.

Illuminating Engineering Society, IES Lighting Handbook, Ninth Edi¬tion, New York, New York, 2000.

Total Energy Management, A Handbook prepared by the National Elec¬trical Contractors Association and the National Electrical Manu¬facturers Association, Washington, D.C.

Handbook of Energy Audits, Thumann, A. and Younger, W., Seventh Edition, The Fairmont Press, Inc. Atlanta, Georgia.

Industrial Energy Management and Utilization, Witte, L., Schmidt, P., and Brown, D. Hemisphere Publishing Corporation, Washing¬ton, D.C. 1988.

Threshold Limit Values for Chemical Substances and Physical Agents and Biological Exposure Indices, 1990-91 American Conference of Governmental Industrial Hygienists.

Ventilation for Acceptable Indoor Air Quality, ASHRAE 62.1-2007, Amer¬ican Society of Heating,

Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., 2007.

Facility Design and Planning Engineering Weather Data, Departments of the Air Force, the Army, and the Navy, 1978.

Handbook of Energy Engineering, Fifth Edition, Thumann, A., and Meh¬ta, D. The Fairmont Press, Inc. Atlanta, Georgia, 2004.

3. Bölüm Çalışma Soruları

1. Tüm tesis genelini kapsayacak şekilde önemli enerji kullanıcıların önceliklendirildiği ve ölçümlere dayalı hesapların yapıldığı etüt türü hangisidir?

A. Ön etüt
B. Detaylı etüt
C. Yatırım odaklı etüt
D. Hiçbiri

2. Enerji etüdü metodolojisi ve adımlarının çerçevesinin sunulduğu standart aşağıdakilerden hangisidir?

A. ISO 45001
B. ISO 50002
C. ISO 9001
D. ISO 14001

3. İki metre çaplı bir kesitte ve 500°C sıcaklıktaki bir gazın hız ölçüm metodu ve uygun ölçüm cihazı aşağıdakilerden hangisidir?

A. Kanal içi tek nokta ölçüm-pitot tüpü
B. Kanal içi eksen üzerinde tarama yöntemi ile çok nokta ölçüm-pervane anemometre
C. Kanal içi eksen üzerinde tarama yöntemi ile çok nokta ölçüm-pitot tüpü
D. Kanal için tek nokta ölçüm-kızgın tel anemometre

4. Bir detaylı enerji etüdünün kalitesinin değerlendirilmesi noktasında aşağıdakilerden hangisi önemlidir?

A. Veri toplama yöntemlerinin şeffaflığı
B. Gizlilik anlaşmasına uyulması
C. Mevzuat gereksinimlerinin karşılanması
D. Hepsi

5. Bir ön etüt raporunda aşağıdaki başlıklardan hangisi yer almayabilir?

A. Fizibilite analizi
B. Yatırım gerektirmeyen önlemler listesi
C. Risk analizi
D. Veri toplama yöntemi

Bölüm 4: **Ekonomik Analiz**

4.1. Giriş

Sadece enerji sektöründe veya enerji verimliliği alanında değil, bütün sektörlerde, faaliyet alanlarında ve hizmet kollarında kimi zaman yeni yatırımların yapılması ihtiyacı doğar. Bu yatırımların anlamlı bir fayda yaratıp yaratmayacağı, birçok başka faktörün yanında, yatırım yoluyla sağlanacak ekonomik faydanın yatırım maliyetine oranı ile ölçülür. Bu yönüyle değerlendirildiğinde, herhangi bir yatırım kararı verilirken esas alınan temel kriter, yatırımdan elde edilecek gelirlerin (ya da sağlanacak parasal tasarrufların) tahakkuk edecek maliyetlerden -anlamlı biçimde- büyük olmasıdır. "Anlamlı biçimde" büyük olma ibaresi, salt basit oranlamayla aritmetik büyüklüğe değil, paranın zaman değeri ve diğer dış ekonomik faktörler

(faiz, finansman maliyetli, döviz kuru, fırsat maliyeti vb.) dikkate alınarak yapılan bir değerlendirmeye işaret etmektedir. Genel bir prensip olarak, gelirlerin biriktiği yılların sayısı ve gelecekteki gelir veya maliyetlerin mevcut gelir veya maliyetlerle karşılaştırmalı analizi, isabetli yatırım kararları verilebilmesinde önemli faktörlerdendir.

Söz konusu enerji verimliliği yatırımları olduğunda, sağlanacak fayda ilerleyen dönemde oluşması beklenen maliyetlerin azalması şeklinde ortaya çıktığı için, bazen karar vericiler yatırımların yapılması konusunda tereddütlü davranabilirler. Bu tereddütleri gidermenin ve yatırımın anlamlı, ekonomik açıdan fizıbıl (yapılabilir) olduğunu göstermenin en garantili ve ikna edici yolu, sağlam kabullere dayanan bir ekonomik analiz gerçekleştirmektir. Bu tür bir analiz sadece büyük endüstriyel tesisler veya komplike sistemler için değil, orta büyüklükte bir binanın dış cephesine yapılacak mantolama uygulaması gibi görece çok daha küçük yatırımlar için de faydalıdır; çünkü bina kat maliklerinin bir izolasyon masrafına ikna edilebilmeleri için, sağlanacak tasarrufun parasal faydasını anlamaları önemlidir.

Yapılacak analizin parasal/mali bir boyutu olması kaçınılmazdır. Ancak yatırımdan kaynaklanacak bütün maliyetler ile yatırımın sağladığı bütün avantajların/faydaların parasallaştırılması her zaman mümkün olmayabilir; böyle durumlarda, yani gelir dışı refah etkileri, büyümenin refah bağlantılı ileri-geri etkileri, çevresel fayda/zarar etkileri söz konusuysa, bunlar sosyal analiz yaklaşımıyla ele alınır.
Bir diğer önemli husus da yatırım harcamalarına nelerin dahil edileceğidir. Yatırım gideri olarak sabit sermaye yatırımlarının (üretim öncesi etüt-proje harcamaları, satın alma, sigorta, nakliye, ekipman imalat ve montaj giderleri vb.) esas alınacağı açıktır, ancak yatırımın tam kapasite işletmeye geçeceği ana kadar olan dönemde yapılacak harcamaların işletme sermayesi içinde mi yoksa yatırım sermayesi içinde mi değerlendirilmesi gerektiği tartışmaya açık bir konudur ve bu konuda karar duruma göre verilir. Bilhassa yatırımın büyük montanlı olması durumunda yatırım dönemi faizleri ve finansman maliyetleri de ayrı bir kalem olarak değerlendirilmek zorundadır. Bir başka konu ise, yaşam döngüsü esas alınarak ya da yatırımın teorik ömrü çerçevesinde bir analiz yapıldığında, belirli dönemlerdeki standart giderlerin (rutin bakım maliyetleri vb.) ve amortisman sonrası hurda değerin de hesaplamalara dahil edilmesi gerektiğidir.

Gerek paranın zaman değeri kapsamında indirgeme oranının farklı yöntemlerle belirlenmesi, gerek yatırım harcamalarının ve sermaye maliyetlerinin ayrıştırılması ve sınıflandırılması, gerekse enflasyonist ortamlarda ekonomik analizin duyarlılık analizi yöntemiyle test edilmesi ekonomi ve finans açısından ihmal edilmeyecek başlıklardır. Ancak bu bölümde amaç, görece daha basit düzeyde ekonomik analiz yapma becerilerini geliştirmek olduğundan, esas itibarıyla temel kavramlar ele alınacak ve anlatımı karmaşıklaştırması muhtemel bazı ayrıntılardan uzak durulacaktır.

4.2. Bazı Temel Kavramlar

Bu alt bölümde çeşitli temel kavramlar ana hatlarıyla açıklanacak ve ekonomik analiz yapabilmek için gerekli kavramsal çerçeve oluşturulacaktır.

Yatırım:

En genel tanımıyla yatırım, ekonomideki mevcut sermaye stokunun, yani mal ve hizmet üretiminde kullanılan -üretim tesisleri başta olmak üzere- tüm varlıkların belli bir dönemde korunması ve kapasitesinin artırılması için kullanılan kaynaklardaki ve stoklardaki değişmelerdir. Yatırım kavramının kapsamı çeşitli bakış açılarına göre farklılıklar içerebilmektedir. Makro-ekonomik perspektif ile bireysel perspektif, ulusal hesap sistemi ile şirket muhasebe sistemi yatırımı doğal olarak farklı biçimde tanımlayabilmektedir. Örneğin, makro-ekonomi açısından bakıldığında arsa ve arazi alımı, üretilmiş bir mal ya da sermaye stokuna eklenmiş yeni bir varlık olmadığından, bir yatırım kabul edilmez. Bu satın alma işleminin maliyeti transfer harcaması kapsamında değerlendirilir. Dolayısıyla bir kamu kurumunun arsa ve arazi alımı için yaptığı harcama bütçede yatırım harcamaları içinde değil, transfer harcamaları içinde gösterilir. Buna karşılık, bir şirketin diyelim ki bir fabrika ya da enerji santrali kurmak için aldığı arazi, o şirketin yatırım harcamasına dâhil edilir.

Yatırım Türleri:

Yatırımların sınıflandırılması için çok çeşitli yaklaşımlar mevcuttur. Bazı sınıflandırma örnekleri aşağıda başlıklar halinde örneklendirilmektedir:

- Amacına göre yatırımlar:
  - Gelir artırıcı yatırımlar (Örn. Yeni bir montaj hattı yatırımı)
  - Gider azaltıcı yatırımlar (Örn. Buhar kazanında enerji verimliliği yatırımı)
  - Zorunlu yatırımlar (Örn. Kömür santralinde elektrofiltre tesisi yatırımı)
- Ekonomik ömrüne göre yatırımlar:
  - Kısa vadeli
  - Uzun vadeli
- Bağımlılık tipine göre yatırımlar:
  - Bağımsız yatırımlar
  - Ayrışık (birbirini dışlayan) yatırımlar
  - Tamamlayıcı yatırımlar

Yatırımlara yönelik başka sınıflama tiplerinden de bahsetmek mümkündür, ancak ekonomik analiz açısından en önemli sınıflamalar yukarıda açıklanan amaç ve ömürle ilgili tasniflerdir.

Sabit Sermaye Yatırımı:

Toplam yatırımlardan stok değişiminin çıkarılmasıyla elde edilen tutara sabit sermaye yatırımı denilir. Sabit sermaye yatırımları genellikle iki başlık altında incelenir: Konut-dışı sabit yatırımlar (konut-dışı inşaat yatırımları ve makine-donanım yatırımları) ve konut yatırımları. Başka bir sınıflandırma sistematiği ise, sabit sermaye yatırımlarını makine-donanım yatırımları ve inşaat yatırımları olarak ikiye ayırmaktadır.

Bazı kaynaklarda üretim-inşa-montaj öncesi harcamalar ayrı bir kalem olarak değerlendirilse de genel kabul projenin yapılması için öncül niteliğindeki (ekipman nakliyesi ve sigortası, arazi iyileştirme, söküm işlemleri, geçici elektrik hattı vb.) harcamaların da sabit sermaye yatırımı başlığında ele alınması yönündedir. Sabit sermaye yatırımı projenin çeşidine ve niteliğine göre yeni, tevsi, tamamlama, rehabilitasyon, modernizasyon, idame-yenileme gibi ifadelerle tanımlanabilmektedir.

Sabit sermaye yatırım tutarını oluşturan başlıca doğrudan ve dolaylı giderler şunlardır:

- Etüt giderleri (fizibilite çalışmaları , ön inceleme ve değerlendirme, rezerv tahmini, zemin etüdü, enerji etüdü, laboratuvar testleri vb.)
- Mühendislik ve proje giderleri (süreç tasarımı, şartname hazırlığı, bina keşifleri, uygulama projesi gibi mühendislik için yapılan ödemeler)
- Lisans, patent, know-how vb. teknoloji ödemeleri
- Arazi bedeli (satın alma giderleri, vergi ve harç ödemeleri, vb.)
- Arazi düzenlemesi (kazı ve dolgu işleri vb.) giderleri
- Hazırlık yapıları (şantiye binaları, depo ve antrepo inşası, dinlenme alan/tesisleri vb.) maliyeti
- İnşaat işleri giderleri
- İç bağlantı yollarının (ve projeyle ilgili diğer ulaştırma tesislerinin) maliyeti
- Ana tesis makine ve donanım giderleri
- Taşıma ve sigorta giderleri
- İthalat ve gümrükleme giderleri
- Yatırımın parçası olan ulaştırma araçları giderleri
- Genel giderler (haberleşme, iç-dış seyahat, taşıt vb.)
- Beklenmeyen giderler (fiyat artışları, kur farkı kaynaklı giderler vb.)
- Yatırım dönemi faizleri (eğer yatırım süresi uzunsa ve inşa/kurulum aşamasında kullanılacak kredilerin faiz ödemesi başlamışsa)

İşletme Sermayesi:

Yatırım yapıldıktan sonra söz konusu yatırımın varlığının devam etmesi için yapılması gereken tüm harcamalar işletme sermayesini oluşturur. İşletme esnasında ihtiyaç duyulan her türden harcama ve bunun doğurduğu maliyet işletme sermayesi içinde mütalaa edilir. İşletme sermayesini oluşturan bileşenler yatırımın niteliğine göre değişkenlik gösterir. Bir güneş santrali projesinde personel gideri, bakım gideri, varsa yıllık kira-irtifak gideri, elektrik alış-satış işlem giderleri ve idari giderlerdir. Bir imalat tesisinde yeni bir hat ayrı bir fabrika olarak kurulduysa, burada işletme sermayesi ihtiyacı hesaplanırken çok daha geniş bir spektrumdan konuya bakılmalıdır. Bir enerji verimliliği uygulaması olarak bir işletmede bazı motorlar yenilendiyse, olası işletme sermaye ihtiyacı bu kez çok daha basit olacaktır. Yani işletme sermayesinin içeriği yapılan yatırımın niteliğiyle doğrudan ilgilidir.

Toplam Yatırım Tutarı:

Herhangi bir projenin toplam yatırım tutarı, sabit sermaye yatırımları (üretim öncesi harcamalar, arsa bedeli ve beklenmeyen giderler dâhil) ile net işletme sermayesinin toplamı olarak tanımlanır.

Sermaye Tahsisi ve Yatırım Bütçesi:

Sermaye gerektiren yatırım projelerine ayrılan fonlar çoğunlukla sınırlandırılmıştır. Diğer bir deyişle, tüm uygulanabilir ve cazip projelerin başlangıç maliyetlerinin toplamı, mevcut fonların toplam tutarını genellikle aşmaktadır. Bu durum, sermaye tahsisi olarak bilinen ve yatırım analizinde özel ihtiyaçların dikkate alınmasını getiren bir duruma yol açmaktadır. Bir firmanın yatırımlarına doğru karar verebilmesi için yatırım bütçesi oluşturması, bu bütçeye göre değişik yatırım alternatiflerini değerlendirmesi ve uygun nakit akış analizleriyle seçenekleri değerlendirmesi gerekmektedir.

Fon Kaynakları:

Sermaye yatırımı bir fon kaynağı gerektirir. Büyük şirketler söz konusu olduğunda birden fazla kaynak mevcut olabilir. Sermaye yatırımı için fon elde etme süreci "finansman" olarak adlandırılmaktadır. İki tür mali finansman kaynağı vardır: borç finansmanı ve öz sermaye finansmanı. Borç finansmanı, daha sonra geri ödenecek olan paranın ödünç alınmasını ve kullanılmasını içermektedir. Borç alan taraf, sadece, üzerinde anlaşmaya varılan bir geri ödeme planına göre, ödünç aldığı fonları ve ek olarak tahakkuk eden faizi geri ödemekle yükümlüdür. Taşıt ve konut kredileri bu finansman türüne verilebilecek iki yaygın örnektir. Borç sermayesinin iki ana kaynağı krediler ve tahvillerdir. İkinci mali finansman kaynağı türü ise öz sermaye finansmanıdır. Öz sermaye finansmanında borç veren taraf, borç alan kurum bünyesinde bir mülkiyet (veya öz kaynak) pozisyonu elde eder. Borç veren taraf bu pozisyonunun bir sonucu olarak borç alan kurumun finansal başarısına katılma hakkına sahiptir. Ancak bu çalışmada söz konusu finansman yöntemine (öz sermaye finansmanı) değinilmeyecektir.

4.3. Nakit Akış Diyagramları

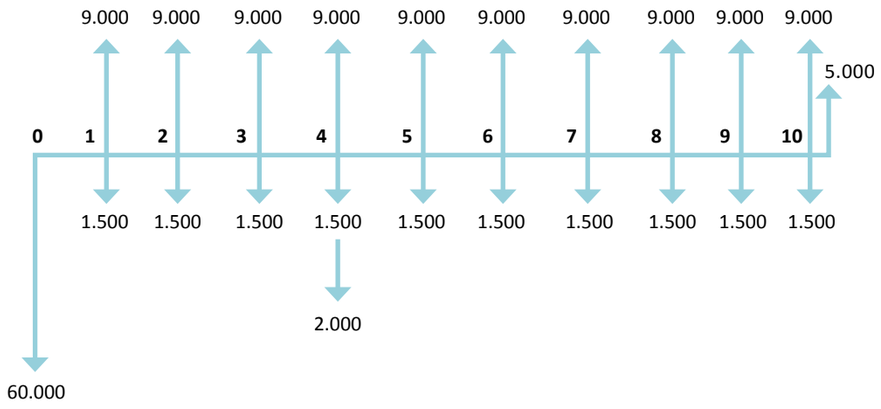
Bir yatırımla ilişkili gelirleri (tasarruflar veya kaçınılan maliyetler) ve maliyetleri (nakit harcamaları) görüntülemenin uygun bir yolu nakit akış diyagramlarını kullanmaktır. Nakit akış diyagramları, nakit akışlarının zamanlamasını daha belirgin hale getirerek paranın zaman değeri kavramının doğru bir şekilde uygulanmasını kolaylaştırır. Nakit akış diyagramları hakkında yeterli tecrübe edinildikçe genellikle analize doğrudan temel oluşturabilecek çeşitli nakit akışı modellerinin anlaşılması daha mümkün hale gelmektedir.

Nakit akışlarının gerçekleştiği zaman diliminin en baştan belirlenmesi genellikle avantaj sağlamaktadır. Çünkü böylelikle nakit akış diyagramının yatay skalası belirlenmiş olmaktadır. Bu skala, genellikle yıl cinsinden zaman dilimlerine bölünmektedir. Sonrasında gelirler ve giderler ilgili bağlamın özelliklerine uygun bir şekilde zaman skalası üzerinde konumlandırılmaktadır. Bireysel gelirler veya giderler, zaman skalası boyunca uygun şekilde yerleştirilmiş dikey çizgiler şeklinde gösterilmektedir. Çizgilerin yükseklikleri çizgilerin temsil ettikleri değerlerin birbirlerine göre göreceli büyüklüklerini göstermek için kullanılabilmekle birlikte, tam ölçekleme genellikle diyagramın anlamlılığını artırmamaktadır. Yukarı yönlü çizgiler nakit girişini (gelir veya tasarruf) gösterirken, aşağı yönlü çizgiler ise nakit çıkışını (giderler veya maliyetler) göstermektedir.

Zaman çizgisinin en başında ve aşağı yönlü bir çizgiyle gösterilen başlangıç maliyetleri, satın alma maliyetinin yanı sıra kurulum/montaj ve hazırlık maliyetleri de dahil olmak üzere yatırımın hizmete hazırlanmasıyla ilgili tüm maliyetleri içermektedir. Başlangıç maliyetleri genellikle yatırımın yaşam döngüsü boyunca tekrarlanmayan maliyetlerdir. Diğer taraftan, yıllık giderler ve gelirler yatırımın yaşam döngüsü boyunca tekrarlanan maliyetler ve faydalar arasında yer almaktadır. Bunlar tekrarlandıkları her yıl için ayrıca gösterilmektedir. Periyodik değiştirme ve bakım maliyetleri, yıllık gider ve gelirlere benzemektedir, ancak bunlar her yıl yerine daha uzun bir zaman diliminde (örneğin 3 yılda ya da 10 yılda bir) tekrar edebilmektedir. Bir yatırımın hurda değeri (bakiye değeri), yatırımın faydalı ömrünün tamamlanması sonrasında yatırıma atfedilen değerdir (veya gider). Belirli bazı yatırımlara ilişkin değerlendirmelerde (örneğin, yeni bir bina yatırımı) yatırımın yaşam döngüsünü veya bakiye değerini tahmin etmek zor olabilmekte ve bu zorluk değerlendirme süreci için bir risk oluşturabilmektedir.

Örnek-1: Şekil 4.1'de basit bir nakit akış örneği sunulmaktadır. Bu nakit akışı diyagramı, yapılan bir enerji verimliliği yatırımının sağladığı gelirleri ve yol açtığı maliyetleri göstermektedir. Diyagram, aşağıda verilen bilgileri şematize etmektedir:

- Yatırımın maliyeti 60.000 TL'dir.
- Yatırımdan kaynaklı olarak her yıl 1.500 TL tutarında bir bakım maliyeti söz konusudur.
- Projenin tasarımından kaynaklı olarak yatırımdan sonraki 4. yılda yaşanacak parça değişiminin maliyeti 2.000 TL'dir.
- Proje sayesinde her yıl 9.000 TL tutarında enerji tasarrufu sağlanmaktadır.
- Ekipmanın teorik ömrü 10 yıldır ve 10. yılda ekipmanın satışından sağlanacak gelir (hurda değeri) 5.000 TL'dir.



Şekil 4.1: Basit Nakit Akışı Örneği

Şekil 4-1'deki nakit akışı en basit analiz yaklaşımı uygulandığında projenin makul olduğunu söylemektedir. Çünkü yukarı yönlü oklarla gösterilen projenin gelirleri (10 x 9.000) + 5.000 = 95.000 TL iken, aşağı yönlü oklarla gösterilen proje giderleri 60.000 + (10 x 1.500) + 2.000 = 77.000 TL'dir. Diğer faktörler (özellikle de ilerleyen aşamalarda değinilecek paranın zaman değeri) ihmal edilerek bir değerlendirme yapıldığında, gelirler giderlerden fazla olduğu için proje finansal açıdan avantajlı olarak görülmektedir.

Nakit akışlarının belli sınırlılıkları olduğu da unutulmamalıdır. Bunların başında yıllık gösterimin nakit kontrolü ve idaresi açısından yaratabileceği sorunlar gelmektedir. Çünkü nakit akışında işlemleri basitleştirmek amacıyla, genellikle yıl içerisinde gerçekleşen nakit akışlarının toplamı alınmakta ve nakit akışları yıl sonunda gerçekleşmiş tek bir nakit akışı olarak hesaplanmaktadır. Bu yaklaşım değerlendirmede bazı hatalara yol açabilmektedir. Yine de söz konusu hatalar, genellikle gelecekteki nakit akışlarının boyutunu anlamaya engel olacak büyüklükte olmamaktadır.

4.4. Paranın Zaman Değeri ve İndirgeme Oranı

4.4.1. Paranın Zaman Değeri

Çoğu insan, paranın zaman değeri konusunda sezgisel bir anlayışa sahiptir. İnsanlara bugün mü yoksa bugünden bir yıl sonra mı 100.000 TL isteyecekleri sorulacak olursa, hemen hemen herkes bugün 100.000 TL almayı tercih edecektir. Çünkü bugünkü 100 TL ya da 100.000 TL'nin değeri, gelecekteki -örneğin 3 sene sonraki- 100 TL ya da 100.000 TL'nin değerinden -büyük çoğunlukla- daha yüksektir. Bunun sebebi para-faiz ve enflasyonla ilişkili iki temel faktördür.

Faiz, tüketilmek yerine ödünç verilen paradan getiri elde etmeye verilen addır. Bugün 20.000 TL'yi bir banka hesabına yatıran (yani bankaya borç veren) kişi, bugünden bir yıl sonra o parayı 20.000 TL'den daha yüksek bir tutar olarak çekecektir. Dolayısıyla, en başa dönerek söylenirse, bugün 100.000 TL almak, bugünden bir yıl sonra 100.000 TL almaya kıyasla tercih edilen seçenek olacaktır.

Paranın yarın yerine bugün alınması seçeneğinin tercih edilmesine yol açan ikinci faktör ise enflasyondur. Enflasyon karmaşık bir konu olmakla birlikte kısaca paranın satın alma gücünün düşmesi olarak tanımlanabilmektedir. Paranın satın alma gücünün düşmesi, aynı miktar parayla belirli bir süre sonra alınabilen mal ve hizmetin azalması demektir. Basitleştirilerek söylenirse, bugün 100 TL ile 10 birim ürün (örneğin 1 kg ekmek) alınabilirken, enflasyondan dolayı belli bir süre sonra 100 TL ile 9 birim ürün (ekmek) alınabilecektir. Enflasyonun sürmesi durumunda 100 TL ile alınabilecek ürün (ekmek) sayısı düşmeye devam edecektir. Yani para miktarı sabit kalsa da o para ile satın alınabilecek mal ve hizmet sepeti zaman içinde azalacaktır. Satın alma gücündeki bu düşüş enflasyonun bir sonucudur.

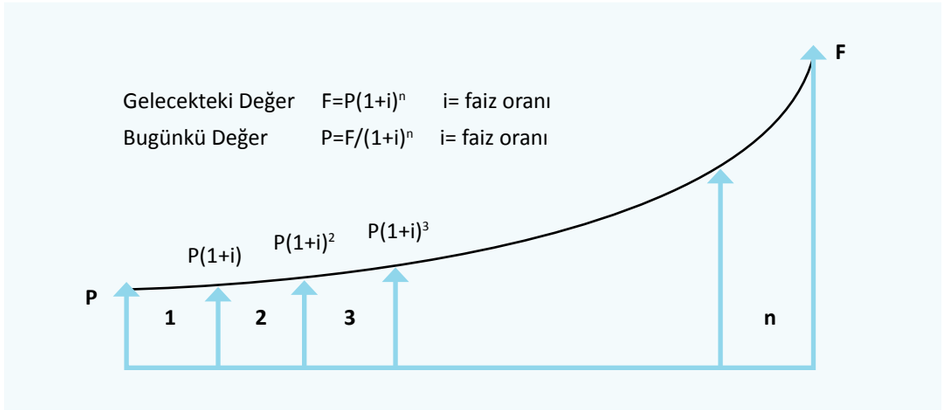
Paranın zaman değeri, mevcut andaki paranın ileride bir zamandaki aynı miktar paradan daha kıymetli olduğunu, çünkü arada geçen zaman içinde mevcut para ile daha fazla kazanç sağlanabileceğini ve yine arada geçen zaman içinde enflasyondan dolayı paranın alım gücünün azalacağını anlatan bir kavramdır. Bu kavram, zamanın bir noktasındaki nakit akışının, zamanın farklı bir noktasındaki eşdeğer nakit akışıyla değiştirilmesini sağlamaktadır. Böylece, gelecekte gerçekleşmesi beklenen kazançların bugünkü harcamaları gerekçelendirecek ve meşrulaştıracak kadar büyük olup olmadığı anlaşılabilmektedir.

Paranın zaman değeri iki temel kavrama sahiptir:

1. Gelecek değer: Bir yatırımın gelecekte nereye doğru büyüyeceğini açıklama işlemidir.
2. Bugünkü değer: Uygun bir indirgeme oranıyla gelecekteki nakit akışlarının bugüne getirilmesidir.

Bu iki kavram, günümüzdeki bir para toplamını gelecekteki bir para toplamıyla eşitlemek için kullanılmaktadır. Şekil 4.2'de bu iki kavram görselleştirilmektedir.

F = Gelecekteki değer
P = Bugünkü değer
i = İndirgeme/iskonto (ya da faiz) oranı
n = Zaman



Şekil 4.2: Paranın Zaman Değeri Kavram Seti

Bugünkü değeri "P" tutarında olan bir para, "i" getiri oranı (faiz) ile bankaya yatırıldığında "n" yıl sonra "F" değerine ulaşacaktır. $F = P\ (1+i)^n$ formülü bunu ifade etmektedir. Benzer şekilde, bir firma elinde bulunan "P" kadar fonu "i" indirgeme (iskonto) oranı ile bir yatırım projesi için harcadığında, bu yatırımın "n" dönemi sonunda parasal karşılığı "F" tutarında olacaktır. Çünkü bu yatırımın değeri;

1. yılın sonunda P(1+i)
2. yılın sonunda P(1+i)(1+i)
3. yılın sonunda P(1+i)(1+i)(1+i)
n. yılın sonunda P(1+i)(1+i)(1+i).....(1+i) [n tane [1+i)]

olacaktır.

Yatırımdan "n." yılın sonunda elde edilen kazancın bugünkü değeri ise şöyle hesaplanmaktadır:

$$P = F \times [1/(1+i)^n] \quad \text{veya daha basit gösterimle} \quad P = F / (1+i)^n$$

Buradaki formülde "P" paranın bugünkü değerini, "F" gelecekteki değerini, "i" ise indirgeme oranını ifade etmektedir.

Örnek-2: Bir firmanın yaptığı bir yatırımdan dolayı her yıl sonunda 100.000 TL gelir elde ettiği varsayılsın. Bu firmanın 4. yılda ve 6. yılda kazandığı 100.000 TL'lerin bugünkü karşılığı, %10 indirgeme (i) oranıyla şöyle hesaplanır:

$P = F / (1+i)^n$

i = %10 indirgeme oranı = 10/100 = 0,1

4. yıl geliri için: $P = 100.000 / (1+0,1)^4$
$P = 100.000 / (1,1)^4$
$P = 100.000 / (1,4641)$
$P = 68.301$ TL

6. yıl geliri için: $P = 100.000 / (1+0,1)^6$
$P = 100.000 / (1,1)^6$
$P = 100.000 / (1,7715)$
$P = 56.449$ TL

Dikkat edileceği üzere projenin uygulanmasını takip eden 4. ve 6. yıllarda 100.000 TL gelir sağlanmış olmasına rağmen, her iki 100.000 TL'nin bugüne yansıması aynı olmamaktadır. Paranın zaman değerinden dolayı daha uzaktaki yılda (6. yılda) sağlanan gelirin değeri daha düşüktür.

4.4.2. Anüite (Yatırım Geri Alma Faktörü)

Bazı yatırımlarda gelirler paranın zaman değerinden ve enflasyondan bağımsız olarak sabit kalabilir. Bu durumda her bir yılda sabit olarak sağlanan gelirlerin toplamının bugünkü değerini hesaplamak için "yatırım geri alma faktörü" (anüite) formülü kullanılabilir:

$$P = A \times [(1+i)^n - 1] / [(1+i)^n \times i]$$

Anüite, belirli bir zaman süreci içerisinde eşit aralıklarla verilen veya alınan eşit ödemeler serisidir. Bu açıklama ışığında, formülde geçen sembollerin anlamları şöyledir:

n = Zaman (yıl)
i = İndirgeme oranı
A = n yıl boyunca her yıl elde edilen paranın değeri
P = Paranın bugünkü değeri

Formülün hesabı basitleştirici niteliğini açıklamak için bir örnek verilmesi faydalı olacaktır.

Örnek-3: Bir firma, 5 yıl boyunca her yılın başında bankaya %15 faiz oranıyla eşit 3.000.000 TL para yatıracaktır. Bu paranın bugünkü değeri kaç TL'dir?

$P = A \times [(1+i)^n - 1] / [(1+i)^n \times i]$
$P = 3.000.000 \times [(1+0,15)^5 - 1] / [(1+0,15)^5 \times 0,15]$
$P = 3.000.000 \times [2,011 - 1] / [2,011 \times 0,15]$
$P = 3.000.000 \times [1,011 / 0,3016]$
$P = 3.000.000 \times 3,352$
$P = 10.056.000$

Bu hesaba göre, 5 yıl boyunca düzenli şekilde bankaya yatan 3.000.000 TL'lerin toplamının bugünkü değeri %15 indirgeme oranı esas alındığında 10.056.000 TL'dir.

Yaklaşım tersine çevrildiğinde, yani anüitenin gelecekteki değeri hesaplanmak istendiğinde, bu kez aşağıdaki formül kullanılır:

$$P = A \times [(1+i)^n - 1] / (i)$$

Örnek-4: %14 faiz oranıyla her yılın başında 10.000 TL'lik yatırım yapan bir girişimcinin bu yatırımları 5. yılın sonunda kaç TL değerindedir?

$P = A \times [(1+i)^n - 1] / (i)$
$P = 10.000 \times [(1+0,14)^5 - 1] / (0,14)$
$P = 10.000 \times [(1,14)^5 - 1] / (0,14)$
$P = 10.000 \times [1,9254 - 1] / (0,14)$
$P = 10.000 \times [0,9254 - 1] / (0,14)$
$P = 66.100$

Bu hesaba göre, %14 faiz oranı ile 5 yıl boyunca her yıl eşit olarak yatırılan 10.000 TL'lerin 5. yılın sonundaki toplam değeri 66.100TL'dir.

4.4.3. İndirgeme Oranının Hesaplanması

Gelecekteki bir değerin bugünkü karşılığını ya da bugünkü bir değerin gelecekteki karşılığını belirlemek için kullanılan dönüşüm katsayısına "indirgeme oranı" denilmektedir. Bazı kaynaklarda ve finansal hesaplama yöntemlerinde bu katsayı "iskonto oranı" olarak da anılmaktadır. Bir projenin kârlı ve fizıbıl (yapılabilir) olup olmadığını finansal açıdan analiz ederken kullanılacak hemen bütün yöntemlerde bu orana ihtiyaç duyulmaktadır. Dolayısıyla indirgeme oranının doğru belirlenmesi, projenin finansal analizi açısından kritik önem taşımaktadır.

Her ne kadar birçok analizde önceden atanmış ya da önerilmiş indirgeme oranları kullanılsa da özellikle enflasyonun arttığı ve piyasada oynaklıkların güçlendiği dönemlerde uygun indirgeme oranının günün şartlarına göre yeniden belirlenmesi makul ve gerekli bir yaklaşımdır. İndirgeme oranının belirlenmesinde dikkat edilmesi gereken bazı hususlar bulunmaktadır. Bir projede kullanılan kaynak bileşimine bağlı olarak değişebilen indirgeme oranı, hangi amaçla kullanılacağına bağlı olarak (ticari, mali, ekonomik veya sosyal analiz) da değişiklik gösterebilmektedir.

İndirgeme oranının (sermaye maliyetinin) belirlenmesi için, öncelikle projede kullanılan farklı sermaye kaynaklarının maliyetleri tek tek bulunmalıdır. Daha sonra bu kaynakların toplam içindeki payları kullanılarak sermaye maliyetlerinin ağırlıklı ortalaması hesaplanmalıdır. Bulunan ortalama değer, daha sonra indirgeme oranı olarak kullanılacaktır. İndirgeme oranın hesaplanmasında aşağıdaki formülden yararlanılır.

$$i = [(1 + k) / (1 + \Pi)] - 1$$

i = gerçek (reel) indirgeme oranı
k = nominal indirgeme oranı
Π= ortalama satış fiyat oranı (beklenen enflasyon)

Ticari analizde kullanılan indirgeme oranının, yani sermayenin yatırımcıya maliyetinin hesaplanabilmesi için ise şu oranlardan yararlanılır:

1. Borç alınan finansman kaynakları için ödenen faiz oranı
2. Sermaye piyasasında geçerli faiz oranı (mevduat faizleri, bono faizleri vb.)
3. Benzer yatırım konularındaki kârlılık oranı

Burada sözü edilen kavramların somut karşılıklarını göstermek üzere, aşağıda farazi rakamlarla oluşturulmuş ve basitleştirilmiş bir uygulama örneğine yer verilmektedir.

Örnek-5: Türkiye'de faaliyet gösteren bir projeci kuruluş/şirket, yürüteceği bir altyapı projesinde %40 özkaynak (kendi iç bütçesinden), %50 oranında yabancı kaynak (dış kredi), %10 oranında ticari kaynak (yerli banka kredisi) kullanacaktır. Piyasadaki durumla ilgili bazı veriler aşağıda sunulmaktadır.

Bir yıllık hazine bonolarına ödenen faiz = %60
Türkiye'de bir önceki yıl tüketici fiyat endeksinin (TÜFE) artış oranı = %50
Uluslararası piyasadan sağlanan dış kredinin etkin faiz oranı = %9
ABD'de bir önceki yıl TÜFE artış oranı = %5
Ticari kredinin maliyeti = %58

Yukarıdaki bilgilerden hareketle, **i = [(1 + k) / (1 + ∏)] - 1** formülü kullanılarak öncelikle her bir sermaye türü için maliyet oranı hesaplanır.

Özkaynak maliyeti, eldeki sermaye, eğer yatırıma değil gelir getirmek üzere faize yönlendirilecek olsaydı ne kadar gelir elde edileceği, enflasyonun eritici etkisinden arındırılarak bulunur.

Özkaynak maliyeti = [(1 + 0,60) / (1 + 0,50)] – 1 = 0,0666

Dış kredi maliyeti, yurtdışı piyasalardan sağlanan kaynağın maliyetinin, yurtdışı enflasyondan arındırılmasıyla bulunur.

Dış kredi maliyeti = [(1 + 0,09) / (1 + 0,05)] – 1 = 0,0381

Ticari kredi maliyeti, yurtiçi bankadan sağlanan kredinin maliyetinin, yurtiçi enflasyondan arındırılmasıyla bulunur.

Ticari kredi maliyeti = [(1 + 0,58) / (1 + 0,50)] – 1 = 0,0533

Üç tip sermaye kaynağının maliyeti ayrı ayrı bulunduktan sonra, sermaye içindeki oranları sırasıyla %40, %50 ve %10 olan özkaynak, dış kredi ve ticari kredi maliyetleri kullanılarak ortalama kaynak maliyeti hesaplanır.

Ortalama kaynak maliyeti = (0,0666 x 0,4) + (0,0381 x 0,5) + (0,0533 x 0,1)

Ortalama kaynak maliyeti = = 0,05102 = %5,1

Bu durumda indirgeme oranı %5,1'dir.

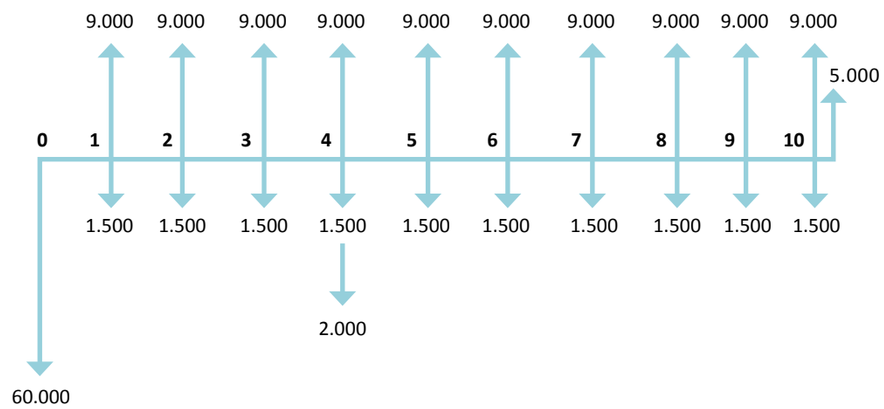
Görüldüğü üzere indirgeme oranı üzerinde pek çok faktör etkili olabilmektedir. Üstelik finansal piyasalarda paranın maliyetine etki eden faktörler çoğu kez bu kadar basit değildir; kimi zaman hazine ve repo operasyonlarıyla sağlanan gelirler, tahvil yatırımları, türev işlemleri gibi değişik faktörlerin göz önüne alınması gerekebilir. Bu yönüyle bakıldığında her bir şirketin kendine özgü finansal gücü ve derinliğine bağlı olarak indirgeme oranının değişiklik göstermesi de mümkün ve muhtemeldir. Diğer yandan, bir yatırım kararı aşamasında, bütün diğer hesapları çok kritik ve derinden etkileyecek indirgeme oranı belirlenirken azami dikkat gösterilmelidir. Sayılan sebeplerden dolayı, indirgeme oranının seviyesi ve içinde bulunduğu bantla ilgili olarak birden çok finansal aktörden fikir almak, yanılma payını azaltmak için önerilen bir seçenektir. Görece daha basit yatırımlarda ise ilgili kuruluşun mali işler, finans ve muhasebe birimlerinin/fonksiyonlarının sağlayacağı bilgilerin esas alınması yeterlidir.

4.4.4. İndirgenmiş Nakit Akışı

İndirgeme oranı belirlendikten sonra, proje kapsamında meydana gelecek nakit çıkışları ve nakit girişlerinin farklı yıllar itibarıyla (cari yılın değeri) üzerinden gösterilmesi ve sonra bunun sabit bir yıla getirilmesi indirgenmiş nakit akışı yöntemiyle yapılır.

Nakit akışı tablosu, projenin yatırım döneminden başlamak üzere tüm dönemlerinde her türlü nakit giriş ve çıkışını gösteren tablodur. İndirgeme tekniği ise, nakit akış tablosunu oluşturan yıllık nakit akışlarının (nakit girişleri ve çıkışları) bugünkü değerinin bulunması, sonra da indirgenmiş nakit akışının elde edilmesidir. Bu teknikte önce her yılın maliyeti gelirden çıkarılarak net nakit akışı elde edilir. Daha sonra belirli bir indirgeme oranı kullanılarak, her yıl için ayrı ayrı indirgenen net nakit akışları bulunur.

Şekil 4-1'de bir projenin gelir ve giderleri gösterilmişti. Hatırlanacağı üzere basit analizde yukarı yönlü oklarla gösterilen projenin gelirleri toplamı 95.000 TL iken aşağı yönlü oklarla gösterilen proje giderleri 77.000 TL olarak bulunmuş ve net gelir (95.000-77.000=18.000) pozitif olduğu için projenin kârlı olduğu değerlendirilmişti. Şekil 4.1 takip kolaylığı açısından aşağıda yeniden gösterilmektedir.



Ancak bu hesaplamada paranın zaman değeri dikkate alınmamış, nominal değerler üzerinden bir değerlendirme yapılmıştı. Şimdi paranın zaman değerini dikkate alan bir indirgenmiş nakit akışı ile projenin kârlılık durumunu yeniden değerlendirilecektir.

Daha önce ifade edildiği üzere, indirgeme oranı ileri doğru kullanıldığında, **$F = P\ (1+i)^n$** formülüne (F = gelecek değer, P = bugünkü değer, i = indirgeme oranı, n = yıl sayısı) başvurulmaktadır. Yani 1 TL ya da $'ın gelecekteki değeri hesaplanırken, aşağıdaki yaklaşım esas alınmaktadır:

Tablo 4.1: İleri Yönlü İndirgeme Oranı Kullanımı

Şimdi	i = %10	1.00 TL
1 yıl sonra	$1 \times (1,1)^1$	1,10 TL
2 yıl sonra	$1 \times (1,1)^2$	1,21 TL
3 yıl sonra	$1 \times (1,1)^3$	1,33 TL
4 yıl sonra	$1 \times (1,1)^4$	1,46 TL

İndirgeme oranı geri yönlü kullanıldığında, yani gelecekteki değer bugüne veya daha yakın bir tarihe taşınmak istendiğinde, bu kez gösterimde **$P = F / (1+i)^n$** formülüne başvurulmaktadır.

Tablo 4.2: Geri Yönlü İndirgeme Oranı Kullanımı

Şimdi	i = %10	1,000 TL
1 yıl sonra	$1 / [1 \times (1,1)^1]$	0,909 TL
2 yıl sonra	$1 / [1 \times (1,1)^2]$	0,826 TL
3 yıl sonra	$1 / [1 \times (1,1)^3]$	0,751 TL
4 yıl sonra	$1 / [1 \times (1,1)^4]$	0,683 TL

Örnek-6: Bu temel hatırlatmadan sonra, Şekil 4.1'de yer alan veriler kullanılarak ve geri yönlü indirgeme yaklaşımı benimsenerek bir indirgenmiş nakit akış örneği aşağıda sunulmaktadır. Bu örnekte indirgeme oranı öncelikle %10 (i = 0,1) alınmaktadır.

Tablo 4.3: Örnek Proje İndirgenmiş Nakit Akışı (i=%10)

[i=0,1]	0. Yıl	1. Yıl	2. Yıl	3. Yıl	4. Yıl	5. Yıl	6. Yıl	7. Yıl	8. Yıl	9. Yıl	10. Yıl
Gelirler-1		9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000
Gelirler-2											5.000
A. Gelirler Toplamı		**9.000**	**9.000**	**9.000**	**9.000**	**9.000**	**9.000**	**9.000**	**9.000**	**9.000**	**14.000**
Giderler-1	60.000	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Giderler-2					2.000						
B. Giderler Toplamı	**60.000**	**1.500**	**1.500**	**1.500**	**3.500**	**1.500**	**1.500**	**1.500**	**1.500**	**1.500**	**1.500**
C=A-B=Net Nakit Akışı (NNA)	-60.000	7.500	7.500	7.500	5.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	12.500
D. İndirgeme Oranı Çarpanı $[1/(1+i)^n]$	1,000	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467	0,424	0,386
E= CxD= İndirgenmiş NNA	-60.000	6.818	6.198	5.635	3.757	4.657	4.234	3.849	3.499	3.181	4.819
F. Birikimli İndirgenmiş NNA	-60.000	-53.182	-46.983	-41.349	-37.592	-32.935	-28.702	-24.853	-21.354	-18.173	-13.354

Tablodan da rahatlıkla anlaşılabileceği üzere, önce gelirler ait oldukları yıla yazılmakta, her bir yılda gelirler toplanmaktadır. Sonra aynı işlemler giderler için tekrarlanmaktadır. Bir sonraki aşamada, her bir spesifik yılda gelirlerden giderler çıkarılmaktadır. Böylece ilgili yıldaki nakit durumu görülmektedir. Örneğin projenin 4. yılında, o yıla ait olmak üzere 5.500 TL'lik bir nakit akışı mevcuttur. Ancak bu değerin günümüzdeki karşılığını bulmak için indirgeme oranı çarpanını kullanmak gerekecektir. Söz konusu çarpanın nasıl hesaplandığı Tablo 4.2'de açıklanmıştır. Bu çarpanla ilgili değer çarpıldığında görülmektedir ki projenin 4. yılında yaratılan 5.500 TL'lik net gelirin bugünkü karşılığı 3.757 TL'dir.

Her bir yıldaki gelirlerin bugünkü karşılıkları hesaplanarak toplandığında (tablonun son satırı birikimli toplamı göstermektedir), 10. yılın sonunda projenin net gelirinin -13.354 TL olduğu anlaşılmaktadır. Yani aslında proje 13.354 TL'lik bir zarara yol açmaktadır. Birikimli toplamın kullanılması, projenin gerçekte hangi yılda kâra geçtiğinin görülebilmesi için faydalıdır, yoksa tablonun E satırındaki değerlerin toplamı da proje net gelirinin -13.354 TL olduğunu söylemektedir. Bu örnekte proje ömrü için düşünülen 10 yılın sonunda hâlâ kârlılık sağlanamamış, proje kendisini geri ödeyememiştir.

Bu tablo, paranın zaman değerinin hesaba katılmasının ne kadar önemli olduğunu göstermektedir. Şekil 4.1'de gösterilen örnekte projenin dönem sonu net geliri 18.000 TL olarak hesaplanmış, böylece projenin kârlı olduğuna hükmedilmiştir. Ancak paranın zaman değeri dikkate alındığında ve %10'luk bir indirgeme oranı kullanıldığında, bu kez projenin dönem sonunda kâr etmediği ve aslında 13.354 TL zarara yol açtığı anlaşılmıştır. Bu örnek, paranın zaman değeri dikkate alındığında, hesaplamaların radikal biçimde farklılaşabileceğine işaret etmektedir.

Örnek-7: Buradaki kritik soru, indirgeme oranının ne olacağıdır. Farklı bir indirgeme oranı alındığında projenin kâr etmeyen bir yatırım olma durumu devam edecek midir? Bu sorunun cevabı, %4'lük indirgeme oranı kullanılarak araştırılmış ve sonuçlar Tablo 4.4'te gösterilmiştir.

Tablo 4.4: Örnek Proje İndirgenmiş Nakit Akışı (i=%4)

[i=0,04]	0. Yıl	1. Yıl	2. Yıl	3. Yıl	4. Yıl	5. Yıl	6. Yıl	7. Yıl	8. Yıl	9. Yıl	10. Yıl
Gelirler-1		9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000	9.000
Gelirler-2											5.000
A. Gelirler Toplamı		**9.000**	**9.000**	**9.000**	**9.000**	**9.000**	**9.000**	**9.000**	**9.000**	**9.000**	**14.000**
Giderler-1	60.000	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
Giderler-2					2.000						
B. Giderler Toplamı	**60.000**	**1.500**	**1.500**	**1.500**	**3.500**	**1.500**	**1.500**	**1.500**	**1.500**	**1.500**	**1.500**
C=A-B=Net Nakit Akışı (NNA)	-60.000	7.500	7.500	7.500	5.500	7.500	7.500	7.500	7.500	7.500	12.500
D. İndirgeme Oranı Çarpanı $[1/(1+i)^n]$	1,000	0,962	0,925	0,889	0,855	0,822	0,790	0,760	0,731	0,703	0,676
E= CxD= İndirgenmiş NNA	-60.000	7.212	6.934	6.667	4.701	6.164	5.927	5.699	5.480	5.269	8.445
F. Birikimli İndirgenmiş NNA	-60.000	-52.788	-45.854	-39.187	-34.485	-28.321	-22.394	-16.694	-11.214	-5.945	2.500

Tablo 4.4'ten de görülebileceği üzere, indirgeme oranı %10 olarak belirlendiğinde 10. yılın sonunda zararda olduğu değerlendirilen proje, indirgeme oranı %4 olarak alındığında 10. yılın sonunda kâra geçmektedir. Bu inceleme, bir projenin kârlılığını değerlendirmede ve fizıbıl olup olmadığını analiz etmede indirgeme oranını doğru belirlemenin kritik bir öneme sahip olduğunu göstermektedir.

İndirgenmiş nakit akışı yapılırken projenin büyüklüğüne, toplam giderler içindeki etkisine ve diğer bir dizi faktöre bağlı olarak konunun derinleştirilmesi ve tablonun daha ayrıntılı hale getirilmesi mümkündür. Örneğin bazen bir projenin yatırım süresi (örn. barajlı bir HES projesi) 3-4 yıl, hatta bazı projelerde daha da fazla sürebilmektedir. Bu durumda, yukarıdaki örnekte (Tablo 4.3 ve Tablo 4.4) sadece 1 yıl olarak alınan ve nakit akışında 0. yıl olarak tanımlanan yatırım dönemimin, ayrı biçimde değerlendirilmesi gerekecektir. Böyle bir durumda bankalardan alınan kredilerin geri ödeme başlangıç süreleri veya ödemesi dönemleri de kredi sözleşmelerindeki şartlara göre farklılaşabilecektir, doğal olarak bu da nakit akışının gider kısmının yıllar nezdinde farklı yapılandırılmasını gerektirecektir.

Nakit akışlarında bazen vergi ve amortisman hususları da incelenebilmektedir. Özellikle yatırım projesi kendi başına bir şirket kurulmasını gerektirdiyse ya da yatırımın parasal hacmi şirket gelir-giderlerinde önemli bir paya sahipse, bu durumda vergi ve amortisman konularının da hesaplamada dikkate alınması icap edecektir. Konu amortisman olduğunda, yatırımın tipine göre eşit oranlar, hızlandırılmış amortisman ve azalan bakiyeler gibi farklı yöntemler kullanılabilir.

Enerji verimliliği projeleri hem parasal hacimleri hem de uygulama şartları itibarıyla yukarıda sayılan faktörlerden -büyük çoğunlukla- bağımsız düşünülebilecek olmakla birlikte, söz konusu faktörleri de dikkate alan bir şablon Tablo 4.5'te sunulmaktadır.

Tablo 4.5: İndirgenmiş Nakit Akışı Şablonu (Geniş Versiyon)

	Yatırım Dönemi	İşletme Dönemi						
A-Nakit Girişleri								
İlk Yatırım Giderleri								
İşletme Gelirleri								
Diğer								
B-Nakit Çıkışları								
Yatırımlar								
İşletme Giderleri								
Faiz Ödemeleri								
Anapara Ödemeleri								
Brüt Faal.Kârı=C=A-B								
Vergi Önc. Kâr=D=C-Amortis.								
Vergi=E=%D								
Net Faal. Kârı=F=D-E								
NNA=F+Amortisman								
İndirgenmiş NNA								
İnd. Kümülatif NNA								

4.5. Temel Analiz Yöntemleri

Bir yatırımın değerlendirilmesinde çeşitli yöntemler kullanılabilmektedir. Bu bölümde 4 temel analiz yöntemi örneklerle ayrıntılı olarak anlatılacak, bir sonraki bölümde diğer analiz yöntemleri kısaca tanıtılacaktır.

4.5.1. Basit Geri Ödeme Süresi

Basit Geri Ödeme Süresi (GÖS), paranın zaman değerini dikkate almayan ve yaklaşık bir kârlılık hesabı için kullanılan bir yöntemdir. Bu yöntemde başlangıç yatırımının, sağlanan gelirle yaklaşık kaç yıl içinde geri alınabileceğine odaklanılmaktadır. Bu analiz yöntemine göre, kendini geri ödeme süresi daha kısa olan bir proje daha makbul ve tercihe şayandır.

Eğer projenin sağlayacağı net nakit girişi yıllar itibarıyla sabitse, GÖS aşağıdaki formülle hesaplanır:

GÖS = Sabit Yatırım Tutarı / Yıllık Net Nakit Girişi (Fayda)

Aşağıdaki sayısal örnek hesaplama yöntemini somutlaştırmaktadır.

Örnek-8: Bir cihazı satın alma ve kurmanın maliyeti 600.000 TL, bu cihazı işletmenin yıllık maliyeti 20.000 TL, cihazın kullanımına başlanmasıyla sağlanacak elektrik tasarrufunun parasal karşılığı yıllık 200.000 TL ise, bu yatırımın geri ödeme süresi nedir?

GÖS = 600.000 / (200.000 - 20.000) = 600.000 / 180.000 = 3,33

Bu durumda yatırım geri ödeme süresi 3,33 yıldır, bir başka deyişle 3 yıl 4 aydır.

Projeyle sağlaması hedeflenen net nakit girişi sabit değilse ve yıllar itibarıyla dalgalanma gösteriyorsa, bu durumda birikimli net nakit akışının 0 olduğu nokta, projenin geri ödeme süresini verir.

Örnek-9: Başlangıç yatırımları aynı tutarda olan 2 projeye (A ve B) ait ve yıllar itibarıyla değişen gelirler aşağıdaki tabloda gösterilmektedir.

Yıllar	0	1	2	3	4	5	6
A Projesi	-300	15	30	105	150	180	200
B Projesi	-300	150	75	40	25	10	5

Buna göre A ve B projeleri kendilerini kaç yılda geri öderler?

Her iki projede de yıllık gelirlerin sabit olmadığı görülmektedir. O yüzden yukarıda kullanılan basit bölme formülü yerine, bu kez birikimli toplam yöntemini kullanmak gerekmektedir.

Yıllar	0	1	2	3	4	5	6
A Projesi	-300	15	30	105	150	180	200
Birikimli NNA	-300	-285	-255	-150	0	180	380

Görüleceği üzere A projesinin nakit akışı 4. yılda sıfırlanmaktadır. Yani 300 TL'lik yatırım ile ilk yılın gelirleri toplamı (15+30+105+150) eşittir. Bu durumda A projesinin kendisini geri ödeme süresi 4 yıldır.

Yıllar	0	1	2	3	4	5	6
B Projesi	-300	150	75	40	25	10	5
Birikimli NNA	-300	-150	-75	-35	-10	0	5

B projesinde ise yatırımın kendini geri ödeme süresi 5 yıl olarak ortaya çıkmaktadır.

Eğer Basit Geri Ödeme Süresi yöntemine göre iki projeden birinin tercih edilmesi istenseydi, kendisini daha önce ödediği için A projesi seçilirdi.

Örnek-10: Başlangıç yatırımları aynı tutarda olan 2 projenin (C ve D) nakit akışları aşağıda gösterilmektedir.

Yıllar	0	1	2	3	4	5	6
C Projesi	-150	70	50	30	-	-	-
D Projesi	-150	30	50	70	-	-	-

Basit geri ödeme süresi hesabına göre bu 2 projeden hangisi tercih edilmelidir?

Her iki proje de kendisini 3. yılda geri ödemektedir. Dolayısıyla bu bilgiye bakılarak karar verilmesi mümkün değildir. Eğer sonraki yıllardaki nakit akışları gösterilmiş olsaydı, basit geri ödeme süresi aynı olan bu projelerden daha fazla gelir getireni tercih etmek anlamlı olurdu.

4.5.2. Net Bugünkü Değer (NBD)

NBD analizi, bir projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı net nakit girişlerinin ve yatırım giderlerinin yıllara yayılışının piyasa için geçerli bir indirgeme oranıyla bugüne çekilmesi ve proje net nakit akışlarının bugünkü değerinin bulunmasıdır.

- Bir projenin bu yönteme göre kabul edilebilir bulunması için NBD'nin sıfıra eşit veya sıfırdan büyük olması gerekmektedir.
- Alternatif projelerin seçiminde ise NBD'si en büyük olan projeye (NBD>0 olmak kaydıyla) öncelik verilir.

NNG_t = t yılındaki net nakit girişi (artık/hurda değer hariç)
I_t = t yılındaki yatırım tutarı
n = tesisin/projenin ekonomik ömrü
m = projenin/yatırımın inşa/montaj süresi
i = indirgeme oranı
S = tesisin ekonomik ömrü sonunda (varsa) artık değeri

olmak üzere, bir projenin NBD'si aşağıda formülle hesaplanır:

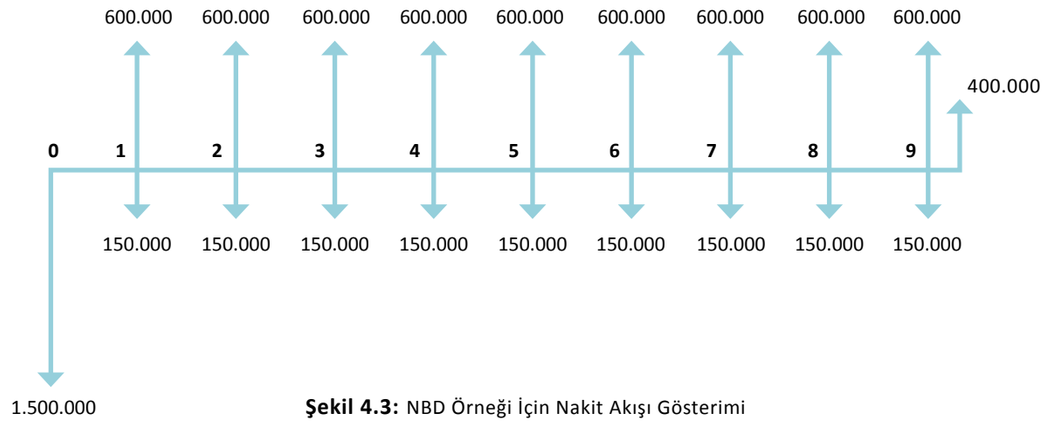
$$NBD = \frac{S}{(1+i)^{n+m}} + \left(\sum_{t=m+1}^{m+n} \frac{NNG_t}{(1+i)^t} - \left(\sum_{t=0}^{m} \frac{I_t}{(1+i)^t}\right)\right)$$

Formül yaklaşımı anlamak açısından faydalı olmakla birlikte, hesaplamalarda tablolarla ilerlemenin ve Excel gibi hazır programlar kullanmanın çok daha etkin bir yöntem olacağı not düşülmelidir.

Örnek-11: Bir enerji verimliliği yatırımı için bazı temel bilgiler aşağıda gösterilmektedir.

Yatırım tutarı	:	1.500.000 TL
Yıllık tamir-bakım maliyeti	:	150.000 TL
Yıllık tasarruf faydası	:	600.000 TL
Hurda değeri	:	400.000 TL
Yatırımın ekonomik ömrü	:	9 yıl
İndirgeme oranı	:	%25

Bu bilgilere göre projenin nakit akışı aşağıdaki şekilde gösterilmektedir.



Şekil 4.3: NBD Örneği İçin Nakit Akışı Gösterimi

$$NBD = \frac{S}{(1+i)^{n+m}} + \left(\sum_{t=m+1}^{m+n} \frac{NNG_t}{(1+i)^t} - \left(\sum_{t=0}^{m} \frac{I_t}{(1+i)^t}\right)\right)$$

Denklemin 1. kısmının (hurda değeri) hesaplanması:

$S_o = 400.000 / (1+0,25)^9$ [m=0, n=9]

$S_o = 400.000 / (1,25)^9 = 400.000 / 7,45 = 53.687$

Denklemin 2. kısmının (yıllık fayda ve tamir-bakım maliyeti) hesaplanması:

Önce her yıl için sabit olan net nakit girişi bulunur: 600.000 - 150.000 = 450.000
Sonra bu değer, Bölüm 4.4.2'de anlatılan anüite kavramı ve $P = A \times [(1+i)^n - 1] / [(1+i)^n \times i]$ formülüyle bugüne getirilir:

$P = 450.000 [(1+0,25)^9 - 1] / [(1+0,25)^9 \times 0,25]$

$P = 450.000 [(7,451 - 1] / [(7,451 \times 0,25] = 450.000 [6,451 / 1,863] = 450.000 \times 3,463$

$P = 1.558.408$

Denklemin 3. kısmının (yatırım tutarı) hesaplanması:

$I_0 = - 1.500.000 / (1+0,25)^0 = - 1.500.000 / 1 = - 1.500.000$

O halde bu projenin NBD'si şöyledir:

$$NBD = S_o + P + I_0$$
$$NBD = 53.687 + 1.558.268 - 1.500.000 = 112.095$$

Projenin NBD'si yukarıda gösterilen formüle başvurmadan ve uzun hesaplamalara girişmeden, aşağıdaki gibi bir Excel tablosu oluşturularak çok daha kolay biçimde hesaplanabilir. Yapılması gereken, Şekil 4.3'te gösterilen değerlerin tabloya aktarılması ve verilen indirgeme oranının bir çarpana dönüştürülmesidir. Tabloda da net nakit akışlarının bugünkü değerlerinin toplamı 112.095 TL olmaktadır.

Tablo 4.6: NBD Örneği İçin Nakit Akış Tablosu

Yıllar	Yatırım Tutarı	Tamir Bakım	Tasarruf Faydası	Hurda Değeri	Net Nakit Akışı (NNA)	İndirg. Oranı Çarp.(i=0,25)*	İnd. NNA= NNA * İOÇ
0	- 1.500.000	-	-	-	- 1.500.000	1,000	- 1.500.000
1	-	- 1.500.000	600.000	-	450.000	0,800	360.000
2	-	- 1.500.000	600.000	-	450.000	0,640	288.000
3	-	- 1.500.000	600.000	-	450.000	0,512	230.400
4	-	- 1.500.000	600.000	-	450.000	0,410	184.320
5	-	- 1.500.000	600.000	-	450.000	0,328	147.456
6	-	- 1.500.000	600.000	-	450.000	0,262	117.965
7	-	- 1.500.000	600.000	-	450.000	0,210	94.372
8	-	- 1.500.000	600.000	-	450.000	0,168	75.497
9	-	- 1.500.000	600.000	400.000	450.000	0,134	114.085
							112.095

*$[1/(1+i)^n]$

Bu örnekte NBD > 0 olduğu için proje (i=%25 şartında) fizıbıl gözükmektedir.

4.5.3. İç Kârlılık Oranı (İKO)

İç kârlılık oranı, projenin net bugünkü değerini sıfıra eşit kılan indirgeme oranıdır. Bir başka ifadeyle, nakit girişlerinin bugünkü değeri toplamını nakit çıkışlarının bugünkü değeri toplamına eşitleyen indirgeme oranıdır.

- Bu analiz yöntemine göre, bir projenin kabul edilebilmesi için iç kârlılık oranının (i_r) yatırımcının kabul ettiği asgari indirgeme oranından büyük olması gerekmektedir
- Alternatif projeler arasındaki bir seçimde ise, İKO'su en büyük olan projeye öncelik verilir.

İKO hesaplaması diğer yöntemlerin yanında kısmen zordur. Sonuca deneme-yanılma yoluyla da gidilebilir. Örneğin %10 indirgeme oranına göre analiz yapıldığında NBD pozitif, %5 oranına göre yapıldığında NBD negatif ise, İKO'nun %5 ile %10 arasında bir yerde olduğu anlaşılır. Bu durumda %9 ile %6 oranları denenebilir. Eğer %9 oranlı NBD negatif ise, demek ki İKO %9 ile %10 arasında bir yerdedir. Eğer %9 oranlı NBD pozitif ve %6'lı oran negatif ise İKO'nun %6 ile %9 arasında bir yerde olduğu anlaşılır. Daraltma işlemleri bu şekilde deneme yanılma yöntemiyle ilerletilip NBD'yi 0 yapan İKO'ya ulaşılabilir. Buradaki temel ilke şudur: İç kârlılık oranı, NBD'yi pozitif yapan indirgeme oranından büyük, negatif yapan indirgeme oranından ise küçüktür ($i_p<i_r<i_n$).

i_p = NBD'yi pozitif yapan indirgeme oranı
i_n = NBD'yi negaitif yapan indirgeme oranı
i_r = İKO
NBD_p = Pozitif NBD değeri
NBD_n = Negatif NBD değeri

olmak kaydıyla, İKO formülü şu şekildedir:

$$i_r = i_p + \frac{NBD_p(i_n - i_p)}{(NBD_p - NBD_n)}$$

Formülün nasıl kullanıldığını göstermek üzere bir örnek aşağıda sunulmaktadır.

Örnek-12: Bir enerji verimliliği yatırımı için bazı temel bilgiler aşağıda gösterilmektedir.

Yatırım tutarı : 2.000.000 TL
İşletme maliyeti : 50.000 TL
Yıllık tasarruf : 400.000 TL
Hurda değer : 500.000 TL
Faydalı ömür : 10 yıl
İndirgeme oranı : %25
İç karlılık oranı : ?

Özellikleri bu şekilde olan projenin belli "i" değerleri üzerinden NBD'lerine bakılır. Bir pozitif bir de negatif NBD elde edilmesi esastır. Öncelikle i = %15 olduğunda nasıl bir NBD elde edildiği aşağıdaki tabloda gösterilmektedir.

Tablo 4.7: İKO Örneği İçin Nakit Akış Tablosu-1

Yıllar	Yatırım Tutarı	İşletme Maliyeti	Tasarruf Faydası	Hurda Değeri	Net Nakit Akışı (NNA)	İndirg. Oranı Çarp.(i=0,15)*	İnd. NNA= NNA * İOÇ
0	- 2.000.000	-	-	-	- 2.000.000	1,000	- 2.000.000
1	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,870	304.348
2	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,756	264.650
3	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,658	230.131
4	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,572	200.114
5	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,497	174.012
6	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,432	151.315
7	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,376	131.578
8	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,327	114.416
9	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,284	99.492
10	-	- 50.000	400.000	500.000	850.000	0,247	210.107
						NBD:	- 119.839

*$[1/(1+i)^n]$

Tablodan görülebileceği üzere NBD negatiftir. Pozitif bir NBD elde etmek için daha düşük bir indirgeme oranı kullanılmalıdır. Deneme-yanılma yöntemiyle bu kez i = %10 kabul edilebilir.

Tablo 4.8: İKO Örneği İçin Nakit Akış Tablosu-2

Yıllar	Yatırım Tutarı	İşletme Maliyeti	Tasarruf Faydası	Hurda Değeri	Net Nakit Akışı (NNA)	İndirg. Oranı Çarp.(i=0,10)*	İnd. NNA= NNA * İOÇ
0	- 2.000.000	-	-	-	- 2.000.000	1,000	- 2.000.000
1	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,909	318.182
2	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,826	289.256
3	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,751	262.960
4	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,683	239.055
5	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,621	217.322
6	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,564	197.566
7	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,513	179.605
8	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,467	163.278
9	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,424	148.434
10	-	- 50.000	400.000	500.000	850.000	0,386	327.712
						NBD:	343.370

*$[1/(1+i)^n]$

Görüldüğü üzere bu kez NBD pozitif çıkmıştır. Elde edilen değerler aşağıda listelenmektedir:

i_p = %10 NBD_p = 343.370
i_n = %15 NBD_n = -119.839
i_r = İKO

$$i_r = i_p + \frac{NBD_p(i_n - i_p)}{(NBD_p - NBD_n)}$$

Değerler formüle yerleştirildiğinde denklem şu şekilde olmaktadır:

i_r = 0,10 + [343.370 (0,15-0,10)] / (343.370 + 119.839)
i_r = 0,10 + [343.370 x 0,05] / (463.209)
i_r = 0,10 + (17.169) / (463.209)
i_r = 0,10 + 0,037
i_r = 0,137 = %13,7

Yukarıda hesaplanan yöntemle İKO'nun %13,7 olduğu anlaşılmıştır. İndirgeme oranının %25 olduğu bir ortamda İKO'nun %13,7 olması, proje önerisinin reddedilmesini gerektirmektedir. Başlangıçta kullanılan indirgeme oranından (bu durumda alternatif getiri oranından) daha büyük İKO değerine sahip olan projeler fizıbıl kabul edilebilmektedir, bu örnekte ise projenin getirisi alternatif getiriden (paranın zaman değerini belirleyen getiri oranından) daha düşük çıkmıştır.

Bir diğer önemli husus da hesaptaki hassasiyet miktarıdır. Alınan i_p ve i_n değerleri, hesabın sonunda ulaşılacak i_r = İKO değerini etkilemektedir. Örneğin i_p = %15 ve i_n = %10 değerleri yerine, i_p = %18 ve i_n = %8 değerleri ile çalışıldığında, bulunacak İKO değeri -hâlâ %25'in altında olmakla birlikte- biraz daha farklı olacaktır.

Örnek-13:

i_p = %8
i_n = %18
i_r = İKO
NBD_p = 580.125
NBD_n = -331.538

$$i_r = i_p + \frac{NBD_p(i_n - i_p)}{(NBD_p - NBD_n)}$$

Değerler formüle yerleştirildiğinde denklem şu şekilde olmaktadır:

i_r = 0,08 + [580.125 (0,18-0,08)] / (580.125 + 331.538)
i_r = 0,08 + [580.125 x 0,10] / (911.663)
i_r = 0,08 + (17.169) / (463.209)
i_r = 0,08 + 0,063
i_r = 0,143 = %14,3

Görüldüğü üzere bir önceki örnekte %13,7 olarak bulunan İKO, bu örnekte ise %14,3 çıkmıştır. Şüphesiz ilk hesapta çıkan rakam, gerçeğe daha fazla yakınsamaktadır. Çünkü buradaki önemli nokta, pozitif ve negatif NBD'lerin sıfıra, diğer bir ifadeyle birbirlerine çok yakın olması gerektiğidir. Bu yakınlık, analizin hassasiyetini yükseltecek ve kesinliğini artıracaktır.

Yine de tam doğru ve kesin sonuca ulaşmak istendiğinde, bir Excel tablosu oluşturmak, hücreleri i_r değişkeniyle ilintili formüle bağlamak ve NBD'yi sıfır yapan i_r oranını hesaplamak daha güvenilir bir çözümdür. Üzerinde durulan örnekle ilgili kesin İKO'yu hesaplayan tablonun nihai hali Tablo 4.9'da gösterilmektedir.

Tablo 4.9: İKO Örneği Kesin İKO Hesabı Tablosu

Yıllar	Yatırım Tutarı	İşletme Maliyeti	Tasarruf Faydası	Hurda Değeri	Net Nakit Akışı (NNA)	İndirg. Oranı Çarp.	İnd. NNA= NNA * İOÇ
0	- 2.000.000	-	-	-	- 2.000.000	1,000	- 2.000.000
1	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,881	308.283
2	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,776	271.538
3	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,683	239.172
4	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,602	210.665
5	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,530	185.555
6	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,467	163.438
7	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,411	143.958
8	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,362	126.799
9	-	- 50.000	400.000	-	350.000	0,319	111.685
10	-	- 50.000	400.000	500.000	850.000	0,281	238.907
						NBD:	- 1

*$[1/(1+i)^n]$ i=%13,5322

Tablodan görüleceği üzere kesin İKO %13,5'tir. %10 ve %15, %8 ve %18 indirgeme oranları yerine %12 ve %14 oranları kullanıldığında, bulunacak İKO %13,5'e daha yakın olacaktır.

Örnek-14: Bir projede çeşitli indirgeme oranlarına ait NBD'ler (Bin TL cinsinden) aşağıda verilmektedir. Bu bilgilere dayanarak İKO nasıl hesaplanır?

	i = %12	i = %9	i = %7	i = %4
Harcamalar (Nakit Çıkışları) NBD	90,8	91,6	93,3	96,0
Gelirler (Nakit Girişleri) NBD	73,4	87,4	98,6	119,0

Öncelikle her bir indirgeme oranın net NBD'sinin bulunması, kıyas çiftlerinin belirlenmesi ve sonra da değerlerin formüle yerleştirilmesi gerekmektedir.

$$i_r = i_p + \frac{NBD_p (i_n - i_p)}{(NBD_p - NBD_n)}$$

NBD_{12} = 73,4 - 90,8 = -17,4 (Negatif)
NBD_9 = 87,4 - 91,6 = -4,2 (Negatif)
NBD_7 = 98,6 - 93,3 = 5,3 (Pozitif)
NBD_4 = 119,0 - 96,0 = 23,0 (Pozitif)

Burada %9 ve %7 indirgeme oranları, %12 ve %4 indirgeme oranlarına göre 0'a daha yakın pozitif-negatif indirgeme oranı çiftini oluşturdukları için onlara ait NBD'leri kullanmak uygundur.

$i_r = 0,07 + [5,3 (0,09-0,07)] / (5,3 + 4,2)$
$i_r = 0,07 + [5,3 \times 0,02] / (9,5)$
$i_r = 0,07 + [5,3 \times 0,02] / (9,5) = 0,07 + 0,0111 = 0,0811 = \%8,1$

Diğer yandan, %12 ve %4 indirgeme oranları kullanılarak bir hesap yapıldığında İKO %8,5 çıkmaktadır, ancak bu indirgeme oranlarının NBD'leri 0'dan daha uzak olduğu için ilk hesaplamada bulunan %8,1 rakamı İKO için daha doğrudur.

4.5.4. Fayda-Maliyet Oranı

Fayda-Maliyet Oranı (FMO), şu ana kadar açıklanan diğer 3 yönteme göre daha az tercih edilmekle birlikte temel analiz yöntemleri arasında yer almaktadır. Adından anlaşılacağı üzere, NBD ve İKO yöntemlerinin aksine, bu yöntemde net nakit akışlarının birikimli karşılaştırılması yerine, bugünkü değere getirilmiş fayda ve maliyetlerin "oranlanması" esastır.

FMO 2 şekilde yapılabilmektedir:

1. Birinci yöntemde, bir projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı faydaların (nakit girişlerinin) bugünkü değerleri toplamı, maliyetlerin bugünkü değerleri toplamına oranlanır. Oran 1'den büyükse proje kabul edilir ya da projenin cazip/fizıbıl olduğu sonucuna varılır.

F_t = projenin t yılında sağladığı faydalar (nakit girişleri)
M_t = projenin t yılında sebep olduğu maliyetler (nakit çıkışları)
n = tesisin/yatırımın/projenin ekonomik ömrü
m = projenin yapım/kurulum süresi

olmak üzere

$$\text{F/M Oranı} = \sum_{t=0}^{m+n} \frac{F_t}{(1+i)^t} \Big/ \sum_{t=0}^{m+n} \frac{M_t}{(1+i)^t}$$

2. İkinci yöntemde, indirgenmiş net nakit akışları (Net Fayda = Nakit Girişi – Nakit Çıkışı) toplamı, indirgenmiş yatırım toplamına oranlanır. Oran 1'den büyükse proje kabul edilir ya da projenin cazip/fizıbıl olduğu sonucuna varılır.

NNG_t = projenin t yılındaki net nakit akışı (nakit girişi - nakit çıkışı)
I_t = projenin t yılındaki yatırım harcaması
n = tesisin/yatırımın/projenin ekonomik ömrü
m = projenin yapım/kurulum süresi

olmak üzere

$$\text{F/M Oranı} = \sum_{t=m+1}^{m+n} \frac{NNG_t}{(1+i)^t} \Big/ \sum_{t=0}^{m} \frac{I_t}{(1+i)^t}$$

Örnek-15: İndirgeme oranının %20 olduğu bir ortamda bir projenin yatırım maliyeti 100.000 TL, işletme dönemindeki gelirleri 1. ve 2. yıl sırasıyla 75.000 ve 95.000 TL, işletme dönemindeki giderleri 1. ve 2. yıl sırasıyla 15.000 ve 35.000 TL ise, bu yatırımın FMO'su nedir?

Soruda verilen değerler her iki FMO hesaplama yöntemini kapsayacak şekilde bir tabloya yerleştirilir:

Tablo 4.10: FMO Örneği Tablosu

i=%20	İndirgeme Oranı Çarpanı	Yatırım Harcaması		Nakit Çıkışı (İşletme Gideri)		İşletme Dönemi Gelirleri		Net Nakit Akışı	
Yıllar			BD		BD		BD		BD
0	1,00	100.000	100.000						
1	0,83			15.000	12.500	75.000	62.500	60	50.000
2	0,69			35.000	24.306	95.000	65.972	60	41.667
Toplam				50.000	**36.806**	170.000	**128.472**	120	**91.667**

Birinci yönteme göre FMO hesabı:

Projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı faydaların BD toplamı = 128.472
Projenin ekonomik ömrü boyunca yol açacağı maliyetlerin BD toplamı = 100.000 + 36.806 = 136.806
FMO = 128.472 / 136.806 = 0,94

İkinci yönteme göre FMO hesabı:

İndirgenmiş net nakit akışları (Net Fayda = Nakit Girişi – Nakit Çıkışı) toplamı = 91.667
İndirgenmiş yatırım toplamı = 100.000 TL
FMO = 91.667 / 100.000 = 0,92

Her iki durumda FMO < 1 olduğu için proje reddedilir.

Örnek-16: Örnek-15'te yer alan soruda diğer her şey aynı kalmak kaydıyla indirgeme oranı %8 yapıldığında FMO nasıl değişir?

Tablo 4.11: FMO Örneği Tablosu (Yenilenmiş İndirgeme Oranı)

i=%8	İndirgeme Oranı Çarpanı	Yatırım Harcaması		Nakit Çıkışı (İşletme Gideri)		İşletme Dönemi Gelirleri		Net Nakit Akışı	
Yıllar			BD		BD		BD		BD
0	1,00	100.000	100.000						
1	0,93			15.000	13.889	75.000	69.444	60	55.556
2	0,86			35.000	30.007	95.000	81.447	60	51.440
Toplam				50.000	**43.896**	170.000	**150.892**	120	**106.996**

Birinci yönteme göre FMO hesabı:

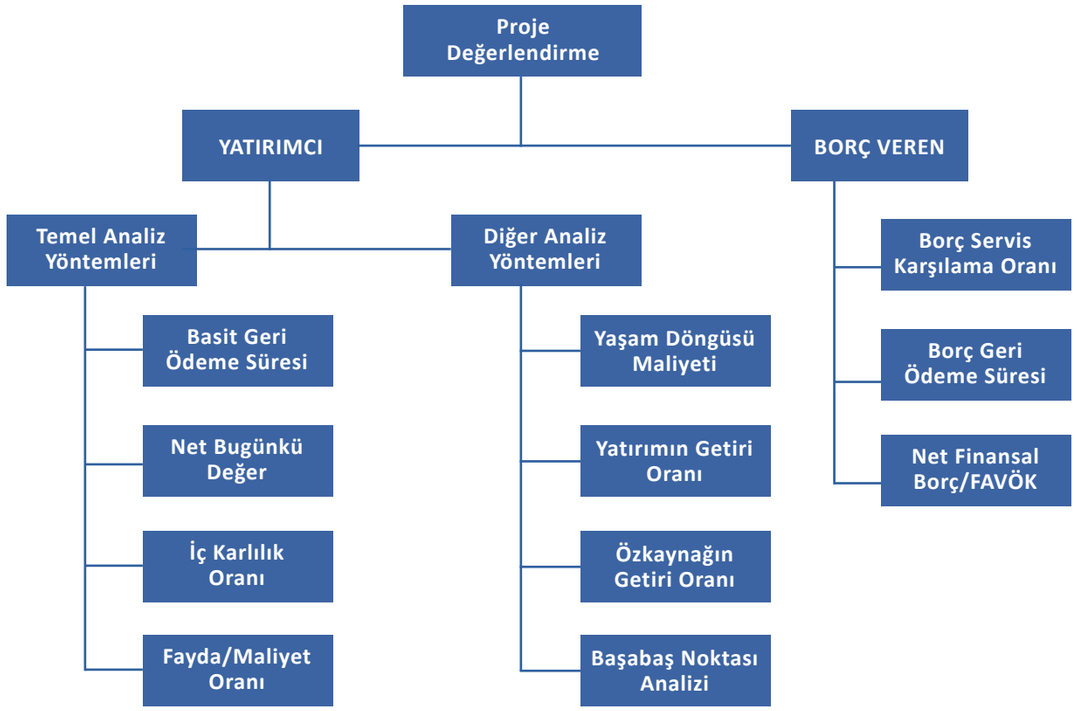
Projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı faydaların BD toplamı = 150.892
Projenin ekonomik ömrü boyunca yol açacağı maliyetlerin BD toplamı = 100.000 + 43.896 = 143.896
FMO = 150.892 / 143.896 = 1,05

İkinci yönteme göre FMO hesabı:

İndirgenmiş net nakit akışları (Net Fayda = Nakit Girişi – Nakit Çıkışı) toplamı = 106.996
İndirgenmiş yatırım toplamı = 100.000 TL
FMO = 106.996 / 100.000 = 1,07

Her iki durumda FMO > 1 ve aynı zamanda NBD > 0 olduğu için proje kabul edilir.

4.6. Diğer Analiz Yöntemleri



Şekil 4.4: Analiz Yöntemleri Sınıflandırması

Şekil 4.4, çeşitli ekonomik analiz tiplerinin sınıflandırıldığı bir gösterimdir. Borç veren tarafında kullanılan yöntemler bu kitabın konusu olmadığı için onlar değerlendirme dışı bırakılmaktadır, ancak yatırımcı tarafında kullanılan 4 temel analizin dışındaki yaklaşımlara bu alt bölümde kısaca değinilecektir.

4.6.1. Yaşam Döngüsü Maliyeti (YDM) Değerlendirmesi

YDM değerlendirmesi, bir yatırım projesinin bütün ömrü boyunca meydana gelen maliyetlerinin sayısallaştırılmasını esas alan bir tekniktir. Tedarik, tamir, bakım, yenileme, rehabilitasyon, enerji gibi tüm giderlerin dikkate alınması gereken bu yöntemde, tıpkı NBD'de olduğu gibi bütün rakamlar bugünkü değere getirilir. Teknik olarak YDM değerlendirmesi NBD ile aynıdır, tek önemli fark YDM'de rakamların tamamının negatif olmasıdır, çünkü bu yöntem esas olarak projenin/ekipmanın getirilerine değil proje ömrü boyunca yol açtığı maliyetlere odaklanmaktadır. İkinci bir belirgin farklılık da genellikle bina veya ekipman yatırımlarında proje ömrü olarak ortaya çıkmaktadır. NBD analizleri genellikle 10-15 yıl gibi dönemler itibarıyla gerçekleştirilmektedir, ancak bazı durumlarda bu süreler çok daha uzun olabilmektedir. YDM süre ne kadar uzun olursa olsun proje/yatırım/ekipman ömrünün tümünü değerlendirmeye katmaktadır.

YDM özellikle firmaların/kurumların satın alma birimlerine benimsetilmesi gereken bir tekniktir. Enerji yöneticilerinin ve enerji verimliliği uzmanlarının iyi bildiği bir husus, örneğin yüksek verim sınıfına sahip ve daha pahalı olan bir motorun, işletme dönemi maliyetleri dikkate alındığında daha ucuz ama daha düşük verim sınıfına sahip bir motordan daha kârlı olacağıdır. Ne var ki kurumların/şirketlerin satın alma birimleri genellikle ilk yatırım/alım maliyeti düşük olan seçeneklere yönelmektedir.

Örnek-17: Bir şirketin satın alma yetkilisi pompa alımı için fiyat toplamış ve aynı işe yarayacak iki ayrı pompa arasında kararsız kalmıştır. Bunlardan biri sabit hızlı, diğeri değişken hız sürücülü pompadır. Satın alma yetkilisi, enerji yöneticisinin uyarısıyla yıllık işletme maliyetlerini araştırmış, Proje A ve Proje B olarak tanımlanan bu 2 seçeneğe ait aşağıdaki verilere ulaşmıştır:

- Sabit hızlı pompa (Proje A): 5.000 $ satın alma maliyeti, 4.500 $ yıllık işletme maliyeti
- Değişken hız sürücülü pompa (Proje B): 8.000 $ satın alma maliyeti, 3.000 $ yıllık işletme maliyeti
- İndirgeme oranı: %10

Bu bulgular ışığında YDM değerlendirmesi yapıldığında ortaya aşağıdaki gibi bir tablo çıkmaktadır.

Tablo 4.12: YDM Örneği Tablosu

i=%8			PROJE A		PROJE B	
Yıllar	Maliyet Türü	İnd. Or. Çarp	Cari Gider	İnd. Gider	Cari Gider	İnd. Gider
0	Yatırım Maliyeti	1,000	-5.000	-5.000	-8.000	-8.000
1	İşletme Maliyeti	0,909	-4.500	-4.091	-3.000	-2.727
2	İşletme Maliyeti	0,826	-4.500	-3.719	-3.000	-2.479
3	İşletme Maliyeti	0,751	-4.500	-3.381	-3.000	-2.254
4	İşletme Maliyeti	0,683	-4.500	-3.074	-3.000	-2.049
5	İşletme Maliyeti	0,621	-4.500	-2.794	-3.000	-1.863
			Toplam	**-22.059**	Toplam	**-19.372**

İlk yatırım maliyeti daha yüksek olmakla birlikte, 5 yıllık bir proje çevrimi içinde değişken hız sürücülü pompa toplamda daha az maliyete yol açmaktadır (daha düşük YDM'ye sahiptir), bu yüzden değişken hız sürücülü pompanın seçilmesi mantıklıdır.

4.6.2. Diğer Analiz Yöntemleri

Projelerin tipine, ömrüne ve gerektirdiği yatırım kararlarına göre kullanılması anlam kazanan bazı başka analiz yöntemleri de vardır. Aşağıda bu yöntemlere kısaca değinilmektedir.

1. Başabaş Noktası (BBN) Analizi
Bir projenin işletme aşamasına geçtikten sonra toplam satış tutarları ile toplam giderlerin birbirine eşit olduğu

- satış tutarını
- satış miktarını
- kapasite kullanım oranını

bulmak için kullanılan bir yöntemdir.

Esas itibarıyla imalat sektörü yatırımları için kullanılabilen bir teknik olup, sabit giderler, değişken giderler ve kâr arasındaki ilişkinin incelenmesinde kullanılmaktadır. BBN analizini gerekli kılan sebep, işletmenin faaliyetlerinde elde ettiği gelirler ile sabit giderlerini ne zaman karşılayabildiğini görmektir. Eğer işletmelerde tüm giderler üretime bağlı değişken giderler olsaydı, işletmeler üretim yaptıkları ve sattıkları ilk anda kâra geçerlerdi. Oysa işletmelerde üretim yapıldığında kazançtan karşılanması gereken harcanmış sabit giderler vardır. BBN hesabı, işletme cirosu içindeki kâr payının işletmenin sabit giderlerini de karşıladığı üretim cirosunu gösterir.

BBN analizi yapılırken, fiyat (P) ve miktar (Q) eksenleri olan bir grafikte sabit maliyet ve değişken maliyet eğrileri/doğruları çizilip toplam maliyet bulunur, sonra aynı grafikte toplam gelir eğrisi çizilir. Toplam gelir ve toplam maliyet eğrilerinin kesiştiği noktaya başabaş noktası denir.

2. Yatırımın Getiri Oranı (RoI) Analizi
RoI (return on investment) olarak bilinen Yatırımın Getiri Oranı özünde basit bir analizdir. Özellikle büyük ölçekli projelerde sadece kaba bir fikir edinmek için kullanılır. RoI, yıllık kârın sermaye yatırımına oranını ifade etmektedir.

- RoI = (Net Kâr + Faiz) x 100 / (Toplam Yatırım)

3. Özkaynağın Getiri Oranı (RoE) Analizi
RoE (return on equity) olarak bilinden Özkaynağın Getiri Oranı çok basit bir analizdir. Özellikle büyük ölçekli projelerde sadece kaba bir fikir edinmek için kullanılır. RoE, yıllık kârın toplam özkaynağa oranını ifade etmektedir.

- RoI = (Net Kâr) x 100 / (Özkaynak)

4. Duyarlılık Analizi
Duyarlılık analizi; birim satış fiyatı, satış miktarı, ana girdi maliyetleri, projenin termini veya faiz oranı (indirgeme oranı) gibi herhangi bir değişkende meydana gelebilecek olası değişmelerin, diğerleri sabit kalmak kaydıyla analize esas alınan ölçüt (NBD, İKO, F/M, Geri Ödeme Süresi, vb.) üzerindeki etkisini görebilmek için yapılır. Duyarlılık analizi yapılırken öncelikle projenin hangi değişkene daha duyarlı olduğunun tespit edilmesi gerekir.

4.7. Ekonomik Analiz Yöntemlerinin Karşılaştırılması

4.7.1. Basit Geri Ödeme Süresinin Değerlendirilmesi

Basit GÖS yöntemiyle ilgili 3 önemli dezavantaj şunlardır:

1. Yatırımın ekonomik ömrünü dikkate almaz. (Örneğin kendini 3 yılda geri ödeyen ve toplam ömrü 5 yıl olan bir cihaz yatırımını, kendini 4 yılda geri ödeyen ve toplam ömrü 20 yıl olan başka bir cihaz yatırımına tercih eder.)
2. Paranın zaman değerini dikkate almaz.
3. Geri ödeme süresinden sonraki nakit girişlerini fazlaca dikkate almaz.

Enflasyon oranının yüksek olduğu ülkelerde, paranın zaman değeri önem kazandığı için, bu yöntemin paranın zaman değerini dikkate alan bir şekilde yeniden kurgulanması gerekmektedir. Aşağıdaki örnek, paranın zaman değeri dikkate alındığında Basit GÖS yönteminin nasıl aldatıcı olabildiğini açıklamaktadır.

Örnek-18: Projeyle ilgili bilgiler aşağıda sunulmaktadır.

Yatırım süresi: 2 yıl (başlangıç yılı = 0)
İşletme süresi: 10 yıl (n=10 yıl, 2-11. yıllar arasında)

Yatırım tutarı aşağıda gösterildiği gibi 2 eşit parçada toplam 200 Bin TL'dir. İşletme süresi olan 10 yıllık dönemdeki yıllara mahsus gelirler (Bin TL), net nakit girişlerini temsil etmektedir.

Yıllar	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Gider	-100	-100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gelir	-	-	25	25	25	30	30	30	35	40	40	45

Bu bilgiler ışığında ve Basit GÖS yöntemiyle bir analiz yapıldığında, projenin kendisini işletme döneminin 7. yılında (yatırımdan sonraki 7. yılda) veya tablodaki görünüm itibarıyla 8. yılda geri ödediği sonucu ortaya çıkmaktadır. Bu sonuca götüren birikimli NNA yaklaşımı aşağıda gösterilmektedir.

Yıllar	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Gider	-100	-100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gelir	-	-	25	25	25	30	30	30	35	40	40	45
Birikimli NNA	-100	-200	-175	-150	-125	-95	-65	-35	0	40	80	125

Peki paranın zaman değeri dikkate alınsaydı ne olurdu? Aynı veriler kullanılarak ve indirgeme oranı %10 kabul edilerek (i=0,1) bir tablo oluşturulduğunda, projenin ekonomik ömrü boyunca (10 yıllık işletme döneminde) kendini geri ödemediği anlaşılmaktadır.

Tablo 4.13: Basit GÖS ve Zaman Değerini Dikkate Alan GÖS Karşılaştırması

			1. DURUM		2. DURUM				
t	I_t	G_t	Toplam I_t	Kümülatif G_t	İndirg. Fakt. $1/(1+i)^t$	İndirgenmiş I_t	İndirgenmiş G_t	Toplam I_t	Kümülatif G_t
0	100	-		-	1,000	100,0	-		-
1	100	-	200	-	0,909	90,9	-	190,9	-
2	-	25	-	25	0,826	-	20,7	-	20,7
3	-	25	-	50	0,751	-	18,8	-	39,4
4	-	25	-	75	0,683	-	17,1	-	56,5
5	-	30	-	105	0,621	-	18,6	-	75,1
6	-	30	-	135	0,565	-	16,9	-	92,1
7	-	30	-	165	0,513	-	15,4	-	107,5
8	-	35	-	200	0,467	-	16,3	-	123,8
9	-	40	-	-	0,424	-	17,0	-	140,8
10	-	40	-	-	0,386	-	15,4	-	156,2
11	-	45	-	-	0,356	-	15,8	-	**172,0**

Tabloda "I" yatırım tutarını, "G" gelirleri temsil etmektedir. 1. durumda (Basit GÖS yöntemi esas alındığında) 8. yılda yapılan yatırım kadar gelir sağlanırken, 2. durumda (paranın zaman değeri dikkate alındığında), proje sonunda yaratılan kümülatif gelir (172,0 Bin TL) başlangıç yatırımından (190,9 Bin TL) düşük kalmaktadır.

4.7.2. NBD, İKO ve Diğer Yöntemlerin Değerlendirilmesi

1. NBD analizinde indirgeme oranının (i'nin) değeri, elde edilecek sonucu oldukça fazla etkilemektedir. Bu oranın düşük ya da yüksek belirlenmesi alternatifler arasındaki sıralamaya etki edebileceğinden, indirgeme oranı çok dikkatli belirlenmelidir.

2. NBD, İKO, F/M Oranı analizlerinin üçü de fayda ve maliyetlerin bugünkü değer üzerinden karşılaştırılması ilkesine dayanmaktadır.

3. Kabul-ret ölçütleri şöyledir:
   $i<i_r$, NBD>0, F/M>1 [KABUL]
   $i= i_r$, NBD=0, F/M=1 [KABUL-RET SINIRINDA]
   $i> i_r$, NBD<0, F/M<1 [RET]

4. Tek bir proje değerlendirilirken, bu ölçütlerin hepsi aynı sonucu verir: Kabul ya da ret. Ama birden çok proje aynı anda değerlendiriliyorsa, NBD ve İKO aynı sonucu vermeyebilir.

4. Bölüm Çalışma Soruları

1. Bir projede çeşitli indirgeme oranlarına ait NBD'ler (Bin TL cinsinden) aşağıda verilmektedir. Bu bilgilere dayanarak hesaplanabilecek en uygun İKO kaçtır?

	i = %20	i = %18	i = %15	i = %11	i = %8	i = %6
Harcamalar (Nakit Çıkışları) NBD	1250	1160	1040	980	940	920
Gelirler (Nakit Girişleri) NBD	820	860	910	950	1000	1050

A. %8,5
B. %9,3
C. %10,0
D. %10,8
E. %12,2

2. Bir ekonomizörün maliyeti 20.000 $'dır ve bu ekipmanın kullanım ömrünün 10 yıl olması öngörülmektedir. Ekonomizörün, yıllık 500 $ bakım maliyeti ile yılda 3.500 $ tasarruf sağlaması beklenmektedir. Bu bilgilere göre, %10'luk indirgeme oranının olduğu bir piyasada ekonomizör yatırımı cazip/fizıbıl bir yatırım mıdır?

A. Evet, cazip/fizıbıl bir yatırımdır.
B. Hayır, cazip/fizıbıl bir yatırım değildir.
C. Mevut veriler, yatırımın cazip/fizıbıl olup olmadığına karar vermek için yeterli değildir.
D. Piyasa faizinin %10'un üzerinde olması durumunda yatırım caziptir.
E. Piyasa faizinin %10'un altında olması durumunda yatırım caziptir.

3. Bir firma, 8 yıl boyunca her yılın başında bankaya %10 faiz oranıyla eşit 1.000.000 TL para yatıracaktır. Bankaya düzenli biçimde yatırılan 1.000.000 TL'lerin toplamının bugünkü değeri kaç TL'dir?

A. 2,1 Milyon TL
B. 4,3 Milyon TL
C. 5,3 Milyon TL
D. 6,5 Milyon TL
E. 8,0 Milyon TL

4. Bir enerji verimliliği yatırımı için bazı temel bilgiler aşağıda gösterilmektedir.

Yatırım tutarı : 5.000.000 TL
İşletme maliyeti : 100.000 TL
Yıllık tasarruf : 1.000.000 TL
Hurda değer : 600.000 TL
Faydalı ömür : 10 yıl
İndirgeme oranı : %20

Bu bilgiler ışığında, yatırım yılı 0. yıl olmak kaydıyla, 10. yılın sonunda yatırımın NBD'si (net bugünkü değeri) kaç TL'dir?

A. 2,3 Milyon TL
B. 1,3 Milyon TL
C. 0,3 Milyon TL
D. -1,5 Milyon TL
E. -1,1 Milyon TL

5. Yukarıda bilgileri verilen projenin İKO değeri (iç kârlılık oranı) nedir?

A. %13,3
B. %16,8
C. %19,5
D. %22,4
E. %25,3

6. Yukarıda bilgileri verilen proje, analiz sonuçlarına göre nasıl değerlendirilir?

A. Proje kabul edilir.
B. Proje reddedilir.
C. Proje sınırdadır, nihai karar için FMO değerine bakılmalıdır.
D. Proje sınırdadır, nihai karar için duyarlılık analizi gerekir.
E. Karar için yeterli veri mevcut değildir.

Bölüm 5:
Kazanlar ve Yakma Sistemleri

5.1. Giriş

Kazanlar ve diğer yakma sistemleri sanayide ve binalarda en fazla enerji tüketen cihazlar arasında yer almaktadır. Türkiye'de tüketilen fosil yakıt kaynaklı enerjinin, üçte ikisinden fazlası kazan, fırın veya diğer yakma sistemlerinde üretilmektedir. Elektrik üretiminin de büyük kısmı termik santrallerde fosil yakıt yanmasıyla gerçekleşmektedir. Türkiye'de 2021 yılında üretilen elektriğin %64,1'i kömür, fuel oil ve doğal gazın yakılması yoluyla elde edilmiştir. Öte yandan, kazanlar ve yakma sistemlerinde önemli ölçüde enerji verimliliği imkanı bulunmaktadır.

Bu bölümde öncelikle kazanlarda kullanılan yakıtlar, kazan verim hesaplamaları ve yanma hesaplamaları üzerinde durulacaktır. Kazanlarda ve buhar tesislerinde enerji tüketiminin ve maliyetlerin azaltılması imkanları ele alınacaktır. Verimin artırılması dolayısıyla yakıt maliyetlerinin azaltılması ele alınarak, bu kapsamda kazanlar ve buhar tesisleri kullanımı ile ilişkili enerji tüketiminin ve maliyetlerin düşürülmesine yönelik önlemler, yük dengeleme, atık ısı geri kazanımı ve diğer önlemler ele alınacaktır. Ayrıca, üretim yeri değerlendirmeleri sonucunda işletme maliyetlerini düşürmeye yönelik olarak yapılabilecek bakım ve işletme düzenlemelerine de değinilecek ve bu düzenlemelerin ekonomik boyutları incelenecektir.

5.2. Yakıtlarla İlgili Hususlar

Yakıt tipinin seçimi ve seçilen yakıt tipinin farklı özelliklerde kazanlar kullanılarak yakılması konusu giderek daha karmaşık hale gelmektedir. Mevcut ünitelerin çoğunun, alternatif yakıt tiplerini yakma yetenekleri sınırlıdır. Yeni üniteler bir taraftan en düşük yatırım maliyetinin sağlanması diğer taraftan gelecekte farklı bir yakıt tipine geçme yeteneğinin tehlikeye atılmaması için dikkatli bir şekilde tasarlanmalıdır.

Günümüzde, özellikle endüstride, fosil yakıtlar ana enerji kaynağıdır. Doğal gaz, sıvı yakıtlar ve kömür temel yakıtlardır. Endüstriyel atıklar, biyokütle ve yenilenebilir enerji kaynakları da bu bağlamda sayılabilir. Öncelikle, kısaca, fosil yakıtların özellikleri üzerinde durulacaktır. Bu yakıtlar, sanayi ve elektrik üretiminde daha uzun süreler kullanılmaya devam edebilir. Emisyonların azaltımı ile ilgili olarak ülkeler uluslararası anlaşmalar yapmışlardır. Ulusal düzeydeki eylem planları da fosil yakıtların yanması ile oluşan emisyonların azaltımını sağlayacak biçimde planlanmıştır. Bununla birlikte, iklim senaryolarına göre sağlanabilecek azaltım miktarı yatırımlara da bağlı olacaktır. Bu nedenle, bu geçiş sürecinde fosil yakıtların kullanımına devam edilmesi muhtemeldir. Ancak, yanmanın ve yanma sonucunda elde edilecek ısıl enerjinin en verimli biçimde kullanılması, hedeflerin tutturulmasında önemli bir yere sahip olacaktır.

5.2.1. Doğal Gaz

Sanayi devrimi ile kömür, yakıt olarak kullanılmaya başlanmıştır. Ancak, zamanla kömürün neden olduğu olumsuz etkiler, yerleşim bölgelerinde partikül madde ve emisyonlar açısından daha az zararlı farklı yakıt arayışlarını da beraberinde getirmiştir. Hava gazı ve sonrasında doğal gaz şehirlerde ısınma kaynaklı hava kirliliğinin kontrol edilmesi amacıyla tercih edilmiştir. Endüstriyel anlamda da doğal gaz avantajları nedeni ile kendine hızlıca yer bulmuştur. Doğal gaz, aşağıda sıralanan nedenlerden dolayı fosil yakıtlar içerisinde en cazip yakıt olarak görülmektedir.

1. Doğal gaz, daha sınırlı ölçüde yardımcı yakıt hattı donanımı gerektirmektedir. Depolama ve ön hazırlama işlemlerine ihtiyaç yoktur. Yakılması kolaydır.
2. Yüksek alev ışıma karakteristikleri ve yüksek hızlar gibi özellikleri nedeniyle daha iyi ısı transferi sağlamakta ve aynı kapasite için daha küçük ısıtma yüzeyleri yeterli olabilmektedir ve böylece kazan yatırım maliyetleri azaltılabilmektedir.
3. Doğal gaz, fosil yakıt türlerine kıyasla daha temiz bir yakıttır, kirlilik kontrol ekipmanına ihtiyaç duyulmamakta, dolayısıyla kirlilik kontrol ekipmanı ile ilişkili yatırım ve işletme maliyetlerinden tasarruf edilebilmektedir.

Doğal gazla çalışan ünitelerin çalıştırılması ve bakımı nispeten daha kolaydır. Bununla birlikte, fosil yakıt kullanımının sınırlandırılmasına yönelik yasal düzenlemeler, değişken yakıt maliyetleri ve tedarik zorluklarının yanı sıra yenilenebilir enerjilerin kullanımının artırılmasına yönelik ulusal ve uluslararası destek programlarının sürdürülmesi nedenleriyle gelecekte doğal gazın yakıt olarak kullanımının sınırlandırılması muhtemel gözükmektedir. 24 Şubat 2022'de başlayan Rusya-Ukrayna krizi ilerleyen

süreçte Avrupa'da enerji krizini tetiklemiştir. Rusya'nın doğal gaz tedariğini kısması AB üyesi ülkelerin alternatif yakıt ve tedarikçi arayışları ile devam etmiştir. Sanayide yukarıdaki özellikleri nedeni ile tercih edilen doğal gaz, bundan sonraki süreçte doğal gazdan bağımsızlaşma politikaları ile devam edecektir. Ancak, bu geçiş sürecinin hemen olamayacağı da ortadadır. Bu nedenle, doğal gazın tüketimi zaman içinde azalsa da en çok tercih edilen yakıt türü olarak bir süre daha kullanılması muhtemeldir. Dolayısıyla, enerji verimliliği bağlamında doğal gazın yanması ve yakma sistemlerini ele almak önemli olacaktır.

Bu yakıtların bilinmesi gereken özellikleri; bileşimleri, ısıl değerleri ve yoğunluklarıdır. Doğal gazın analizi gaz bileşenlerin hacimsel yüzdesi olarak ifade edilir. Isıl değerleri ise birim hacim başına ürettikleri ısı miktarı olarak verilir. Gaz yakıtın ısıl değeri, bileşenlerinin yüzdesel ısıl değerlerinin toplamıdır. Doğal gaz genellikle renksiz ve kokusuzdur. İçine sızıntının fark edilebilmesi için özel olarak koku katılır. İdeal şartlarda mavi renkli bir alevle yanar. Hava ile belli oranlarda karıştığında kuvvetli patlayıcı özelliğe sahiptir. Tablo 5.1'de belirli bir gün için İstanbul Gaz Dağıtım Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi (İGDAŞ) tarafından yayımlanan yakıt analizi verilmiştir. Doğal gazın ısıl değeri 33,5 - 40 MJ/m^3 arasında değişmektedir. Havaya göre özgül ağırlığı 0,63'tür. Tablo 5.1'de de gösterildiği üzere büyük miktarda metan bileşimine sahiptir. Sıvılaştırılmış doğal gaz (LNG) kriyojenik olarak depolanmaktadır. Sıkıştırılmış doğal gaz (CNG) ise özellikle otomotiv endüstrisi tarafından tercih edilmektedir.

Tablo 5.1: İstanbul İçin Doğal Gaz Değerleri (22/12/2020)

CH_4	C_2H_6	C_3H_8	i-C_4H_{10}	n-C_4H_{10}	i-C_5H_{12}	n-C_5H_{12}	CO_2	C_6 +	N_2	TOPLAM	SCV-Ho	ICV - Hu
mol %	mol %	mol %	mol %	mol %	mol %	mol %	mol %	mol %	mol %		kcal/m^3	kcal/m^3
95,3277	3,0884	0,5798	0,0854	0,0859	0,0156	0,0118	0,1425	0,0073	0,6556	100	9292	8375

5.2.2. Fuel Oil

Fuel Oil Sınıfları

Fuel oilin depolanması, taşınması ve yanma verimliliği ile ilgili özellikler, fuel oilin fiziksel ve kimyasal özellikleri tarafından belirlenmektedir. Buna göre, fuel oiller 1 no'lu, 2 no'lu, 4 no'lu, 5 no'lu (hafif), 5 no'lu (ağır) ve 6 no'lu fuel oil olarak sınıflandırılmaktadır. Destile fuel oiller 1 no'lu ve 2 no'lu destile fuel oil, destilasyon sonunda kalan fuel oiller ise 4 no'lu, 5 no'lu ve 6 no'lu artık fuel oil olarak sınıflandırılmaktadır.

Direkt destilasyon ürünü ve parçalanmış destile fuel oiller arasındaki fark, parçalama prosesi ile elde edilen parçalanmış destile fuel oillerin, direkt destilasyon ürünü fuel oillere kıyasla önemli ölçüde yakılması daha zor olan aromatik ve olefin sınıfı hidrokarbonları içermesidir. American Society for Testing and Materials (ASTM) tarafından izin verilen viskozite aralığı nedeniyle, 4 ve 5 no'lu fuel oiller ancak belirli bazı yöntemlerle üretilebilmektedir. Bu yöntemler, 2 ve 6 no'lu fuel oillerin harmanlanması, rafineri yan ürünlerinin karışımı, spesifikasyon dışı ürünlerin kullanımı, vb. yöntemlerdir.

5 no'lu hafif (veya soğuk) ve ağır (veya sıcak) fuel oil öncelikli olarak sahip oldukları farklı kinematik viskozite aralıkları yoluyla ayırt edilmektedir. Buna göre 5 no'lu hafif fuel oilin 38°C'deki kinematik viskozite aralığı 150-300 SUS (Saybolt evrensel saniye) iken, 5 no'lu ağır fuel oilin 38°C'deki kinematik viskozite aralığı 350-750 SUS'tur. Söz konusu farklılık normal şartlarda uygun atomizasyon için bir miktar ön ısıtma ihtiyacına işaret etmektedir.

6 no'lu fuel oil olan artık fuel oil, Bunker C olarak da bilinir. Hafif uçucuların çoğunun ham petrolden damıtılması sonrasında arda kalan çok ağır bir yağ veya kalıntı yakıttır. 6 no'lu fuel oil, 38°C'de 900-9000 SUS arasındaki yüksek viskozite değerine sahiptir. Yalnızca ısıtmalı depolama ile tasarlanmış, hat ısıtıcılarıyla donatılmış ve brülörleri 6 no'lu fuel oil için yeterli atomizasyonu sağlayacak nitelikte olan sistemlerde kullanılabilmektedir.

Isıl Değer

Fuel oilin ısıl içeriği, üst (veya brüt) ısıl değer ve alt (veya net) ısıl değer olarak ifade edilebilir. Üst ısıl değerde (ÜID) yakıtın su içeriği de hesaba katılırken, alt ısıl değerde (AID) katılmaz. Yakılan her litre fuel oil başına yaklaşık 0,8-1,1 kg miktarında su buharı üretilmektedir. Bu buhar, 15°C'ye soğutulduğunda yaklaşık 1115 kJ ısı açığa çıkarmaktadır. Dolayısıyla, üst ısıl değer, alt ısıl değerden yaklaşık 2477 kJ/kg daha yüksektir.

Viskozite

Viskozite fuel oilin bağıl akış özelliklerinin bir ölçüsüdür ve ilgili donanımın tasarımında ve çalışmasında, pompaların verimliliğinde, sıcaklık gereksinimlerinde ve boruların boyutlandırılmasında önemli bir faktördür. Destile fuel oiller tipik olarak düşük viskoziteye sahip olduklarından nispeten daha kolay bir şekilde işlenebilmekte ve yakılabilmektedir. Bununla birlikte, geniş bir viskozite aralığına sahip olabilen 5 ve 6 no'lu fuel oiller, ilgili ekipmanın tasarımını ve çalıştırılmasını daha zor hale getirmektedir.

Alevlenme Noktası

Alevlenme noktası, harici bir alevle ateşleme sonrasında akaryakıt buharlarının alev aldığı sıcaklıktır. Alevlenme noktasının üzerindeki sıcaklık değerlerinde ısıtma devam ettikçe, yanmanın sürekliliğini sağlayacak yeterlilikte buhar oluşmaktadır. Alevlenme noktası uçuculuğun bir göstergesi olduğundan, aynı zamanda maksimum güvenli kullanım sıcaklığını da göstermektedir. Destile akaryakıt ürünleri normalde 62°C ile 93°C arasında alevlenme noktalarına sahipken, daha ağır akaryakıt ürünleri 120°C'ye kadar alevlenme noktalarına sahip olabilmektedir.

Akma Noktası

Herhangi bir akaryakıt için katılaşma sıcaklığının 3°C üzerinde bulunan akma noktası söz konusu akaryakıtın standart koşullar altında akışkanlık gösterdiği en düşük sıcaklıktır. Yakıtın içindeki parafin miktarı akma

noktasını direkt olarak etkiler (daha çok parafin miktarı daha yüksek akma noktası). Bir akaryakıtın akma noktası bilgisi, ısıtmalı depolama ihtiyacının, depolama sıcaklığının ve akma noktası depresörü ihtiyacının belirlenmesine yardımcı olacaktır. Akaryakıt taşınma esnasında soğuyabilecek olmasından, brülör ön ısıtma sıcaklıkları etkileneceği için bu hususun brülörün ön ısıtmasında göz önüne alınması gerekmektedir.

Kükürt İçeriği

Bir akaryakıtın kükürt içeriği elde edildiği ham petrolün kaynağına göre değişmektedir. Tipik olarak, rafine etme işlemi pahalı kükürt giderme işlemini kapsamadıkça, ham petroldeki kükürtün %70-80'i akaryakıta geçer. Fuel oiller normal olarak %0,3-3 aralığında bir kükürt içeriğine sahiptir. Kükürt içeriği, özellikle çevresel düzenlemelerin gerekliliklerinin karşılanmasında önemli bir hususdur.

Kül

Yanma sırasında, akaryakıttaki inorganik maddeler ocakta metalik oksit külü oluşumuna neden olmaktadır. Akaryakıt külünde 25'in üzerinde farklı metal bulunabilir. Bu metaller başlıca nikel, demir, kalsiyum, sodyum, alüminyum ve vanadyum gibi metallerdir. Bu maddeler, rafine işlemi sırasında ham petrolden akaryakıta geçmekte ve akaryakıta kimyasal olarak bağlı olduklarından giderilmeleri güçlük teşkil etmektedir. Kül içerikleri çok değişkendir; destile fuel oiller yaklaşık %0-0,1 kül içeriğine sahipken, ağır fuel oiller %0,2-1,5 kül içeriğine sahiptir. Bu yüzdeler küçük olsa da sürekli işler halde olan kazanlarda yanma odasında önemli ölçüde kül birikimi söz konusu olabilmektedir. Kül kaynaklı problemler arasında, kazan borularında ısı transferi miktarlarında azalma, kızdırıcı yüzeylerinin kirlenmesi, kazan borularının korozyonunun hızlanması ve refrakterlerin bozulması sayılabilir. Özellikle sodyum, vanadyum ve/veya nikel içeren küller daha fazla soruna neden olmaktadır.

Diğer Kirleticiler

Diğer yabancı maddeler arasında su, tortu ve çamur bulunmaktadır. Az miktarda su soruna yol açmaz. Ancak, örneğin tankların dibindeki büyük miktarlarda toplanan su, yanma işlemini düzensiz kılabilir ve verimsizleştirebilir. Tortu, işleme sırasında ham petrol ile taşınan kirden ve depolama ve nakliye sırasında toplanan kirleticilerden ileri gelmektedir. Tortu, hatların ve filtre elemanlarının tıkanmasına, kontrol sorunlarına ve brülörün/enjektörün tıkanmasına neden olabilir ve bu nedenle daha sık filtre temizliğine ihtiyaç duyulabilir. Çamur, farklı ağır fuel oiller karıştırıldıktan sonra çöken parafin veya asfalten niteliğindeki organik bileşiklerin bir karışımı olup tıkanma sorunlarına neden olabilmektedir.

Atomizasyon

Akaryakıtla çalışan brülörlerin, fırınların, ısıl işlem fırınlarının, ocakların, proses reaktörlerinin ve proses ısıtıcılarının verimleri akaryakıt etkin bir şekilde atomize edildiğinde daha da artmaktadır. Akaryakıt ne kadar çok atomize edilirse, yanma verimi de o kadar yüksek olmaktadır. Optimum atomizasyon değerinin elde edilmesi, akaryakıtın basıncı ile tipik olarak buhar veya hava olan atomize edici maddenin basıncı arasında kesin bir farkın korunmasına bağlıdır. Genellikle karşılaşılan sorun, akaryakıtın basıncının önemli ölçüde değişebilmesine karşın buharın (veya havanın) basıncının sabit kalmasıdır. Bu sorunun bir çözümü sisteme buhar basıncı ile akaryakıtın basıncı arasındaki farkın korunmasını sağlayacak bir diferansiyel basınç regülatörünün eklenmesidir. Havayla atomizasyonun sağlandığı sistemlere yönelik benzer düzenlemeler de dahil olmak üzere diğer çözümler, ekipman sağlayıcıları ile gözden geçirilmelidir.

5.2.3. Kömür

Kömür, özellikle çevrim sektöründe birim elektrik üretim maliyetleri bakımından cazip bir yakıt olarak kullanılmaktadır. Bununla birlikte, yakıt maliyetinin direkt olarak ürün birim maliyetinde etken olduğu endüstriyel sektörler de kömürü aktif olarak kullanmaya devam etmektedir. Kömürler jeolojik oluşum sırasına göre turba, linyit, alt bitümlü, bitümlü, alt antrasit ve antrasit olarak sınıflandırılabilir. Sabit karbon miktarı da bu sıralamaya göre artmakta ve yakıt nem içeriği azalmaktadır. Antrasit %86'nın üzerinde sabit karbona sahiptir ancak, uçucu madde miktarı azdır. Uçucu madde miktarının az olması, yanmanın zorlaşmasına neden olmaktadır. Linyit ise en düşük kaliteli kömür sınıfındadır. ASTM standartları turbayı %90'a varan nem içeriğinden dolayı kömür olarak kabul etmemektedir. Ülkemiz linyit rezervi açısından 10.975 milyon tonluk bir rezerve sahiptir. Bu rezervin enerji dönüşümü açısından en yüksek verim ve en az çevresel etki ile değerlendirilmesi gerekmektedir. Bununla birlikte, kullanılacak yakıt tipi olarak kömürün seçilmesini olumsuz kılabilecek faktörler şunlardır:

1. Partiküller, SO_2 ve NO_x emisyonlarını kontrol etmek için pahalı ekipmanların kurulumunu gerektiren çevresel sınırlamalar vardır. Birçok endüstriyel ve kömürle çalışan ünite sıvı yakıt veya doğal gazlı sistemlere dönüştürülmüştür. 2010 yılından sonraki dönemde doğal gazın maliyetinin düşüklüğü nedeniyle kömürlü sistemlerin doğal gazlı sistemlere dönüştürülmesi süreci hızlanmıştır. Ancak, içinde bulunduğumuz enerji krizi sürecinde (2022 Rusya-Ukrayna) AB'de kömürü rezerv kapasite olarak tutma ve geçiş sürecinde çalıştırma kararı alınmıştır.
2. Sadece kirliliğin azaltılması için değil, aynı zamanda kömür depolama, kömür hazırlama (kırma, taşıma, toz haline getirme vb.), için de önemli ölçüde maliyet gerektirir.
3. Ekipman ve kömür depolama için stok ve depolama sahalarına ihtiyaç vardır. Bu alanlarda kömürün kendiğinden tutuşmasını önlemek amacıyla önlem alınması gerekir.
4. Bakım maliyetleri daha yüksektir.
5. Nakliye maliyetleri yüksektir.
6. Yanma süreçlerinden kaynaklanan atmosferik sera gazı emisyonlarının çevresel olumsuz etkileri vardır.
7. Temiz kömür teknolojileri yüksek maliyetleri nedeni ile henüz piyasada yer alamamıştır ve ArGe faaliyetleri devam etmektedir. Temiz kömür teknolojileri kapsamında yanma öncesi, yanma sonrası CO_2 tutma ve depolama, reaktörde gazlaştırma, yer altında gazlaştırma, oksijen ile yakma vb. yöntemleri saymak mümkündür. Bu yöntemlerden olumlu sonuçlar alınmış olsa da günümüz koşullarında birim elektrik enerjisi üretim maliyetleri henüz bu süreçleri hızlandırmaya yeterli olmamıştır.
8. Yenilenebilir enerji kaynaklarının enerji alandaki rekabetinin artması da birim enerji maliyetindeki azalma ile açıklanabilir.

Yukarıda bahsedilen faktörlere rağmen, öncelikle hem kısa hem de uzun vadede erişilebilirliğinin nispeten daha güvenli olması ve de düşük maliyeti nedeniyle dünyanın kömür kullanımı muhtemelen devam edecektir. Ayrıca, gelecekteki yakıt maliyetlerine ilişkin çoğu tahmin, petrol ve doğal gaz maliyetlerinin muhtemelen kömürden çok daha hızlı bir şekilde artacağını göstermektedir.

Kömür analizlerine göre içeriğindeki uçucu madde, nem ve sabit karbon değerlerine göre linyit en düşük kaliteli kömürdür. Antrasit ise en yüksek kaliteli kömür olarak sınıflandırılabilir. Bir linyit numunesinde sabit karbon oranı %30, uçucu madde %25 ve nem %45 dolaylarında iken antrasitte sabit karbon oranı %90, uçucu madde %3 ve nem %7 civarındadır. Buna karşın, içindeki uçucu madde miktarının fazla olması nedeni ile linyitin yakılması antrasite göre daha kolaydır. Yanma olayında G + 3T kuralı yanma reaksiyonlarının başlaması için gereklidir. Bu kuralda G uçucu maddelerin yakıtın bünyesinden ayrılması ve tutuşmasını, 3T ise yanma zamanını (time), yanma sıcaklığını (temperature) ve türbülansı (turbulence) ifade etmektedir. Bu şartların yerine getirilmesi ile yanma reaksiyonları gerçekleşebilir.

Kömür analizi iki temel yönteme göre yapılır. Bunlar, proximate (yaklaşık) ve ultimate (elementel) analizlerdir. Her iki analiz için de numunenin alınması, yakılması ve kül ve nemin uzaklaştırılması ile analizlerin yapılması durumu söz konusudur. Yaklaşık analiz yönteminde numune içindeki sabit karbon, uçucu madde ve nem miktarı bulunurken, elementel analiz ile numuneyi oluşturan maddelerin elementel analizi yapılarak C (karbon), H (hidrojen), O (oksijen), N (azot) ve S (kükürt) yüzdeleri ile nem (M-moisture) ve kül (A-ash) yüzdeleri belirlenir.

Kömür yakma sistemlerini birçok şekilde sınıflandırmak mümkündür. Stokerli yakma sistemleri ve pulverize yakma sistemleri bunlardan biridir. Stokerli yakma sistemlerini de kömürün yanma odasına verilme biçimine göre alt sınıflara ayırmak mümkündür. Pulverize yakma sistemleri ise daha çok çevrim sektöründe tercih edilmektedir ve kömür boyutu mikron seviyelerinde öğütülerek kömür taneciğinin yanma yüzey alanı artırıldığı için daha yüksek verime sahiptir. Bunun yanında, akışkan yataklı yakma sistemleri de gerek endüstriyel gerek çevrim sektöründe tercih edilen bir başka yöntemdir. Akışkan yataklı yakma sistemlerinin doğası gereği düşük yanma odası sıcaklığı ile NO_x emisyonlarını ve yatak malzemesine kireç taşı ilavesi ile SO_2 emisyonlarını önemli ölçüde azaltmaktadır.

Kömürün Yanma Veriminin Artırılması

Kömürün yanmasından kaynaklanan önemli bir kayıp, yanmamış karbon kaynaklı kayıptır. Tüm kömürle çalışan buhar kazanlarında ısıl verimde, kömürün doğası gereği yanmamış yakıt kaynaklı bir düşüş söz konusudur. Belirli bir proses çıktısının elde edilmesi amacıyla, o çıktıya uygun bir ünite tasarımı ve kömür sınıfı için kabul edilebilir değerleri aşan miktarlarda yakıtın kullanılması, ünite verimliliğini büyük ölçüde düşürerek yakıt tüketiminin artmasına neden olur.

Aşağıdaki koşullardan herhangi biri yaşandığında, toz kömürle çalışan tesislerin yanmamış yakıt kaynaklı kayıplarının aşırı derecede artması muhtemeldir:

- Ham yakıt kalitesinde başlangıçta öngörülenin ötesinde bir değişiklik yaşanması. (Kazan tasarımı belirli bir ısıl değer bandı aralığı için yapılır. Bu değerlerin dışına çıkılması yanmayı olumsuz etkileyecektir.)
- Brülör boğazlarının, brülör türbülatör levhalarının veya kanatlarının bozulması.
- Isı transferinin ve yüzey temizliğinin korunması bağlamında kurum üfleme sıklığının artması.
- Baca gazı opaklığında kayda değer bir artış yaşanması.
- Eski tasarıma ait yanma kontrollerinin yavaş çalışması.
- Alevin bir kısmında oldukça parlak bir nokta ve diğer kısmında da yine oldukça karanlık bir nokta ile karakterize edilen düzensiz alev yapılarının gözlenmesi.
- Baca gazı analizi ile doğrulanan yüksek miktarda CO oluşumu.
- Yanma bölgesinde sık sık islenme gözlenmesi.
- Atık biriktirme sistemlerindeki atık miktarlarında artış yaşanması.
- Brülörlere giden dağıtım borularında kömürün sıkışıp kalması olaylarının sıklığının artması.
- Birincil ve ikincil hava/kömür hava besleme ağızlarının sık sık değiştirilmesi.

Yukarıda bahsedilen maddeler, yüksek oranda yanmamış karbon kayıpları yaşandığını akla getirebilecek belirtilerdir. Bu sorunun büyüklüğü genellikle tespit edilememekte ve ilgili kayıpların belirlenmesi ve ölçülmesinde ve aynı zamanda ünitenin genel çalışma verimi ile ilişkilendirilmesindeki zorluklar nedeniyle düzeltici önlemler de alınamamaktadır.

Yanmamış karbon kaybını belirlemeye yönelik genel test prosedürü, kül çukuru, kazan haznesi/hazneleri, hava ısıtıcı haznesi ve toz kolektörü haznesindeki külden (atık) manuel olarak numune alınmasını ve ayrıca numunelerin laboratuvar analizlerinin yapılmasını gerektirmektedir. Yapılacak analizler sonucu belirlenen yanmamış yakıt kayıplarının azaltılması ile önemli bir enerji tasarrufu imkanı mevcuttur. Sonraki bölümlerde ele alınacak yanma hesaplamaları ile verim artışı yüzdesi belirlenmelidir.

Maksimum Ekonomik Faydanın Elde Edilebilmesi İçin Yapılabilecek Modifikasyonlar

Kömürün yanması için çok sayıda birbirine bağlı değişken ve çok sayıda ekipman gerektiğinden, verimliliği düşüren başlıca sorunların saptanması ve düzeltilmesi çok zordur. Bu konuda nihai bir karar verilebilmesi için ek testlerin ve/veya modifikasyonların yapılması gerekebilir. Yüksek miktardaki yanmamış karbon kayıplarının veya yüksek miktardaki fazla hava kullanımının azaltılmasında makul ölçüde başarı sağladığı gösterilmiş olan modifikasyon(lar) şunlardır:

- Toz kömürün inceliğini artırmak ve böylece yanma özelliklerini iyileştirmek için pulverizatörün iç parçalarının modifiye edilmesi veya yenileri ile değiştirilmesi (inceliğin artırılması kömür tanesinin yanma yüzeyini iyileştirecektir - katı ve sıvı yakıtlar için A / V (bir partikül yanma yüzey alanı ve partikül hacmi oranıdır) yanmayı kolaylaştıran önemli bir parametredir.);
- Kömürün sıkışıp kalmasını ve brülörlere giden tortu akışını önlemek için hava/kömür dağıtım borularının yeniden yönlendirilmesi veya modifiye edilmesi;
- Tutarlı performansın elde edilebilmesi ve sürdürülebilmesi için ek veya yeni yanma kontrolcülerinin tesis edilmesi;
- Talep dalgalanmaları ile uyumlu ve bu taleplere yanıt verebilecek yeni kömür besleyicilerinin kurulması;
- Brülör boğazlarında doğru hava/kömür karışımlarının ve doğru hızların sağlanması için hava akışı ve ölçüm cihazlarının kalibrasyonunun yapılması;
- Yanma için uygun kömür parçacıklarının brülörlere ulaşmasının sağlanması amacıyla yeni kömür eleklerinin kurulması, hava alış konumlarının uygun hava/yakıt karışımı ve yanmayı sağlayacak şekilde optimum ayarlanması, aşınmış ve yıpranmış brülör kanat plakalarının değiştirilmesi;

- Koklaşma olmaksızın iyi ateşlemenin sağlanabilmesi için pulverizatörlerden çıkan hava/kömür karışımının sıcaklığının artırılması;
- Brülör boğazlarının tortulardan temizlenmesi;
- Her brülörde eşit dağılımı ve uygun hava/yakıt karışımını sağlamak için ikincil hava besleme kanalına veya hava plenumuna yönlendirme kanatları veya hava levhalarının yerleştirilmesi;
- Son teknoloji yanma kontrolcülerinin montajı veya mevcut olan yanma ve emisyon kontrolcülerinin son teknoloji ışığında güncellenmesi.

Basit veya karmaşık, nispeten ucuz veya oldukça maliyetli birçok çözüm söz konusu olabilir. Sorunların düzeltilmesi ile elde edilecek faydalar mühendislik analizleri ile belirlenebilir.

Günlük Çalıştırma Koşulları

Çalışma performansını düşüren unsurlar, büyük çoğunluğu itibarıyla günlük olarak kontrol edilen unsurlardır. Tesisin çalışmasının durdurulmasına gerek bırakmayacak şekilde koşulları düzeltmek için bir kontrol listesi oluşturulmalı ve geliştirilmelidir. Söz konusu kontrol listesi kapsamında kontrol edilmesi gereken unsurlar arasında, aşağıdaki örnekler yer almaktadır:

- İşletme yüküne göre tanımlanmış konumlara sahip dağıtım damperlerinin ve hava alıklarının entegrasyonunun korunması;
- Hava kalibrasyon cihazları ve hava ile hareket eden ekipmanların bakımını yaparak pulverizatör çıkış sıcaklığından emin olunması;
- Besleyici hızlarını ve kömür haznesi vanalarını kontrol etmek suretiyle eşit ve sabit bir kömür beslemesinin sağlanması;
- Belirli bir ölçüde homojenlik sağlamak için ham kömür yığınının sık sık harmanlanması.

5.2.4. Atık Yakıtlar ve Biyokütle

Atık yakıtlar endüstriyel, zirai ve evsel olabilir. Birçok endüstriyel üretimde atık olarak çıkan organik maddeler yakılarak enerji üretilebilir. Örneğin talaş çok bilinen bir örnektir. Bir de evsel olarak üretilen atıklardan, yani çöplerden yakılarak enerji üretilmesi mümkündür. Genellikle katı atıklar kömür gibi yakılarak enerji üretilebilir. Özellikle gazlaştırma yoluyla gaz yakıt üretmek ve bunu bu şekilde değerlendirmek uygulanan bir yöntemdir. Atıklardan enerji üretimi güncelliğini koruyan bir alandır. Özellikle Avrupa'da bölgesel ısıtma sistemleri ile entegre atık yakma tesisleri binaların ısıtılmasında önemli bir yer tutmaktadır. Arıtma çamuru, çöp gazı, katı atıklardan pellet üretimi, atık lastiklerin değerlendirilmesi gibi birçok atık değerlendirme sistemi 2022 yılında biyokütleye dayalı kurulu gücün %2,1 olmasını sağlamıştır. Biyokütle ise yakıt olarak değerlendirilebilen bitkiler ve tarımsal olarak ortaya çıkan atıklardır. Bitkileri yeniden üretmek mümkün olduğu için biyokütle yenilenebilir bir enerji kaynağı olarak kabul edilir. Küçük ölçekte evsel kullanımda pellet haline getirilmiş biyoyakıtlar özellikle Avrupa'da yaygın olarak kullanılmaktadır. Bu amaçla yetiştirilen bitkiler vardır. Ancak, biyokütlenin alternatif kullanım alanları olduğundan, yakıt olarak kullanımında fizibiliteye dikkat edilmelidir. Biyokütle ve atıklardan yakıt üretimi çok daha geniş kapsamlı ele alınması gereken konulardır.

5.3. Yanma

Yanma, yakıt içinde yanabilir elementlerin havanın oksijeni ile hızlı kimyasal birleşmesi olayıdır. Yakıt içindeki temel yanabilir elementler, karbon, hidrojen, kükürt ve bunların bileşikleridir. Kükürt yanabilen, ama istenmeyen bir maddedir. Yanma hesaplarında gerekli durumlarda dikkate alınır.

Oksijen kaynağı havadır. Hava, yanma hesaplarında hacmen %21 oksijen ve %79 azot olarak kabul edilir. İdeal yanma olayında yakıt ve oksijen teoride tam istenen oranda karışır ve tam olarak yanar. Bu ideal karışma oranına stokiyometrik oran adı verilir. Ancak pratikteki yanma süreçlerinde fazla oksijeni (havayı) yanma odasına beslemeden tam yanma elde edilemez. Tam yanma olabilmesi için yanma odasına stokiyometrik orandan daha fazla hava beslenir. Bu fazla hava, "hava fazlalığı" olarak tanımlanır ve yakıt cinsine ve yakma biçimine göre değişir. Ancak, gereğinden fazla hava verilmesi durumunda ısı baca ile dışarı atılacağından bir optimum noktada işletme zorunludur.

5.3.1. Yanma Isısı

Bir yanma odasında yakıtın yanması sonucu ortaya çıkan ısı enerjisine yanma ısısı adı verilir. Bu bölümdeki yanma hesapları Tablo 5.2'deki temel kimyasal denklemlere dayandırılacaktır.

Tablo 5.2: Yanma Denklemleri

Yakıt	Mol Kütlesi	Reaksiyon	Reaksiyon ısısı [kJ/kg]
Karbon	12	$C + O_2 \rightarrow CO_2$	32.796
Hidrojen	2	$H_2 + 1/2O_2 \rightarrow H_2O$	141.886
Kükürt	32	$S + O_2 \rightarrow SO_2$	9.300
Metan	16	$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$	55.590
Karbon (eksik yanma)	12	$C + 1/2O_2 \rightarrow CO$	9.210
Karbonmonoksit	28	$CO + 1/2O_2 \rightarrow CO_2$	10.108

Karbon, yukarıdaki tabloda görüldüğü gibi iki türlü yanabilmektedir. Karbonmonoksit verecek şekildeki karbon yanmasına eksik yanma denir ve bu istenmeyen bir yanma olayıdır. Ortamda yeteri kadar oksijen yoksa eksik yanma meydana gelir. Karbondioksit veren yanmaya ise tam yanma denir ve yakıt yanmasının tam yanma gerçekleşecek biçimde olması hedeflenir. Aksi halde açığa çıkan ısı enerjisi çok daha azdır ve yanma verimi düşüktür. Ayrıca, CO çok zehirli bir gaz olduğu için çevre açısından da oluşması kesinlikle istenmez. Yanma sonucunda ortaya çıkabilecek CO miktarı yönetmeliklerle sınırlandırılmıştır. Sanayi Kaynaklı Hava Kirliliği Kontrol Yönetmeliği ve Isınma Kaynaklı Hava Kirliliği Kontrol Yönetmeliği'nde yanma kaynaklı emisyonların limit değerleri belirtilmiştir.

Yakıt Isıl Değeri

Yakıtın ısıl değeri 1 kg (veya 1 m^3) yakıtın tam olarak (stokiyometrik) yanması sonucunda üretilen ısı enerjisi olarak tanımlanır. Bu değer yakıta bağlıdır ve yanma şekline göre değişmez. Yakıt ısıl değeri bomba kalorimetre ile deneysel olarak ölçülür ve kaynaklarda yakıt cinslerine göre tablolar halinde verilir. Yakıtın ısıl değeri, yakıtın üst ısıl değeri, Ho (veya brüt enerji değeri) veya yakıtın alt ısıl değeri, Hu (veya net enerji değeri) kullanılarak tanımlanabilmektedir. Belirli bir yakıt için Ho ile Hu arasındaki fark, yakıtın yanması sonucundan oluşan su buharının, buharlaşma gizli ısısına eşittir.

$$Hu = Ho - h_{fg} m_{su} = Ho - 2{,}5(9H+M) \qquad (5.1)$$

Burada, m_{su} ($kg_{su\ buharı}/kg_{yakıt}$), 1 kg yakıtın yanması sonucu oluşan su buharı miktarıdır. H ve M ise sırasıyla elementel analiz sonucu yakıtın bünyesindeki ağırlıkça yüzdesel değerleri ($kg/kg_{yakıt}$) göstermektedir. Suyun gizli buharlaşma ısısı h_{fg}, 0°C ve 1 barda 2,5 MJ/kg'dır.

Yanma sırasında yakıtın yapısındaki hidrojen oksijenle birleşerek, yüksek sıcaklıkta buhar fazında bulunan suyu oluşturmaktadır. Yakıt cinsine bağlı olarak, Ho ile Hu arasındaki fark büyük olabilmektedir. Bazı standartlarda yanma verimi ya da ısıl verim Ho cinsinden rapor edilmektedir. Avrupa'da ve Türkiye'de kullanılan standartlarda ise, yanma ya da ısıl verim Hu cinsinden rapor edilmektedir. Özellikle doğal gaz yanması söz konusu olduğunda Ho bazında verim değerleri kafa karışıklığına neden olmaktadır.

Antrasit ve bitümlü kömürler için üst ısıl değer Dulong formülüne göre aşağıdaki gibi hesaplanabilir.

$$Ho = 33{,}95C + 144{,}2\left(H - \frac{O}{8}\right) + 9{,}4S \ \ [MJ/kg] \qquad (5.2)$$

Burada C, H, O ve S sırasıyla karbon, hidrojen, oksijen ve kükürtün yakıt elementel analizine göre ağırlıkça yüzdesini göstermektedir.

Fuel oil için ise aşağıdaki eşitlik ile ısıl değer belirlenebilir.

$$Hu = 33{,}15C + 94{,}1H + 10{,}46\,(S-O) \quad [MJ/kg] \qquad (5.3)$$

Gaz yakıtlar için ısıl değer, Eş. 5.4 ile hesaplanır.

$$HV = \sum_{i=1}^{n} r_i HV_i \qquad (5.4)$$

Burada HV, gaz karışımındaki bileşenin ısıl değerini, r gaz karışımındaki bileşenin mol yüzdesini gösterir.

5.3.2. Yanma Havası Miktarı

Yakıtlardaki yanabilen elementler karbon, hidrojen ve kükürt olduğundan bunların yakılabilmeleri için gerekli oksijen ve buradan da tam yanma için gerekli hava miktarı hesaplanabilir. Bunun için Tablo 5.2'deki yanma denklemleri kullanılmalıdır. Bu hesapta bütün gaz bileşenlerin ideal gaz olduğu, yani 1 kmol gazın 22,4 Normal şartlarda m^3 (Nm^3) hacim işgal ettiği varsayılır. Normal şartlar 0°C sıcaklık ve 1 bar mutlak basınçtaki hacim değeridir. Bu hesaplarda genellikle kullanılan bir başka hacim değeri de standart hacim (Sm^3) değeridir. Burada 20°C sıcaklık baz alınır. Hava, hacmen %21 oksijen ve %79 azot, kütlece %23,2 oksijen ve %76,8 azot karışımı olarak kabul edilir. 1 kg yakıtın yanabilmesi için gerekli teorik hava miktarına teorik özgül hava miktarı denir ($Nm^3_{hava}/kg_{yakıt}$) ve aşağıdaki gibi hesaplanır. Teorik özgül hava miktarı için yakıtın elementel analizi değerlerine göre gerekli olan minimum oksijen miktarı Eş. 5.5'ten bulunur. Bu eşitlikte oksijen miktarının çıkarılmasının nedeni, yakıt bünyesinde yanma odasına giren oksijendir.

$$O_{2,min} = 1{,}87C + 5{,}6\left(H - \frac{O}{8}\right) + 0{,}7S \ \ [Nm^3\ O_2/kg_{yakıt}] \qquad (5.5)$$

$$V_{hava,teo} = \frac{O_{2,min}}{0{,}21} \ [Nm^3{}_{hava}/kg_{yakıt}] \qquad (5.6)$$

Yüzde fazla hava miktarı ise ağaıdaki eşitlik ile hesaplanır.

$$\%\ Fazla\ hava = \frac{V_{hava,ger} - V_{hava,teo}}{W_{hava,teo}} \times 100 \qquad (5.7)$$

Gaz yakıtlar için de benzer kabullerle, gaz bileşiminden teorik özgül hava miktarı hesaplanabilir.

Bu hesaplanan gerekli hava teorik durum için geçerlidir. Tam yanma için pratikte teorik hava ihtiyacından daha fazla hava yanma odasına gönderilir ve fazla hava oranı λ ile gösterilir. Bu durumda gerçek özgül hava miktarı,

$$V_{hava,ger} = \lambda\, V_{hava,teo} \qquad (5.8)$$

olacaktır ve birim yakıt için yanma odasına verilecek gerçek hava miktarını belirtir.

Hava fazlalık katsayısı yakıt cinsine ve yakma biçimine bağlı olarak tavsiye edilir. Pulverize kömür, petrol ya da gaz yakıtlı yakma sistemlerinde hava fazlalığı 1,03-1,1 dolaylarında iken stokerli yakma sistemlerinde hava fazlalığı 1,3-1,6 mertebelerindedir. Akışkan yataklı sistemlerde λ değeri 2'nin üzerinde iken gaz türbinlerinde bu değer çok daha yüksektir. Baca gazındaki O_2 yüzdesi hava fazlalık katsayısının belirlenmesinde kullanılır (Eş. 5.9). Bu eşitlikte baca gazındaki ölçülen yüzde direkt olarak yerine yazılırsa hava fazlalık katsayısı bulunabilir. Örneğin, baca gazında %6 O_2 ölçülmesi durumunda hava fazlalık katsayısı 1,4 olarak hesaplanır, yani %40 fazla hava verildiğini gösterir. Gaz türbinlerinde türbin kanatlarının soğutulması için çok yüksek hava fazlalık değerinde hava yanma odasına verilir. Sonucunda, egzoz gazında yaklaşık %15-17 oksijen miktarı bulunur.

$$\lambda = \frac{21}{21 - O_2} \qquad (5.9)$$

5.3.3. Yanma Ürünleri Miktarının Bulunması

Yanma sonucu oluşan yanma gazlarının miktarının belirlenmesinde Tablo 5.2'deki yanma denklemleri kullanılabilir. Tablo 5.3 elementel analizi belli olan (as fired-yakıldığı gibi) bir yakıt için gerekli oksijen miktarını ve yanma ürünlerinin miktarını özetlemektedir. Yanma ürünlerinin hacimsel debileri standart koşullar olan 0°C ve 101,3 kPa için geçerlidir.

Tablo 5.3: Katı ve Sıvı Yakıtlar İçin Elementel Analize Göre Gerekli Oksijen Miktarı ve Yanma Ürünleri Özeti

Elementel Analiz - af [$kg/kg_{yakıt}$]	Oksijen Kütlesel Debi [$kg/kg_{yakıt}$]	Yanma Ürünleri Kütlesel Debi [$kg/kg_{yakıt}$]	Yanma Ürünleri Hacimsel Debi [$m^3/kg_{yakıt}$]
C (karbon)	2,67C	m_{CO_2} = 3,67C	V_{CO_2} = 1,867C
H (hidrojen)	7,94H	m_{H_2O} = 8,94H	V_{H_2O} = 11,11H
S (kükürt)	S	m_{SO_2} = 2S	V_{SO_2} = 0,68S
N (azot)	-	m_{N_2} = N+ 4,74$O_{2,min}$	V_{N_2} = 0,8N + 3,76$O_{2,min}$
O (oksijen)	O	-	-
M (nem)	-	m_{H_2O} = M	V_{H_2O} = 1,24M

Yanma, hava ile stokiyometrik olarak gerçekleştirildiğinde, yanma ürünleri karbondioksit, su buharı, kükürtdioksit (yakıtta kükürt bulunuyorsa) ve yanmaya katılmayan azottur. Gerçek koşullardaki yanma olaylarında ise NO_x'ler üç farklı biçimde oluşur. Yüksek sıcaklıkla (T>1500°C) termal bozunma, yakıtın bünyesindeki azot ve hızlı (prompt) azotoksit emisyonu yanma ürünü olarak oluşmaktadır. Sıcaklıkların azaltılması termal bozunma ile azotoksit emisyonlarının azaltılmasında uygulanan bir yöntemdir (akışkan yataklı yakma sistemleri, seyreltme havası besleme). Çevresel yönetmeliklerde NO_x'lerin oluşumunun en aza indirilmesi gerekmektedir.

Örnek 5-1: Elementel analizi %83,4 C, %13,1 H, %0,6 S, %1,7 N ve %1,2 O olarak verilen yakıtın, 27°C kuru termometre ve 21°C yaş termometre sıcaklığındaki yakma havası ile %30 hava fazlalığında tam yanmanın olduğu kabulü ile yanma ürünlerinin hacmini 220°C ve 1.013 bar için hesaplayın.

Çözüm:
Birim kilogram yakıt için gerekli olan minimum O_2 miktarı Eş. 5.5 ile hesaplanır.

$$W_{O_2} = 2{,}67\,(0{,}834) + 7{,}94(0{,}131) + (0{,}006) - (0{,}012) = 3{,}26 \;\; [kgO_2/kg_{yakıt}]$$

Havanın ağırlıkça %23,2'sinin O_2 olduğu kabulü ile birim yakıt için gerekli teorik yanma havası miktarı Eş. 5.6 ile hesaplanır.

$$W_{hava,teo} = \frac{3{,}26}{0{,}232} = 14{,}05\ [\,kg_{hava}/kg_{yakıt}\,]$$

Gerçek hava miktarı hava fazlalık katsayısının 1,3 olması durumunda Eş. 5.8 ile hesaplanır.

$$W_{hava,ger} = (1{,}3)(14{,}05) = 18{,}27\ [\frac{kg_{hava,ger}}{kg_{yakıt}}]$$

Psikrometrik diyagramdan verilen kuru ve yaş termometre sıcaklıkları için birim yakıt başına hava ile yanma odasına verilen su buharı miktarı, (özgül nem) ω = 13,2 g_{H_2O} / $kg_{kuru\ hava}$ ile gerçek hava miktarının çarpılması ile bulunur.

$$W_M = 18{,}27\ [\frac{kg_{hava,ger}}{kg_{yakıt}}] \times 0{,}0132\ [\frac{kg_{subuharı}}{kg_{kuru\ hava}}] = 0{,}241\ [\frac{kg_{subuharı}}{kg_{yakıt}}]$$

Birim yakıt başına yanma gazındaki su buharı miktarı aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$m_{su\ buharı} = 9H + M + W_M = 9\ (0{,}131) + 0 + 0{,}241 = 1{,}42\ \left[\frac{kg_{subuharı}}{kg_{yakıt}}\right]$$

$$m_{CO_2} = 3{,}67C = 3{,}67(0{,}834) = 3{,}06\ \left[\frac{kg_{gaz}}{kg_{yakıt}}\right]$$ Tam yanma $CO = 0$

$$m_{SO_2} = 2S = 2(0{,}006) = 0{,}012\ \left[\frac{kg_{gaz}}{kg_{yakıt}}\right]$$

$$m_{N_2} = 0{,}768\ (\lambda\ 4{,}74\ O_{2,min} + N) = 15{,}48\ \left[\frac{kg_{gaz}}{kg_{yakıt}}\right]$$

$$m_{O_2} = 0{,}232\ (\lambda\text{-}1)\ W_{h,teo} = 0{,}232\ (1{,}3\text{-}1)\ \ 14{,}09{=}0{,}98\ \left[\frac{kg_{gaz}}{kg_{yakıt}}\right]$$

Birim yakıt için oluşan yanma gazlarının mol yüzdeleri bulunan kütlelerin mol ağırlıklarına bölünmesi ile elde edilir.

$$\sum N = \frac{3{,}06}{44} + \frac{0{,}98}{32} + \frac{15{,}48}{28} + \frac{0{,}012}{64} + \frac{1{,}421}{18} = 0{,}732\ kmol/kg_y$$

Yanma gazlarının 220°C ve 1.013 bar'da hacmi

$$V_{gaz} = 0{,}732\ \frac{kmol}{kg}\ \ 22{,}4\ \frac{Nm^3}{kmol}\ \frac{273+220}{273}\ \frac{101{,}3}{101{,}3} = 29{,}62\ \frac{m^3}{kg_y}$$

Kuru baca gazı yüzdeleri

$$\%CO_2 = \frac{0{,}06955}{0{,}653} = 10{,}6$$

$$\%O_2 = \frac{0{,}0306}{0{,}653} = 4{,}69$$

$$\%N_2 = \frac{0{,}5529}{0{,}653} = 84{,}66$$

olarak hesaplanır.

Örnek 5-2: Elementel analizi %78 C, %3 H, %3 O, %1 S, %7 M ve %8 A olarak verilen kömür bir endüstriyel tesiste 10 ton/h debisinde 1,3 hava fazlalık katsayısı ile yakılmaktadır. Yanma odası basıncı 180 mmss ve yakma havası besleme fanı verimi %60 ise gerekli motor gücünü 30°C ortam sıcaklığı için belirleyiniz. Aynı tesiste egzoz fanı 250 mmss basınçta ve %52 verimle 180°C sıcaklığında yanma gazlarını bacadan atmak için kullanılıyorsa egzoz fanı gücünü hesaplayın.

Çözüm:
Elementel analizi bilinen yakıttan yanma için gerekli olan minimum oksijen, teorik hava ve gerçek hava miktarları hesaplanabilir.

$$O_{2,min} = 1{,}87\ (0{,}78) + 5{,}6\left(0{,}03 - \frac{0{,}03}{8}\right) + 0{,}7\ (0{,}01) = 1{,}6126 \qquad [Nm^3\ O_2/kg_{yakıt}]$$

$$V_{hava,teo} = \frac{O_{2,min}}{0{,}21} = \frac{1{,}6126}{0{,}21} = 7{,}68 \qquad [Nm^3 hava/kg_{yakıt}]$$

$$V_{hava,ger} = \lambda\ V_{hava,teo} = 1{,}3\ (7{,}68) = 9{,}984\ \ [Nm^3 hava/kg_{yakıt}]$$

$$V_{hava,ger} = 9{,}984\ \frac{30+273}{273} = 11{,}08\ [m^3 hava/kg_{yakıt}]$$

$$Besleme\ fanı\ gücü = \frac{V_{hava}\dot{m}_f\,\Delta P}{\eta_{fan}} = \frac{11{,}08\ \left[\frac{m^3 hava}{kg_{yakıt}}\right]\ (10.000)\ \left[\frac{kg_{yakıt}}{h}\right]\ 180 \times 10^{-3} \times 9{,}81}{3600 \times 0{,}6}$$

$$= 90{,}6\ kW$$

$$V_{gaz,kuru} = 1{,}87C + 0{,}7S + 0{,}8N + 3{,}76O_{2,min} = 7{,}5306\ \frac{Nm^3}{kg_y}$$

$$V_{su\ buharı} = 1{,}244\ (9H + M) = 0{,}423\ \frac{Nm^3}{kg_y}$$

$$V_{gaz,yaş,teo} = 7{,}9536\ \frac{Nm^3}{kg_y}$$

$$V_{gaz,yaş} = V_{gaz,yaş,teo} + (\lambda - 1)\ V_{hava,teo} = 10{,}26\ \frac{Nm^3}{kg_y}$$

$$V_{gaz,ger} = 10{,}26\ \frac{180 + 273}{273} = 17{,}03\ [m^3\ gaz/kg_{yakıt}]$$

$$Egzoz\ fanı\ gücü = \frac{V_{gaz}\dot{m}_f\,\Delta P}{\eta_{fan}} = \frac{17{,}03\ \left[\frac{m^3 gaz}{kg_{yakıt}}\right]\ (10.000)\ \left[\frac{kg_{yakıt}}{h}\right]\ 250 \times 10^{-3} \times 9{,}81}{3600 \times 0{,}52}$$

$$= 223{,}1\ kW$$

olarak hesaplanır.

Örnek 5-3: Propan hava ile belirli bir hava fazlalık katsayısında yakılmaktadır. Baca gazı analizine göre kuru baca gazı bileşimi hacmen %11,5 CO_2, %2,7 O_2 ve %0,7 CO'dan oluşmaktadır. Hava fazlalık katsayısını bulun.

Çözüm:
Propanın yanmasında aşağıdaki yanma denklemi yazılarak mol sayılarının eşitlenmesi ile hava fazlalık katsayısı hesaplacaktır.

$$xC_3H_8 + a(O_2 + 3{,}76N_2) \rightarrow 11{,}5\,CO_2 + 0{,}7CO + 2{,}7O_2 + 85{,}1N_2 + bH_2O$$

Azot dengesi:	3,76a = 85,1	a= 22,65
Karbon dengesi:	3x = 11,5 + 0,7	x = 4,07
Oksijen dengesi:	22,65 = 11,5 + (0,7/2) + 2,7 + (b/2)	b= 16,2
Hidrojen dengesi:	8 (4,07) = 2 (16,2)	

Bu durumda yanma denklemi,

$$4{,}07C_3H_8 + 22{,}65(O_2 + 3{,}76N_2) \rightarrow 11{,}5\,CO_2 + 0{,}7CO + 2{,}7O_2 + 85{,}1N_2 + 16{,}2H_2O$$

olur. 1 mol propan için yanma denklemi yeniden düzenlenirse,

$$C_3H_8 + 5{,}57(O_2 + 3{,}76N_2) \rightarrow 2{,}83\,CO_2 + 0{,}17CO + 0{,}66O_2 + 20{,}91N_2 + 3{,}98H_2O$$

Stokiyometrik yanma denkleminde havanın katsayısı 5'tir. Bu durumda hava fazlalık katsayısı,

$$\lambda = \frac{5{,}57-5}{5} \times 100 = \%11{,}4$$

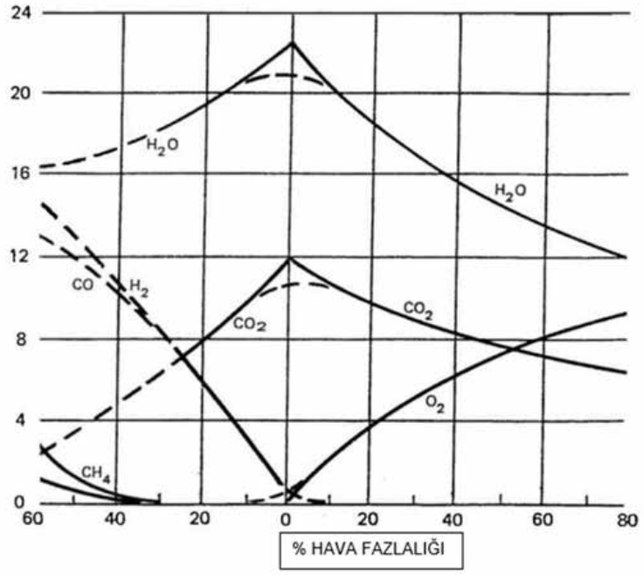
5.3.4. Verim

Kazanlar ve diğer yakma sistemlerinin verimlerinin ifade edilmesinde yaygın olarak kullanılan bir tanım yanma verimidir. Yanma verimi yöntemi ısı kaybı yöntemine benzemekle birlikte, verimin ölçümünde yalnızca egzoz gazlarından kaynaklanan ısı kayıpları hesaba alınmaktadır. Yanma verimi, yanma reaksiyonu ürünleri olan egzoz gazlarının analiz edilmesiyle sahada ölçülebilmektedir.

Tipik olarak, hava fazlalığı olduğu sürece yanma veriminin belirlenmesinde egzoz gazındaki karbondioksit (CO_2) veya oksijen (O_2) miktarı kullanılabilmektedir. Fazla hava, stokiyometrik olarak bulunması gereken veya tam yanmanın gerçekleşmesi için gereken miktardan daha fazla olan havayı tanımlamaktadır. Gerçekte, fazla hava olmaksızın tam yanmayı sağlamak mümkün değildir. Fazla havanın miktarı, yakıtça zengin tarafa doğru azaltıldıkça eksik yanma gerçekleşmeye başlar. Bu durumda karbonmonoksit, karbon (is) ve duman oluşur ve daha aşırı durumlarda yanma ürünü atık gazlar içinde yanmamış yakıt da kalabilmektedir. Eksik yanma durumu verimsiz, maliyetli ve çoğu zaman tehlikeli bir durumdur. Bu nedenle, tam ve güvenli yanmanın elde edilebilmesi için bir miktar fazla hava gerekir.

Bununla birlikte, olması gerekenden fazla hava da bir verimsizlik kaynağıdır, çünkü fazla olarak gönderilen hava, ortam sıcaklığından baca sıcaklıklarına kadar ısıtılarak, ısı kaybına neden olur (bacadan ısı atılmaktadır). Bu nedenle, bir miktar fazla hava gerekli olmakla birlikte, hava fazlalığı miktarının mümkün olduğu kadar optimum düzeyde tutulması arzu edilir.

Şekil 5.1'de gösterildiği gibi, stokiyometrik oranda hava/yakıt karışımı halinde, egzoz gazındaki karbondioksit miktarı (hacimsel yüzde) maksimuma çıkmaktadır. Oluşan karbondioksit miktarı tam yanmanın bir ölçüsü olarak kullanılabilmekle birlikte, bir yakma sistemindeki optimum hava/yakıt oranının kontrolü için kullanılamaz. Karbondioksit seviyesinde tespit edilen düşüşler, fazla havanın aşırı mı ya da yetersiz mi olduğu konusunda kontrol sistemini bilgilendirmede yeterli olmamaktadır. Bununla birlikte, egzoz gazlarında bulunan oksijenin miktarı, fazla hava miktarının doğrudan bir ölçüsü olarak işlev görebilmektedir. Bu nedenle, egzoz gazlarında bulunan oksijenin ölçülmesine dayanan yöntem, yakma sistemlerinde hava-yakıt oranının kontrolünde daha yaygın olarak kullanılan ve tercih edilen bir yöntemdir.

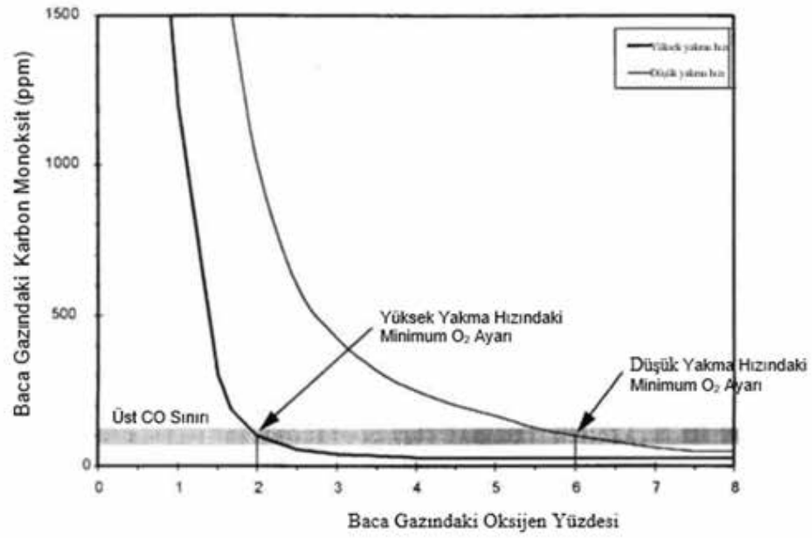


Şekil 5.1: Doğal Gaz Yakılması Halinde Hava Fazlalığı Yüzdesine Karşı Teorik Baca Gazı Analizi

5.3.5. Optimum Hava Fazlalığı

Yanma süreçlerinde fazla hava, genellikle yakıtın tam ve verimli bir şekilde yanmasının sağlanması amacıyla stokiyometrik veya teorik olarak gerekli olan hava miktarının üzerindeki miktarlarda verilen hava olarak tanımlanmaktadır. Her tip yakıt, brülör ve yanma odası tasarımı için farklı bir optimum hava fazlalık miktarı söz konusudur. Yakıtın tam yanmasını sağlayacak kadar fazla hava verilmelidir. Söz konusu miktardan daha da fazla olacak şekilde verilecek fazla hava, bacadan atılan ısıyı artırarak, kazan ısıl verimini düşürecektir.

Belirli bir yakma sisteminde ihtiyaç duyulacak minimum fazla hava miktarını belirlemek için farklı yakıtların eğrileri Şekil 5.2'de gösterilene benzer şekilde fazla oksijenin bir fonksiyonu olarak oluşturulmalıdır. Örneğin doğal gazlı bir sistemde karbonmonoksit (CO), katı yakıtla çalışan bir sistemde ise islilik miktarı (DSN) kullanılabilir. Minimum fazla hava miktarı aynı zamanda kısmi yükün bir fonksiyonu olarak değişeceğinden, eğriler çeşitli kısmi yükler için de geliştirilmelidir. Nitekim Şekil 5.3'de biri yüksek yakma hızı (kısmi yük) ve diğeri düşük yakma hızı olmak üzere iki farklı yakma hızı için eğriler gösterilmektedir.



Şekil 5.2: Doğal Gazlı Bir Endüstriyel Kazan İçin Varsayımsal CO-O_2 Karakteristik Eğrisi

Optimum fazla hava miktarı, talepteki dalgalanmalara yanıt verilebilmesini mümkün kılacak ve kontrol farklılıklarını hesaba katacak şekilde minimum oksijen (O_2) miktarının biraz (genellikle %0,5-1) üzerinde olacak şekilde ayarlanmalıdır. Bazı brülörlerin yavaş veya hızlı bir CO-O_2 davranışı sergileyebileceğini ve bu davranışın çeşitli yakma hızlarıyla değişebileceğini belirtmek gerekir. Bazı brülörlerin çalışması potansiyel olarak O_2'deki küçük değişikliklerden (hızlı CO-O_2 eğrisi davranışı) etkilenerek dengesizleşebilmektedir. CO için üst kontrol sınırları, referans alınan kaynağa göre değişmektedir. Bununla birlikte, doğal gazlı sistemler için referans alınan CO üst kontrol sınırları tipik olarak 400 ppm, 200 ppm veya 100 ppm'dir. Maksimum çalışma verimi elde edilebilmesi için normal şartlarda sağlanması gereken tipik optimum fazla hava miktarlarının yakıt tipine ve ateşleme yöntemine göre dağılımı Tablo 5.4'te gösterilmiştir.

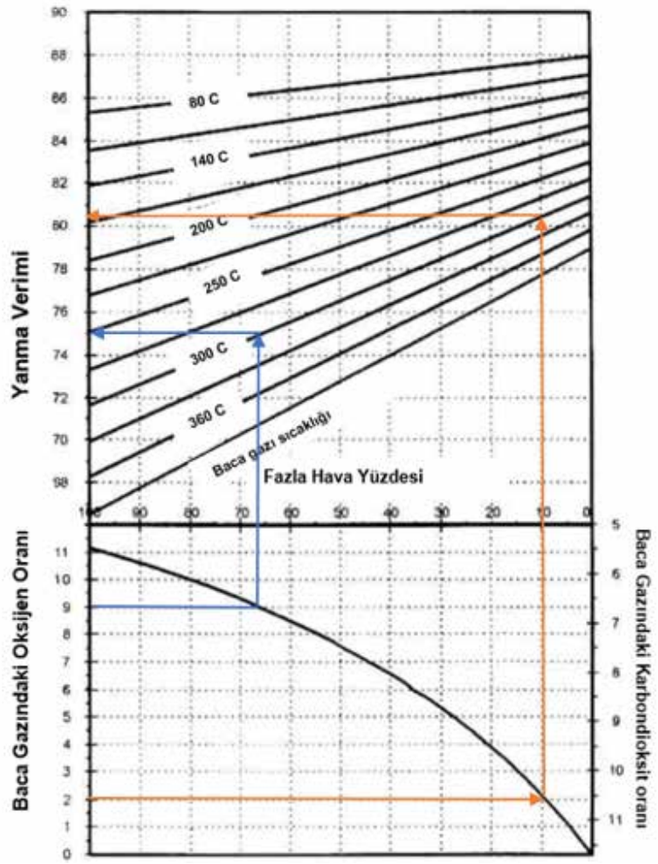
Baca gazındaki fazla hava miktarı, yanmamış yakıt miktarı ve baca sıcaklığı, yanma işleminin verimini belirlemede önemlidir. Baca gazındaki fazla O_2'nin ölçümü, hava-yakıt oranını kontrol etmenin en tipik yöntemidir. Bununla birlikte, hava-yakıt oranının daha hassas bir şekilde kontrol edilebilmesi için hava besleme hızının kontrolünde O_2 ölçümleri ile birlikte CO ölçümleri de kullanılabilir. Doğal gazın kullanıldığı bir kazanın veya yakma sisteminin yanma veriminin belirlenmesinde yanmamış yakıt seviyesi ihmal edilerek Şekil 5.3 kullanılabilir.

Kayıpların kontrolü için fazla havanın sürekli bir şekilde ölçülmesi gerekmektedir. Baca gazı oksijeninin ve buna karşılık gelen fazla hava miktarının ölçülmesinde; 1) elektronik gaz analizörü veya eşdeğer taşınabilir bir analiz cihazı, 2) harici gaz numune alma sistemlerine ihtiyaç bırakmayan prob tipi sürekli oksijen analizörleri kullanılmaktadır.

Kalıcı olarak monte edilen ekipmanın en büyük avantajı, çevrimiçi gösterge veya kayıt özelliğinin sürekli olarak optimum seviyelerde çalışmayı sağlayacak şekilde sık sık düzeltici işlemlerde bulunulmasını mümkün kılmasıdır. Fazla havanın kazanın yük aralığına göre güvenli bir şekilde kontrol edilmesini sağlayan otomasyonlu sistemlerin ekonomik olarak uygulanabilir olduğu bilinmektedir. Yine basit O_2 tabanlı izleme ve kontrol sistemlerinden belirgin şekilde daha pahalı olan CO tabanlı izleme ve kontrol sistemlerinin daha büyük endüstriyel ve kamu hizmetleri ölçeğindeki kazan sistemleri söz konusu olduğunda kullanılabileceği kanıtlanmıştır. Taşınabilir ekipmanla yalnızca aralıklı veya anlık kontrol temelinde performans kontrolü mümkün olabilmektedir. Bu türden ekipman daha küçük kazanlar söz konusu olduğunda veya çalışma koşullarında büyük değişikliklerin yaşanmadığı durumlarda yeterli olabilir.

Tablo 5.4: Tipik Optimum Hava Fazlalığı Değerleri

Yakıt Tipi	Yakma Yöntemi	Optimum Hava fazlalığı (%)	Eşdeğer O_2 (Hacimce)
Doğal gaz	Cebri çekişli	7-12	1-2
Propan		5-10	1-2
Kok fırın gazı		5-10	1-2
2 no'lu fuel oil	Hava atomizörlü	10-15	2-3
6 no'lu fuel oil	Buhar atomizörlü	10-15	2-3
Kömür	Pulverize	15-20	3-3.5
Kömür	Stokerli	20-50	3.5-5



Şekil 5.3: Doğal Gaz Yanma Verimi Tablosu

Baca gazı sıcaklığı, bir potansiyometre ile birlikte termokupl probları kullanılarak veya bacaya ve yanma havası girişine kalıcı sıcaklık probları takılarak ve bu probların gösterge değerlerinin veya kayıtlarının sürekliliği sağlanarak ölçülebilir. Yakılan yakıta ek olarak, yüzde oksijen ve baca sıcaklığı ölçümü ile performansı belirlemek üzere bir analiz yapılabilir. Bu analiz Örnek 5-4'te verilmiştir.

Örnek 5-4: Doğal gazlı bir buhar kazanında kullanılan fazla hava miktarının optimum seviyeye düşürülmesi sonucunda elde edilebilecek enerji tasarrufunu belirleyiniz.

İşletme Verileri:

Mevcut enerji tüketimi	30.238 MWh/yıl
Kazan gücü	5.886 kW
Yıllık çalışma süresi	8.500 saat/yıl
Mevcut baca gazı analizi CO okuması minimal	**%9 oksijen (hacimce, kuru)**
Yakma havası giriş sıcaklığı	27°C
Baca gazı sıcaklığı	300°C
Tavsiye edilen çalışma koşulları	**%2 oksijen (hacimce, kuru)**

Hesaplama ve Analiz

1. Basamak: Doğal gaz için olan Şekil 5.3 kullanılarak mevcut kazan yanma verimi belirlenir.
A) Mevcut baca gazı sıcaklığı 300 °C
B) %9 oksijen seviyesinden eğriye doğru çizilecek bir çizgiyi takip ederek fazla hava yüzdesini yaklaşık %66 olarak tespit ediniz.
C) %66'lık fazla hava yüzdesi çizgisini 300°C'lik baca gazı sıcaklık artışı eğrisine kadar takip ediniz ve söz konusu baca gazı sıcaklık artışına karşılık gelen mevcut yanma verimini %76,4 olarak tespit ediniz.

2. Basamak: Aynı şekli kullanarak tavsiye edilen kazan yanma verimini belirleyiniz.
D) Baca gazı sıcaklığı koşullarının aynı olduğu varsayımıyla, tavsiye edilen %2 oksijen seviyesiyle A'dan C'ye kadar olan adımları tekrarlayınız. Tavsiye edilen yanma verimini %81,4 olarak tespit ediniz.

Çoğu durumda fazla hava miktarının azaltılması, baca gazı sıcaklığının düşmesine ve sonuç olarak daha verimli çalışma koşullarına yol açmaktadır. Bununla birlikte, fazla hava miktarının azaltılmasının getirdiği söz konusu ek faydanın boyutunu tahmin etmek zordur.

3. Basamak: Yakıt tasarrufunu belirleyiniz.

E) $$\textit{Yakıt tasarrufu yüzdesi} = \frac{\eta_{yeni} - \eta_{eski}}{\eta_{eski}} = \frac{\%81,4 - \%76,4}{\%76,4} = \%6,55$$

F) *Yakıt tasarrufu = Mevcut yakıt tüketimi x yakıt tasarrufu yüzdesi*

$$= 30.238 \ \frac{MWh}{yıl} \times \%6,55 = 1978,2 \ \frac{MWh}{yıl}$$

Sonuç:

Yukarıdaki örnekte, yanma analizi sonuçlarının ve kazan yükünün değişmediği varsayılmıştır. Diğer değişkenlerin dikkate alınmadığı bu yaklaşım aşırı basitleştirmeler içermektedir. Dolayısıyla, farklı kazan yükleri için hava-yakıt oranı (ya da hava fazlalık katsayısı) farklı olduğundan, gerçekçi hesaplamalarda söz konusu farklılıkların hesaba katıldığı daha kapsamlı analizlere ihtiyaç vardır. Baca gazında O_2 miktarında %3'lük azalma %1 verim artışı sağlar.

Bunun bir yolu, yapılacak analizlerin, yüksek ve düşük kısmi yükler gibi çeşitli yüklerde gerçekleştirilmesidir. Kısmi yükün, yüksek ve düşük yükler arasında değiştirilebildiği modülasyonlu kazanların söz konusu olduğu durumlarda bin yöntemi veya değiştirilmiş bin yöntemine dayalı analiz kullanılabilir.

5.4. Kazan Verimi

5.4.1. Kazanların Enerji Tüketimi

Kazanlar, ocaklar ve fırınlar gibi yakma sistemlerinin çalışma prensibi, yakıtların yapısında bulunan kimyasal ısı enerjisinin serbest bırakılmasıdır, bu amaçla yakıtlar hava ile yakılır. Serbest kalan ısı enerjisi, bir üretim sürecinin bir parçası olarak, endüstriyel bir ürünün sıcaklığını yükseltmek amacıyla kullanılabileceği gibi türbinler için yüksek sıcaklıkta ve yüksek basınçta buhar üretilmesi veya konfor amaçlı mekânların ısıtılması gibi farklı amaçlarla da kullanılabilmektedir. Kazanların, fırınların ve diğer yakma sistemlerinin enerji tüketimi, aşağıdaki eşitlikte gösterildiği üzere, yükün ve verimin bir fonksiyonu olarak ifade edilebilir.

$$\text{Enerji Tüketimi} = \frac{\text{Toplam yük}}{\eta} \qquad (5.10)$$

Benzer şekilde, bir kazan veya yakma sisteminin işletme maliyeti aşağıdaki gibi belirlenebilir.

$$\text{Enerji Maliyeti} = \frac{\text{Toplam yük}}{\eta} \times \text{Yakıt maliyeti} \qquad (5.11)$$

Eşitliklerde yer alan değişkenler kullanılarak kazanların veya yakma sistemlerinin enerji tüketimlerinin veya enerji maliyetlerinin azaltılmasına yönelik fırsatlar tanımlanabilir. Buna göre, kazanların işletme maliyetlerinin azaltılması için ilişkili yük değerleri azaltılabilir, verim artırılabilir, birim yakıt maliyetleri düşürülebilir veya bu önlemlerin ikisi veya üçü bir arada uygulanabilir.

Yukarıdaki denklemlerde kullanılan değişkenler her zaman sabit değildir. Yük, söz konusu sürecin bir fonksiyonu olarak değişebilir. Verim de yükün, zamanın, ortam koşullarının bir fonksiyonu olarak değişebilir. Yine birim yakıt maliyeti de zamanın bir fonksiyonu olarak veya yükün bir fonksiyonu olarak değişebilmektedir. Dolayısıyla, enerji tüketimi veya enerji maliyeti denklemlerinin çözümü her zaman basit olmayabilir.

5.4.2. Denge Denklemleri

Denge denklemleri, bir sistemle ilişkili girdi ve çıktıları belirleyen süreçlerin analizinde kullanılan denklemlerdir. Bir kazanın veya yakma sisteminin analizinde ısı dengesi ve kütle dengesi denklemlerinden yararlanılabilir.

Isı Dengesi
Isı dengesi, bir sisteme giren ve çıkan bütün enerjileri dikkate alır ve bunlar arasındaki dengeyi belirler. Enerjinin, Termodinamiğin 1. Kanununa göre, yaratılamayacağı veya yok edilemeyeceği varsayımıyla, sisteme giren enerji sistemden çıkan enerjiye eşit olmaktadır. İster ölçüm ister analiz yoluyla olsun, bir sisteme giren veya çıkan tüm enerji miktarları belirlenebilmektedir. Basit bir fırın sisteminde enerji, sisteme yakma havası, yakıt ve geri dönüş havasıyla girerken, egzoz gazları yoluyla da sistemi terk etmektedir.

Kazan sistemlerinin ısı dengesi analizi ise daha karmaşıktır. Buna göre, kazan sistemlerinde enerji; yakma havası, yakıt, geri dönen kondens, takviye suyu ve sistemin karmaşıklığına bağlı olarak diğer kaynaklar yoluyla sisteme girmekte ve buhar, blöf, egzoz gazları, cidar kayıpları, kül ve sistemin karmaşıklığına bağlı olarak diğer yollarla da sistemi terk etmektedir.

Kütle Dengesi
Kütle dengesi, kütlenin bir sisteme giriş ve çıkış yollarının ve miktarlarının belirlenmesinde kullanılmaktadır. Bir kazan veya başka bir yakma sisteminin analizinde kütle dengesinin belirlenmesinde kullanılabilecek birkaç yöntem bulunmaktadır. Sistemin bir buhar kazanı olduğu durumlarda, kütle dengesi olarak buharı, geri dönen kondensi, takviye suyunu, blöf miktarını ve besleme suyunu içeren kütle dengesi kullanılabilir. Su kalitesinin belirlenmesi için de kütle dengesi kullanılabilir. Yine kütle dengesi, yanma analizinde de kullanılabilir. Yanmada, hava ve yakıt girdi olarak ve yanma ürünleri ve fazla hava, çıktı olarak ele alınır. Yanma verimi ve optimum yanma havası/yakıt oranı temel itibarıyla söz konusu dengeler kullanılarak belirlenmektedir.

Karmaşık sistemlerin analizinde kütle ve enerji dengesi denklemleri eş zamanlı olarak çözülmelidir. Burada, birden çok bilinmeyenin söz konusu olduğu birden çok denklemin, eş zamanlı çözümü gerekmektedir. Bu tür analizler, blöf suyu kayıplarının, atık ısı geri kazanım potansiyelinin ve birbirine bağlı diğer fırsatların belirlenmesinde özellikle yararlıdır.

5.4.3. Kazanların Isıl Verimi

Kazan ısıl verimi, matematiksel olarak çıktının (buhara veya suya geçirilen faydalı enerji) girdiye (yakıtla beslenen enerji) bölünmesi olarak tanımlanmaktadır.

Kazanların ısıl verimlerinin deneysel olarak bulunması, verim ölçütleri, verim hesaplamaları, vb. hususlarda çok sayıda AB standartlarıyla uyumlaştırılmış Türk standardı ve ilgili yönetmelikler bulunmaktadır. Başlıca, TS 377 EN 12953 serisi standartlar, TS EN 303 serisi standartlar, TS EN 15316-4-1 ve TS EN 15378-1 sayılabilir.

5.4.3.1. Girdi-Çıktı Yöntemi

Kazanlarda verimin belirlenmesi için girdi-çıktı yöntemi ve kayıp ısılar yöntemi olmak üzere başlıca iki yöntem tanımlanmıştır. Girdi-çıktı yöntemi ile kazan ısıl veriminin belirlenmesi ancak deneysel olarak yapılabilir. Bir test standında veya sistemde kurulu kazanın ölçüm cihazlarıyla donatılması suretiyle yerinde bu test yapılabilir. Kazan ısıl verimi buhar kazanı için aşağıdaki ifadeyle belirlenir:

$$\eta = \frac{\dot{m}_b h_b - \dot{m}_{su} h_{su}}{\dot{m}_{yak} Hu} \qquad (5.12)$$

Burada $\dot{m}_b$ kazanın buhar debisi, h_b buharın entalpisi, $\dot{m}_{su}$ besi suyu debisi, h_{su} besi suyu entalpisi, m_{yak} yakıt debisi, Hu yakıtın alt ısıl değeridir. Buharın entalpisinin belirlenmesi için doymuş buhar durumunda buhar basıncı ölçülür. Kızgın buharda aynı zamanda buharın sıcaklığı da ölçülmelidir. Kazandan blöf şeklinde su atılmıyorsa, $m_b = m_{su}$ olacaktır.

Sıcak su kazanı halinde ifade aşağıdaki gibidir:

$$\eta = \frac{\dot{m}_{su} C_{p_{su}} (T_ç - T_g)}{\dot{m}_{yak} Hu} \qquad (5.13)$$

Burada $\dot{m}_{su}$ sıcak su debisi, $C_{p_{su}}$ suyun özgül ısısı, $T_ç$ suyun kazandan çıkış sıcaklığı, T_g kazana giren suyun sıcaklığıdır. Bu değerler ölçülmek suretiyle kazan verimi belirlenebilir.

Bu şekilde ölçülen verim, sürekli rejim (steady state) için geçerlidir ve tam yükte ölçülür. Buna nominal verim adı verilir ve kazan etiketinde yazan verim değeri budur. Hâlbuki, kazan geçici rejimde yani kısmi yüklerde çalıştığında farklı bir verim değeri ortaya çıkar. Genel olarak bu verim, nominal değerden daha düşüktür. Kısmi yüklerdeki verim konusuna ilerleyen bölümlerde değinilecektir. Bu verim değerine dinamik verim ismi de verilir.

5.4.3.2. Kayıp Isılar Yöntemi

Bu yöntem hesap yoluyla kazan ısıl veriminin bulunması için kullanılır. Özellikle kazan ısıl tasarımında bu yöntem kullanılır. Bu durumda ısıl verim Eş. 5.14'te belirtildiği gibi bulunur.

$$\eta = 1 - \sum Z = 1 - (Z_y + Z_d + Z_e + Z_c + Z_b + Z_{bl} + Z_f) \qquad (5.14)$$

Burada Z değerleri, yakıtın alt ısıl değerine göre, yüzdesel olarak farklı kayıpları ifade etmektedir.

Z_y yanmamış karbon kaybı: Bu kayıp, sadece kömür yakıtlı kazanlar için geçerlidir. İki biçimde oluşabilir. 1. Kül içindeki yanmamış karbon ve 2. Yanma gazı ile sürüklenen yanmamış karbon. Kül içindeki yanmamış karbon, kül analizi ile belirlenebilir. Yanma gazındaki partiküller ise ancak filtrelenerek belirlenebilir. Bu gruptaki son kayıp, is ile olan kayıptır. Bu kayıp ise fuel oil yakan kazanlarda da olabilir. Yine özel filtreler ile yanma gazındaki is miktarı ölçülerek belirlenebilir.

Z_d cüruf kaybı: Cüruf kaybı da kömür yakan kazanlar için geçerlidir. Kömür içindeki yanmayan inorganik maddeler kül - cüruf olarak kazandan dışarıya sıcak olarak alınır. Bu kayıp, kömürdeki kül miktarına ve külün sıcaklığına göre hesaplanabilir. Kül, katı olarak alındığında sadece duyulur ısı kaybı söz konusudur. Ancak, bazı toz kömür kazanlarında kül, ergimiş olarak dışarı alınır. Bu durumda, külde aynı zamanda gizli ısı biçiminde ergime ısısı da bulunur.

Z_e eksik yanma kaybı: Yanma bölümünde anlatıldığı gibi, tam yanma gerçekleşmediğinde, baca gazı içinde CO ölçülür. Baca gazı analizi ile baca gazındaki CO miktarı ya da yüzdesi belirlendiğinde eksik yanma kaybı hesaplanabilir.

$$Z_e = \frac{V_{gk} COH_{co}}{Hu} \qquad (5.15)$$

Burada V_{gk} özgül kuru baca gazı miktarı ($m^3_{bacagazı}/kg_{yakıt}$), CO baca gazındaki CO miktarı, H_{CO} karbonmonoksit ısıl değeri, Hu yakıtın alt ısıl değeridir. Baca gazı analizörleri bu kaybı gösterebilirler.

Z_c sıcak cidar kaybı: Kazan dış yüzeyleri sıcaktır. Bu sıcak yüzeylerden konveksiyon ve ışıma ile ısı kaybı olur. Bu kayıp, özellikle fırınlar için önemlidir. Belirlenmesi için dış yüzey sıcaklıklarının ölçülmesi gerekir. Bu amaçla termal kameralar kullanılabilir.

Z_b baca kaybı: En önemli kayıp, baca kaybıdır. Dışarı atılan sıcak baca gazları ile duyulur ısı biçiminde önemli ölçüde ısı dışarı atılmaktadır. Alt ısıl değere göre hesap yapıldığında baca gazlarındaki su buharı nedeniyle dışarı atılan gizli ısı dikkate alınmaz.

$$Z_b = \frac{V_g C_p (T_b - T_ç)}{Hu} \qquad (5.16)$$

Burada V_g özgül baca gazı miktarı ($m^3/kg_{yakıt}$), T_b baca gazı sıcaklığı, $T_ç$ çevre sıcaklığıdır. Yoğuşmasız kazanlarda baca gazı sıcaklıkları baca çeperinde yoğuşma olmaması için ortalama 180°C değerinin altına indirilmez. Bazı hallerde bu sıcaklık 300-400°C değerlerine kadar çıkabilir. Bu durumda ekonomizör kullanmak iyi bir çözümdür. Bu bölümde ekonomizörler anlatılacaktır.

Z_{bl} blöf kaybı: Kazanlar suyun buharlaşması ile erimiş haldeki maddelerin (TDS - total dissolved solid) konsantrasyonunda bir artış olacaktır. Tesisatta ya da ısı transferi yüzeylerinde birikimi önleyebilmek için TDS değerine göre buhar kazanlarında blöf yapılması gerekir. Yüzey blöfü ve dip blöfü olarak yapılan blöfler ile kazana daha düşük TDS değerinde besi suyu beslenerek kazanın sürekli olarak belirli bir değer aralığında çalışması sağlanır. Otomatik blöf sistemleri kontrolcüleri ile bu ölçümleri sürekli yapabilir ve istenilen TDS değerini 3000-4000 ppm olarak ayarlayabilir.

$$Z_{bl} = \frac{\dot{m}_{bl} h_{bl}}{\dot{m}_{yak} Hu} \qquad (5.17)$$

Burada $\dot{m}_{bl}$ blöf olarak atılan su miktarı (kg/h), blöfün entalpisi (kJ/kg), $\dot{m}_{yak}$ saatte yakılan yakıt miktarıdır (kg/h). Bu konu, yani, blöf kaybı ve bunun geri kazanılması 6. Bölüm'de ele alınmıştır.

Z_f aralıklı çalışma kaybı: Bu kayıp dinamik bir kayıp olup sürekli çalışan kazanlarda olmaz. Tesisteki talep durumuna göre değişen yüke daha hızlı cevap verilmesi için bekleme modundaki kazanlarda olur.

Burada anlatılan net ısıl verim yanında, brüt ısıl verim de tanımlanabilir. Brüt ısıl verim, net verim değerinin aksine, yakma havası fanları, yakıt pompaları, besleme sürücüsü gibi yardımcı donanımdan kaynaklanan ek enerji girdilerini de içerir.

Bir başka verim tanımı da sistem için yapılabilir. Bu durumda, faydalı enerji olarak proseste kullanılan enerji esas alınır. Kazanda buhara verilen enerjinin tamamı faydalı enerji olarak proseste kullanılamaz. Hat kayıpları ve kondens kayıpları gibi ilave kayıplar söz konusudur. Buhar devrelerindeki bu kayıplar yine Bölüm 6'da verilmiştir.

5.4.4. Maksimum Ekonomik Fayda Gereksinimleri

Fazla hava kontrol programından maksimum faydanın elde edilebilmesi için aşağıda belirtilen değişikliklerin, eklemelerin, kontrollerin ve prosedürlerin dikkate alınması gerekmektedir.

Maksimum verim elde etmenin anahtar unsurları

1. Fırın dış cidarının ve bacanın, hava sızdırmaz olduğundan ve buralardan havanın/gazların dışarıya veya içeriye sızmadığından emin olunuz.

   a. Sızıntı yaşanabilecek belli başlı alanlar şunlardır: 1) gaz analizörünün test bağlantısı, 2) erişim kapıları ve küllük kapakları, 3) fırın ortamından geçen penetrasyon noktaları, 4) kurum üfleyici elemanlar veya gözetleme camları üzerindeki hava contaları, 5) kazan depoları ve kollektör genleşme boşluklarının etrafındaki contalar, 6) tuğla düzeninde veya refrakterde çatlaklar veya kırılmalar, 7) fırının aşırı negatif bir basınçta çalıştırılması, 8) brülör penetrasyon noktaları, ve 9) hava ön ısıtıcısı radyal contalarının bozulması veya borulu hava ısıtıcı uygulamalarında boru-plaka genleşmesi ve çatlaklar.

   b. Sızıntı sorunlarını tespit etmeye yönelik testler şunlardır: 1) fırına güçlü bir spot ışığının yerleştirildiği ve ünitenin dışarıdan denetlendiği ışık testi, 2) dış gövde üzerinde bir sıcaklık profili elde etmek üzere bir termal kamera kullanılması (genellikle refrakter veya yalıtımın bozulduğu noktaları gösterir), 3) şüphelenilen penetrasyon noktaları veya sızdırmazlık kaynakları üzerinde sabun köpüğü testi, 4) duman izlerinin belirlenmesi için sis bombası testi ve haricen inceleme, 5) dış gövde üzerindeki bağlantı noktaları boyunca yanan bir mum tutmak (cebri veya doğal çekişli ünitelerde alevin yönüne göre sızıntı problemleri saptanır), 6) ateşleme sistemi kapalıyken cebri çekişli fanın yüksek kapasitede çalıştırılması ve eş zamanlı olarak sıvı kimyasal duman üreticilerinin kullanılması (conta sızıntılarının tespit edilmesine yardımcı olur), ve 7) "sıcak noktaların" yerini belirlemek üzere bir termal kamera cihazının kullanılması (hatalı yalıtım veya baca gazı kaçaklarını gösterir).

2. Brülörün optimum performans gösterdiğinden emin olunuz.

   a. Gözlem ve bakım faaliyetleri yoluyla giderilebilecek genel brülör sorunları Tablo 5.5'te listelenmiştir.

   b. Hava hacimsel debisinin kontrolünün doğruluğundan emin olunuz: 1) fan kanatlarının, damperlerin ve kumanda mekanizmalarının fiziksel durumu optimum çalışma durumunda olmalıdır ve 2) hava hacimsel debi kontrol elemanı pozisyonu, optimum hava/yakıt oranlarının sürdürülebilmesi için değişen koşullara yanıt verebilme ve yeterliliği açısından kontrol edilmelidir. Test ve kalibrasyon için kullanım kılavuzuna bakınız veya kontrol sistemi üreticisine başvurunuz.

   c. Gaz analiz sistemlerinin bakımını yapınız veya yüksek hassasiyete sahip gaz analiz sistemlerini satın alınız, cihazı bilinen bir baca gazı örneğine göre kalibre ediniz.

   d. Mevcut yanma kontrol sistemlerini günümüzdeki en son teknoloji düzeyini yansıtacak şekilde güncelleyiniz veya yeni yanma kontrol sistemlerini satın alınız.

   e. Oksijen trim özelliklerini mevcut yanma kontrol sistemine adapte etmeyi göz önünde bulundurunuz.

3. Bir bakım planı oluşturunuz.

   a. Sık görülen kazan sistemi sorunları ve bu sorunların olası nedenlerinin bir özeti Tablo 5.6'da sunulmuştur.

   b. Üretici firmanın önerdiği şekilde periyodik bakım yapınız.

   c. Kazan operatörlerinin günlük tutmasını ve bu günlük kapsamında temel parametrelerin takip edilmesini sağlayınız.

   d. Periyodik denetimler gerçekleştiriniz.

Günlük kazan işletme yönergeleri

En yüksek kazan verimini ve izin verilen minimum fazla hava miktarını elde etmek için aşağıdaki adımlar atılmalıdır.

1. Yanma gazı analizörünün kalibrasyonunu sık sık ve sıfır noktasını günlük olarak kontrol ediniz.
2. Bir numune alma sistemi kullanılıyorsa, bunun düzgün çalıştığını kontrol ediniz.
3. Cebri çekişli damperin fiziksel durumu, kırılmadığından veya hasar görmediğinden emin olmak için kontrol edilmelidir.
4. Gövdedeki sızıntılar tespit edilmeli ve durdurulmalıdır.
5. Kontrol sürücülerini ve aletleri düzenli olarak kontrol ediniz.
6. Yanma gazı analizörü izleme amacıyla kullanılıyorsa, hava fazlalığı günlük olarak kontrol edilmelidir. Fazla havayı optimumda tutmak amacıyla kontrol sistemi, çalışma güvenliğini devre dışı bırakmadan manuel olarak değiştirilebilir.

7. Yakıt akışı ve hava akış çizelgeleri, yakıtın hem artan yük durumunda uygun bir güvenlik payı dahilinde havayı takip etmesini hem de azalan yük durumunda havayı yönlendirmesini sağlamak için dikkatli bir şekilde kontrol edilmelidir. Yapılan kontrollerin sonuçları, kazanın tutarlı olarak güvenli ve verimli bir şekilde çalıştığından emin olmak için günlük olarak vardiya bazında karşılaştırılmalıdır.
8. Her vardiya sırasında brülörün alev konfigürasyonunu sık sık kontrol ediniz ve operatör günlüğündeki brülör giriş yapısı değişikliklerini not ediniz.
9. Tam yanmayı sağlamak için baca gazı CO seviyelerini periyodik olarak kontrol ediniz. Baca gazında eser miktardan fazla CO'nun bulunduğunun tespit edildiği durumlarda, Tablo 5.5'te belirtilen brülör koşullarını veya yakıt besleme kalite limit değerlerini (akaryakıt viskozitesi/sıcaklık veya kömür saflığı ve sıcaklığı gibi) araştırınız.

Tablo 5.5: Brülör Arızaları

Arıza	Yakıt Tipi			Tespit Yöntemi	Alınacak Eylem
	Kömür	Sıvı	Gaz		
Brülörlere havanın eşit olarak dağılmaması	X	X	X	Alev biçimini gözlemleyiniz	Brülör girişini ayarlayınız (deneme yanılma yöntemi ile)
Brülörlere yakıtın eşit olarak dağılmaması	X	X	X	Yakıt basınç göstergelerini gözlemleyiniz veya kömür numunesi alarak analiz ettiriniz	Üretici firmaya danışınız
Brülör namluları ve türbülatörün yanlış yerleştirilmesi	X	X	X	Alev biçimini gözlemleyiniz	Namluyu ayarlayınız (deneme yanılma yöntemi ile)
Brülörlerin tıkanması veya aşınması	X	X	X	Görsel incelemede bulununuz	Temizleme sıklığını artırınız; filtre takınız
Brülör boğazlarının hasar görmesi	X	X	X	Görsel incelemede bulununuz	Tamir ediniz

Tablo 5.6: Kazan Performansı Sorunlarını Giderme

Sistem	Problem	Problemin Olası Nedeni
Isı transferi ile ilgili	Baca gazı sıcaklığının yüksek olması	Gaz veya su tarafında yüzeylerde tortu/kışır birikmesi
		Su arıtma prosedürlerinin uygunsuzluğu
		Kurum üfleyicinin uygun olmayan şekilde çalışması
Yanma ile ilgili sistem	Gerekenden daha çok fazla havanın bulunması	Kontrol sisteminin uygun olmayan şekilde çalışması
		Düşük yakıt besleme basıncı
		Yakıt ısıl değerindeki değişiklikler
		Yağ viskozitesinde değişiklikler
		Giriş havası sıcaklığının azalması
	Gerekenden daha az fazla havanın bulunması	Kontrol sisteminin uygun olmayan şekilde çalışması
		Fan kaynaklı sınırlamalar
		Giriş havası sıcaklığının artması
	Karbonmonoksit ve yanıcı emisyonlarının yüksek olması	Gaz brülörlerinin tıkanması
		Çok brülörlü fırınlarda yakıt ve havanın dengesiz bir şekilde dağılması
		Hava kaydedicisi ayarlarının uygunsuzluğu
		Brülör boğaz refrakterinin bozulması
		Hareketli ızgaranın durumu
		Stoker yakıt dağıtımı yönü
		Pulverize sistemlerde öğütmenin yetersizliği
Muhtelif sistemler	Gövdede kaçakların bulunması	Gövde veya yalıtımın hasar görmüş olması
	Hava ısıtıcısında kaçakların bulunması	Döner ısıtıcılardaki contaların aşınmış veya yanlış ayarlanmış olması
		Boruların korozyona uğramış olması
	Kömür pulverizatörünün gücünün yetersiz olması	Pulverizatörün yeterli bir şekilde bakım ve onarımının yapılmamış olması
		Sınıflandırıcı ayarının çok düşük olması
	Blöfün aşırı olması	Uygunsuz şekilde çalıştırma
	Buhar kaçaklarının bulunması	Su borularındaki delikler
		Vana contaları
	Yalıtımın eksik veya gevşek olması	Aşırı ısınma
		Hava etkisiyle aşınma
	Kurum üfleyicinin aşırı bir şekilde çalışması	Gereksinimlerin ötesindeki keyfi çalıştırma takvimi

5.5. Maksimum Verim İçin Temel Unsurlar

Bir kazanda veya başka bir yakma sisteminde verimi en üst düzeye çıkarmak ve işletme maliyetlerini azaltmak için alınabilecek çeşitli önlemler söz konusudur. Bu önlemler yükün azaltılması, verimin artırılması veya birim enerji maliyetinin düşürülmesi veya bunların birlikte kullanılması olarak özetlenebilir. Çeşitli kazanlarda ve yakma sistemlerinde maliyet açısından çok etkin olduğu tespit edilen enerji tasarrufu önlemlerinden bazıları Tablo 5.7'de sıralanmıştır.

Tablo 5.7: Kazanlar ve Yakma Sistemleri İçin Enerji Tasarrufu Önlemleri

Yük Azaltımı

- Yalıtım:
  - ✓ buhar hatları ve dağıtım sistemi; kondens hatları ve dönüş sistemi; ısı eşanjörleri (kazan veya fırında)
- Buhar kaçaklarının giderilmesi
- Arızalı buhar kapanlarının onarılması
- Kondensin kazana geri dönüşünün sağlanması
- Kazan blöfünün azaltılması
- Besleme suyu arıtımının iyileştirilmesi
- Takviye suyu arıtımının iyileştirilmesi
- Kondens kaçaklarının giderilmesi
- Yaz aylarında buhar hatlarına donma koruması sağlayan küçük çaplı boru hatlarının kapatılması
- Uzun süre kullanılmadığı dönemlerde kazanların kapatılması
- Sıcak beklemenin kaldırılması
- Flaş buhar kaybının azaltılması
- Doğal çekişli kazanlara baca klapelerinin veya ısı kapanlarının monte edilmesi
- Sürekli yanan pilot alevli ateşlemenin elektronik ateşleme ile değiştirilmesi

Atık Isı Geri Kazanımı (bir tür yük azaltma)

- Flaş buhardan faydalanılması
- Besleme suyunun bir ekonomizör ile ön ısıtmaya tabi tutulması
- Takviye suyunun bir ekonomizör ile ön ısıtmaya tabi tutulması
- Yanma havasının bir reküperatör ile ön ısıtmaya tabi tutulması
- Kullanma sıcak suyu veya mekân ısıtması gibi diğer ısıtma sistemlerini desteklemek amacıyla baca gazı ısısının geri kazanılması
- Kazan takviye suyunun veya besleme suyunun ön ısıtılmasında kullanılmak üzere başka bir sistemin atık ısısının geri kazanılması
- İnsinatör veya fırınlara bir ısı geri kazanım sisteminin tesisi
- Kondens geri kazanım sisteminin kurulması

Verimin Artırılması

- Fazla hava miktarının azaltılması
- Tam yanma için yeterli havanın sağlanması
- Yanma verimi kontrol sisteminin kurulması:
  - ✓ hava fazlalığının sürekli kontrolü; gereken minimum fazla havanın kontrolü; optimum fazla hava ve CO kontrolü
- Birden fazla kazan yükünün optimizasyonu
- İhtiyaç duyulmayan kazanların kapatılması
- Kısmi yükte çalışma gerektiren durumlar için daha küçük ayrı bir sistemin kurulması:
- Yaz mevsimi yükleri için ayrı küçük kazanların kullanılması; uzak mesafeli ısıl yükler için yüke yakın uydu kazanlarının kullanılması
- Düşük hava fazlalıklı brülörlerinin takılması
- Arızalı brülörlerin onarılması veya değiştirilmesi
- Doğal çekişli brülörlerin cebri çekişli brülörlerle değiştirilmesi
- Duman borulu kazanlarda boru içine türbülatör takılması
- Daha verimli kazan veya fırın sistemleri kurulması
  - ✓ Yüksek verimli yoğuşmalı kazan veya fırın sistemleri
- Kirlenmeyi ve kireçlenmeyi azaltmak için ısı transfer yüzeylerinin temizlenmesi
- Kireçlenmeyi azaltmak için besleme suyu arıtımının iyileştirilmesi
- Kireçlenmeyi azaltmak için takviye suyu arıtımının iyileştirilmesi

Yakıt Maliyetlerinin Azaltılması

- Yakıtın değiştirilmesi:
  - ✓ alternatif yakıt kullanılması
  - ✓ çoklu yakıt yakma özelliği olan yakıcılar kullanılması
  - ✓ elektrikli kazanın yakıtla çalışan bir kazanla değiştirilmesi

Isı Pompasına Geçilmesi

- Ek ısı gereksinimleri için ısı pompasının kullanılması
- Temel ısı gereksinimleri için ısı pompasının kullanılması

Diğer Önlemler

- Besleme suyu pompalarına değişken hız sürücülerinin takılması
- Yanma havası fanına değişken hız sürücülerinin takılması
- Kazanın alternatif ısıtma sistemiyle değiştirilmesi
- Fırının alternatif ısıtma sistemiyle değiştirilmesi
- Daha verimli yakma havası fanının takılması
- Daha verimli yakma havası fan motorunun takılması
- Daha verimli besleme suyu pompasının takılması
- Daha verimli besleme suyu pompası motorunun takılması
- Daha verimli kondens pompasının takılması
- Daha verimli kondens pompası motorunun takılması

Bu alt bölümde, hava fazlalığı, baca sıcaklığı, yük dengeleme dâhil olmak üzere enerji ve maliyetlerin düşürülmesi için alınabilecek başlıca önlemler incelenecektir.

5.5.1. Baca Gazı Sıcaklığı, Ekonomizörler

Ünitenin verimini ve nihai olarak yakıt tüketimini etkileyen birincil faktör, bacadan atılan yanma gazlarının sıcaklığıdır. Yakıt girdisindeki azalmaya karşın çalışma veriminin artırılması, temel tasarım ilkeleriyle tutarlı olarak baca gazlarını pratikte mümkün olabilecek en düşük sıcaklığa kadar indirilmesi ile mümkündür. Genel olarak, ölçülen baca gazı sıcaklığının yaklaşık 140°C'yi aştığı durumlarda, bir ısı geri kazanım ekipmanı kullanılmasıyla, enerji tasarrufu hedefi gerçekleştirilebilmektedir. Atık ısı geri kazanımı hakkında daha fazla bilgi için lütfen Bölüm 8'e bakınız.

Isı geri kazanım programlarının fayda sağlayabileceği yerler nelerdir?

Bu alt bölümde ısı geri kazanım ekipmanının mevcut ünitelere uyarlanması, baca gazı ile su ısıtılması ve/veya baca gazı ile yakma havası ısıtılması ile sınırlı olacaktır. Bu kategoriye özellikle ekonomizörler ve hava ön ısıtıcıları (reküperatörler) girmektedir. Ekonomizörler, kazana gelen besleme suyunun baca gazıyla ısıtılmasında kullanılmaktadır. Hava ön ısıtıcıları ise baca gazından ısı aktararak yakma havasını ısıtır. Her iki durumda da bacadan atılan ısı kullanılarak geri kazanılır.

Isı geri kazanım ekipmanının kullanımından elde edilecek karşılaştırmalı ekonomik faydaların belirlenmesine yönelik olarak planlama ve kalite yönergeleri sunulacaktır. Bu enerji tasarrufu fırsatının uygulanması ile ilişkili maliyetler, elde edilmesi öngörülen potansiyel faydalarla, söz konusu yönergeler temelinde karşılaştırılabilecektir.

Isı geri kazanım potansiyeli nasıl ölçülür?

Genel verimin ve ısı geri kazanım potansiyelinin değerlendirilmesindeki en önemli parametreler sıcaklık ve yakıt tipi/kükürt içeriğidir. Anlamlı bir operasyonel baca gazı sıcaklığı ve ısı geri kazanımı için ilgili ünitenin optimum hava fazlalığı değerlerinde çalışması gerekmektedir. Sıcaklık ölçümleri; termometreler, optik pirometreler veya uygun bir termokupl probu kullanılarak gerçekleştirilebilmektedir. En uyarlanabilir cihaz, bir termokupl probudur. Bu yöntemde sıcaklık, termokupl uçlarının bir potansiyometreye bağlanması suretiyle okunabilir. Uygun ve doğru bir sıcaklık ölçümü elde edilebilmesi için aşağıdaki koşullara uyulması gerekmektedir:

1. Probu akış profilinin düzgün olduğu bir noktaya, diğer bir anlatımla, dirsek gibi akış yönündeki herhangi bir büyük yön değişikliğinden sonra eşdeğer çap uzunluğunun en az sekiz katı mesafe sonrasında olacak şekilde yerleştiriniz. Probun konumu ölçülecek büyüklüğe göre değişkenlik gösterebilir. En doğru konum için prob üreticisine danışın.
2. Prob giriş bağlantısının nispeten sızdırmaz olduğundan emin olunuz.
3. Ortalama ve temsili bir baca gazı sıcaklığı elde etmek için bacanın enine kesit alanı üzerinde birden fazla veri alın. Enine kesit noktalarının yeri ve ortalama sıcaklık tespiti için ilgili standartlar kullanılmalıdır.

Maksimum faydanın elde edilebilmesi için yapılabilecek değişiklikler veya eklemeler

Hâlihazırda ısı geri kazanım cihazlarıyla donatılmamış veya minimum düzeyde ısı geri kazanım ekipmanına sahip olan) ünitelere ekonomizörlerin veya hava ön ısıtıcılarının montajı, bir taraftan normalde bacadan atılan duyulur ısısını geri kazanılmasını sağlarken diğer taraftan baca sıcaklığını düşürür.

Tüm yakıt türlerini ve proses tasarımlarını içeren bir baca gazı çıkış sıcaklığı rehberi bulunmamaktadır. Bununla birlikte, pratikte mümkün olabilecek en düşük baca gazı çıkış sıcaklığı düzeyi konusunda yol gösterici belirli ilkeler mevcuttur. Söz konusu sıcaklık düzeyi ile ilgili olarak karar verirken dikkate alınması gereken hususlar şunlardır: yakıt tipi, baca gazı yoğuşma noktası ile ilgili hususlar, ısı transfer ölçütleri, ısı geri kazanım yüzeyinin tipi ve ısı geri kazanım ekipmanının fayda/maliyet oranı.

Ekonomizörlerin veya baca gazı hava ön ısıtıcılarının kurulumuyla pratikte elde edilebilecek en düşük baca gazı çıkış sıcaklığının belirlenmesinde Tablo 5.8a ve 5.8b referans alınabilir.

Tablo 5.8a: Ekonomizörler

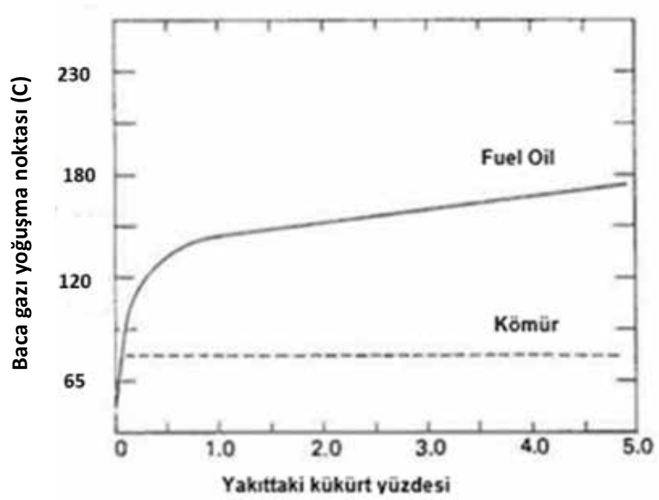
Baca Gazı Çıkış Sıcaklıklarının Belirlenmesi Testi	
Yakıt Tipi	Baca gazı Sıcaklıkları
Gaz yakıt (kükürt yüzdesi minimum)	Isı transferi kriterleri: $T_g = T_1 + 55°C$ (minimum) Tipik olarak aşağıdaki, a) veya b)'den daha yüksek olanıdır.
Fuel oil ve kömür	(a) Isı transferi kriterleri: $T_g = T_1 + 55°C$ (minimum) (b) Baca gazı çiy noktası sıcaklığı (belirli bir yakıt ve ağırlıkça yüzde kükürt için Şekil 5.4'e bakınız)
Burada	T_g = Nihai baca gazı sıcaklığı, T_1 = Isıtılan akışkan/su besleme sıcaklığı

Tablo 5.8b: Baca Gazı/Hava Ön Isıtıcıları

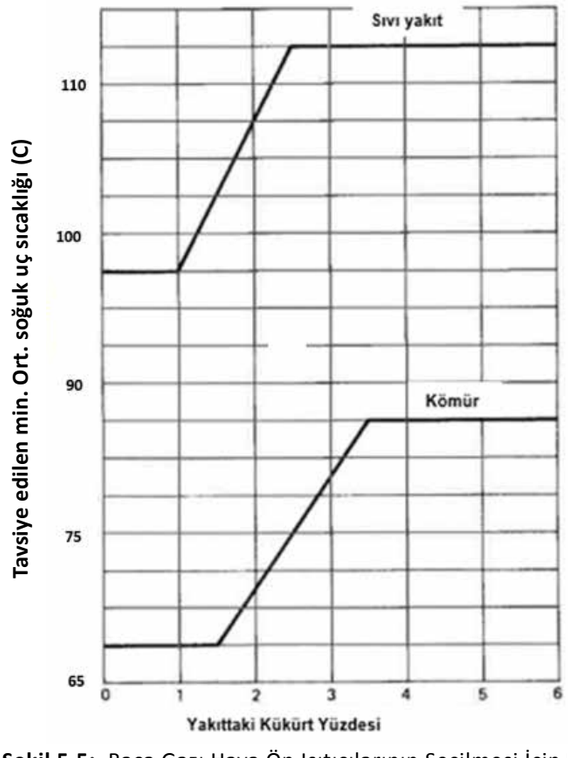
Baca Gazı Çıkış Sıcaklıklarının Belirlenmesi Testi	
Yakıt Tipi	Baca gazı Sıcaklıkları
Gaz yakıt	Verilere dayalı ekonomik başabaş noktası değeri: T_g (min.) = yaklaşık 125°C
Fuel oil ve kömür	Ortalama soğuk uç yaklaşımı; T_{ce}'yi belirlemek üzere Şekil 5.5'e bakınız; Baca gazı çıkış sıcaklığı bağıntısı şu şekildedir: $T_g = 2T_{ce} - T_a$

T_g = Nihai baca gazı sıcaklığı
T_{ce} = Tavsiye edilen ortalama baca gazı hava ön ısıtıcısı soğuk uç sıcaklığı
T_a = Dış hava sıcaklığı

** Yakma havası sıcaklığında her 40°C'lik artış yaklaşık olarak %2 verim artışı sağlar.



Şekil 5.4: Optimum Fazla Havanın Söz Konusu Olması Halinde Baca Gazı Yoğuşma Noktası



Şekil 5.5: Baca Gazı Hava Ön Isıtıcılarının Seçilmesi İçin Kılavuz

Baca gazıyla atılan duyulur ısının geri kazanım potansiyeline ve metodolojisine ilişkin bir örnek aşağıda verilmiştir.

Örnek 5-5: Bir önceki örnek temelinde kazana bir ekonomizör veya baca gazı hava ön ısıtıcısı takılmasıyla elde edilebilecek enerji tasarruflarını belirleyiniz. Önceki örnekte yer alan fazla hava kontrol sisteminin uygulanmış olduğunu varsayınız.

Mevcut Veriler

Mevcut enerji tüketimi	30.238 MWh/yıl
Kazan gücü	5886 kW
Yıllık Çalışma Süresi	8.500 saat/yıl
Mevcut baca gazı analizi	%2 Oksijen (hacimce, kuru) minimum CO

Mevcut çalışma koşulları:

Yakma havası giriş sıcaklığı	27°C
Baca gazı sıcaklığı	305°C
Besleme suyu sıcaklığı	82°C
İşletme buhar basıncı	7,6 bar
İşletme buhar sıcaklığı	168°C

Tavsiye edilen çalışma koşulları:

Yakma havası giriş sıcaklığı	27°C
Baca gazı sıcaklığı	193°C

Hesaplama ve Analiz

1. Basamak: *Tavsiye edilen baca gazı sıcaklığını arzu edilen minimum baca gazı sıcaklığıyla karşılaştırınız.*

A) Isı transferi kriteri:

$T_g = T_1 + 55°C$ (minimum)

$T_g = 82°C + 55°C$ (minimum)

$T_g = 137°C$ (minimum)

B) Baca gazı yoğuşma noktası:

$T_g = 49°C$ (bkz. Şekil 5.4)

C) Tavsiye edilen baca gazı sıcaklığı

$T_g = 137°C$ kabul edilebilir.

2. Basamak: *Doğal gaz için olan Şekil 5.6'yı kullanarak mevcut kazan yanma verimini belirleyiniz.*

A) Mevcut baca gazı sıcaklık artışı:

BGSA = (baca gazı sıcaklığı) – (yakma havası sıcaklığı)

BGSA = 305-27=278°C

B) %2 oksijen seviyesinden eğriye doğru çizilecek bir çizgiyi takip ederek fazla hava yüzdesini yaklaşık %9,3 olarak tespit ediniz.

C) %9,3'lük fazla hava yüzdesi çizgisini 278°C'lik baca gazı sıcaklık artışı eğrisine kadar takip ediniz ve söz konusu baca gazı sıcaklık artışına karşılık gelen mevcut yanma verimini %81,4 olarak tespit ediniz.

3. Basamak: *Aynı şekli kullanarak tavsiye edilen kazan yanma verimini belirleyiniz.*

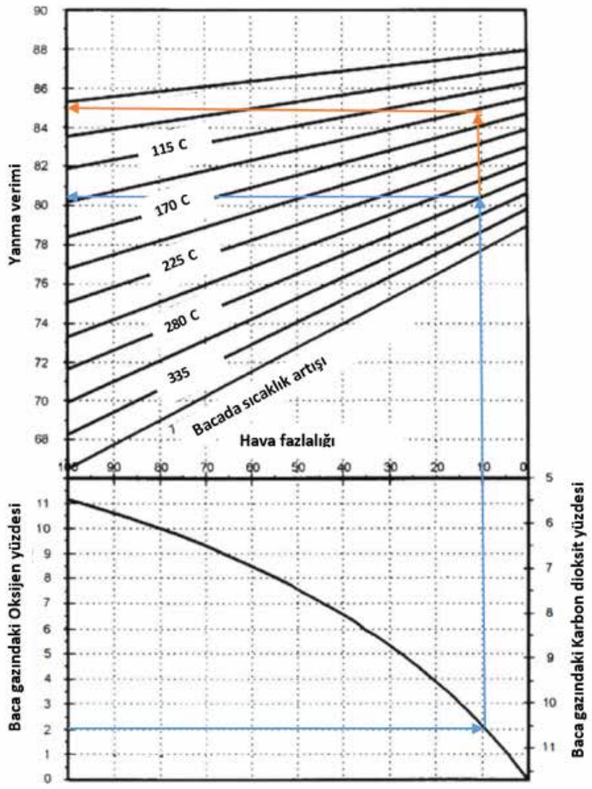
D) Yeni baca gazı sıcaklığı koşullarını göz önünde bulundurarak, tavsiye edilen yanma verimi için A'dan C'ye kadar olan adımları tekrarlayınız. Tavsiye edilen yanma verimini %85,0 olarak tespit ediniz.

4. Basamak: *Yakıt tasarrufunu belirleyiniz.*

E) *Yakıt tasarrufu* % $= \dfrac{\eta_{yeni} - \eta_{eski}}{\eta_{eski}} = \dfrac{85 - 81{,}4}{81{,}4} = \%4{,}4$

F) *Yakıt tasarrufu = Mevcut tüketim x Tasarruf %*

$$\textit{Yakıt tasarrufu} = 30.238 \ \frac{MWh}{yıl} \ \text{x} \ \%4{,}4 = 1.330{,}4 \ \textit{MWh/yıl}$$



Şekil 5.6 : Baca Gazı Sıcaklığı Düşüşünün Yanma Verimine Etkisi Örneği

Sonuç

Önceki örnekte olduğu gibi, bu örnekteki analiz yönteminde de yanma analizi sonuçlarının ve kazan yükünün değişmediği varsayılmıştır. Dolayısıyla, farklı kazan yükleri için hava-yakıt oranı (fazla hava seviyesi) farklı olduğundan, gerçekçi hesaplamalarda söz konusu farklılıkların hesaba katıldığı daha kapsamlı analizlere ihtiyaç vardır.

Baca gazı ısı geri kazanımında dikkate alınması gereken ek hususlar şunlardır:

1. Bacaya yakın alanda ilave ekonomizör ısıtma yüzeyini içine alabilecek alanın varlığı.
2. Besleme ve/veya egzoz fan kapasitesinin ısı geri kazanım ekipmanının artan direncinin üstesinden gelebilecek yeterlilikte olması. İhtiyaç duyulan ek fan gücü elektrik tüketimini artıracak ve böylece net enerji tasarrufunu azaltacaktır.
3. Kül ve kurum oluşturan yakıtların yakılmasında ısı transfer yüzeyi temizliğinin korunabilmesi bakımından kurum üfleyicilerin uyarlanabilirliği.
4. Soğuk ortam koşullarında baca gazı/hava ön ısıtıcısı uygulamaları bağlamında ortalama soğuk uç sıcaklıkların korunmasını sağlayacak tasarımla ilgili hususlar.
5. Baca ve baca kanalı ile ilgili olarak yapılması gereken değişiklikler ve ek yalıtım ihtiyaçları.
6. Yapısal çelik desteklerin eklenmesi.
7. Pompa basma yüksekliğinin ekonomizör uygulamalarında artan sıvı basınç düşüşünü karşılayabilecek yeterlilikte olması.
8. Ekonomizörler veya hava ön ısıtıcıları etrafından geçiş (baypas) düzenlemelerine duyulan ihtiyaç.
9. Özel malzemeler kullanılmasını gerektirecek korozif özelliklere sahip gazlar.
10. Alevin doğrudan geri kazanım donanımına ulaşması riski.

Günlük kazan çalıştırma yönergeleri

1. Maksimum verimin sağlanabilmesi ve üniteden ısıl performans elde edilebilmesi için kazanı hedef hava fazlalık seviyelerinde ve baca gazı sıcaklığında çalıştırınız.
2. O_2 yüzdesini veya eşdeğer fazla havayı, giriş havası sıcaklığını ve baca gazı sıcaklıklarını vardiya başına bir kez veya daha sık olacak şekilde, birim yük ve yakılan yakıt miktarını not ederek kaydediniz.
3. Yaklaşık 10 MW kapasiteden daha fazla kapasiteye sahip ünitelerde kaydedicili O_2 analizörlerini kullanınız.
4. Kül ve kurum oluşturan yakıtlar kullanıldığında her vardiyada en az bir kez olmak üzere kurum üfleme yoluyla yüzey temizliğini koruyunuz.
5. Özellikle problemli yakıtların yakılması nedeniyle ısı transferi performansının bozulduğu durumlarda daha sık bir temizlik planını devreye alınız.
6. Dış yüzey kirlilikleri (duman tarafı), ünitenin istenen kapasiteyi verebilmesi için normalden daha yüksek miktarda fazla havayı ve normalden daha yüksek baca gazı sıcaklıklarını gerektirebilir. Dış kirlilikler, çekiş kaybı ölçme cihazları veya su manometreleri kullanılarak elde edilen sonuçların periyodik olarak (haftada bir kez) kaydedilmesiyle tespit edilebilir.
7. Baca gazı/hava ön ısıtıcılarında çevresel ve radyal contaların durumunun değerlendirilmesine yönelik oksijen kontrolleri, yüzeyin ısıtılması öncesi ve sonrasında olmak üzere aylık olarak gerçekleştirilmelidir. İki okuma arasındaki O_2 miktarının %1'den daha fazla değiştiğinin tespit edilmesi, hava ısıtıcısı kaçağının çalışma verimine ve fan gücüne zarar verecek derecede fazla olduğu anlamına gelecektir.
8. Fan damperinin çalışmasını haftalık olarak kontrol ediniz. Fan damperini veya kumanda mekanizmasını istenen fazla hava seviyelerine göre ayarlayınız.
9. Baca gazı koşullarını ölçen sürekli izleme donanımının günlük olarak, kalibrasyonlarını ise iki haftada bir kez kontrol ediniz.
10. Yağ tabancalarının ve uçlarının temizlenmesi ve değiştirilmesinin zamanlaması konusunda geçmiş deneyimler temelinde bir kılavuz belge oluşturunuz.
11. Gaz yakıt analizini tedarikçiden aylık olarak temin ediniz. Yakıt bileşimi değişmiş olabilir, bu da farklı bir çalışma rejimini zorunlu kılar.
12. Demir içeriği açısından her iki ayda bir kazan blöfünü analiz ediniz. Isı transfer özelliklerinin ve performansının korunmasında dış yüzey temizliği kadar iç yüzey temizliği de önemlidir.
13. Kazanın çalışma koşullarındaki değişikliklerin kabul edilebilir olup olmadığını ve tasarlanan kömür taneciği inceliğinin elde edilip edilmediğini belirlemek için mümkün olduğu durumlarda hem işlenmemiş hem de toz haline getirilmiş kömür numuneleri analiz edilmelidir.

5.5.2. Atık-Isı-Buhar Üretimi

Eski kazan ve proses fırınları, potansiyel olarak önemli enerji tasarrufu fırsatları barındırabilir. Bu alt bölümde, enerji verimliliğinin en üst düzeye çıkarılmasına yönelik bir yaklaşım incelenmekte ve yaklaşımın genel anlamda uygulanabilirliğinin belirlenmesine yönelik bir analizde bulunulmaktadır.

Eski ünitelerle ilgili en büyük zorluk, baca gazına verilen duyulur ısıyı kullanmak için pratik ve ekonomik bir yaklaşımın belirlenmesindeki zorluktur. Tipik olarak, birçok eski ünite, 565-870°C aralığında egzoz-baca gazı sıcaklıklarına sahiptir. Geleneksel bir baca gazı hava ön ısıtıcısının bu sıcaklık aralığında kullanımıyla ilgili ihtiyaç duyulan malzemeler, yapı gereksinimleri ve brülör önü modifikasyonları nedeniyle normalde pratik değildir. Ek olarak, bu ünitelerin bir hava ön ısıtıcısı ile donatılması, fırının doğasında olan ışıma ile ısı transferi özelliklerini önemli ölçüde değiştirerek proses ısı transferini olumsuz yönde etkileyebilmektedir. Mevcut duyulur baca gazı ısısını kullanmanın ve tesisin genel enerji verimliliğini en üst düzeye çıkarmanın bir alternatifi olarak dikkate alınabilecek üç çözüm vardır: 1) atık-ısı-buhar üretimi; 2) uzak bir lokasyonda transfer edilen ısıdan etkin olarak faydalanmak için yanma olmayan veya ek yakıcılı (art yakıcılı) kapalı devre bir sıcak yağ çevrimi veya etilen glikol çevriminin kurulumu; ve 3) bir ekonomizörün kurulumu.

Çoğu endüstriyel işlemde buhara ihtiyaç duyulduğu göz önüne alındığında, yanma olmayan atık-ısı-buhar jeneratörü uygulaması (atık ısı kazanı) bir örnek olarak verilebilir.

Tesislerde genellikle atık-ısı-buhar jeneratörü kurulumunun ekonomik olmadığının düşünüldüğü bir zaman diliminde kurulumu yapılmış olan bir reformer fırın göz önüne alınabilir. Bu türden reformer fırınlarda, sıcak baca gazı (850°C), standart yapı malzemelerinin kullanılabilmesini mümkün kılacak sıcaklık değerlerine düşürülmesi için içine ortam havası karıştırılarak atmosfere verilir.

850°C'lik baca gazı sıcaklığı değerine, termokupl (ısıl çift) tarafından ölçülen değerler ve fırındaki tipik bir günlük ortalama proses yükü baz alınarak ulaşılmıştır. 2 no'lu fuel oil'in kullanıldığı bu cebri çekişli fırın, %20 fazla hava miktarına göre optimize edilmiştir. Baca gazı debisi 14.878 kg/h olarak hesaplanmıştır. Her birinin nominal kapasitesi 34.000 kg/h olan üç kazandan oluşan tesiste 20-bar'lık yaklaşık 8150 kg/h doymuş buhar kullanılmaktadır. Tesis buhar yükü, her biri 27.215 kg/h miktarında buhar sağlayan üç kazan tarafından eşit olarak paylaşılmaktadır. Ünitelerin besleme suyu ortak bir su arıtma tesisinden 104°C sıcaklıkta sağlanmaktadır. Kazanlarda, düşük kükürt oranına (ağırlıkça %0,1 kükürt) sahip 2 no'lu fuel oil yakılmaktadır. Kazan verimi yük durumunda ortalama %85'tir. Mevcut yakıt maliyetleri, ısıl değeri 32.213,32 MJ/m^3 olan 2 no'lu fuel oil için 167 \$/m^3 veya 5,19 \$/10^6 kJ'dur.

Tesisin enerji verimliliğinin artırılmasına ve maliyetlerin en aza indirgenmesine yönelik temel yaklaşım, fırın egzoz baca gazında bulunan duyulur ısıyı kazanarak atık ısıdan maksimum miktarlarda buhar üretmektir. Bazı rehberlerde makul bir şekilde üretilebilecek buhar "miktarı" konusunda bilgiler mevcuttur. Baca gazı sıcaklığı, pratikte 104°C'lik kazan besleme suyu sıcaklığının 36-55°C fazlasına kadar düşürülebilmektedir. Baca gazı sıcaklığının 104°C'lik kazan besleme suyu sıcaklığının 36°C fazlasına kadar düşürüldüğü kabul edilirse, baca gazı çıkış sıcaklığı 104 + 36 = 140°C olacaktır. Bu değer, atık-ısı-buhar kazanı ile entegre bir şekilde tesis edilmiş bir ekonomizörün kullanılması ile mümkündür.

Baca gazı tarafındaki ısı dengesi (baca gazı sıcaklık düşüşünün temelini teşkil eden), buhar üretimi için gerekli mevcut toplam ısıyı verir. Baca gazının duyulur ısı içeriği, baca gazı sıcaklığına ve baca gazındaki su buharı yüzdesine dayalı olarak Şekil 5.7 ve Şekil 5.8'de verilmiştir.

Baca gazındaki su buharı yüzdesi (ağırlıkça), yakılan yakıt tipinin ve fazla havanın yüzdesel olarak miktarının bir fonksiyonudur. Çeşitli yakıt tipleri ve fazla hava miktarları için tipik su buharı yüzdesi değerleri Tablo 5.9'da gösterilmektedir. %20 oranında fazla havanın kullanıldığı 2 no'lu fuel oil durumunda, baca gazındaki ağırlıkça su buharı yüzdesi yaklaşık %6,8 olarak gerçekleşmektedir.

Tablo 5.9: Baca Gazındaki Ağırlıkça Su Buharı Yüzdesi

Yakıt Tipi	*Fazla Hava Yüzdesi*			
	10	**15**	**20**	**25**
Doğal gaz	12,1	11,7	11,2	10,8
2 no'lu fuel oil	7,3	7,0	6,8	6,6
Kömür (farklı çeşitler)	6,7-5,1	6,4-4,9	6,3-4,7	6,1-4,6
Propan	10,1	9,7	9,4	9,1

Buna göre baca gazı ısı dengesi,

Baca Gazı Sıcaklığı Sıcaklık Düşüşü (°C)	Baca Gazı Duyulur Isısı (kJ/kg)
867	1162 (Şekil 5.8)
158	147 (Şekil 5.7)
709	1015 (Şekil 5.8)

Baca gazından elde edilen ve buhar üretiminde kullanılabilecek toplam ısı,

$$14.878 = \frac{kg}{h} \times 1015 \frac{kJ}{kg} = 15{,}1 \times 10^6 \frac{kJ}{h}$$

Üretilebilecek buhar miktarı, buhar devresindeki ısı dengesi ile belirlenir.

20 bar basınçtaki doymuş buhar entalpisi: $h_3 = 2798$ kJ/kg
20 bar basıncında doymuş su entalpisi: $h_f = 930$ kJ/kg
104°C'lik besleme suyu sıcaklığına karşılık gelen entalpi: $h_1 = 437$ kJ/kg

Bu örnek için, kazan blöfünün buhar debisinin %10'u olduğunu varsayalım. Dolayısıyla, ekonomizörden kazana giden besleme suyu debisi, kazandan çıkan buharın 1,10 katı olacaktır. Buhar çıkışını χ olarak tanımlarsak, atık-ısı-buhar jeneratörü tarafından absorbe edilen ısının baca gazı sıcaklığının düşürülmesinden (867°C'den 158°C'ye) elde edilen ısıya eşitlenmesi aşağıdaki buhar debisini vermektedir.

$$(1{,}1)\,\chi\,(h_f - h_1) + \chi\,(h_3 - h_f) = 15{,}1 \times 10^6 \ kJ/h$$

Dolayısıyla,

Buhar debisi, χ = 5165 kg/h
Besleme suyu debisi = 1,10 χ = 1,10 (5165)
= 5682 kg/h

Kazan blöfü = 5682 - 5165 = 517 kg/h

Geleneksel yakıtla çalışan kazanlarda atık-ısı-buhar kazanı kapasitesine karşılık gelen eşdeğer yakıt girdisini belirlemek için aşağıdaki eşitlik kullanılabilir.

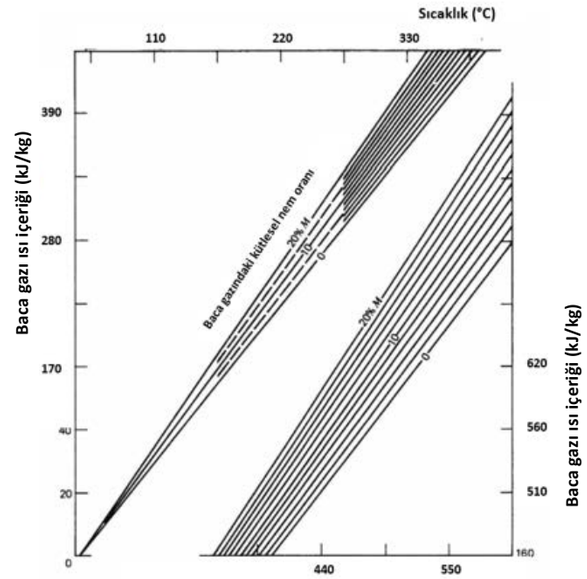
$$\textit{Geleneksel yakıt girdisi} = \frac{\textit{Çıktı}}{\eta}$$

Dolayısıyla,

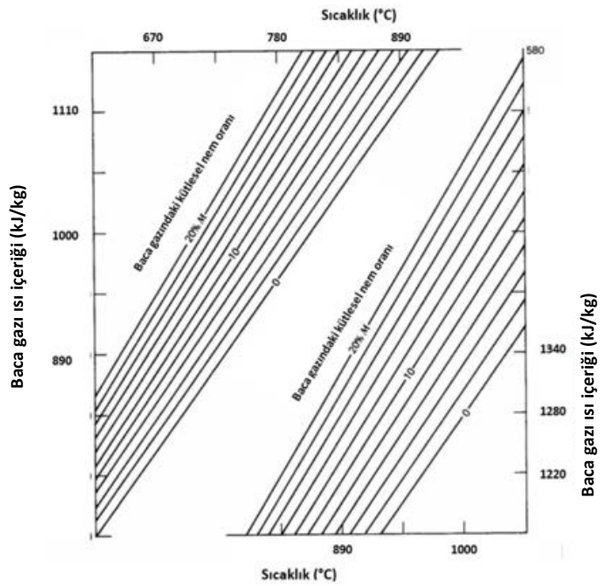
$$\textit{Yakıt Girdisi} = \frac{12{,}45 \times 10^6 \ kJ/h}{0{,}85} = 14{,}65 \times 10^6 \ kJ/h$$

olarak bulunur. Buna göre, reformer fırın baca gazının duyulur ısısını kullanan atık-ısı-buhar jeneratörünün kurulumuyla, geleneksel kazanlar kullanılarak bir taraftan tesisin genel buhar talebi karşılanırken diğer taraftan 14,65 x 10^6 kJ/h fosil yakıt girdisine eşdeğer miktarda enerji tasarruf edilebilmektedir.

Diğer projelerde olduğu gibi, atık-ısı-buhar jeneratörü projeleri de maliyet-etken projeler olmalıdır. Bu projelerin uygulanabilir olması için uygun maliyetli olmaları gerekmektedir. Bir diğer deyişle, atık-ısı-buhar jeneratörü projelerini gerçekleştirme kararları ekonomik kararlardır. Bir projenin yaşam döngüsü boyunca maliyet-etken olarak kabul edilebilmesi için sıfırdan büyük veya sıfıra eşit bir net değere veya şirketin kabul edilebilir en düşük getiri oranından daha büyük bir iç karlılık oranına sahip olması gerekmektedir.



Şekil 5.7:
Baca Gazı Duyulur Isı İçeriği [1]



Şekil 5.8:
Baca Gazı Duyulur Isı İçeriği

[1] Keenan, J. and). Kaye (1948). The Gas Tables. Wiley: New York

5.5.3. Yük Dengeleme

Enerji Tasarrufu Fırsatları

Kazanların ve yardımcı ekipmanın enerji dönüşüm verimleri, uygulanan çalışma yüküne göre değişiklik gösterir. Genellikle, arzu edilen, her bir ekipmanın en yüksek verime karşılık gelen kapasitede çalıştırılmasıdır. Proses tesisleri, ortak besleme suyu ve kondens dönüşü sistemlerini kullanan birden fazla kazan ünitesi içerebilir. Yük değişimlerinin getirdiği kısıtlamalar (ve emniyet bakımından fazla kapasiteye sahip olma gerekliliği), her bir ekipmanın optimum koşullarda çalışmasına nadiren olanak verir. Bu nedenle çoğu enerji tasarrufu önleminin hayata geçirilebilmesi ancak operasyonel kısıtlamaların göz önüne alındığı genel sistem verimliliğini optimize eden bir işletme rejiminin oluşturulması ile mümkündür.

Enerji Tasarrufu Potansiyeli Nasıl Ölçülür?

Yük dengeleme teknikleri kullanılarak enerji tasarrufu fırsatlarının tanımlanması için gerekli olan bilgilerin belirlenebilmesi tesis çapında bir araştırma yapılmasını gerektirir. Söz konusu bilgiler, 1) çeşitli işletme hallerine karşılık gelen toplam buhar talebi ve süresi (buhar yükü profiline karşı çalışma süresi) ve 2) ekipmanın verim özellikleridir (verime karşı yük profili, kısmi yüklerde çalışma karakterisiği).

Buhar Talebi

Grafik kaydediciler buhar talebi bilgisi için en iyi kaynaktır. Tesis çıktısının belirlenmesi için her bir kazanda buhar debimetresi değerleri toplanabilir. Piklere ve düşüşlere neden olan buhar talepleri tanımlanmalı ve sıklıkları tahmin edilmelidir.

Ekipmanın Verim Özellikleri

Her bir kazanın verimi, yarı ve maksimum yük arasında yer alan en az dört farklı yük için belirlenmelidir. Ünitelerin kısmi yük verimi, örneğin doğal gaz için Şekil 5.6 yardımıyla belirlenebilir. Diğer yakıtlar için de benzer diyagramlar oluşturulabilir. Pompa ve fan verimleri için üretici firmalar tarafından sağlanan performans eğrilerine bakılmalıdır.

Aşağıda, kazan yükünün optimize edilmesi yöntemine bir örnek verilmiştir.

Örnek 5-6: Sırasıyla maksimum 90.720 kg/h, 90.720 kg/h ve 45.360 kg/h sürekli buhar üretim gücüne sahip üç kazan tarafından hizmet verilen ve toplam kurulu buhar üretme kapasitesi saatte 226.800 kg olan tesis ele alınacaktır. Her ünite, 120°C'de sağlanan besleme suyuyla 43 bar ve 370°C'de kızgın buhar üretebilmektedir. Tesiste yakılan yakıt, 10^6 kJ başına fiyatı 3,32 ABD Doları olan doğal gazdır. Tesis toplamda ortalama saatte 156.500 kg buhar kullanmaktadır ve bu miktar yaklaşık sabittir. Kazanlar normal şartlarda aşağıda belirtilen yük değerlerine göre çalıştırılmaktadır.

Analiz

Optimum buhar tesisi yük dengeleme koşulları ile elde edilebilecek enerji tasarruflarını belirleyiniz.

1. Basamak: a veya b yaklaşımlarından biriyle başlayınız.

a) Bir danışman aracılığıyla tavsiye edilen yük aralığında çalıştırılacak kazan(lar)ın özelliklerini belirleyiniz ve sonuçları Şekil 5.9 ve 5.10'daki gibi grafiksel olarak açıklayınız.

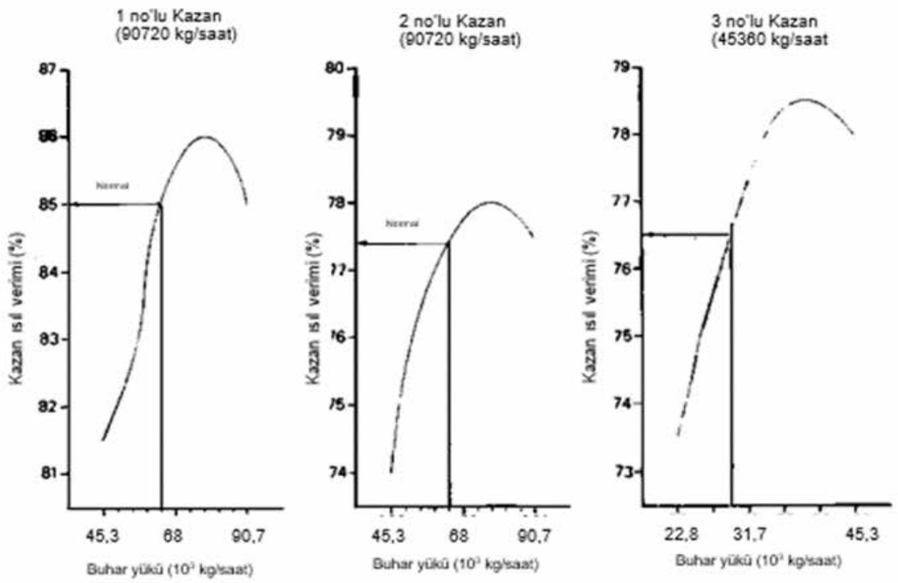
b) Her bir ünite için ünitedeki baca gazı sıcaklığının ve baca gazındaki yüzde O_2'nin ölçümü yoluyla dört farklı yük noktasında kazan verimini belirleyiniz. Kazanların verimleri söz konusu parametreler temelinde örneğin doğal gaz için Şekil 5.6 kullanılarak elde edilebilir. Sonuçları tablo haline getiriniz ve birim verim ve ısı girdisi değerlerini buhar yükünün bir fonksiyonu olarak grafiğe dökünüz. Bu türden bir analizin sonuçları tablo halinde ve grafiksel olarak Şekil 5.9 ve 5.10'da gösterilmiştir.

$$\textit{Kazan Enerji Girdisi} = \frac{\textit{Kazan Enerji Çıktısı}}{\textit{Isıl Verim}}$$

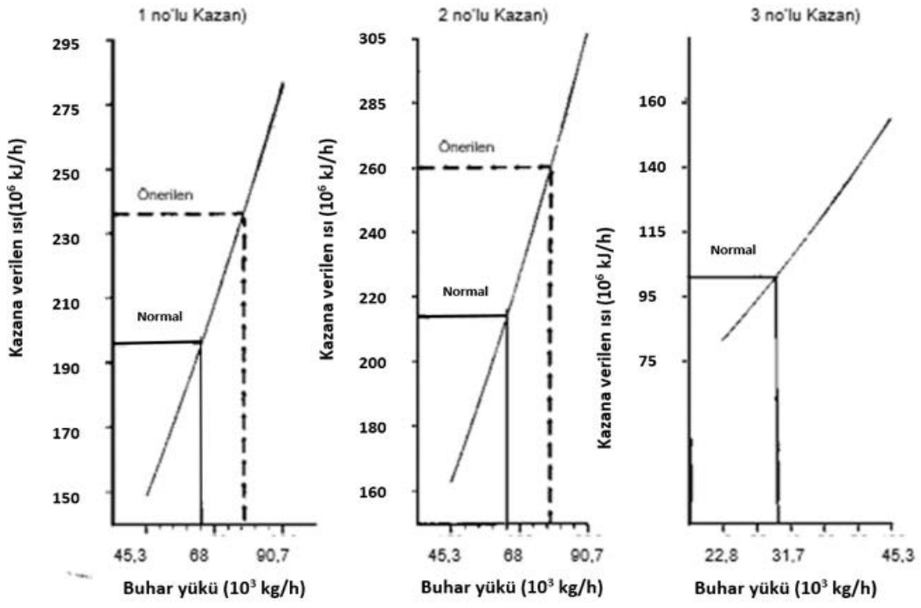
2. Basamak: Tesisteki kazanların normal çalışma düzenindeki mevcut buhar tesisi yük koşullarında kazan ısı girdilerini toplayınız. Şekil 5.10'da gösterildiği üzere:

Kazan No.	Buhar Yükü (10^3 kg/h)	Isı Girdisi (10^6 kJ/h)
1	63,5	196
2	63,5	215
3	29,5	101
Tesis Toplamı	156,5	513

Kazan No.	Kazan Gücü (10^3 kg/h)	Normal Kazan Yükü (10^3 kg/h)	--------Ölçülen Değerler-------		
			Baca Gazı Sıcaklığı (°C)	O_2 (%)	Birim Verim (%)
1	90,72	63,5	12,1	11,7	11,2
2	90,72	63,5	7,3	7,0	6,8
3	45,36	29,5	6,7-5,1	6,4-4,9	6,3-4,7
Tesisin buhar talebi		156,5			



Şekil 5.9: Ünitelerin Birim Verime Karşı Buhar Yükü



Şekil 5.10: Ünitelerin Birim Isı Girdisine Karşı Buhar Yükü Grafikleri

3. Basamak: Optimum buhar tesisi yük dengeleme koşulları, toplam tesis buhar talebi Tablo 5.10'a göre karşılandığında sağlanır.

Kazan 1 Girdi + *Kazan 2 Girdi* + *Kazan 3 Girdi* + ... = Min.

Deneme yanılma yoluyla ve Şekil 5-10'un kullanılmasıyla optimum tesis ısı girdisi şu şekilde belirlenmiştir:

Kazan No.	Buhar Yükü *(10^3 kg/h)*	Isı Girdisi *(10^6 kJ/h)*
1	78,5	238
2	78	264
3	(yedek)	---
Tesis Toplamı	156,5	502

4. Basamak: Optimum yük dengelemeden elde edilen yıllık yakıt tasarrufu, mevcut kazan girdisi ile optimum kazan girdisi arasındaki farktır.

Buhar Tesisi Enerji Tasarrufu = Mevcut Girdi - Optimum Girdi

$$(512\text{-}502) \times 10^6 \frac{kJ}{h} = 10 \times 10^6 \frac{kJ}{h} \text{ veya yıllık olarak}$$

$$10 \times 10^6 \frac{kJ}{h} \times 8500 \frac{h}{a} \times 3{,}32 \frac{\$}{10^6\ kJ} = 282.200 \frac{\$}{a}$$

Önceki örnekte dikkate alınmayan faktörler, daha verimli fan işletmesi nedeniyle elde edilecek ek enerji tasarrufu ve üçüncü kazan bekleme modunda iken yapılacak bakım harcamalarıdır.

Bu örnekte parasal tasarruf mümkün olmuştur, çünkü tesisin hizmetteki toplam kapasitesinin gerçek buhar talebine oranının yüksekliği, kazanların düşük yükte verimsiz bir şekilde çalışmasına neden olmaktadır. Genellikle enerjinin verimsiz bir şekilde kullanılmasına neden olan diğer işletme modları şunlardır:

1. Kazanların baz yükte tam kapasite çalıştırılması. Bu durum, baz yükte çalışan kazanların gereksiz yere optimum verimin altında çalışmasına neden olabilir. (Şekil 5.9'da tam kapasitede verim düşüşü gözlenebilir. Kazanların optimum koşullarda çalıştırılması gerekmektedir.)
2. Düşük basınçlı buhar taleplerini karşılamak için basınç düşürme ile yüksek basınçlı buhar kazanların çalıştırılması.
3. Olması gerekenden fazla sayıda pompanın çalıştırılması (iç tüketimi artırır). Bu durum, verimsiz bir çalışma ile sonuçlanır.

Tablo 5.10: Ünitelerin verim ve girdi tablosu

Kazan No.	Buhar Yükü (10^3 kg/h)	Baca Gazı Sıcaklığı (°C)	Ölçülen Oksijen Yüzdesi (%)	Yanma Verimi (%)	Kazan Buhar Çıktısı (10^6 kJ/h)	Kazan Yakıt Girdisi (10^6 kJ/h)
1	90,7	152	2	85,0	238,6	296,2
	77,0	138	2	86,0	202,9	137,6
	59,0	149	7	84,0	155,1	184,6
	45,3	138	12	81,5	119,3	146,4
2	90,7	329	2	77,5	238,7	307,0
	77,0	299	4	78,0	202,9	260,1
	59,0	271	7	77,0	155,1	201,4
	45,3	254	11	74,0	119,3	161,2
3	45,3	315	2	78,0	119,3	153,0
	38,5	299	2	78,5	101,4	129,2
	29,5	282	7	76,5	77,5	101,4
	22,7	260	11	73,5	59,7	81,1

5.5.4. Maksimum Fayda Gereksinimleri

Bir kazan yük verme planı oluşturunuz. Optimize edilmiş bir kazan yük verme planı, tesisin herhangi bir buhar talebinin minimum enerji girdisi ile karşılanmasını sağlayacaktır. Böyle bir planı oluştururken dikkate alınması gereken bazı genel noktalar şunlardır:

1. Kazanlar genellikle, %65-85 kısmi yükte ve santrifüj fanlar ise %80-90 kısmi yükte en verimli şekilde çalışırlar. Yükün %65'ten daha düşük veya %85'ten daha yüksek olduğu durumlarda ekipmanın verimi azalmaktadır. Yükün %65'ten daha düşük olduğu durumlarda verimde gözlenen azalma yükün %85'ten daha yüksek olduğu durumlarda verimde gözlenen azalmaya göre çok daha belirgin olmaktadır.
2. Dolayısıyla düşük yüklerde daha fazla sayıda kazanın yerine yüksek yüklerde daha az sayıda kazanın çalıştırılması genellikle daha verimli olmaktadır.
3. Kazanlar en verimli üniteden başlanarak devreye alınmalı ve sonrasında da diğer kazanlar verimlerine göre azalan sırada devreye alınmalıdır.
4. Daha yeni ve daha yüksek kapasiteli üniteler genellikle daha eski ve daha küçük ünitelerden daha verimlidirler.
5. Genel olarak, buhar tesisi yük dalgalanmaları, öncelikle en küçük ve en az verime sahip ünite kullanılarak karşılanmaya çalışılmalıdır.

Yüksek basınçlı kazanların kullanımını optimize ediniz. Bir tesisteki en verimli olan kazanlar genellikle en yüksek basınçta çalışan kazanlardır. Buharda bulunan yüksek düzeydeki enerjinin etkin bir şekilde kullanılabilmesi koşuluyla, tesis talebinin mümkün olduğu kadarının söz konusu yüksek basınçta çalışan kazan üniteleriyle karşılanması arzu edilir. Bu en verimli şekilde, öncelikle karşı basınçlı türbinler kullanılarak yapılır. Böylece bir taraftan mekanik enerji üretilirken diğer taraftan düşük basınçlı buhar ihtiyacı karşılanır.

Buna karşılık iş elde etmeden, yüksek basınçlı buharın bir basınç düşürme ve kızgınlık giderme istasyonu aracılığıyla basıncının azaltılması hali, düşük basınçlı buhar taleplerini karşılamanın en düşük verimli yöntemidir. Bu durumda, gerekli basıncın doğrudan üretimi genellikle daha verimli olmaktadır.

Bir yardımcı ekipman yük planlaması oluşturunuz. Tesis yükünün artması veya azalması amacıyla devreye alınan veya devre dışı bırakılan tüm kazanlar için ortak olan bir yardımcı ekipman işletme planı oluşturulmalıdır.

Bekleme modunda kazanların bakımlarının sağlanması için bir prosedür oluşturunuz. Daha yüksek güçlerde daha az kazan çalıştırmak genellikle daha ekonomiktir. Diğer taraftan, çalışan kazanlardan birinin devre dışı kalması durumunda, buhar beslemesinin sürekliliği korunmalıdır. Bu süreklilik, her iki koşulda da bazen bir kazanın yedekte, çalışmaya hazırda tutulmasıyla sağlanabilir. Bu durumda iken kazan buhar sisteminden izole ve yüksüz bir haldedir, ancak, sistem işletme basıncında hazır halde bekletilmektedir. Isı kayıplarının karşılanması amacıyla, brülör aralıklı olarak çalışarak kazan belirli bir basınçta tutulur. Kazanların yedekte çalışmaya hazır halde bekletilmesine ilişkin yönergeler aşağıdaki gibidir.

1. Üniteden kaynaklanan ısı kayıplarını en aza indirmek için tüm damperleri ve hava alış ağızlarını kapatınız.
2. Ateşleyicinin/brülörün güvenli söndürülmesi için güvenlik prosedürlerine uyunuz.
3. Türbinleri besleyen üniteler ile ilgili olarak, kazan veya kazanların yedekte hazır bekletilmesi sırasında kazanda oluşan kondensin türbinlere taşınmaması için önlemler alınız. Pendant tipi (askıda) kızdırıcılara sahip ünitelerde, kızdırıcılarda bu şekilde kondens oluşabilmektedir.

Operatörler, acil durum çalıştırma prosedürlerine aşina olmalı ve yedekte çalışmaya hazır halde bekleyen kazan(lar)ın devreye alınmasıyla birlikte sistemde yaşanacak basınç düşüşünün tolere edilebileceğinden emin olmalıdırlar.

Günlük Kazan Çalıştırma Yönergeleri

1. Tüm kazanların verimini sürekli olarak takip ediniz ve performansta düşüşe neden olan hususları anında düzeltiniz. Otomasyonlu yük dengeleme bu bakımdan faydalı olabilir.
2. Yük dengeleme planlarına uyulduğundan emin olunuz.
3. Buhar talebinde bir artış veya azalma, kazanlarda güç kaybı, ilave kazan veya kazanların devreye alınması/kazan(lar)ın devre dışı bırakılması veya ısı geri kazanım ekipmanının devreye alınması/devre dışı bırakılması gibi sistemde büyük değişiklikler meydana geldiğinde, kazan yük planlamasını yeniden değerlendiriniz.

4. Parametreleri ve mevcut çalıştırma modunun geçerliliğini yeniden kontrol ediniz.
5. Yakıt kullanımını ölçüp kaydediniz ve birim ısı girdisi ile olan ilişkisinin belirlenmesi için buhar üretimi ve baca gazı analizi ile ilişkilendiriniz.
6. Tüm izleme enstrümantasyonunu kalibre edilmiş ve düzgün şekilde çalışır durumda tutunuz.
7. Fazla hava miktarını optimize ediniz ve kazan blöfünü mümkün olan minimum düzeye indirgeyiniz.

Mevcut Otomasyonlu Sistemler

Bağlantı hattı satın alınan güç kontrolü de dahil olmak üzere buhar/enerji santralinin optimal düzeyde çalışmasını sağlayan piyasadan temin edilebilir dijital kontrol sistemleri ve özel sensörler bulunmaktadır. Bu sistemler, minimum fazla hava, SO_2, NO_x, CO (ve istenirse opaklık) bakımından her bir kazanı kontrol edebilir ve yakıt tüketiminin azaltılması ve optimizasyonu bağlamında kazan ve kojenerasyon sistemlerini kontrol edebilmektedir.

Kazan tesisi optimizasyonu, tesisin buhar taleplerinin en uygun maliyetli şekilde karşılanmasını sağlayan ve zamana, yüke ve yakıt kalitesine göre değişen kazan verimini kesintisiz olarak hesaba katan kazan kontrolcüleri aracılığıyla gerçekleştirilmektedir. Benzer şekilde, kojenerasyon ekipmanının otomatik kontrolü, tesisin elektrik ve proses buhar taleplerinin karşılanmasında maliyet etkin bir seçenek olabilir. Güç santrali kazan sistemlerinde olduğu gibi, elektrik üretimi verimi ve ara buhar miktarı kesintisiz bir şekilde belirlenebilmektedir. Yine talepte meydana gelen değişikliklere göre optimum genel verim için uygun olan yükler belirlenebilmektedir.

Tam entegre otomasyon kontrollü sistemler de elektrik bağlantı hattı kontrolü sağlayabilmektedir. Bu sayede şebeke bağlantı hattı yükü, elektrik sözleşmesinin sınırları dahilinde sürekli olarak izlenebilmekte ve kontrol edilebilmektedir. Örneğin, tesis içi güç üretimi artırılarak veya türbinlerin halihazırda tam kapasitede çalışıyor olması durumunda önceden belirlenmiş önceliklere dayalı olarak türbinlerin yükleri azaltılarak en üst talep düzeyinin üzerindeki yüklerden otomatik olarak kaçınılabilmektedir.

5.6. Kazanlar

5.6.1. Kazan Sınıflandırmaları

Yakıtın yanması ile ısıl gücün üretilmesine imkan sağlayan kazanlar farklı şekilde sınıflandırılabilmektedir. Kazanlar ısı transferi yüzeylerinin konumlarına göre yatay (örn. atık ısı buhar jeneratörü), dikey (örn. termik santral kazanları) ve eğimli (örn. proses buharı üretimi) olarak sınıflandırılabilir. İkinci bir sınıflandırma boruların içindeki akışkana göre yapılandır. Buna göre alev borulu ve su borulu kazanlar olarak sınıflandırma yapmak mümkündür. Alev borulu kazanlarda yanma gazları su ve buhar dolu gövdenin içinden akarak ısı transferi gerçekleştirirken su borulu kazanlarda içinde su-buhar bulunan borular yanma odasının etrafında ya da sıcak gaz yolu üzerinde konumlandırılır. Alev borulu kazanlar genellikle düşük basınçlıdır (yaklaşık 20 bar) ancak su borulu kazanlarda basınç çok daha yüksektir (kritik üstü kazanlarda 300 bar basınca kadar buhar üretilmesi mümkündür). Alev borulu ve su borulu kazanların karşılaştırması ilerleyen başlıklarda ele alınmıştır. Su borulu kazanlar, zorlanmış dolaşımlı ya da doğal dolaşımlı kazanlar olarak alt sınıflara ayrılabilir. Doğal dolaşımlı kazanlarda su-buhar döngüsü su ile buhar arasında oluşan yoğunluk farkı ile sağlanırken zorlanmış dolaşımlı kazanlarda pompalar su sirkülasyonunda kullanılır. Kazanlar ısı transfer akışkanlarına göre buhar ve sıcak su kazanları olarak iki kategoriye ayrılmaktadır. Bunun dışında kızgın yağ ve kızgın su kazanlarını da ifade etmek mümkündür.

Buhar kazanları enerjiyi son kullanıma, esas olarak gizli ısı enerjisi (buharlaşma ısısı) biçiminde sunmaktadır. Kazandan ısı eşanjörüne beslenen buhar, burada yoğuştukça ısı transferi gerçekleşmektedir. Çevrimin tamamlanması için oluşan kondens kazana geri gönderilir. Sıcak su, kızgın su ve kızgın yağ kazanları ise enerjiyi son kullanıma ısı eşanjörü boyunca akışkanın sıcaklığındaki değişiklikler yoluyla duyulur ısı biçiminde sunmaktadır.

Belirli bir uygulama için hangi tip kazan sisteminin en uygun kazan sistemi olduğu değerlendirilirken dikkate alınması gereken birkaç husus bulunmaktadır. Buhar kazanları ısıl enerjiyi nihai kullanıma buharın kendi basıncını kullanarak gönderir. Hâlbuki sıcak su kazanları bu amaçla sirkülasyon pompaları kullanmak durumundadır. Belirli debide bir enerji akışı için buhar sistemleri sıcak su sistemlerine kıyasla daha düşük kütlesel debilere ve daha küçük besleme boru çaplarına gereksinim duyar. Kondens dönüşü, nihai tasarıma bağlı olarak basınç tahrikli, yerçekimi tahrikli veya pompa tahrikli olabilmektedir. Buhar kazanları, sıcak su kazanlarına kıyasla genellikle daha yüksek sıcaklıklarda çalışmakta ve bu nedenle dağıtımda daha yüksek ısı kayıplarına konu olmaktadır. Ek olarak, buhar kazanları sıcak su kazanlarına kıyasla daha yüksek baca gazı sıcaklıkları, kondens ve blöf kayıpları şeklinde ortaya çıkan daha büyük genel sistem kayıplarına sahiptir. Bu nedenle buhar kazanları, sıcak su kazanlarına göre daha düşük bir toplam ısıl verime sahiptir.

Çalışma Basıncı ve Çalışma Sıcaklığı

Kazanlar yüksek basınçlı ve düşük basınçlı kazanlar olmak üzere basınç temelinde başlıca iki kategori altında sınıflandırılmaktadır. Bir sistemin yüksek basınçlı veya düşük basınçlı olarak sınıflandırılması, çalışma ve güvenlik gereksinim ve maliyetlerini etkilemektedir.

Doymuş buhar sistemlerinde basınç arttıkça buhar sıcaklığı da artmakta, ancak buharın buharlaşma ısısı [kJ/kg] azalmaktadır (su buharı için kritik noktada gizli buharlaşma ısısı sıfır olmaktadır). Buna göre, doymuş buhar üreten buhar kazanlarında buhar basıncının düşürülmesiyle daha fazla ısı enerjisinin (kJ/kg) kullanıma sunulması mümkündür.

Burada esas unsur, buhar sıcaklığının sistemin nihai kullanım ihtiyaçlarını karşılamaya yeterli olup olmamasıdır. Buhar basıncının (ve sıcaklığın) düşürülmesi, dağıtım hatlarındaki ısı kayıplarını da azaltacaktır. Atmosfere açık kondens sistemlerine sahip buhar sistemlerinde daha düşük buhar basıncı, aynı zamanda flaş buhar kayıplarının da daha az olmasını sağlayacaktır. Ancak, karar verme aşamasında prosesin ihtiyacı olan minimum buhar basıncına göre kazan buhar basıncı, kayıplar da dahil (sürtünme vb.) olarak seçilmelidir.

Isı Geçişinin Tasarımı

Burada konu edilen ısı transferi, kazan içindeki ısı geçiş yüzeylerinde olan ısı transferidir. Kazanlar genellikle duman (alev) borulu kazanlar veya su borulu kazanlar olarak ikiye ayrılır. Kazan sınıflandırmaları bölümünde bahsedildiği üzere duman borulu kazanlarda yanma ürünü sıcak gazlar, boruların içinden akar, boruların dışında su bulunmaktadır. Su borulu kazanlarda ise tam tersine su, boruların içinden akmaktadır, boruların dışında ise sıcak gazlar bulunmaktadır.

Duman borulu ve su borulu kazanlar arasında, çalışma özelliklerini ve belirli uygulamalar için uygunluklarını etkileyen bazı önemli farklılıklar söz konusudur. Su borulu kazanlar, belirli bir kapasite için duman borulu kazanlara kıyasla daha az yer kaplar. Yüksek basınçlarda su borulu kazanlar kullanılmalıdır. Duman borulu kazanlar ise genellikle 20 bar altındaki basınçlar için uygundur. Yine duman borulu kazanlara kıyasla, su borulu kazanlar çok daha yüksek kapasitelerde kullanılır. Duman borulu kazanlarda ise ancak 5000 kW güce çıkılabilir. Su borulu kazanlarda kazan içindeki su kütlesi daha düşük olduğundan, su borulu kazanlarda ilk çalıştırmadan itibaren sıcaklığın artışı daha az zaman almaktadır. Ayrıca, su borulu kazanların yük değişimine daha duyarlı oldukları ve su borulu kazanlarda daha hassas yük kontrolünün mümkün olduğu bilinmektedir. Diğer taraftan, duman borulu kazanlarda kazan içindeki su kütlesi eşdeğer kapasiteli su borulu kazanlara kıyasla çok daha fazla olduğundan, talepteki kısa vadeli dalgalanmaları karşılama konusunda duman borulu kazanlar su borulu kazanlara kıyasla daha avantajlıdır. Ancak, talepteki dalgalanmayı karşılamak için basınç bir kez düşürüldüğünde çalışma basıncının kontrol set noktasına kadar yükseltilmesi duman borulu kazanlarda daha uzun zaman almaktadır. Genel olarak, su borulu kazanlar daha yüksek kapasite değerlerine ve basınca sahiptir. Diğer taraftan, duman borulu kazanlar su borulu kazanlara göre daha basit işletim tasarımlarına, daha az kritik su kalitesi gereksinimlerine ve nispeten daha düşük bakım maliyetlerine sahiptir.

Isı Transferi Yüzeyli ve Direkt Temaslı Isıl Güç Sistemleri

Kazanların ve fırınların çoğunda, yukarıda açıklanan duman borulu ve su borulu ısı eşanjörü tasarımlarında olduğu gibi bir yüzey üzerinden ısı transferi söz konusudur. Bu şekildeki ısı transferinde, ısı eşanjörünün bir tarafında sıcak gaz, diğer tarafında ise iş akışkanı akmakta ve sıcak gaz, iş akışkanını ısıtmak için ısıyı, ısı değiştiricisinin metal yüzeyleri üzerinden transfer etmektedir. Bununla birlikte hem kazanlar hem de özellikle fırınlar için arada yüzey olmaksızın doğrudan ısı transferi tasarımları da mevcuttur. Doğrudan sistemlerde, sıcak yanma gazları, ısıtılmakta olan ortamla doğrudan temas halindedir. Kereste veya tuğla kurutmada kullanılan fırınlar buna örnek olarak verilebilir.

Kazanların Isıl Verimleri

Modern doğal gaz kazanları yoğuşmasız, yarı yoğuşmalı ve tam yoğuşmalı sistemler olmak üzere üç genel sınıfa ayrılmaktadır. Yoğuşmasız sıvı yakıt ve doğal gaz kazanları %80-82 arasında verimle çalışmaktadır. Çoğu konvansiyonel kazanın nominal veriminin %80 olduğu kabul edilmektedir. Bununla birlikte, daha eski kazanların ve doğal çekişli kazanların verimi %80'in çok altında olabilmektedir. Yoğuşmalı doğal gaz kazanları ise üst ısıl değere göre %94-99 arasında verimle çalışabilmektedir. Yarı yoğuşmalı kazanlar tipik olarak üst ısıl değere göre %82-86 arasında verimliliğe sahiptir. Yoğuşmalı kazanlar, yoğuşmasız ve yarı yoğuşmalı kazanlarla karşılaştırmalı olarak ayrıca ele alınacaktır.

5.6.2. Yoğuşmalı Kazanlar

İlgili bölümde ifade edildiği gibi, bir fosil yakıtın yanması sırasında su buharı üretilmektedir. Yakıttaki hidrojen, havadaki oksijenle birleşerek su buharını oluşturur. Su buharı, gizli ısı enerjisi içerir. Kullanılan herhangi bir yakıt tipi için su buharının içerdiği gizli ısı enerjisi miktarı, yakıtın üst ısıl değeri ile yakıtın alt ısıl değeri değeri arasındaki farktır. Örneğin karbona göre hidrojen miktarı yüksek olan doğal gazın yanması sonucunda oluşan su buharında, açığa çıkan toplam ısı enerjisinin yaklaşık %10'u gizli ısıdır.

Konvansiyonel kazanlar, atık gazlar bacadan çıkana kadar suyu buhar halinde tutacak kadar yüksek baca gazı sıcaklıklarında çalışacak şekilde tasarlanmıştır. Bölüm 5.3'te ele alınan yanma verimi çizelgeleri, yoğuşmasız kazanlar içindir. Bacanın tasarımına ve uzunluğuna ve dış hava sıcaklığına bağlı olarak baca gazı sıcaklığı oldukça yüksek olabilir ve bu kazan verimini düşürür. Çeşitli yakıtlar için tavsiye edilen minimum baca gazı sıcaklıkları Tablo 5.11'de gösterilmiştir. Minimum baca gazı sıcaklığı koşulunun nedeni, baca gazında yoğuşma ve asit oluşumunun engellenmesidir. Su buharı, yanma gazlarından (CO_2, NO_x ve SO_2) oluşan bir atmosferde yoğuştuğunda buhar, karbonik asit, nitrik asit ve sülfürik asit gibi yanma ürünlerine dayalı asitler oluşturmaktadır. Asitler bacayı ve kazanın kendisini korozyona uğratır.

Konut uygulamaları için tasarlanmış daha küçük kapasitelerde, gazla çalışan (doğal gaz veya propan) yoğuşmalı kazanlar günümüzde piyasada mevcuttur. Fuel-oil yakıtlı yoğuşmalı kazanlar daha sınırlı kullanılabilirliğe ve çok daha yüksek ekipman maliyetlerine sahiptir. Ticari ve endüstriyel uygulamalar için 1000 kW güce kadar kapasiteli doğal gazla çalışan yoğuşmalı kazanlar da mevcuttur.

Daha büyük sistemlerdeki yoğuşmalı kazanlar, tipik olarak modüler yapı kullanılarak tasarlanmaktadır. Genel olarak yoğuşmalı kazanlar, en fazla 80°C'ye kadar sıcak su üretmek üzere tasarlanmıştır. Bazı yoğuşmalı kazanlar daha yüksek sıcaklıklarda da sıcak su üretebilmektedir, ancak buna karşılık olarak genellikle verimden ödün vermektedir. Yoğuşmalı kazanlar buhar kazanı olarak kullanılmaz.

5.6.2.1. Daha Yüksek Verim

Avrupa ülkeleri yaygın biçimde yoğuşmalı kazanlar kullanmaktadır. Birçok Avrupa ülkesinin enerji mevzuatı, gaz yakıtlı ve bazı durumlarda da akaryakıt yakıtlı sıcak su kazanlarında yoğuşmalı kazanların kullanılmasını zorunlu kılmaktadır. Verilen teşvikler sayesinde Kanada'daki bazı doğal gaz şirketleri de yoğuşmalı kazanları desteklemektedir. ABD'nin bazı bölgelerinde de yine bina yönetmeliklerine göre doğal gaz yoğuşmalı kazanların kullanımı zorunludur. Ülkemizde, Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği'nde Madde 13; 'Kullanım alanı 250 m^2 ve üstünde olan bireysel ısıtma sistemine sahip gaz yakıt kullanılan binalarda bağımsız bölümlerde veya müstakil binalarda yoğuşmalı tip ısıtıcı cihazlar veya entegre ekonomizerli cihazlar kullanılır.' zorunluluğunu getirmektedir.

Tablo 5.11: Korozyon Sorunlarını Önlemek İçin Tavsiye Edilen Minimum Baca Gazı Çıkış Sıcaklığı[2]

Kaynak Yakıt Tipi	Minimum Baca Gazı Çıkış Sıcaklığı (°C)
Fuel oil >%2,5 kükürt	200
Fuel oil <%1 kükürt	165
Bitümlü kömür >%3,5 kükürt	140
Bitümlü kömür >%1,5 kükürt	110
Tozlaştırılmış antrasit kömürü	104
Doğal gaz	104

Yoğuşmalı kazanlar, baca gazlarının temas ettiği ısıtma yüzeylerindeki sıcaklığı yoğuşma noktasının altına düşürmek için tasarlanmıştır. Bu nedenle, baca gazı sıcaklıkları çok düşüktür. Buhardaki gizli ısı kazancı yanında duyulur ısı kaybı da çok düşüktür. Bunun sonucunda yoğuşmalı kazanların yanma verimi yoğuşmasız kazanlara kıyasla daha yüksek olmaktadır.

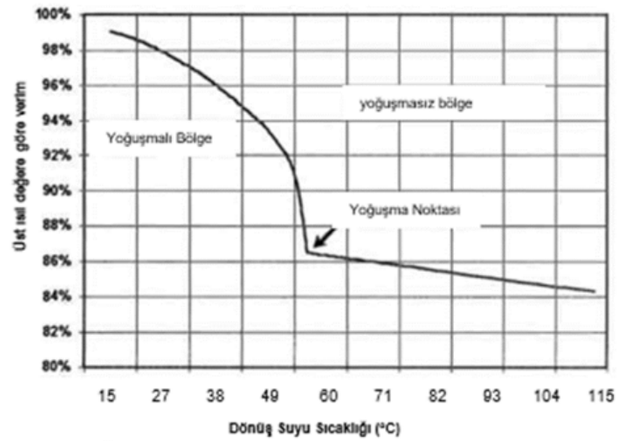
Verimin en üst düzeye çıkarılabilmesi için yanma gazlarının yoğuşmalarına imkan verecek düşük sıcaklıkta sıcak su üretilmelidir. Isıtma sisteminin, kazana yeterince düşük sıcaklıkta dönüş suyu sağlamadığı durumlarda, yanma gazlarındaki su buharı yoğuşmaz veya sadece kısmen yoğuşur.

Yoğuşmalı kazanın yoğuşmalı modda çalışıp çalışmadığını belirleyen birincil faktör, kazan dönüş suyu sıcaklığıdır. Bu nedenle, yoğuşmalı kazanlarda yüksek verim elde edilmesinde düşük dönüş suyu sıcaklığı esastır. Yoğuşmalı kazan sistemleri, kazan verimini en üst düzeye çıkarmak için dönüş suyu sıcaklıklarını en aza indirecek şekilde tasarlanmalı ve bu şekilde çalıştırılmalıdır. Ancak, olması gerekenden daha düşük bir dönüş suyu sıcaklığı kısmi yüklerde çalışma nedeni ile düşük verim ile sonuçlanabilir.

Yanmada kullanılan hava fazlalığı, buharın kısmi basıncını düşürmek suretiyle yoğuşma noktasını ve böylece yanma gazındaki buharı yoğuşturmak için gereken sıcaklığı da düşürmektedir. Nitekim bu, hava-yakıt oranını optimize etmenin başka bir nedenidir. Buhar basıncı rakıma bağlı olarak da değişmektedir. Daha yüksek rakımlarda atmosfer basıncı daha düşük olacağından yoğuşma noktası da yine daha düşük olacaktır. Ancak, burada en etkili faktör kazanın dönüş suyu sıcaklığıdır. Şekil 5.11'de gösterildiği gibi, dönüş suyu sıcaklığının en aza indirilmesi, yoğuşmalı kazan sisteminin verimini en üst düzeye çıkaracaktır. Bu nedenle, yoğuşmalı kazanların kullanımının en uygun olduğu uygulamalar, tam yükte düşük dönüş suyu sıcaklıklarına izin veren uygulamalardır.

5.6.2.2. Yoğuşmalı Kazan Sistemi Tasarımı ve Çalışması

Mümkün olduğu kadar çok miktarda gizli ısının geri kazanılabilmesi amacıyla ve yanma ürünlerinin korozif olduğu da düşünülerek, yoğuşmalı kazanlar yüksek kaliteli paslanmaz çelikten veya korozyona dirençli diğer metallerden yapılmaktadırlar. Yoğuşmalı kazanlarda sistem daha düşük su sıcaklıkları ile çalıştığından, ısı transfer yüzey alanları eşdeğer kapasiteye sahip yoğuşmasız kazanların ısı transfer yüzey alanlarından daha büyük olmaktadır. İçten yoğuşmalı kazanlarda, genellikle, yanma gazları ve ısıtılan kazan suyu arasında bir karşı akış tasarımına sahip birincil ve ikincil ısı eşanjörünü içeren iki kademeli bir tasarım kullanılmaktadır. İlk kademe yanma hücresi ve birincil ısı eşanjöründen, ikinci kademe ise ısı transfer borularının hem su tarafında hem de gaz tarafında genişletilmiş ısı transfer yüzeyleri (örneğin kanatçıklı borular) kullanarak daha düşük sıcaklıklarda çalışacak şekilde tasarlanmış ikincil ısı eşanjöründen oluşmaktadır. Bu tasarım tipi, genel ısı eşanjörünün etkenliğini artırmaktadır. Böylelikle nihai baca gazı sıcaklığı, bazı durumlarda dönüş suyu sıcaklığı ile arasında 10°C olacak şekilde, dönüş suyu sıcaklığına çok yaklaşabilmektedir.



Şekil 5.11: Dönüş Suyu Sıcaklığıyla Yanma Verimi Arasındaki Tipik İlişki

[2] Handbook of Energy Engineering (Enerji Mühendisliği El Kitabı), 7th edition (7. baskı). A. Thumann ve D.P. Mehta (2013).

Yoğuşmalı kazanlar, daha gelişmiş kontrolcülere ve daha üst sınıf brülörlere sahiptir. Yakma sistemleri, hassas kontrollü bir sıcak yüzey veya buji ateşlemesi ile pozitif basınç altında çalışır. Bu, yoğuşmalı kazanları daha verimli hale getirmenin yanı sıra, aynı zamanda daha düşük NO_x emisyonları ile sonuçlanır. Yanma kontrolü önemlidir, çünkü gereğinden fazla hava, duyulur ve gizli ısı geri kazanımını zorlaştırmaktadır.

Yoğuşmalı kazanlar kapasitenin modülasyonu ve kısmi yükten kaynaklanan kayıpların önlenmesi için kullanılan çeşitli kontrol sistemleri içermektedir. Birden fazla yakma sisteminden (kaskad sistemler) oluşan bir tesisin tek kazanlı bir tesise göre çeşitli avantajları bulunmaktadır. Spesifik olarak ifade etmek gerekirse, kaskad tesis daha yüksek mevsimsel verimlilikle çalışabilmektedir. Modüler yapı sayesinde tüm kapasitenin kullanılması gerekmemekte, böylece kısma oranı (üst/alt kapasite oranı) artmış ve kazanların durup kalkma sayısı azalmış olmaktadır.

Modern yoğuşmalı kazanlar genellikle, yüksek kısma oranlarına sahip tam modülasyonlu sistemlerdir. Kısma oranı, maksimum ile minimum yakma miktarlarının (kapasitenin) birbirine oranıdır. Baz üniteler 5:1 kısma oranına sahiptir, ancak 10:1 kısma oranı da yaygın olarak mevcuttur ve en iyi üniteler ise 20:1 kısma oranına sahiptir. Kısmi yükte gerçekleştirilen yakma, yanma gazlarının ısı transfer yüzeylerinde daha uzun bir süre boyunca kalmasını sağlayarak yanma verimini artırmaktadır. Bu nedenle, yoğuşmalı kazanlar modülasyonlu olmaları ve dur-kalk moduna girmemeleri koşuluyla kısmi yükte tam yükte olduğundan daha yüksek yanma verimine sahiptir. Herhangi bir kazanda (yoğuşmalı veya yoğuşmasız) kazanların dur-kalk çalışmaları, ek ısı kaybına neden olacaktır.

Kısmi yük durumunda, tam yük durumunda olduğundan daha yüksek ısıl verime sahip olan yoğuşmalı kazanlar, bu yönleriyle genellikle daha yüksek yüklerde daha yüksek verime sahip yoğuşmasız kazan sistemlerinden farklılık gösterir. Buna göre, modüler kazan sistemi tasarımı düşünüldüğünde, yoğuşmalı kazanların hiçbirinin dur-kalk moduna girmemesi koşuluyla, daha fazla sayıda yoğuşmalı kazanın kısmi yükte çalıştırılması daha az sayıda yoğuşmalı kazanın yüksek kısmi yükte çalıştırılmasından daha iyi bir sistem verimi sağlayacaktır. Yoğuşmasız kazan tesislerinde daha yüksek yüklerde daha az sayıda kazanın çalıştırılması genellikle daha yüksek sistem verimi sonucunu vermektedir. Yoğuşmalı kazan tesislerinde ise bunun tam tersi doğrudur, yani daha fazla sayıda kazanın çalıştırılması bu kazanların modülasyonlu olmaları koşuluyla genel sistem veriminin daha yüksek olmasına yol açmaktadır. Bu tavsiye, kazan tesislerinin aşırı büyük olmalarının daha ekonomik olduğu anlamına gelmez, çünkü ihtiyaç duyulmayan ek kapasiteler yatırımın boşa harcanması demektir. Başlangıçta kazan tesisleri tasarlanırken yedek kazan kapasitesi için birden fazla sayıda daha küçük boyutlu modüler kazanların kullanılması, söz konusu yedek kazanların getireceği ek maliyetlerin en aza indirgenmesine yardımcı olacaktır.

Yoğuşmalı kazanın yoğuşma modunda çalışmasına izin vermek ve çalışma verimini en üst düzeye çıkarmak için dönüş suyu sıcaklığı (kazana giren su sıcaklığı) 50°C'nin altında olmalıdır. Yoğuşmalı kazanlar, termal şoka son derece dayanıklı olacak şekilde tasarlanmıştır; bu nedenle, düşük dönüş suyu sıcaklığı, yoğuşmasız kazanlarda olduğu gibi bir endişe kaynağı değildir. Daha düşük besleme suyu sıcaklıkları, daha düşük dönüş suyu sıcaklıkları ile birlikte, sıcak su dağıtım sistemindeki ısı kaybının da azalmasına, böylece kazanlardaki net yükün azalmasına ve daha fazla enerji tasarrufuna yol açmaktadır.

Yoğuşmalı kazanlarla kullanım için tasarlanmış daha verimli bir sıcak su dağıtım sistemi, bireysel ısıtma serpantinlerinde iki yollu kontrol vanalarının kullanıldığı değişken hızlı yalnızca birincil bir dağıtım sisteminin kullanımını içerebilir. Üç yollu vanalar yerine iki yollu kontrol vanalarının kullanılması, ısıtma serpantinleri etrafındaki bypass akışını ortadan kaldırmaktadır. Baypas akışının ortadan kaldırılması, bina ısıtma suyu dağıtım sisteminden geçen toplam akış debisini azaltmasının yanı sıra net dönüş suyu sıcaklığını da azaltabilmektedir. Daha düşük sıcak su akış debisi, değişken hızlı yalnızca birincil bir dağıtım sistemi ile birleştirildiğinde pompalama enerjisini azaltmaktadır.

Yoğuşmalı kazan sistemleri yanma gazlarındaki su buharını yoğuşturduklarından, baca yapıları geleneksel kazanlardakinden farklıdır. Yoğuşmalı sistemlerde baca gazlarının sıcaklığı daha düşüktür, bu nedenle bu gazların bacadan yukarı çekilmesini sağlayacak doğal çekme kuvveti de daha azdır. Baca gazları yoğuşabilen su buharı içerdiğinden, yoğuşmalı sistemlerde bacalar genellikle paslanmaz çelik gibi korozyona dayanıklı ürünler kullanılarak çift duvarlı olacak şekilde imal edilmektedir. Bu nedenle yoğuşmalı sistemlerde baca malzemesi daha maliyetli olmakta, ancak diğer taraftan geleneksel karbon çeliğinden yapılma bacalara kıyasla çok daha hafif ve contalı olmaları nedeniyle kurulumları için harcanacak işçilik maliyetleri de daha düşük olabilmektedir.

Ayrıca kazanlarda yoğuşan kondensi dışarı atmak için bir drenaj hattı olacaktır. Bir doğal gazlı yoğuşmalı kazan için üretilen kondens miktarı 275 kW başına yaklaşık 0,75 litre/dakika'dır. Yoğuşmuş su buharı asidiktir. Örnek olarak, yakıt tipinin doğal gaz olduğu durumlarda pH tipik olarak 4-5 arasında veya daha düşük bir değerdedir. Drenaj hatlarının PVC (polivinil klorür), CPVC (klorlu polivinil klorür), ABS (akrilonitril bütadien stiren) veya başka bir korozyona dayanıklı malzemeden yapılmış olması gerekmektedir. Bakır, çelik veya demirden yapılmış drenaj hatları kullanılmamalıdır. Asidik karakterdeki kondensin drenaja gönderilmesi konusu tipik bir endişe kaynağıdır. Seyreltme veya kondensin diğer daha bazik karakterdeki (daha yüksek pH'ya sahip) kaynaklarla karıştırılması, asiditeye ilişkin atık su (kanalizasyon) gereksinimlerinin karşılanmasında yeterli olabilmektedir. Bununla birlikte, söz konusu gereksinimlerin karşılanmasında asidik kondensin drenaj hattı içerisinde bir nötrleştirici kullanılarak arıtılması daha ağırlıklı olarak tavsiye edilen ve bazı durumlarda yerel yasalarca da kullanılması zorunlu olan bir yöntemdir. Ülkemizde 'Su Kirliliği Kontrol Yönetmeliği' değerlerine göre deşarj edilecek suyun pH değerinin 6-9 arasında olması gerekmektedir.

5.7. Brülörler

Brülörler sıvı ve gaz yakıt yakmak için kullanılır. Brülör yakıt ve havayı uygun oranda karıştırır, tutuşturur, alevin yanma odası içindeki pozisyonunu ayarlar ve yakıt yanma hızını ayarlar. Böylece emniyetli ve kontrollü bir biçimde yanma enerjisini açığa çıkarır.

Güvenlik, brülör tasarımında ve işletmesinde birinci önceliği olan konudur. Alevin sönmesi öncelikli güvenlik sorunudur. Alev sürekli var olmalı, istenmeden sönmemelidir. Alev söner ve yakıt gönderilmeye devam edilirse, patlama riski oluşur. Bu nedenle brülörler alevi sürekli gözetlerler. Bir diğer önemli güvenlik konusu içeriye tesis edilmiş olan cihazlarda baca gazı akışının devamının sağlanmasıdır. Baca gazları zehirlidir ve dışarı akışları kesintiye uğrayıp iç ortama sızdıklarında öldürücüdür.

Brülör tasarımında ve seçiminde ana konu verim ve emisyonlardır. Yanma verimi optimum değerde olmalıdır. Aynı zamanda dışarı atılan zararlı ve zehirli gaz ürünler, çevre sınırlamalarının altında olmalıdır. Burada özellikle iki ana bileşen verim ve emisyon açısından önemlidir ve ters yönde çalışır. Baca gazları içinde CO oranı çok düşük olmalı, ideal halde hiç olmamalıdır. Bu özellikle yanma hücresi sıcaklığının yüksek olmasıyla sağlanır. Diğer taraftan, NO_x ile gösterilen azotoksitler tam tersine yanma odası sıcaklığı ile eksponansiyel olarak artar. Bunun için yanma odası sıcaklığının düşürülmesi gerekir. Düşük NO_x emisyon değerine sahip brülörler, günümüzde istenen en önemli özelliktir. Bu özellikteki brülörler diğer koşulları sağladıkları gibi düşük NO_x emisyonuna sahiptir. Düşük NO_x brülörleri kalitenin bir göstergesidir. Bu amaçla günümüzde ön karışımlı brülörler kullanılmaktadır.

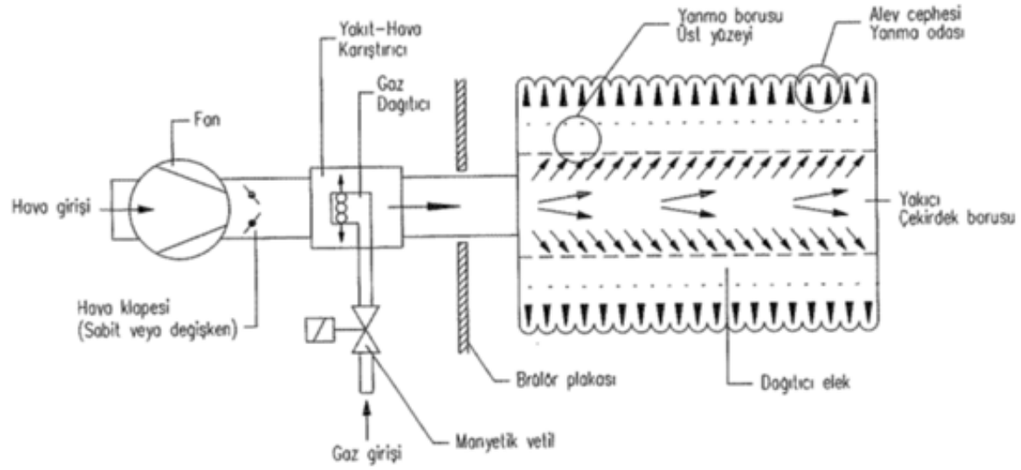
Ateşleme (tutuşturma) hızlı, düzgün ve tam olmalıdır. Bir kere tutuşma gerçekleştikten sonra ateşleme kaynağının sürekliliği temin edilmelidir. Eski uygulamalardaki pilot alev kullanımı artık yerini elektronik ateşlemeye bırakmıştır. Bugün için genellikle elektronik ateşleme kullanılmaktadır. Tutuşma gerçekleştirilmeden önce sadece fan çalışarak bir ön süpürme yapılır. Yanma odası ve duman yolları tamamen taze hava ile dolduktan sonra yakıt verilir ve ateşleme yapılır.

Brülörlerin kapasite kontrolü üç şekilde yapılır. En basit kontrol, on/off (dur/kalk) çalışmadır. Brülör tam kapasitede devreye girer ve istenilen buhar basıncına veya su sıcaklığına ulaşınca tamamen durur. Burada kısmi yüklerde çalışmada kayıp en fazladır. İkinci kontrol, kademeli brülörlerle gerçekleştirilir. İstenilen basınç veya sıcaklık değerine yaklaşıldığında daha düşük bir kademeye geçilir. Kademe sayısı 2-3 olabilir. En iyi kontrol ise oransal (modulating) brülörlerle sağlanır. İstenilen değere yaklaştıkça oransal olarak alev kısılır. Genelde bu brülörlerde kademesiz biçimde (sürekli) %40 yüke kadar inilir. Daha düşük kısmi yüklere imkan veren brülörlerde bu alt seviye daha düşüktür.

Gaz yakıt kullanıldığında, atmosferik (doğal akış) ve fanlı (zorlanmış akış) olmak üzere iki tip brülör vardır. Küçük kapasitelerde atmosferik brülörler kullanılabilir. Daha çok konutlarda sıcak su kazanlarında kullanılır. Hiçbir mekanik parçası olmadığından sessiz ve sorunsuzdur. Sıcaklığın yarattığı doğal çekişle çalışır. Daha büyük kapasitelerde ise fanlı brülörlere geçmek şarttır. Burada havanın temini ve kazan içinde dolaşımı bir fanla sağlanır. Fan özelliğine göre düşük basınç ve yüksek basınç brülörleri söz konusudur. Fanlı brülörlere üflemeli brülör de denilir.

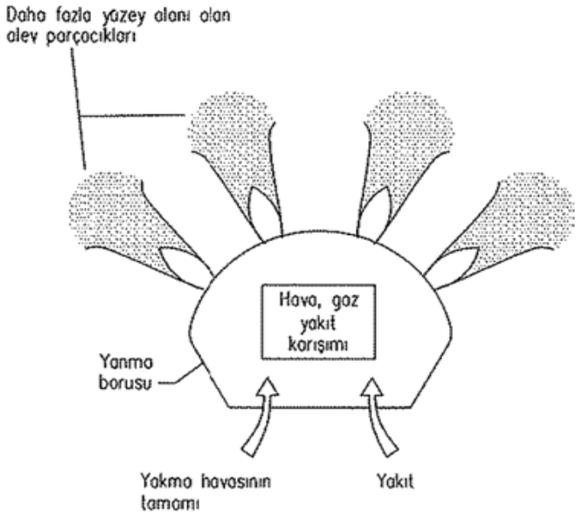
Geleneksel olarak kullanılan üflemeli brülörler difüzyon alevlidir. Yakıt ve hava, yanma odasına ayrı beslenir. Yanma odasında karışan yakıt ve hava yanar, yani yanma, karışma olayı gerçekleştikten sonra olur. Bu nedenle, bu brülörler stabil ve güvenli bir alev oluşturur. Alevin geri kaçması söz konusu değildir. Doğal gaz yakıldığında yanma odası sıcaklıkları difüzyon alevli brülörlerde 1300°C dolaylarındadır. Burada NO_x konusunda ciddi sıkıntılar vardır.

NO_x kontrolü için düşük sıcaklıkta alev gereksinimi, ön karışımlı brülörleri gündeme getirmiştir. Bu brülörlerde gaz yakıt ve hava yanma odasına girmeden önceden karıştırılır ve yanma odasına hazır karışım olarak gönderilir. Bu karışımın akış hızı alev hızından daha yüksek olmak zorundadır. Aksi halde alev geri kaçarak patlamaya neden olur. Bunun yolu ise ön karışımlı bileşimin kılcal deliklerden (poroz bir ortamdan) geçerek yanma odasına ulaşıp tutuşmasıdır. Şekil 5.12'de şematik olarak ön karışımlı brülör görülmektedir.



Şekil 5.12: Ön Karışımlı Brülör Prensibi

Böylece poroz yanma başlığı üzerinde sayısız ve çok küçük alevler oluşur. Bu durumda toplam alev yüzeyi çok fazladır. Bu nedenle alev fazla soğur ve yanma odası sıcaklığı düşer. Tipik alev sıcaklığı 900°C dolaylarındadır ve bu nedenle NO_x üretimi çok azdır. Bu brülörler günümüzdeki limit değerleri rahatlıkla sağlar. Şekil 5.13'te ön karışımlı brülörlerde parçalanmış alev yoluyla alevin soğutulması prensibi şematik olarak verilmiştir.



Şekil 5.13: Ön Karışımlı Alevin Parçalanma Yoluyla Soğutulması Prensibi

5.7.1. Kömürlerin Yakılması

Endüstriyel ölçekte kömür yakılması için günümüzde kullanılan iki yaygın teknik vardır. Bu tekniklerle endüstride ve termik santrallerde kömür uygun şekilde yakılabilmektedir. Ayrıca bu iki tekniğin alt çeşitleri de vardır. Burada bu tekniklerin detaylarına girilmeyecektir.

Toz Kömürü Yakılması

Bu teknikte kömür 200 mikron (10^{-6} m) mertebesine kadar öğütülür. Toz haline getirilen kömür, sıcak havayla pnömatik olarak sıvı gibi taşınır. Endüstriyel fırınlardaki beklere benzer beklerde sıvı veya gaz yakıt gibi yakılır. Beke ayrı yollardan genellikle sıcak yakma havası ve toz kömür beslenir. Yakma havası primer ve sekonder olarak iki aşamada verilir. Kömür bu şekilde mükemmel ve yüksek verimle yakılır. Kül, yanma odası sıcaklığı tasarımına göre katı veya sıvı olarak dışarı alınır. Toz kömürü yanma odalarındaki sakınca, yüksek yanma odası sıcaklığı nedeniyle NO_x emisyonlarının yüksek olması, kömürde kükürt varsa SO_2 emisyonlarının sıkıntı yaratmasıdır. Çevre açısından bu sakıncaların giderilmesi için akışkan yataklı kömür yakma sistemleri geliştirilmiştir.

Akışkan Yataklı Kömür Yakma Sistemleri

Akışkan yataklarda kömür, milimetre mertebesinde parçalanır. Akışkan yatak, alttan üflenen hava ile kabartılıp adeta akışkan hale getirilmiş nötr madde (örneğin kum) ve kireç taşı havuzundan ibarettir. Kömür nötr madde üzerine beslenir. Isıtılan yatak malzemesi, kömürün tutuşma sıcaklığına ulaşınca kömür yanmaya başlar ve süreklilik sağlanır. Sıcak yanma ürünleri kazan içinde dolaştırılarak yüzeylere ısı transferi sağlanır. Akışkan yataklı kömür yakma sistemleri kabarcıklı ve dolaşımlı akışkan yataklar olarak iki alt başlıkta incelenebilir. Kabarcıklı akışkan yataklarda yanma yatağın akışkanlaştığı yerde gerçekleşir ve sıcak yanma ürünleri, ısı transfer yüzeylerine ısıyı taşır. Dolaşımlı akışkan yataklarda ise yatak yükselerek bütün ısı transfer yüzeylerini kaplar. Sonrasında yatak malzemesi siklonlarla toplanıp geri döndürülürken, yanma ürünü gazlar bacadan dışarı atılır. Akışkan yataklarda yanma sıcaklığı düşüktür (yaklaşık 900°C), böylece NO_x emisyonları limit değerler içinde kalır, kükürt ise yatak malzemesindeki kireç taşı tarafından tutulur. Akışkan yatak teknolojisi özellikle düşük kaliteli kömürlerin yakılmasında çok yaygın kullanılır. Akışkan yatakta ayrıca biyokütle, endüstriyel atıklar gibi yakıtlar da başarıyla yakılabilir. Türkiye'de akışkan yataklı termik santral örneği Çanakkale Çan Termik Santrali'dir.

Temiz Kömür Yakma Teknolojileri

Kömürün çevreye zarar vermeden yakılması için farklı teknikler üzerinde çalışılmaktadır. Bunlar içinde ticari kullanıma en yakın olanı gazlaştırma teknikleridir. Burada kömürden sentez gaz üretilir ve sentez gaz konvansiyonel brülörlerde yakılır. Gazlaştırma reaktör içinde yapılabildiği gibi kömür çıkarmanın maliyetli olduğu maden sahalarında yer altında da yapılabilmektedir. Yanma öncesi CO_2 tutma da gazlaştırma tesisi ile sağlanabilir. Sentez gazı içindeki istenmeyen bileşikler kimyasal yöntemlerle tutularak temiz bir yanma sağlanabilir. Yanma sonrası CO_2 tutma sistemleri ise baca gazındaki CO_2 bileşimi %10 dolayında olduğu için ekonomik değildir. Bu değerin artırılması için oksijenle yakma sistemleri kullanılmaktadır. Hava yerine oksijen kullanımı baca gazındaki azot miktarını da azaltmakta ayrıca kazan ilk yatırım maliyetinin azalmasına da neden olmaktadır. Ancak, oksijen eldesinin sağlanabilmesi için bir kriyojenik hava ayrıştırma ünitesi gerekesinimi vardır ve bu da işletme maliyetlerinin artmasına sistem veriminin azalmasına neden olmaktadır.

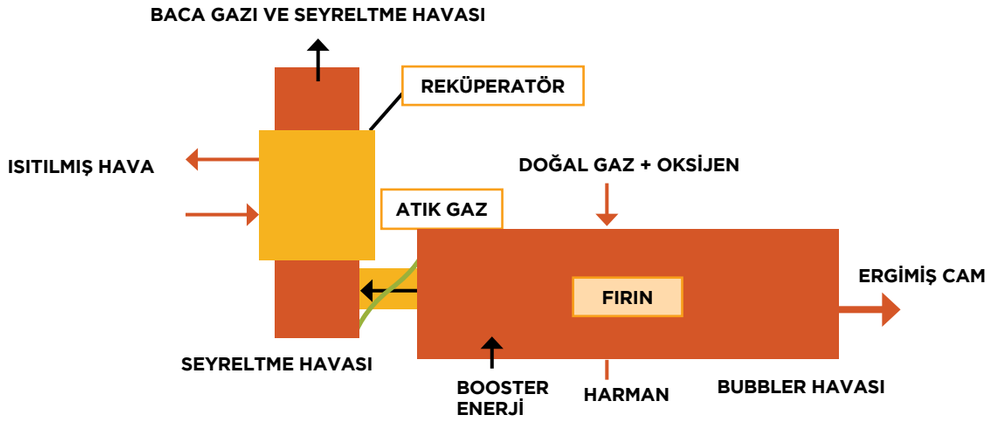
5.8. Endüstriyel Fırınlar

Endüstriyel fırınlar çeşitli endüstriyel prosesler için yüksek sıcaklıkta ısı üreten cihazlardır. Bazı fırınlar ise cam endüstrisinde olduğu gibi reaksiyonun gerçekleşmesi için gerekli olan yüksek sıcaklıktaki ısıyı temin eder. Fırın tasarımı, beklenilen fonksiyona, yakıt tipine ve yanma havasının beslenme şekline göre değişir. Isı genellikle yakıtın yakılması ile sağlansa da elektrikli fırınlar da mevcuttur. Yanma sonucu oluşan gaz ürünler bacadan dışarı atılır. Endüstriyel fırınlar çok çeşitlidir ve burada ayrı ayrı ele almak mümkün değildir. Her bir sektördeki fırın özel olarak ele alınıp verim tanımı ve hesabı yapılmalıdır. Ancak, bütün fırınlarda verim tanımı, kazanlar için olan tanımlara benzerdir ve sonuçta enerji ve kütle korunum denklemlerinden yararlanılarak çözüme gidilir. Korunum denklemleri fırının tamamına uygulanabileceği gibi parçalarına da uygulanabilir. Burada örnek olarak cam ergitme fırınları üzerinde durulacaktır.

Yakıtın yakılması için brülörler kullanılır. Kullanılan brülörler çoğu zaman kazanlarda kullanılan brülörlerden farklıdır ve bunlara bek adı verilir. Yakıt ve yanma havası ayrı ayrı beke beslenir. Tutuşturma için çoğunlukla pilot alev kullanılır. Kullanılan yanma havası genellikle sıcaktır. Isıtılması için baca gazları kullanılır. Bir fırında çoğunlukla birden fazla bek kullanılır. Ortaya çıkan alevden ısı, büyük ölçüde işıma ile ısı transferi ile ve daha küçük bir oranda konveksiyonla ısıtılmak istenen ortama iletilir. Fırın tasarımında esas olarak ısı transferi, işıma ile geçen ısıya dayanır. Çok yüksek sıcaklıktaki yanma gazları egzoz hattı üzerindeki farklı ısı değiştiricisi paketlerinde ısı geri kazanımı ile soğutularak optimum bir sıcaklıkta dışarı atılır. En çok kullanılan ısı geri kazanım yöntemi yanma havasının ısıtılmasıdır. Zaten istenilen çok yüksek fırın sıcaklığı için yüksek sıcaklıkta yanma havasına gereksinim vardır. Yanma havası, yanma odasına primer ve sekonder havalar olarak iki yoldan verilir. Yanmanın tamamlanması sekonder havayla sağlanır.

Endüstriyel fırınlarda en önemli konu fırının yalıtımıdır. Yüksek sıcaklıklara dayanabilmesi için refrakter malzeme kullanılır. Belli fırınlarda daha sonra yalıtım amacıyla yüksek sıcaklığa dayanıklı seramik yünü kullanılabilir. Refrakter malzemenin uzun ömürlü olması için dış yüzeylerin hava ile soğutulması gerekebilir. Refrakter malzeme ve fırın yalıtımı başlı başına bir özel uzmanlık alanıdır.

Örnek olarak alınan cam fırınındaki akışlar şematik olarak Şekil 5.14'te verilmiştir. Bu fırında doğal gaz yakılarak katı halde beslenen cam hammaddesi (harman) ergitilmekte ve camlaşma reaksiyonları için gerekli ısı temin edilmektedir. Bunun olması için ocak sıcaklığı 1600°C dolaylarında tutulmalıdır.



Şekil 5.14 : Fırın Şematik Gösterimi ve Malzeme ve Hava Akımları

Sonuç olarak, verilen ısının ne kadarı faydalı enerji olarak kullanılmakta ve birim ton cam üretimi için ne kadar enerji tüketilmekte olduğu sorularına cevap aranmaktadır. Fırında cam havuzu üstten alevle ısıtılmaktadır. Ayrıca güçlendirme (booster) olarak belirli bir miktarda elektrik enerjisi de beslenmektedir. Sürekli bir çalışma söz konusudur. Fırının her iki tarafındaki beklerden cam eritme fırınına, oksijen ve doğal gaz beslenmektedir. Yanma, saf oksijenle sağlanmaktadır. Bu oksijen ısıtılmadan ortam sıcaklığında fırına verilmektedir. Hava yerine oksijen kullanımı pahalı olmakla birlikte, verimi yükselten bir uygulamadır. Yandaki beklerden oluşan alev ortada buluşarak arkaya doğru ilerlemektedir. Yanma ve reaksiyon ürünü atık gazlar fırını terk ettikten sonra, önce seyreltme (dilution) havasıyla soğutulmakta ve sonra reküparatöre girmektedir. Reküperatör, eş eksenli içiçe iki borudan oluşmaktadır ve duruma göre içteki borunun dış yüzeyinde ısı transferini artırmak için kanatçıklar yerleştirilebilir. Ortadan sıcak baca gazı akarken, çevresinden ısıtılacak hava akmaktadır. Bu şekilde, belirli ölçüde bir ısı geri kazanımı olmaktadır. Isıtılan hava, tesis içinde sıcak su üretiminde kullanılmaktadır. Sıcak baca gazı, bacadan atmosfere atılmaktadır.

Kütle Dengesi

Sistemin enerji etüdü için cam fırını ve reküperatörde kütle ve ısı enerjisi dengesi kurulması gerekir. Buradan sistemin ısıl performansını ve verimini hesaplamak mümkündür. Enerji ve kütle dengeleri aslında kütlenin ve enerjinin korunumu prensiplerinin uygulamasıdır. Sistemlere giren ve çıkan kütle/enerji toplamları eşit olmalıdır. Burada kararlı hal (steady state) kabulü yapılmaktadır. Zamana göre bir değişim dikkate alınmamaktadır. Bu nedenle zamana bağlı değişkenler için enerji ve kütle dengesi hesaplarında, kararlı eşdeğerleri kullanılmıştır.

5.8.1. Fırın Kütle Dengesi

Fırın gaz akımları kütle dengesi

1. Beslenen doğal gaz
2. Yanma oksijeni miktarı
3. Oluşan yanma ürünleri miktarı
4. Fırın kapaklarından dışarı kaçan gaz miktarı
5. Cam reaksiyon gaz ürünleri

Beslenen Doğal Gaz + Beslenen Oksijen + Gaz Cam Ürünleri = Yanma Ürünleri + Sızıntı Gaz Miktarı

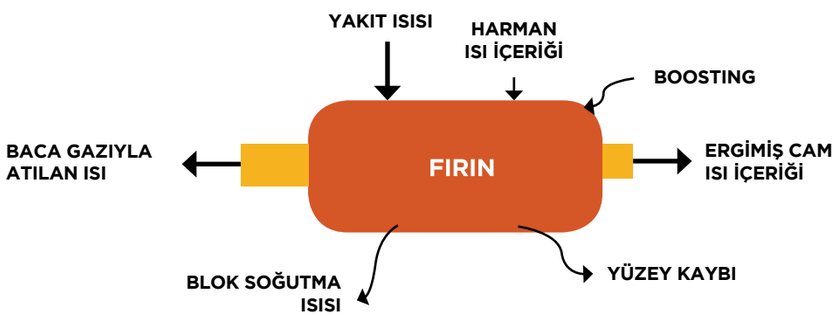
Fırın cam akımları kütle dengesi

1. Cam reaksiyon gaz ürünleri

Beslenen Harman = Gaz Ürünler + Ergimiş Cam

5.8.2. Fırın Enerji Dengesi

Fırın enerji dengesi bir bütün olarak ele alınmış ve gaz hacmi, cam hacmi gibi alt sistemlere ayrılmamıştır. Yanma için kullanılan oksijen ısıtılmamaktadır. Fırında yanma sonucu oluşan ısı, esas olarak ergimiş cam oluşumuna verilmektedir. Bu arada boosting olarak fırına ayrıca elektrik enerjisi verilmektedir. Fırını terk eden sıcak gaz yanma ürünleri reküperatör üzerinden baca sistemiyle dışarı atılmaktadır. Bu sırada fırın dış yüzeylerinden ısı kaybolmaktadır. Ayrıca blok soğutma havalarıyla fırın dış yüzeylerinden ısı çekilmektedir. Toplam sisteme giren ve çıkan enerjiler Şekil 5.15'te şematik olarak gösterilmiştir.



Şekil 5.15 : Fırın Toplam Enerji Dengesi

1. Giren yakıt enerjisi
Yakıtın ısıl enerjisi,

$$\dot{Q}_{yak} = \dot{m}_{yak} Hu$$

2. Giren oksijen enerjisi
Oksijen ısıl enerjisi,

$$\dot{Q}_{oks} = \dot{V}_{oks} Cp_{oks} T_{oks}$$

3. Boosting elektrik enerjisi beslemesi

4. Baca gazıyla çıkan ısı
Baca gazı ısıl enerjisi,

$$\dot{Q}_{bg} = \dot{m}_{bg} Cp_{bg} T_{bg}$$

5. Blok soğutma ile uzaklaştırılan ısı
Blok soğutma,

$$\dot{Q}_{bs} = \dot{V}_{blok} Cp_{h} (T_{h,ç} - T_{h,g})$$

6. Harman ısı içeriği
Harman ısı içeriği,

$$\dot{Q}_{har} = \dot{m}_{har} Cp_{har} T_{har}$$

7. Ergimiş cam ürün ısı içeriği
Ergimiş sıvı cam ısı içeriği, duyulur ısı değişimi, ergime ısısı ve reaksiyon ısısının toplamıdır.

1 kg cam üretimi için kullanılması gerekli ısı= reaksiyon ısısı + duyulur cam ısısı + duyulur ayrışma gazları ısısı'dır.

8. Fırın yüzeylerinden kaybolan ısı
Fırın dış cidarından olan ısı kaybı, dış yüzeylerin sıcaklığı nedeniyle çevreye konveksiyon ve ışıma ile olmaktadır. Bu ısı kaybını,

$$\dot{Q}_{yüzey} = \sum_{i=1}^{n} F_i h_{konv} (T_{yüzey,i} - T_o) + F_i \varepsilon \sigma (T^4_{yüzey,i} - T^4_o)$$

olarak ifade etmek mümkündür. Burada F_i dış yüzeyin parçalarıdır. Bütün parçaların toplamı, fırın dış yüzeyini vermektedir. h_{konv} yüzeyden olan doğal konveksiyonla ısı geçiş katsayısını, ε yüzeyin emivitesini, σ, Stefan-Boltzman katsayısını göstermektedir.

Fırın enerji dengesi

$$\dot{Q}_{yak} + \dot{Q}_{oks} + \dot{Q}_{boost} + \dot{Q}_{har} = \dot{Q}_{bs} + \dot{Q}_{erg,cam} + \sum \dot{Q}_{yüzey}$$

Fırının ısıl verimi

$$\eta = \frac{\dot{Q}_{erg,cam}}{\dot{Q}_{yak} + \dot{Q}_{boost}}$$

Özgül enerji tüketimi

$$\dot{Q}_{spe} = \frac{\dot{m}_{cam}}{\dot{Q}_{yak} + \dot{Q}_{boost}}$$

olarak hesaplanabilir. Bu örnekte bir yakma sistemi için kütle ve enerji dengesinin oluşturulması özetlenmiştir. Prosese göre sistem sınırı seçilerek sisteme giren ve çıkan kütle ve enerji denklikleri ile verim ve özgül enerji tüketimi hesaplanabilir.

KAYNAKÇA

TC Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, https://enerji.gov.tr/bilgi-merkezi-enerji-elektrik#:~:text=2021%20y%C4%B1l%C4%B1nda%20elektrik%20%C3%BCretimimizin%2C%20%30,%C3%BC%20di%C4%9Fer%20kaynaklardan%20elde%20edilmi%C5%9Ftir.

Stephen A. Roosa, Steve Doty and Wayne C. Turner; Energy Management Handbook, 9 Ed. (2018).

K. Onat, O.F. Genceli, A. Arısoy, Buhar kazanlarının ısıl hesapları,Birsen Yayınevi, (1998).

Air Conditioning, Heating, and Refrigeration Institute (2014). ANSI/AHRI Standard 1500, 2015 Standard for Performance Rating of Commercial Space Heating Boilers. AHRI. Arlington, Virginia.

American Society of Mechanical Engineers (2013). ASME Power Test Code (PTC) 4-2013; Fired Steam Generators. ASME, New York.

American Society of Heating, Refrigerating, and Air Conditioning Engineers (2008). HVAC Systems and Equipment Handbook, Chapter 31. Atlanta, Georgia.

American Society of Heating, Refrigerating, and Air Conditioning Engineers (2017). ASHRAE Terminology. Atlanta, Georgia. www.ashrae.org / ashraeterms.

D'Antonio, P. (2006). "Selecting Small Condensing Boilers." HPAC Magazine.

D'Antonio, P. (2006). " Maximizing Small-Boiler Efficiency," HPAC Magazine.

Payne, F. (1991) . Efficient Boiler Operations Source Book, 3rd ed. The Fairmont Press, Inc.: Lilburn, Georgia.

Consortium for Energy Efficiency (2001). A Market Assessment for Condensing Boilers in Commercial Heating Applications. Boston, Massachusetts.

Keenan, J. and). Kaye (1948). The Gas Tables. Wiley: New York.

Pilaar, N. (2007). "Features, Advantages of Condensing Boilers," HPAC Magazine.

Scollon, R. and R. Smith (1976). Energy Conservation Guidebook, Allied Corporation, Morristown, New Jersey.

Taplin Jr., H. (1991). Combustion Efficiency Tables, The Fairmont Press, Inc.: Lilburn, Georgia

5. Bölüm Çalışma Soruları

1. Aşağıdakilerden hangisi kömürde yanmamış yakıt kaybını artırma nedeni veya göstergesi değildir?

A. Brülör boğazlarının, brülör türbülatör veya kanatlarının bozulması
B. Baca gazı analizi ile doğrulanan CO oluşumu
C. Baca gazı opaklığında kayda değer bir artış yaşanması
D. Baca gazında fazla oksijen ölçülmesi

2. Stokiyometrik oran nedir?

A. Tam yanmayı sağlayacak hava/yakıt oranı
B. Teorik olarak yakıtın yanması için gereken hava/yakıt oranı
C. Hava/yakıt oranı
D. Optimum yanmayı sağlayan hava/yakıt oranı

3. Teorik özgül duman içinde hangisi yoktur?

A. Oksijen
B. Karbondioksit
C. Azot
D. Su buharı

4. Bir buhar kazanında ekonomizör kullanıldığında baca gazı sıcaklığı teorik olarak en fazla nereye kadar düşürülebilir?

A. Buhar basıncına karşı gelen doyma sıcaklığına
B. Besi suyu sıcaklığına
C. Baca gazındaki buharın yoğuşma sıcaklığına
D. Ortam sıcaklığına

5. Ön karışımlı brülörlerde hangisi doğru değildir?

A. Ocak sıcaklığı yüksektir.
B. NO_x emisyonları düşüktür.
C. Kapasiteleri sınırlıdır.
D. Daha pahalı brülör cinsidir.
E. Alev yüzeyi büyüktür.

Bölüm 6:
Buhar ve Kondens Sistemleri

6.1. Giriş

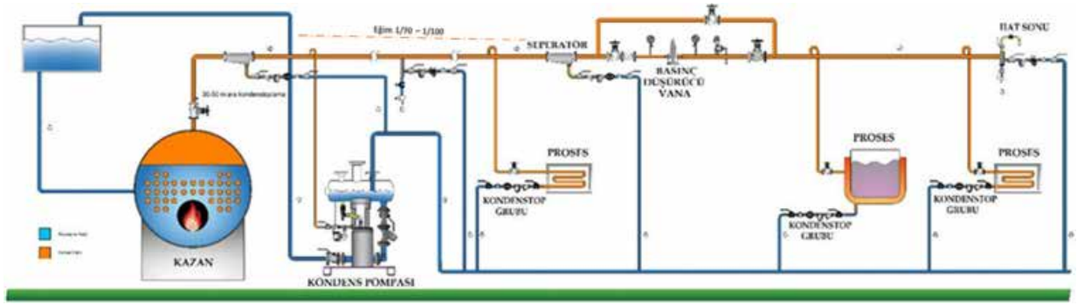
Buhar, endüstriyel işletmelerin büyük bir çoğunluğunda “olmazsa olmaz” konumundadır. Buhar, elde edilebilecek en bol, en ucuz ve en etkili ısı transfer ortamlarından biridir. Su her yerde bulunur ve proses ekipmanında doğrudan kullanılabilir. Bir sıvının buhara dönüştürülmesi esnasında su önce kaynamaya başlar. Suyun her basınçta ayrı bir kaynama sıcaklığı vardır. Örneğin atmosfer basıncında 100°C’de kaynarken, 8 bar$_g$’de (bar gösterge – bar gauge) 175°C’de kaynar. Kaynayan suya ısı enerjisi vermeye devam edilirse su buharlaşır. Suyu buharlaştıran ısıya buharlaşma entalpisi veya gizli ısı denir. Buhar, bir proseste kullanılırken gizli ısıyı verdiği zaman yoğuşur. Buharın yoğuşmasıyla ortaya çıkan suya kondens denir. Buharı bir yerden başka bir yere taşımak için pompaya gerek yoktur. Kendi basıncı ile gider. Bu nedenlerle buhar, binlerce endüstride ısıtma amaçlı olarak kullanılmaktadır.

Endüstride kullanılan enerjinin yaklaşık yarısı proses buharı üretimine gider. Buharın üretiminden dağıtımına, kullanım noktalarından kondens tahliyesine ve kondensin kazan dairesine kadar toplanmasına kadar her sürecin doğru tasarlanması ve doğru uygulanması gerekir. Yapılan eksiklikler veya yanlışlar proseste verim kaybına, enerjide gereğinden fazla tüketime neden olur.

6.1.1. Buhar ve Kondens Sistemlerinin Bileşenleri

Şekil 6.1, bir endüstriyel tesisteki tipik bir buhar sisteminin şemasını göstermektedir. Kazan veya buhar jeneratörü, işletmenin ihtiyacı olan yüksek basınçta (dolayısıyla en yüksek sıcaklıkta) buhar üretir. Bu buhar, kazan dairesinden borular aracılığıyla proses ekipman alanına taşınır. Orada, transfer hatları buharı her bir ekipman sistemine dağıtır. Bazı işlemler daha düşük sıcaklıklar gerektiriyorsa, buhar basıncı, bir basınç düşürücü vana (PRV) ile düşük basınca kısılabilir. Basınç düşmesi ile birlikte buhar sıcaklığı da basınç-entalpi veya sıcaklık- entalpi diyagramlarından da incelenebileceği gibi düşecektir. Buhar, proses ekipmanlarında yapılan iş için gerekli enerjiyi ekipmana aktardıktan sonra yani buharlaşma gizli ısısını ekipmanda bıraktıktan sonra kondens yani sıcak su haline dönüşür. Ekipman çıkışında bulunan kondenstoplar da bu kondensi sistemden tahliye eder, kondens hattına aktarır. Temiz ve sıcak bir su olması nedeniyle kondens, kazan dairesine taşınmalı ve kazana geri döndürülmelidir.

Şekil 6.1’de buhar kazanından prosese kadar ideal bir sistem gösterilmektedir. [1]



Şekil 6.1: Tipik Buhar Sistemi Bileşenleri

Burada bazı ayrıntılara yer verilmemiştir. Şekilde genel olarak; buhar üretimi, prosese kadar dağıtımı ve kondensin toplanarak kazan dairesine dönüşü yer almaktadır. Ayrıntılara girecek olursak; kazan çıkışında vana, separatör, buhar sayacı, pislik tutucu vb. armatürlere ihtiyaç olduğu gibi, buhar sistemlerindeki kondensi tahliye eden kondenstoplar ve basıncın yetersiz olduğu durumlarda kondens pompalarına da gerek duyulmaktadır. Bazı durumlarda kondens, drenaja verilmek zorunda olsa bile enerjisinden yararlanmak mümkündür. Bu durum göz ardı edilmemelidir. Diğer taraftan kondenstoptaki kısılmadan dolayı daima bir flaş buhar söz konusudur. Bu nedenle flaş buhar üreterek enerji geri kazanımı sağlanacağı dikkate alınmalıdır.

6.1.2. Enerji Tasarrufu, Buhar Sistemlerinde Fırsatlar

Buhar sistemlerinde doğru tasarım ve doğru uygulama ile enerji kayıplarını önlemek ve ciddi miktarlarda enerji tasarrufu sağlamak mümkündür. Yapılacak iyileştirmelerin büyük bir çoğunluğu için büyük paralar

harcamaya gerek yoktur. Örneğin; yanlış montaj yapılmış bir kondenstop sürekli buhar kaçırır. Bu kondenstopun montajını düzelterek enerji kaybını önleyebiliriz. İşletmelerde; çok basit işletim prosedürü değişikliklerinden, büyük sermaye harcamaları gerektiren büyük enerji kazançlarına kadar birçok enerji tasarrufu fırsatı mevcuttur.

Aşağıda, çoğu buhar sistemine uygulanabilen enerji tasarrufu fırsatlarının bir kontrol listesi gösterilmektedir. Enerji tasarrufu yöneticilerinin kendi durumlarına uygun benzer listeler tutmaları yararlıdır. Fikirler, teknik ve ticari literatürde sıklıkla sunulur ve tesis operatörleri, sorunlara en yakın kişiler oldukları için sıklıkla değerli katkılarda bulunur.

Bu tür iyileştirmelerin etkilerinin açıklanarak tesis yönetimi ve işletme personelinin uygulama için ikna edilebilmesini sağlamak için, bir projenin veya işletme değişikliğinin gerek enerji gerekse parasal kazançlarının hesaplanarak gösterilmesi gerekir. Aşağıdaki bölümlerde, tesis ekipmanlarının buhar gereksinimlerinin nasıl belirlendiği, yalıtım eksikliği vb. nedenlerle oluşan enerji kayıplarının buhar ve parasal karşılıklarının nasıl belirlendiği ve enerji kayıpların azaltılmasına yönelik çeşitli yaklaşımlar ele alınmaktadır.

Buhar ve Kondens Sistemlerinde Enerji Tasarrufu Fırsatlarının Kontrol Listesi

Genel İşlemler:

1. Uzakta bulunan, uzun buhar hatlarıyla ısıtması gerçekleşen bir proses ısıtmasını gözden geçirin. Buharla ısıtılan depolama tankları gibi uzak ekipmanların yerini değiştirmeyi veya başka yöntemlere dönüştürmeyi düşünün.
2. Yalnızca kışa özel ısıtma yapılan, buhar izleme hatları gibi sadece ara sıra kullanılan buhar sistemlerinin çalışmasını gözden geçirin. Sistemlerin yalnızca gerektiğinde kullanılmasını sağlamak için otomasyon sistemlerinin kullanımını düşünün.
3. Buhar sistemleri kayıp-kaçak kontrolünü düzenli olarak ve bir program dahilinde gerçekleştirin. Buhar kaçağı olan noktalarda bakım onarımla gerekli iyileştirmeleri yapın.
4. Operatörlere ve tesis bakım personeline buhar kaçaklarının ve gereksiz ekipman operasyonlarının yıllık maliyetini duyurun.
5. Birim ürün başına buhar tüketiminin azaltılmasındaki sonuçları takip etmek için düzenli bir buhar kullanımı izleme programı oluşturun. İzlediğiniz sonuçları aylık olarak yayınlayın.
6. Düşük basınçlı buharın kondens tahliyesinde sorun yaşanıyorsa kondens pompaları veya otomatik pompa-kondenstoplar kullanın.
7. Proseslerde, tasarım gereksinimlerine göre gerçek buhar kullanımını kontrol edin. Tasarıma göre önemli farklılıkların olduğu yerlerde, nedenini belirleyin ve düzeltin.
8. Isıtılan depolama tanklarının sıcaklık gereksinimlerini gözden geçirin ve kabul edilebilir minimum sıcaklıklara düşürün.

Kondens Tahliyesi ve Kondenstoplar:

1. Sistemde oluşan kondens hemen tahliye edilmelidir. Bu nedenle kondenstoplar kullanılır. Kondenstop, kullanılacağı üniteye uygun seçilmelidir. Dolayısıyla kondenstopun tipi önemlidir. Diğer taraftan kondens boşaltma kapasitesinin yeterli olmasına dikkat edilmeli ve kondenstop uygun çapta seçilmelidir.
2. Kondenstoplar belirli periyotlarla kontrol edilmelidir. İdeal olanı haftalık kontrollerdir. Bu yapılmadığı takdirde en geç ayda bir kontrol yapılmalıdır. Kontrol için birçok yöntem vardır. Seyyar cihazla yapılan ultrasonik kontroldür. Sabit cihazla olan kontrol odaları ile yapılan kontrol, sonucu doğru gösterir ve bu yöntem uzmanlık gerektirmez. Kondenstopun durumu kırmızı veya yeşil ışıkla gösterilir. Herkes kolayca kondenstopu kontrol edebilir.

Kondensin Geri Kazanımı:

1. Kondensi geri kazanmanın fizibilitesini yapın. Mevcut durumda drenaja giden kondensin kaynağını araştırın.
2. Geri döndürülen kondens miktarının artırılıp artırılamayacağını araştırın.
3. Basınç yetersizliği nedeniyle kondens dönüşünde sorun varsa kondens pompası kullanın.
4. Kondens pompası seçiminde buhar gücü veya basınçlı hava gücüyle çalışanları tercih edin.
5. Buhar kullanan proseslerde flaş buharın kullanılıp kullanılamayacağını araştırın ve flaş buhar kullanma durumunu değerlendirin.
6. Flaş kayıplarını en aza indirmek için atmosfere açık tanklarda oluşan flaş buharı değerlendirin veya kondens, tanka boşalmadan önce bir flaş buhar sistemi kurun.
7. Kondens dönüş hatlarındaki sızıntıları onarın.

Yalıtım:

1. Buhar boruları ve kondens borularını mutlaka yalıtın. Ayrıca ısıtılan tankların tamamını yalıtın. Tüm yalıtımsız hatların ve bağlantı parçalarının yalıtımını değerlendirin.
2. Özellikle büyük çaplı vana ve armatürleri mutlaka yalıtın. Mümkün olduğu sürece buhar hatlarındaki tüm armatürleri yalıtın.
3. İzolasyonun bozulduğu noktaları belirlemek için kızılötesi termometre veya termal kameralarla yüzey sıcaklıklarını ölçün. Yalıtımı düzenli olarak koruyun.

6.2. Buharın Termal Özellikleri

6.2.1. Tanımlar ve Terminoloji

Çeşitli uygulamalar için buhar özelliklerinin sayısal hesaplamalarına başlamadan önce, buhar sistemlerinin çalışmasında yaygın olarak kullanılan terimleri anlamak gerekir.

Isı birimi (Cal): Kalori: Suyun bir gramının sıcaklığını 1°C yükseltmek için gerekli ısı miktarına eşit olan ısı birimidir. 1 cal = 4,186 Joul'dur. 1m^3 doğal gaz yakıldığında vereceği enerji miktarı (üst ısıl değer olarak) 9.155 kCal olacaktır.

Isı birimi (Btu): Bir Btu, 1 pound suyu 1°F yükseltmek için gereken ısı miktarıdır. Atmosferik basınçta bir fit küp doğal gaz, kayıpsız bir kazanda yakıldığında yaklaşık 1.000 Btu ısı verecektir.

Kaynama noktası (doyma sıcaklığı): Kaynama noktası, suyun herhangi bir basınçta kaynamaya başladığı sıcaklıktır. Deniz seviyesindeki atmosfer basıncında suyun kaynama noktası yaklaşık 100^{0}C'dir. Atmosfer basıncının düşük olduğu yüksek irtifalarda kaynama noktası da daha düşüktür. Tersine, basınç arttıkça suyun kaynama noktası daha yüksek olacaktır. Buhar sistemlerinde kaynama noktasına doyma sıcaklığı denir.

Mutlak ve gösterge basıncı: Buhar sistemi literatüründe sıklıkla iki farklı basıncın kullanıldığı görülmektedir.

Mutlak basınç: Buharın bulunduğu alana uyguladığı birim alan başına gerçek kuvvettir. Örneğin, cm² başına kg'dir ve bar_a ile gösterilir. (a absolute = mutlak)

Gösterge basıncı: Buharın bulunduğu alandaki gerçek kuvvet ile, dış atmosfer tarafından uygulanan kuvvet arasındaki farkı gösterir. Bu farka gösterge basıncı denir. Gösterge basıncı barg (g gösterge = gauge) olarak gösterilir. Manometre denilen algılama cihazlarıyla ölçülür. Deniz seviyesindeki atmosferik basınç genellikle yaklaşık 1 bara olduğundan mutlak basınç, gösterge basıncı okumasına 1 bar ekleyerek elde edilebilir. Başka bir ifadeyle de mutlak basınçtan gösterge basıncına geçiş 1 bar eksilterek söylenir. Örneğin, gösterge basıncı 8 bar_g ise mutlak basınç 8 + 1 = 9 bar_a'dır (mutlak).

Duyulur ısı: Su ısıtıldığında sıcaklığı artar. Suyun kaynama noktasına gelinceye kadar ısınması için verilen ve sıcaklık artışı olarak gözlemlenen ısı enerjisine duyulur ısı denir.

Buharlaşma entalpisi (gizli ısı): Su, kaynamaya başladığı anda bir sıcaklık ve basınca sahiptir. Bu noktadan sonra suya enerji verilmeye devam edildiğinde sıcaklık ve basınç sabit kalır. Buna karşılık verilen enerjiyle orantılı olarak bir miktar su buhar haline dönüşür. Kaynama noktasındaki suyu aynı sıcaklıkta buhara dönüştüren ısıya gizli ısı denir.

Doymuş buhar: Herhangi bir basınçta ve o basınca karşılık gelen doyma sıcaklığında olan, suyun tamamının buhar fazında olduğu duruma doymuş buhar denir.

Kızgın buhar: Herhangi bir basınçtaki buharın sıcaklığı o basınçtaki doyma sıcaklığından daha yüksek ise buhar, kızgın buhar olarak adlandırılır.

Temiz buhar (hijyen buhar): Organik karbon, zehirli maddeler ve mikrobiyolojik maddeler içermeyen yüksek verimlilikteki özel bir filtreden geçirilmiş buhardır.

Vakum buharı: Atmosfer basıncının altında (vakum şartlarında) üretilen buhara "vakum buharı" denir. Buharın sıcaklığı 100°C'nin altındadır.

Kondens: Buharın yoğuşmuş halidir. Buharlaşma ısısını veren buhar, yoğuşur ve su haline geçer. Bu suya kondens denir.

Isı: Bir cismin uzamasına, genleşmesine, buharlaşmasına, erimesine, sıcaklığının artmasına, bir iş yapmasına neden olan fiziksel enerji türüdür.

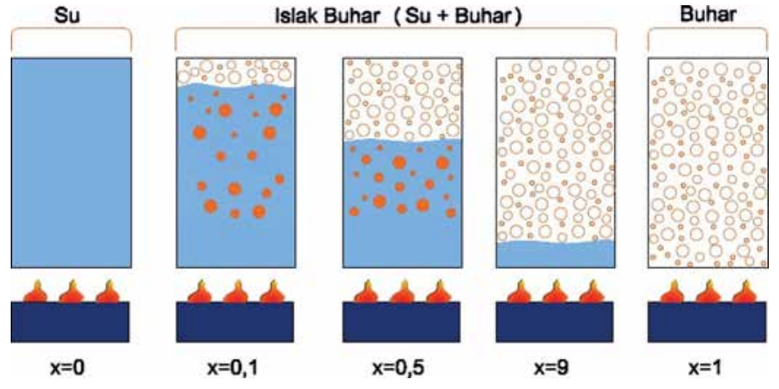
Sıcaklık: Bir cismin çevresine ısı verme ya da ısı alma eğiliminin ölçüsüdür.

Gösterge basıncı: Ekranda görülen basınç olup atmosfer basıncının üzerindeki basınçtır. Gösterge basıncı, mutlak basıncın 1 atm altındadır. Örneğin, gösterge basıncı 8 bar_g=9 bar_a'dır (mutlak).

Islak buhar: Buhar içerisinde su varsa, söz konusu buhar "ıslak" olarak adlandırılır.

Kuru buhar: İçerisinde su zerrecikleri bulunmayan buhardır. Kuruluk derecesi X=1 olarak tanımlanır.

Kuruluk derecesi: Suyun sıvı ve buhar fazının bir arada olması halinde, karışım içindeki su buharı kütlesinin toplam kütleye oranı kuruluk derecesi olarak adlandırılır. Örneğin, buhar içinde %5 oranında su varsa kuruluk derecesi %95'tir. Kuruluk derecesine göre buhar konsantrasyonu değişimi Şekil 6.2'de şematik olarak gösterilmektedir.



Şekil 6.2: Kuruluk Derecesine Göre Buhar Konsantrasyonu

Doymuş ve kızgın buhar: Bir kazana soğuk su koyup ısıtırsak, kaynama noktasına gelinceye kadar sıcaklığı yükselmeye başlar. Suyu ısıtmaya devam edersek, kaynamaya ve gaz (buhar) fazına geçmeye başlar. Basınç sabit kalırsa, sıcaklık kaynama noktasında (doyma) sıcaklığında kalacaktır. Ne kadar fazla ısı eklenirse o kadar fazla sıvı buhara dönüştürülür. Bu kaynayan suya doymuş su denir ve bu şekilde üretilen buhara doymuş buhar denir. Buhar bir kızdırıcıdan geçirilip ısıtılırsa buna kızgın buhar denir.

Doymuş buhar, endüstriyel proses ısıtma uygulamalarında yaygın olarak ısıtma amaçlı olarak kullanılmaktadır. Kızgın buhar, güç üretiminde yaygın olarak kullanılmaktadır.

Kondens: Buharın ısıtılan bir yüzey üzerinde buharlaşma ısısını vererek yoğuşması sonucu oluşan sıvıdır. Önemli miktarda enerji içerir ve yakıt tasarrufu için kazana geri döndürülmelidir.

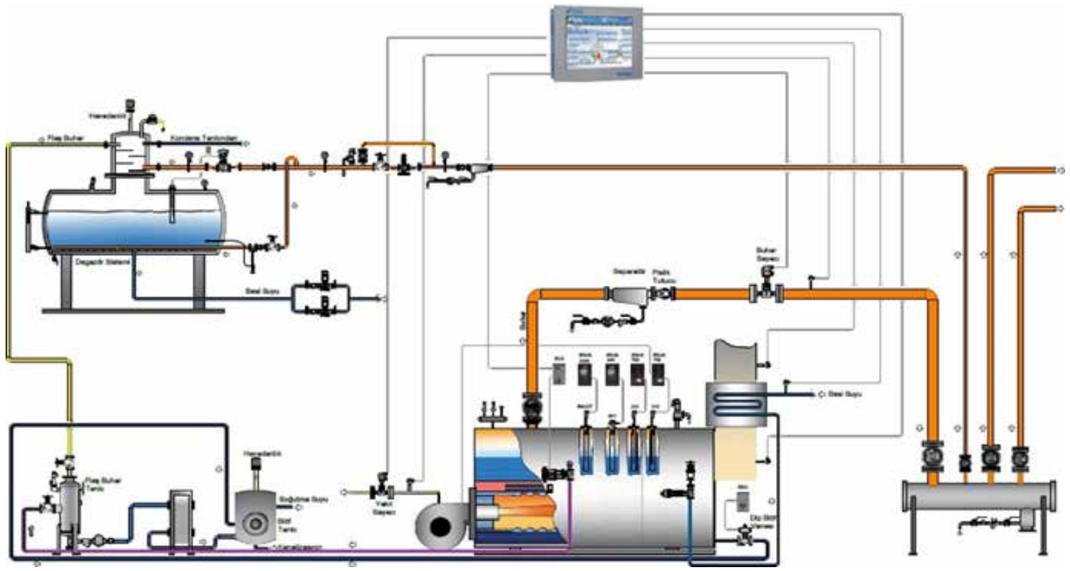
Kazan verimi: Buhar üretmek için kullanılan bir kazanda, yakıtın yanması sırasında açığa çıkan enerjinin buhar miktarındaki yüzdesidir. Başka bir ifadeyle alınan buhar enerjisinin verilen yakıt enerjisine oranıdır. Kalan yüzde, kazan yüzeylerinden yayılan radyasyon, blöflerle kayıplar ve bacadaki sıcak baca gazlarından kaybolur.

Separatör: Kazanı terk eden buhar içerisinde su zerrecikleri bulunur. Veya bazen su sürüklenmesi durumu ile karşılaşılabilir. Separatör, buhar içerisindeki su zerreciklerini ayırarak proseslere daha kuru buhar gitmesini sağlar. Doğru seçilmiş bir separatör buharın kuruluk derecesini %99'a yükseltir.

6.2.2. Buharın Kalitesi

Buhar, kaliteli üretilmelidir. Buharın kuruluk oranı yüksek ve temiz olmalı, içerisinde yoğuşmayan gaz bulunmamalıdır. Kaliteli ve ısıl değeri yüksek buhar için şunları söyleyebiliriz:

1. Buhar yüksek basınçta üretilip kullanım noktasında basıncı düşürülmelidir: Yüksek basınçtaki buhar, küçük çap borularla taşınır. Küçük çap, ısı kayıp yüzeyinin de küçük olması demektir. Kullanım noktasında basıncı düşürülen buhar, daha kuru olacak ve buharlaşma ısısı (ısıl değer) artacaktır.
2. Buhar hava ve yoğuşmayan gaz içermemelidir: Buhar içerisindeki hava, ısıtma verimini düşürür. Buhar- hava karışımı buharın sıcaklığını düşürür. Bu nedenle gerekli noktalara hava atıcı konularak sistemdeki hava tahliye edilir ve ısıl verim artırılır.
3. Buhar temiz olmalıdır: Buharın içerisinde katı partiküller ve pas parçacıkları olmamalıdır. Bu nedenle gerekli yerlere mutlaka pislik tutucular konulmalıdır.
4. Buharın kuruluk oranı yüksek olmalıdır: Buharın kuruluk oranı %95-98 civarında olmalıdır. Düşük değerlerde, buharın sıcaklığı aynı olmasına rağmen içindeki nemden dolayı buharın ısıl değeri de düşer. Yüksek kuruluk oranı yüksek ısı demektir. Basınç düşürücüden sonra buharın kuruluk oranı da artar. Ancak, separatörler buharın kuruluk oranını %99'a kadar yükseltebilir. Kazan çıkışına ve buharın kullanım noktasına yakın yerde separatörler kullanılması prosese yüksek ısı verilmesini sağlar.



Şekil 6.3: Buhar Üretimi [1]

6.3. Buhar Dağıtımı

Kazanda üretilen buhar, kullanım noktalarına borularla taşınır. Boruların ölçüleri çok farklıdır ve anma çapları ile tanımlanır. Buhar hatlarında doğru çap tayini, basınç kayıplarını ve ısı kayıplarını azaltır.

Gereğinden daha büyük çapta boru seçilmesi halinde yaşanabilecek olumsuzluklar:
- Büyük çap ısı kayıplarını artırır. Isı kayıpları işletme giderlerini de artıracaktır.
- Boru ve armatür maliyetleri yüksek olacaktır.

Gereğinden daha küçük çapta boru seçilmesi halinde yaşanabilecek olumsuzluklar:
- Küçük çap daha fazla basınç düşümüne neden olur. Bu durumda kullanım noktasında gerekenden daha küçük basınç oluşacaktır.
- Hız artar. Doymuş buhar içerisinde bulunan su zerrecikleri, yüksek hızlarda boruların aşınmasına neden olur.

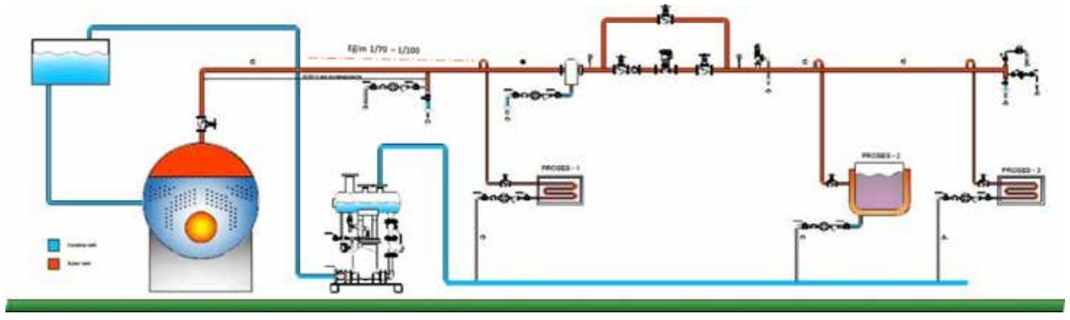
Gereğinden daha büyük veya daha küçük çap seçilmesi ile karşılaşılacak olumsuzlukları yaşamamak için boruların çapı doğru seçilmelidir. Buhar borusu çap tayini için genel olarak iki yöntem kullanılır.

1. Buhar hızına göre çap tayini
2. Basınç kaybı yöntemi ile çap tayini

Hıza göre çap tayini hesaplama yönteminde buharın özgül hacmi esas alınır. Hız, doymuş buhar hatları için 15-40 m/s, kızgın buhar hatları için 40-60 m/s alınır. Ancak, ıslak buharda hız 35 m/s'yi geçmemelidir.

Buhar Hatlarının Tasarımı

Kullanım noktalarına çeşitli borular aracılığıyla taşınan buharın olabilecek en verimli şekilde kullanılması için buhar hatlarının tasarımı önemlidir. Buhar borularında kondens birikmesinin oluşmayacağı, ısı kaybının minimize edileceği, her 100 metrede 0,3 bar'dan fazla basınç düşümünün olmayacağı tasarımlar yapılır.



Şekil 6.4: Buhar Hatlarının Dağıtımı [1]

Buhar Hattı Boru Çapı Seçimi

Daha uzun boru hatlarında basınç düşümü söz konusu olacak ve kullanma noktasında istenilen değerden daha düşük basınç oluşacaktır. Bu nedenle uzun boru hatlarında basınç düşümü dikkate

Tablo 6.1: Taşıma Kapasitesine Bağlı Olarak (kg/h) Buhar Hattı Boru Çapı Tayini

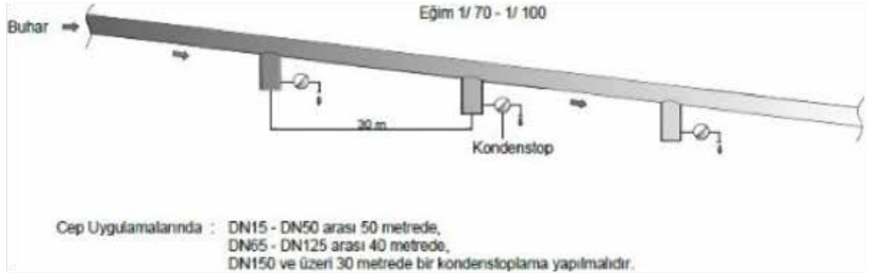
Basınç Bar_g	Hız m/s	15 mm	20 mm	25 mm	32 mm	40 mm	50 mm	65 mm	80 mm	100 mm	125 mm	150 mm	200 mm	250 mm	300 mm
0,5	15	7	14	24	37	52	99	145	213	394	648	917	1606	2590	3678
	25	10	25	40	62	92	162	265	384	675	972	1457	2806	4101	5936
	40	17	35	64	102	142	265	403	576	1037	1670	2303	4318	6909	9500
0,7	15	7	16	25	40	59	109	166	250	431	680	1006	1708	2791	3852
	25	12	25	45	72	100	182	287	430	716	1145	1575	2816	4629	6204
	40	18	37	68	106	167	298	428	630	1108	1712	2417	4532	7251	10323
1,0	15	8	17	29	43	65	112	182	260	470	694	1020	1864	2814	4045
	25	12	26	48	72	100	193	300	445	730	1160	1660	3099	4869	6751
	40	19	39	71	112	172	311	465	640	1150	1800	2500	4815	7333	10370
2,0	15	12	25	45	70	100	182	280	410	715	1125	1580	2814	4545	6277
	25	19	43	70	112	162	295	428	656	1215	1755	2520	4815	7425	10575
	40	30	64	115	178	275	475	745	1010	1895	2925	4175	7678	11997	16796
3,0	15	16	37	60	93	127	245	385	535	925	1505	2040	3983	6217	8743
	25	26	56	100	152	225	425	632	910	1580	2480	3440	6779	10269	14316
	40	41	87	157	250	357	595	1025	1460	2540	4050	5940	10476	16470	22950
4,0	15	7	16	25	40	59	109	166	250	431	680	1006	1708	2791	3852
	25	12	25	45	72	100	182	287	430	716	1145	1575	2816	4629	6204
	40	18	37	68	106	167	298	428	630	1108	1712	2417	4532	7251	10323
5,0	15	22	49	87	128	187	352	526	770	1295	2105	2835	5548	8586	11947
	25	36	81	135	211	308	548	885	1265	2110	3540	5150	8865	14268	20051
	40	59	131	225	338	495	855	1350	1890	3510	5400	7870	13761	23205	32244
6,0	15	26	59	105	153	225	425	632	925	1555	2525	3400	6654	10297	14328
	25	43	97	162	253	370	658	1065	1520	2530	4250	6175	10629	17108	24042
	40	71	157	270	405	595	1025	1620	2270	4210	6475	9445	16515	27849	38697
7,0	15	29	63	110	165	260	445	705	952	1815	2765	3990	7390	12015	16096
	25	49	114	190	288	450	785	1205	1750	3025	4815	6900	12288	19377	27080
	40	76	177	303	455	690	1210	1865	2520	4585	7560	10880	19141	30978	43470
8,0	15	32	70	126	190	285	475	800	1125	1990	3925	4540	8042	12625	17728
	25	54	122	205	320	465	810	1260	1870	3240	5220	7120	13140	21600	33210
	40	84	192	327	510	730	1370	2065	3120	5135	8395	12470	21247	33669	46858

Basınç Bar_g	Hız m/s	15 mm	20 mm	25 mm	32 mm	40 mm	50 mm	65 mm	80 mm	100 mm	125 mm	150 mm	200 mm	250 mm	300 mm
10,0	15	41	95	155	250	372	626	1012	1465	2495	3995	5860	9994	16172	22713
	25	66	145	257	405	562	990	1530	2205	3825	6295	8995	15966	25860	35890
	40	104	216	408	615	910	1635	2545	3600	6230	9880	14390	26621	41011	57560
14,0	15	50	121	205	310	465	810	1270	1870	3220	5215	7390	12921	20538	29016
	25	85	195	331	520	740	1375	2080	3120	5200	8500	12560	21720	34139	47128
	40	126	305	555	825	1210	2195	3425	4735	8510	13050	18630	35548	54883	76534
15,0	15	85	148	241	417	567	935	1335	2061	3548	5574	8052	13943	21977	31521
	25	141	247	402	695	945	1559	2224	3434	5913	9292	13420	23239	36629	52536
	40	226	395	643	1112	1513	2494	3559	5495	9461	14868	21427	37182	58607	84057
17,0	15	96	167	271	470	639	1053	1503	2321	3996	6278	9067	15702	24749	35497
	25	159	278	453	783	1064	1756	2505	3864	6659	10464	15113	26170	41249	59162
	40	255	445	724	1252	1704	2809	4008	6188	10654	16743	24180	41872	65999	94659
20,0	15	112	195	317	549	747	1232	1758	2715	4673	7343	10606	18365	28948	41519
	25	186	325	530	915	1245	2054	2929	4523	7788	12239	17677	30609	48247	69199
	40	298	520	847	1465	1993	3285	4688	7238	12463	19548	28282	48975	77196	110718
24,0	15	133	232	378	654	889	1466	2094	3232	5565	8744	12629	21868	34468	49437
	25	221	387	631	1090	1482	2445	3488	5386	9274	14573	20048	36448	57448	82396
	40	355	620	1008	1744	2373	3912	5582	8618	14839	23319	33676	58316	91918	131833
28,0	15	154	269	437	757	1029	1696	2422	3739	6437	10114	14608	25296	39871	57186
	25	256	448	729	1261	1714	2828	4035	6230	10728	16868	24347	42161	66453	95312
	40	410	717	1167	2017	2745	4525	6457	9969	17164	26974	38955	67457	106326	152498
34,0	15	186	324	528	913	1241	2047	2923	4512	7767	12205	17627	30523	48112	69004
	25	309	541	880	1522	2069	3413	4869	7518	12944	20342	29378	50874	80186	115009
	40	495	865	1408	2434	3312	5460	7791	12029	20712	32548	47005	81397	128299	184013
42,0	15	231	401	654	1131	1537	2535	3620	5588	9620	15117	21833	37806	59591	85469
	25	382	670	1090	1885	2562	4227	6030	9311	16033	25195	36388	63013	99319	142451
	40	613	1071	1744	3015	4103	6763	9650	14900	25654	40315	58221	100819	158913	227920

Not: Tablo 6.1'de verilmiş olan taşıma kapasiteleri doymuş buhar için geçerli olup kızgın buhar için düzeltme faktörü (K) ile bölünmelidir.
K= 1+(0,0013+Kızgınlık Derecesi °C) [2]

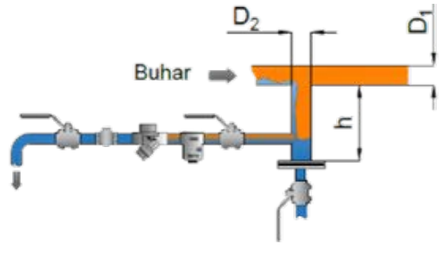
Buhar Dağıtım Borularının Tasarımı

Kollektörden sonra işletmede kullanım noktalarına buhar taşıyan borulara buhar gidiş yönünde eğim verilir. Eğim oranı 1/70'tir ancak, 1/100 oranına kadar da kabul edilebilir. Uzun boru hatlarında, oluşabilecek kondens birikimini önlemek için belirli aralıklarla kondenstop kullanılmalıdır. Kondenstop aralıkları, küçük çaplarda (DN15-50) her 50 metrede bir, orta çaplarda (DN65-125) her 40 metrede bir, büyük çaplarda (DN150+) da her 30 metrede bir olarak uygulanmalıdır. Kondenstoplar, mutlaka ceplere bağlanmalıdır.



Şekil 6.5: Buhar Boruları Tasarımı [1]

Kondens Cebi:
Buhar dağıtım hatlarında kondenstoplar ceplere bağlanır. Cep boyutları, boru çapları ile ilişkilidir. Cep çapı 100 mm boru çapına kadar boru çapı ile aynı, büyük çaplarda iki çap küçük olabilir ancak, 100 mm'nin altında olmamalıdır. Cep derinliği, boru çapının 1,5 katı alınır ancak, cep derinliği 250 mm'nin altında olamaz.



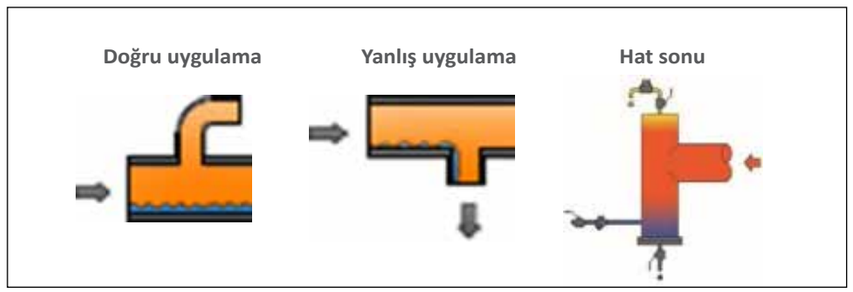
Kondens Cebi Boru Çapı

D_1	50	65	80	100	125	150	200	250	300	350	400
D_2	50	65	80	100	100	100	125	150	200	200	250
Ana hat çapının min.1,5 katıdır. 250 mm altında olamaz.											

Şekil 6.6: Kondens Cep Detayı [1]

Boruların Mesnetlenmesi:
Borular, mutlaka mesnetlenmelidir. Mesnetlerle desteklenmediği takdirde borularda eğim meydana gelir. Eğim noktalarında oluşacak kondens birikmesi koç darbesine neden olacaktır.

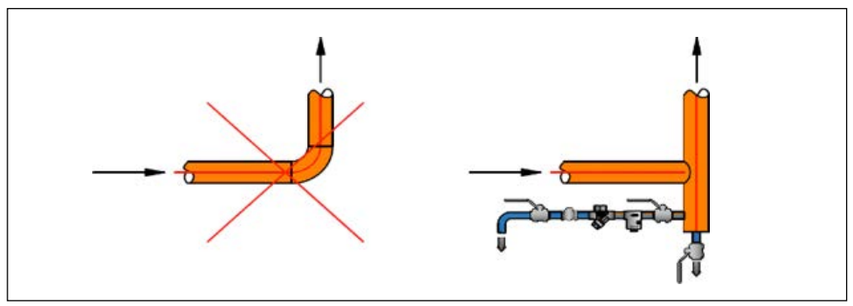
Buhar Dağıtım Branşmanı:
Buhar dağıtım branşmanı uygulamaları ana hat borularının üstünden yapılır.



Şekil 6.7: Buhar Dağıtım Uygulama Detayları [1]

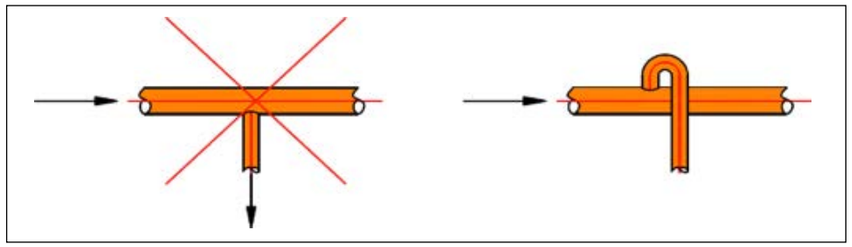
Hat Sonu:
Hat sonunda alt noktaya cep yapılmalı ve bir termodinamik kondenstop bağlanmalıdır. Hat sonlarında hava toplanma riski vardır. Havayı tahliye etmek için üst noktaya bir hava atıcı kullanılmalıdır.

Buhar Borularının Tasarımı:
Yükseltilerde alt kısma bir cep yapılıp cep altına bir kondenstop montajı yapılmalıdır. Böylece yükselen borunun içerisindeki kondens, yerçekimi doğrultusunda altta birikecek ve kondenstop tarafından tahliye edilecektir.



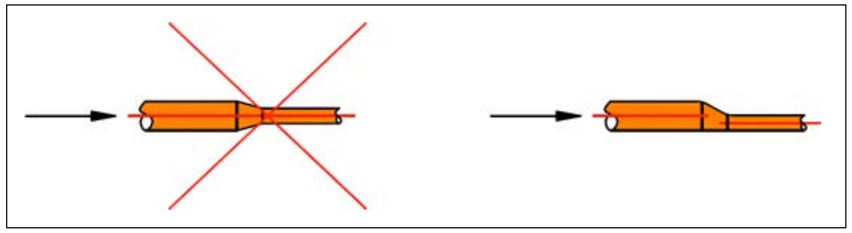
Şekil 6.8: Yükselen Buhar Borularının Tasarımı

Branşmanlarla buhar taşınmasında bağlantılar daima üstten yapılmalıdır. Alttan yapıldığında buhar ile birlikte kondensin de gelmesi söz konusu olabilir.



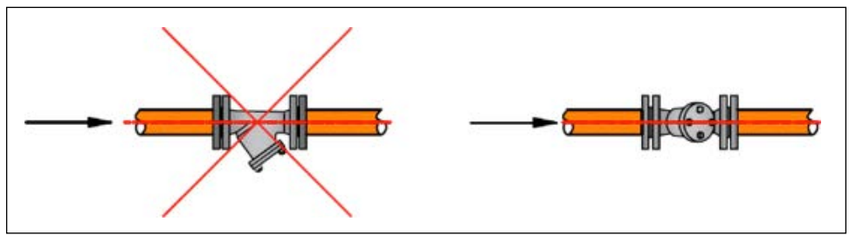
Şekil 6.9: Buhar Borularınınsa Branşman Bağlantısı

Buhar dağıtımında kullanılan boru çaplarında büyük çaptan küçük çapa geçişlerde kullanılan redüksiyon konsantrik redüksiyon olmalıdır. Eksantrik redüksiyon kondens birikmesine neden olur.



Şekil 6.10: Buhar Borularındaki Çap Düşümünde Redüksiyon Tasarımı

Buhar Tesisatlarında Pislik Tutucu Uygulaması:
Buhar tesisatlarında pislik tutucuların filtresi yere paralel olacak şekilde montaj yapılmalıdır. Dik konumda olursa kondens birikmesine neden olur.



Şekil 6.11: Buhar Borularında Pislik Tutucu Uygulaması

6.4. Doymuş Buharın Özellikleri

Çeşitli önlemler yoluyla elde edilebilecek enerji tasarruflarının hesaplanmasında, buhar ve kondensin nicel termal özelliklerini anlamak önemlidir. Tablo 6.2 [2], doymuş buharın özelliklerinin tipik bir tablosunu göstermektedir.

Tablo 6.2: Doymuş Buhar Tablosu [2]

Gösterge Basıncı, P_g (bar_g)	Mutlak Basınç, P_a (bar)	Sıcaklık, T (°C)	Özgül Hacim, V (m^3/kg)	Doymuş Su Entalpisi, hf (kJ/kg)	Buharlaşma Entalpisi, hfg (kJ/kg)	Buhar Entalpisi, hg (kJ/kg)
0,00	1,013	100,0	1,673	419,1	2258,4	2677,5
0,05	1,063	101,4	1,601	425,0	2254,2	2679,1
0,10	1,113	102,6	1,533	430,4	2251,2	2681,6
0,15	1,163	105,1	1,471	435,8	2247,9	2683,7
0,20	1,213	106,2	1,414	440,9	2245,0	2685,8
0,30	1,313	107,4	1,312	450,5	2238,7	2689,2
0,40	1,413	109,5	1,225	459,7	2232,8	2692,5
0,50	1,513	111,6	1,149	468,5	2227,0	2695,5
0,60	1,613	113,5	1,038	476,5	2221,5	2698,0
0,70	1,713	115,4	1,024	484,4	2216,9	2701,3
0,80	1,813	117,1	0,971	491,9	2211,9	2703,8
0,90	1,913	118,8	0,923	499,1	2206,9	2705,9
1,00	2,013	120,4	0,881	505,8	2202,3	2708,0
1,10	2,113	121,9	0,841	512,5	2198,5	2711,0
1,20	2,213	123,4	0,806	519,2	2194,3	2713,5
1,30	2,313	124,9	0,773	525,0	2190,1	2715,1
1,40	2,413	126,3	0,743	530,9	2186,3	2717,2
1,50	2,513	127,6	0,714	536,3	2181,7	2718,1
1,60	2,613	128,9	0,689	542,2	2178,8	2721,0
1,70	2,713	130,1	0,665	547,2	2175,0	2722,3
1,80	2,813	131,4	0,643	552,7	2171,3	2723,9
1,90	2,913	132,5	0,622	557,7	2167,9	2725,6
2,00	3,013	133,7	0,603	562,7	2164,6	2727,3
2,20	3,213	135,9	0,568	571,9	2158,3	2730,2
2,40	3,413	138,0	0,536	581,1	2152,0	2733,1
2,60	3,613	140,0	0,509	589,5	2146,2	2735,7
2,80	3,813	141,9	0,483	597,9	2140,3	2738,2
3,00	4,013	143,7	0,461	605,8	2134,8	2740,7
3,20	4,213	145,4	0,440	612,9	2129,4	2742,4
3,40	4,413	147,2	0,422	620,5	2124,4	2744,9
3,60	4,613	148,8	0,405	627,6	2118,9	2746,5
3,80	4,813	150,4	0,389	634,3	2114,3	2748,6
4,00	5,013	152,0	0,374	641,0	2109,3	2750,3
4,20	5,213	153,4	0,361	647,3	2104,7	2752,0
4,40	5,413	154,8	0,348	653,6	2100,1	2753,7
4,60	5,613	156,2	0,336	659,8	2095,9	2755,8
4,80	5,813	157,6	0,325	665,7	2091,3	2757,0
5,00	6,013	158,9	0,315	671,1	2087,1	2758,3
5,50	6,513	162,1	0,292	685,0	2077,1	2762,0
6,00	7,013	165,0	0,272	697,9	2067,4	2765,4
6,50	7,513	167,8	0,255	710,1	2058,2	2768,3
7,00	8,013	170,5	0,240	721,8	2049,0	2770,8
7,50	8,513	173,0	0,227	733,1	2040,6	2773,8
8,00	9,013	175,4	0,215	743,6	2032,3	2775,8
8,50	9,513	177,7	0,204	753,6	2024,3	2777,9
9,00	10,013	180,0	0,194	763,3	2016,4	2779,6
9,50	10,513	182,1	0,185	772,9	2008,8	2781,7
10,00	11,013	184,1	0,177	782,1	2001,3	2783,4
11,00	12,013	188,0	0,163	799,3	1987,1	2786,3
12,00	13,013	191,7	0,151	815,6	1973,7	2789,2
13,00	14,013	195,1	0,141	831,1	1960,7	2791,8
14,00	15,013	198,3	0,132	845,7	1948,1	2793,9
15,00	16,013	201,4	0,124	859,6	1936,4	2795,9
16,00	17,013	204,4	0,117	872,9	1924,7	2797,6
17,00	18,013	207,2	0,110	885,5	1913,4	2798,9
18,00	19,013	209,9	0,105	897,8	1902,5	2800,1
19,00	20,013	212,5	0,100	909,4	1891,6	2801,0
20,00	21,013	215,0	0,095	921,1	1881,5	2802,6

Tablonun okunması: 6 bar_g basınçtaki buharın sıcaklığı 165^{0}C, doymuş suyun entalpisi 697,9, buharlaşma entalpisi 2067,4 ve buharın toplam entalpisi 2765,4'tür. Bir ısı değiştiricide kullanılan buhar, buharlaşma entalpisini verdiğinde yoğuşur ve 697,9 ısıda kondense dönüşür.

Gösterge Basıncı, P_g (bar_g)	Mutlak Basınç, P_a (bar)	Sıcaklık, T (°C)	Özgül Hacim, V (m^3/kg)	Doymuş Su Entalpisi, hf (kJ/kg)	Buharlaşma Entalpisi, hfg (kJ/kg)	Buhar Entalpisi, hg (kJ/kg)
0,00	1,013	100,0	1,673	419,1	2258,4	2677,5

6.4.1. Kızgın Buharın Özellikleri

Kızgın buhar, doymuş buharın bir kızdırıcıdan geçirilerek tamamen kuru hale getirilmesi ve sıcaklığının artırılması ile enerjisinin aynı basınçtaki doymuş buhardan daha fazla olma halidir. Tablo 6.3, aşırı ısıtılmış buharın termodinamik özelliklerini göstermektedir. Her bir basıncın yalnızca tek bir ilişkili sıcaklığa (doyma sıcaklığı) sahip olduğu Tablo 6.2'deki [2] doymuş buharın aksine, belirli bir basınç için doyma sıcaklığının üzerindeki herhangi bir sıcaklıkta aşırı ısıtılmış buhar mevcut olabilir. Örneğin 15 bar_g basınçta doymuş buharın sıcaklığı 198,3°C iken, aynı basınçta bir kızdırıcıdan geçirilerek %100 kuru hale getirilmiş buharın sıcaklığı 250, 300, 400°C olabilir ve dolayısıyla enerji değerlerinde de sıcaklıkla ilişkili olarak doymuş buhara göre artış oluşur.

Tablo 6.3: Farklı Basınç ve Sıcaklıklara Göre Kızgın Buharın Entalpisi (kJ/kg)

Kızgın buharın entalpisi (kJ/kg)								
Basınç (bar)	Doyma sıcaklığı (°C)	Sıcaklık (°C)						
		Doymuş buhar	200	250	300	350	400	450
15	198,3	2792	2796	2925	3039	3148	3256	3364
20	212,4	2799		2904	3025	3138	3248	3357
30	233,8	2809		2858	2995	3117	3231	3343
40	250,3	2801			2963	3094	3214	3330

6.5. Buhar Kullanımını ve Enerji Karşılığını Değerlendirme

Buhar sistemlerinde enerji tasarrufu iyileştirmelerinin yararını doğru bir şekilde değerlendirmek için, öncelikle bir proseste gerçekte ne kadar buhar gerektiğini, çeşitli sistem kayıpları yoluyla ne kadar enerji israf edildiğini ve bu kayıpların parasal değerini belirlemek gerekir.

6.5.1. Buhar Gereksinimlerinin Belirlenmesi

Prosesin buhar gereksinimlerini belirlemek için çeşitli yaklaşımlar kullanılabilir. Bu yaklaşımlar güvenilirliği artırmak amacıyla, tipik ekipman için buhar tüketim tablolarının kullanımını, ayrıntılı sistem enerji dengelerini ve buhar ve/veya yoğuşma suyu (kondens) akışlarının doğrudan ölçümünü içerir. Hangi yöntemin kullanılacağının seçimi, buhar kullanım sürecinin tesisin toplam enerji tüketimi için ne kadar kritik olduğuna ve verilerin nasıl kullanılacağına bağlıdır. Toplam buhar ve enerji kullanım rakamlarını çıktı birimi bazında normalleştirmek genellikle yararlıdır. Bu, üretim oranları değiştikçe tüketim tahminlerinin kolayca ölçeklenebilmesi açısından yararlı bir ölçümdür.

Çeşitli proses ekipmanı için buhar tüketim tabloları geliştirilmiştir. Tablo 6.4 [3], bir dizi tipik endüstriyel ve ticari uygulama için buhar tüketim tablolarını göstermektedir.

Tablo 6.4: Endüstriyel ve Ticari Ekipman İçin Tipik Buhar Tüketim Oranları (kg/h) [3]

GIDA ENDÜSTRİSİ			
	Çalışma Basıncı (bar)	kg/h	
		Kullanımda	Maksimum
EKMEK FABRİKALARI			
2,5 metre uzunluğundaki hamur teknesi	0,7	1,8	
Beyaz ekmek 11 m^2 yüzeyli	0,7	13	
Çavdar ekmeği 1 m^2 yüzeyli	0,7	26	
Master baker fırınları	0,7	13	
ŞİŞE YIKAMA			
Hafif içecekler (bira vs.), dakikada 100 şişe için			
Süt mamülleri, saatte 100 kasa için			
KREMA ve SÜT			
Krema kutuları, dakikada 3 adet	1-5		140
Pastörizasyon, 455 litrenin 20 dakika ısıtılması için	1-5		106

	Çalışma Basıncı (bar)	kg/h	
		Kullanımda	Maksimum
ŞEKER - ÇİKOLATA			
Şeker pişirme, saatte 130 litre	0,5	21	
Ceketli çikolata eritici, 610 mm çaplı	0,5	13	
SAĞLIK TESİSLERİ			
HASTANE EKİPMANLARI			
Damıtma, 455 litre damıtılmış su için	3	45	
Sterilizasyon, yatak tepsisi	3	1,4	
Sterilizasyon, kıyafet, her 254 mm için	3	3	
Sterilizasyon, alet, 2,5 m^3 hacim için	3	1,4	
Sterilizasyon, su, her 45,5 litre su için	3	2,7	
ÇAMAŞIRHANE EKİPMANLARI			
Her 45,5 litre için vakum damıtma	5-7	7	
Son ütü, manken ütü, her biri	5-7	26	30
Hava vakumu ile bitirme tablası, 18" damıtma tahtası	5-7	9	
Buharlı el ütüsü	5-7	2	5
550 x 2500 mm 1 silindir	8	50	
750 x 2500 mm 1 silindir	8	70	
CAFE-RESTORAN EKİPMANLARI			
Her 25,4 mm uzunluk için standart buhar tablası	0,35-1,5	16	
1,9 m^2 alan için, standart buhar tablası	0,35-1,5	13	
Her 1,9 m^2 alan için benmari	0,35-1,5	13	
Buhar ceketli pişirme kazanları			
114 litre depolama hacimli	0,35-1,5	13	
273 litre depolama hacimli	0,35-1,5	26	
Lastik Vulkanisazyon			
Kamyon kalıpları büyük	7	40	
Yolcu kalıpları	7	13	
Kağıt Üretimi			
Oluklu mukavvalar, 90 m^2 başına	12	13	
Odun hamuru kağıdı,45 kg kağıt başına	3,5	170	

6.5.2. Özgül Isı

Öz ısı ya da diğer bir tabirle özgül ısı, 1 kg olan bir cismin sıcaklığını 1°C veya 1°K artırmak için gereken enerji olarak tanımlanmaktadır. Hacim, basınç ve sıcaklık gibi şartlara göre özgül ısı değerleri değişiklik göstermektedir.

Akışkan maddelerde sıcaklık farkı olduğu için hesaplama yaparken özgül ısı tablolarında bulunan değerlerden faydalanılmaktadır.

Tüm cisimlerin özgül ısı kapasiteleri sıcaklık değerlerine göre değişir. Özgül ısı kapasitesi, farklı cisim ya da maddeye göre de farklılık gösterebilmektedir. Örneğin;

20°C' deki 1 kg suyun özgül ısı kapasitesi 1 kCal/kg veya 4,186 kJ/kg °C'dir.

Bakır, alüminyum ve cam özgül ısı kapasiteleri farklı değerlere işaret etmektedir.

Öz ısı birimi; enerji, kütle ve sıcaklığa göre değişiklik gösterir. Öz ısının formülü, termodinamik ve ısı transferlerinde sık sık kullanılan termal enerji denklemleri sayesinde bulunabilir.

$$Q = m.c.\Delta T$$

Q : Termal Enerji (J)
m : Kütle (kg)
c : Öz ısı (kj/kg°C , kJ/kg.K)
ΔT : Sıcaklık Farkı (°C ,K)

Yukarıdaki denklemden yola çıkarak öz ısı formülü aşağıdaki gibidir.

$$C = \frac{Q}{m.\Delta T}$$

Her maddenin öz ısısı ve termal iletkenlik değerleri birbirinden farklıdır. Bazı maddelerin öz ısı ve termal iletkenlik değerleri Tablo 6.5'te verilmiştir.

Tablo 6.5 yorumlandığında termal (ısı) iletkenliği yüksek olan maddelerin öz ısılarının düşük olduğunu görmek mümkündür. Aynı şekilde öz ısısı yüksek olan maddelerin termal iletkenlik katsayıları da düşüktür.

Özgül ısı üzerine hazırlanan bu bloğun en önemli başlıklarından biri de özgül ısı problemleridir. Aşağıda verilen birkaç örnek problem sayesinde öz ısı hesaplamalarını netleştirmek mümkündür.

Örnek 1: 20°C'deki sıcaklıkta 500 lt (kg) suyu 100°C sıcaklığa ulaştırmak için gereken ısı miktarını bulunuz.

Çözüm:

1. Önce ısı formülünü hatırlayalım; $Q = m.c.(t_2-t_1)$
2. 20°C sıcaklıkta 500 kg ağırlığındaki suyu 100°C sıcaklığa ulaştırmak için gereken ısı miktarı;
   m = 500 kg, c = öz ısı 4,186 kj/kg°C (Tablo 6.5)'dir.
   $\Delta T = (t_2-t_1)$ =100°C -20°C = 80°C'dir.
3. Buna göre gereken ısı enerjisi
   Q = 500 x 4,186 x (100-20) = 167.440 kJ olarak bulunur.

Örnek 2 (Buhar ile ısıtma): 20°C'deki sıcaklıkta 500 lt (kg) suyu 1 saatte 100°C sıcaklığa ulaştırmak için gereken ısı miktarı 167.440 kJ olarak hesaplanmıştır. Suyu 3 bar basınçtaki buhar ile ısıtacak olursak saatte kaç kg buhara ihtiyaç vardır?

Çözüm:
3 bar'daki buharın buharlaşma entalpisi (gizli ısısı) 2.134,8 kJ/kg'dir (Tablo 6.2'den).[2] İhtiyaç duyulan buhar miktarı:

167.440/2.134,8 = 78,43 kg/h olarak hesaplanır.

Tablo 6.5: Malzemelerin Özgül Isıları [5]

Ürün	Özgül Ağırlık (kg/dm³)	Özgül Isı (kJ/kg°C)	Termal İletkenlik (kJ/h m°C)
Asetik asit %100	1,05	2,051	0,620
Sülfürik asit %5	1,03	3,977	1,863
Sülfürik asit %10	1,07	3,851	1,863
Sülfürik asit %15	1,1	4,102	1,863
Nitrik asit %10	1,05	3,767	1,863
Nitrik asit %20	1,12	3,391	1,863
Etil alkol %100	0,7	2,721	0,628
Hidroklorik asit %10	1,05	3,140	2,679
Asvalt	1,1-1,5	0,92-1,67	0,620
Anilin	1,02	2,093	0,573
Benzen	0,73-0,78	1,884	0,126
Selüloz	1,3-1,6	1,340	0,620
Vulkanize kauçuk	1,1	1,758	0,494
Dowtherm A	1	2,637	0,490
Eter	0,74	2,093	2,135
Su	1	4,186	0,486
Benzin	0,70-0,75	2,219	-
Jelatin	1,1	3,767	1,026
Gliserin	1,25	2,428	-
Katran	1,2	1,465	0,620
Pamuk yağı	0,95	1,967	0,620
Makine yağı	0,92	1,674	0,611
Zeytin yağı	0,92	1,967	0,871
Erimiş parafin	0,89	2,930	1,741
%25 solusyon NaCI2	1,18	2,637	1,741
%25 solusyon CaCI2	1,24	2,721	0,666
Karbon tetraklorit CCI4	1,60	0,837	0,419
Türpentin	0,86	1,758	-

Tablo 6.6: Ana Buhar Hattı İçin Her 100 m'deki Isınma Yükü (kg/h) [2]

Buhar basıncı (Bar_g)	Hat Çapı														-18°C Düzeltme Faktörü
	50 mm	65 mm	80 mm	100 mm	125 mm	150 mm	200 mm	250 mm	300 mm	350 mm	400 mm	450 mm	500 mm	600 mm	
0,00	9,2	14,4	19,0	27	37	47	71	101	134	159	208	262	308	309	1,50
0,35	10,0	15,9	20,8	29	40	52	69	112	146	174	227	287	338	470	1,45
0,70	11,3	17,8	23,4	33	45	58	88	125	165	196	255	322	379	529	1,41
1,00	12,2	19,5	25,4	36	50	64	96	135	179	212	277	350	412	575	1,39
2,50	13,4	21,3	27,8	39	53	70	105	148	195	232	303	383	450	627	1,33
4,00	15,8	25,2	33,0	47	63	82	123	175	233	276	360	454	535	745	1,30
5,50	17,8	28,0	37,0	52	71	92	138	196	260	308	402	507	598	832	1,28
7,00	19,3	30,6	40,0	57	77	100	151	214	284	335	438	553	651	906	1,26
8,50	20,1	31,8	42,0	59	80	104	157	223	293	349	455	574	676	942	1,25
10,00	20,8	33,1	43,0	62	83	108	162	230	305	361	472	595	700	997	1,24
12,00	22,6	35,8	47,0	67	90	117	176	250	331	392	513	646	760	1059	1,23
14,00	24.2	38,2	50,0	71	96	125	189	267	353	418	546	689	811	1130	1,22
16,00	28,1	45,0	58,0	83	113	146	219	312	412	489	638	805	947	1320	1,21
20,00	36,0	55,0	74,0	108	150	205	312	463	637	764	981	1228	1503	1700	1,20
25,00	39,0	59,0	80,0	117	162	222	338	502	692	828	1065	1362	1631	2315	1,19
30,00	41,5	64,0	85,0	124	173	237	360	534	735	882	1134	1420	1735	2464	1,18
40,00	44,3	68,0	91,0	132	184	253	385	570	784	940	1210	1514	1852	2627	1,17

Tablo 6.7: Yalıtılmış Ana Buhar Hattı İçin Her 100 m'deki Kondens Yükü (kg/h) [2]

Buhar basıncı (Bar_g)	Hat Çapı														-18°C Düzeltme Faktörü
	50 mm	65 mm	80 mm	100 mm	125 mm	150 mm	200 mm	250 mm	300 mm	350 mm	400 mm	450 mm	500 mm	600 mm	
0,70	9	10	13	16	19	24	30	36	44	48	54	59	66	80	1,58
2,00	11	13	16	20	24	29	37	46	55	60	69	73	82	128	1,50
4,00	15	18	21	28	37	42	51	63	75	83	95	103	114	137	1,48
7,00	18	22	26	32	41	48	60	75	89	98	113	122	136	163	1,41
12,00	24	28	34	39	49	57	79	99	117	129	147	160	178	212	1,37
16,00	29	35	43	54	67	80	99	123	147	162	186	202	224	269	1,355
20,00	31	38	46	57	71	83	105	131	155	170	194	212	237	283	1,34
28,00	34	41	50	63	78	92	117	145	173	191	217	237	264	317	1,32
35,00	41	50	59	74	92	110	137	172	204	223	257	279	311	371	1,31
42,00	45	59	66	83	103	124	155	193	229	252	288	314	350	418	1,30

6.6. Buhar Sayaçları

Bir işletmenin doğru ve verimli çalışıp çalışmadığını izlemek için buhar sayaçlarına gereksinim vardır. Buhar sayacının yararları:

1. İşletmenin ve çeşitli ünitelerin buhar tüketimini ölçerek buhar giderlerinin hesaplanması,
2. İşletmede bulunan proseslere doğru miktar ve basınçta buharın verilip verilmediğinin kontrol edilmesi,
3. Enerjinin geri kazanılması ile yapılan yatırımların denetlenebilmesi,
4. Tesis ve proseslerin verimliliğinin izlenmesi sağlanır.

Buhar Sayacı Türleri
Akışkanı ölçme şekilleri farklı olan değişik konstrüksiyonda buhar sayaçları vardır. Bunlardan bazıları:

a. Basınç farkı prensibi ile çalışan buhar sayaçları
Bu tür sayaçlarda oluşan fark basıncının karesinin belli bir katsayı ile çarpılması yoluyla debi ölçülür. Bu türün en bilinen sayacı orifis plakalı buhar sayacıdır.

b. Akışkan hız ölçüm prensibi ile çalışan buhar sayaçları
Bu tür sayaçlarda akışkan debisi, akışkan hızının sayaç kesiti ile çarpımı şeklindedir. Akışkan hızının ölçülmesi, debi miktarını belirler. Bu tür sayaçlar "vortex sayaç" diye tanımlanmaktadır.

Şekil 6.12: Vortex Sayaç [2]

Vortex sayaçlarda, akışı engelleyen bir eleman, girdaplar (vortex) oluşturur. Bu girdapların sayısının tremomiter gibi elemanlar ile ölçülmesi akışkan hızını belirler. Her sayacın kendisine göre avantaj ve dezavantajı vardır. Uygulamaya göre sayaç türünün seçimi çok önemlidir.

Bir buhar sayacında aranılan özellikler:
Buhar sayaçlarında özellik olarak buhar yük oranı, hassasiyet ve tekrar edebilme özelliği gibi terimler sıklıkla kullanılır.

Buhar Yük Oranı: Bir buhar sayacı seçimi yapılırken işletmenin çalışma şartlarının sayacın hassas okuma yapabileceği çalışma aralığında olması önemlidir. Buhar yük oranı, buhar sayacının doğru okuyabileceği değer aralığını gösterir. Buhar yük oranı = Maksimum Buhar Yükü/ Minimum Buhar Yükü. Örneğin; 5.000 kg/h maksimum kapasiteli bir orifis plakalı buhar sayacının buhar yük oranı 4:1 ise okuyabileceği minimum debi 5000:4 =1250 kg/h'dir. Bir vortex sayacın buhar yük oranı 25 ise yine 5000 kg için minimum okuyabileceği debi 200 kg/h olacaktır. Buhar debisi, minimum debinin altına indiğinde buhar sayacı doğru bir ölçüm yapamaz veya hatalı ölçüm yapılır. Sayaç modeline bağlı olarak, reel akış değeri okuma aralığının dışında ise sayaç ölçüm yapmaz. Buhar debisi doğru bir şekilde ölçülmek isteniyorsa, kullanıcı istenilen şartlara uyan bir buhar sayacı belirlemelidir. Buhar sayacı, maksimum talebi karşılayabilmeli ve yük oranı da bütün yükleri karşılayacak şekilde olmalıdır.

Hassasiyet: Bu değer buhar sayacının performansının ve kalitesinin bir ölçüsüdür. Uzun kalibrasyon prosedürleri sonucu elde edilen doğru değeri gösterip göstermediği karşılaştırılır. Hassasiyeti belirlemek için kullanılan iki yöntemin çok farklı sonuçları vardır.

Okunan değer veya gerçek değer hassasiyeti:

Örneğin sayacın hassasiyeti gerçek akışın ±3% ile verilmiş olsun. 1000 kg/h debisi alınırsa, ±%3 hata ile sayaçta okunan değer, 1000 - %3 = 970 kg/h ve 1000 + %3 = 1030 kg/h arasında olacaktır. 100 kg/h gerçek debide sayaçta okunan değer 100 - %3 = 97 kg/h 100 + %3 = 103 kg/h arasında olacaktır.

Tam ölçü aralık hassasiyeti (FDS):

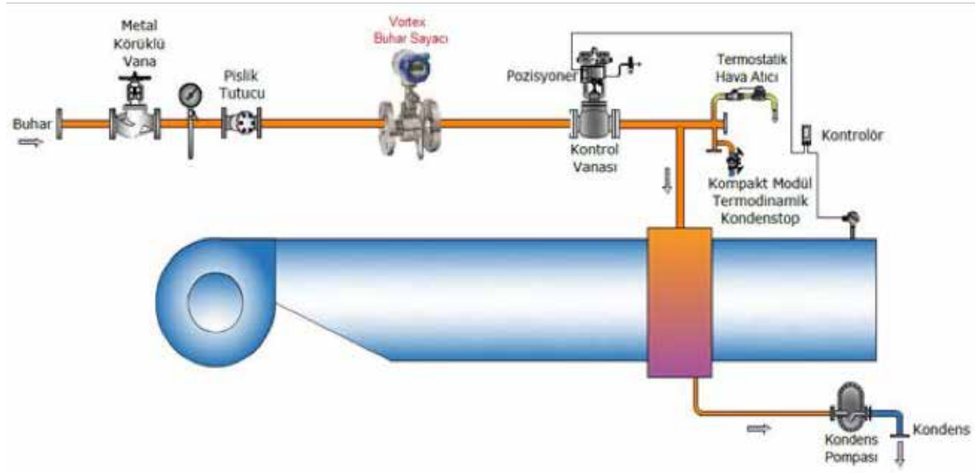
Sayacın maksimum debisi esas alınmaktadır.

Örneğin, ±%3 FSD hassasiyetli bir sayacın maksimum kapasitesi 1000 kg/h ise, sayaçta okunan değer; 1000 - %3 = 970 kg/h ve 1000 + %3 = 1030 kg/h arasında olacaktır. 100 kg/h gerçek debide sayaçta okunan değer 100 - %30 = 70 kg/h ile 100 + %30 = 130 kg/h arasında olacaktır.

Maksimum debide hassasiyet %3 iken, 100 kg/h debide hassasiyet %30 olmaktadır. Yani düşük debide hassasiyet azalmaktadır.

Tekrar Edebilme Özelliği: Kaliteli bir buhar sayacı, aynı miktar debi için her zaman aynı değeri gösterilmelidir. Buhar sayaçları farklı ölçme teknikleri kullanılarak dizayn edilirler.

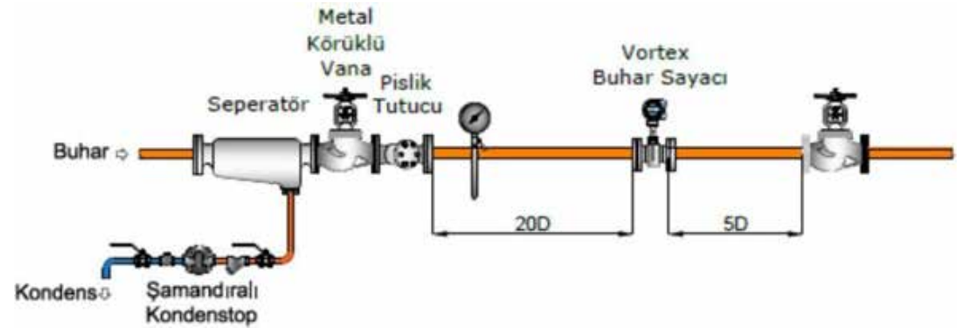
Basınç Kompanzasyonu: Akışkanın buhar olması durumunda dikkate alınması gereken bir hususdur. Bilindiği üzere buharın özgül hacmi, basınç ve sıcaklığa göre değişmektedir. Bu nedenle ölçüm süresince basınç ve sıcaklığın transmiterlerle okunması, basınç dalgalanmalarından oluşacak okuma hatalarını giderecektir.



Şekil 6.13: Buhar Sayacı İstasyonu [1]

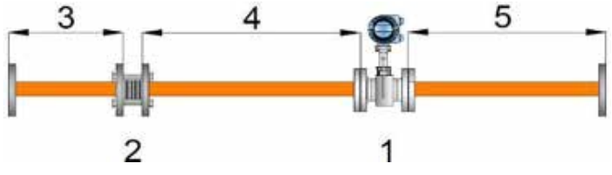
Sayaç montaj mesafe aralıkları
Her sayacın sağlıklı bir şekilde çalışmasına izin veren bir montaj mesafesi vardır. Montaj mesafesinin anlamı sayaçtan önceki boş alan ile sayaçtan sonraki boş alandır. Sayaç türlerine göre bu mesafeler değişiklik gösterir. Buhar sayacı seçiminde, sayacın uygulanacağı yer mutlaka dikkate alınmalı, sayacın monte edileceği boru üzerindeki serbest alan mesafesi ölçülmeli ve mesafenin sayaç montajı için uygun olup olmadığına bakılmalıdır.

Vortex sayacı montaj mesafesi Şekil 6.14'te gösterilmektedir.



Şekil 6.14: Buhar Sayacı Mesafelerinin Uygulanması [1]

Akış düzeltici uygulaması: Eğer sayaç montajı için yeterli serbest mesafe bulunmuyorsa, akış düzelticiler kullanılır. Akış düzelticileri uygulandığı zaman sayacın daha kısa serbest mesafe alanları içerisine montaj yapılabilir.



1. Buhar sayacı
2. Akış düzeltici
3. Akış düzeltici giriş serbest boru uzunluğu > 2D
4. Akış düzeltici buhar sayacı arası uzunluğu > 8D
5. Çıkış boru uzunluğu > 5D

Şekil 6.15: Akış Düzenleyici Uygulaması [1]

Buhar Sayacı Uygulamaları:

a) Kazan çıkışında: Gerek kazan verimi gerekse sistemin buhar tüketiminin bilinmesi açısından debinin ölçülmesi önemlidir.

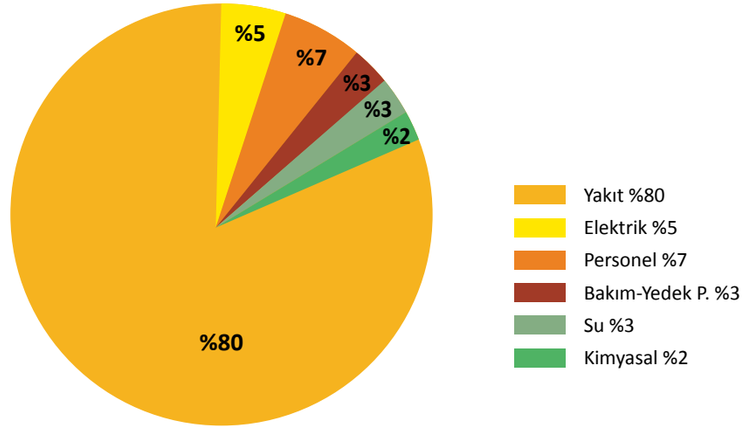
b) Proses kontrolünde: Prosese gelen buhar miktarı ve basıncının istenilen değerlerde olup olmadığını belirtir. Ayrıca, proseste yapılan değişikliklerin buhar tüketimine olan etkisi de belirlenir.

c) Maliyet hesaplanmasında: Birim üretim için tüketilen buhar miktarı ile gider hesaplanması yapılır.

6.6.1. Buhar Maliyet Hesabı

Bir fabrikanın veya bir işletmenin enerji kullanımını izlemek ve tesisin verimliliğini artırmak için buhar maliyetlerinin doğru olarak hesaplanması gerekir. Buhar maliyetleri, üretim ve dağıtım sistemi ile buharın izlediği yola bağlıdır. Doğru maliyetler, sistemi optimize etmek için önemli bir veri olacaktır.

Buhar maliyetleri hesaplanırken çoğu işletmede sadece yakıt maliyetinin dikkate alındığı görülmektedir. Yakıt, en önemli ve en büyük orandaki giderdir ancak, buharın üretiminde; su, kimyasal, elektrik gibi giderler ile bakım-onarım ve personel gibi giderler de vardır. Buhar maliyetinin hesabında bu giderler de dikkate alınmalıdır. Buhar maliyetini oluşturan giderlerin tamamı kazan dairesine döndürülürken bazı işletmelerde de kısmen döndürülebilmektedir. Su maliyetleri, kondensin kazan dairesine döndürülme miktarına göre değişir.



Şekil 6.16: Buhar Üretim Maliyeti Dağılımı (Örnektir)

1. Yakıt:
Buhar, kazanlarda yakıt enerjisi kullanılarak üretilir. Buhar maliyetlerinde en büyük gider yakıt tüketimidir. Yakıt olarak gaz, sıvı veya katı yakıtlar kullanılır. Her birinin ısıl değerleri ve yakma sistemlerindeki verimliliği farklıdır. Her yakıtın birim kütlesine göre alt ısıl ve üst ısıl değeri vardır.

2. Su:
Buharı üretmek için suya ihtiyaç vardır. Kazana beslenen su, normal bir şebeke suyu değildir. Kimyasal işlemlerden geçmiş, ıslah edilmiş bir sudur. Suyun geçireceği işlemler, dolayısıyla suyun özelliği kazan tipine göre değişir. Su borulu bir kazan ile alev-duman borulu bir kazan için ihtiyaç olacak suyun özellikleri farklıdır. Buhar, ısısını verince yoğuşur, kondens haline dönüşür. Kondens, kazana döndürülmelidir.

3. Kimyasallar:
Kazan suyu şartlandırma kimyasalları olarak bilinen bu maddeler, kazan ısı transfer yüzeylerinde kireçlenme ve korozyonu engeller. Bu nedenle her işletmede besi suyunun ıslahı için kimyasallar kullanılır. Kimyasal maliyetleri kondensin döndürülme miktarına göre değişir. Bir işletmede kondens dönüşünün az olması durumunda, yeni ek taze besi suyu (make-up) miktarı ve dolayısıyla kimyasal tüketimi de artar.

4. Elektrik:
Buhar kazanı besi suyu pompa sistemleri elektrik enerjisi tüketir. Ayrıca, yakma havası fanları da elektrik tüketmektedir. Kazan dairelerinde otomasyon sistemleri ve diğer donanımlar da az da olsa elektrik tüketmektedir.

5. Bakım-Onarım:
Kazan dairesinde bulunan sistemlerin belirli periyotlarda bakımı gerekir. Ayrıca, yedek parça ihtiyaçları da olabilir. Bu nedenle, bakım-onarım ve yedek parça giderleri de buhar üretim maliyetinde dikkate alınmalıdır.

6. Personel:
Kazan dairelerinde, buhar üretim esnasında bir aksama veya sorun yaşanmaması için teknik personel bulundurulur. Personel sayısı, vardiya durumuna ve kazan dairesindeki otomasyon sistemlerine bağlı olarak değişir.

Buharın Maliyeti (BM)

Buhar üretimi için gereken ısının hesabı :
Q : Isı miktarı (kJ) = m.(hg- hf)
m : Besi suyu miktarı (kg/h)
hf : Besi suyunun entalpisi (kJ/kg)
hg : Buharın entalpisi (kJ/kg)

Burada degazör öncesi (kondens+make-up suyu) sıcaklığı dikkate alınır.

Örnek: 8 bar basınçta, 1 t/h buhar üreten bir kazanda üretilen buharın maliyeti nedir?
m = 1.000 kg/h
hg = 2 .776 kJ/kg (8 bar basınçtaki buharın entalpisi)
hf = 356 kJ/kg (850C sıcaklığındaki suyun entalpisi)
Q = 1.000*(2.776-356)
Q = 2.420.000 kJ

Doğalgaz yakan bir kazanda buhar maliyeti

Y = Q/Hu *
Y : Yakıt miktarı
Q : Buhara verilen enerji miktarı (2.420.000 kJ)
Hu : Yakıt ısıl alt değeri (doğal gaz için: 34.534 kJ/m^3)

Kazan verimi doğal gaz için %90 kabul edilirse;

Y = 2.420.000/34.534*0,90
Y = 77,86 m^3 doğal gaz (1 ton buhar için)

Y = 77,86 x 16,00 = 1.245,76 TL (Doğal gazın fiyatı= 16,00 TL/ m^3)
BM = Y+(Y x 0,25) (Diğer giderler)
BM = 1.245,76 x 1,25 = 1,557,2
BM = 1.557,2 TL

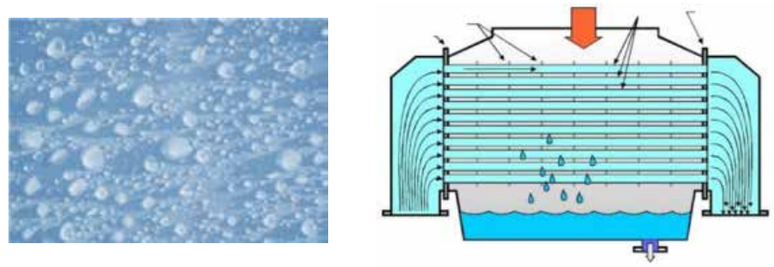
6.7. Kondens ve Kondenstoplar

6.7.1. Kondens

Buhardaki ısı, bir ürüne veya bir ortama verildiği zaman buhar düşük sıcaklıklardaki yüzeylerde yoğuşur. Yoğuşmanın sonucunda oluşan sıvıya kondens denir.

Yoğuşma iki şekilde gerçekleşir: damla veya film yoğuşması. Damla şeklindeki yoğuşma, film şeklindeki yoğuşmaya tercih edilir. Nedeni çok daha iyi bir ısı transfer miktarı sağlamasıdır.

Film yoğuşmasında buharın yoğuştuğu yüzey, su tutan bir yüzeydir. Bunun neticesinde yoğuşan buhar yüzeyde bir su filmi oluşturur. Genellikle film, ısı transferini zorlaştırdığı için düşük ısı transfer miktarları söz konusudur. Oluşan filmin kalınlığı birtakım faktörlere bağlıdır. Bu faktörler yüzeyin cinsi, viskozite ve yoğuşma miktarıdır.



Şekil 6.17: Film Şeklinde Yoğuşma [2]

Damla şeklindeki yoğuşmada buharın yoğuştuğu yüzey, su tutmayan bir yüzeydir. Bu yoğuşmada kondens damla şeklinde oluşur. Damlalar büyüdükleri zaman yer çekimi ile aşağıya doğru hareket ederler. Damla yoğuşmasında yüksek ısı transfer değerlerine ulaşılır ve bazı durumlarda yoğuşmanın damla şeklinde olabilmesi için kimyasallar kullanılır.

Başlangıç (Isınma) Yükü

İlk işletmeye alma sürecinde boru donanımı buhardan daha soğuktur. Boru etrafındaki ortamın soğuk olması nedeniyle buhardan borulara doğru bir ısı akışı vardır ve buhar yoğuşmaya başlar. Buhar ve boru donanımı sıcaklıkları arasındaki fark maksimum olması nedeniyle kondens oluşum miktarı en yüksek seviyededir. Oluşan bu kondens miktarına “başlangıç yükü” denir.

İşletme (Rejim) Yükü

Donanım ısındıktan sonra buhar ve donanım arasındaki sıcaklık farkı düşmektedir. Ancak radyasyon kayıplarından dolayı yoğuşma az da olsa oluşur. Sistem kararlı hale geldikten sonra oluşan bu kondens

miktarına "işletme yükü" denir. Benzer olay buharın kullanılma yerinde de geçerlidir. İlk önce buhar, ürünü ve proses donanımını ısıtır, ısı transferi sistem işletme sıcaklığına geldikten sonra da devam eder.

6.7.2. Kondenstoplar

Buharın yoğuşması sonucu oluşan kondens, buhar sisteminin verimliliğinde olumsuz etki yaratır. Bu nedenle kondensin, kondenstop kullanılarak sistemden tahliye edilmesi gerekir.

Kondenstop nedir?

Kondenstop, buhar ve kondensi otomatik olarak ayıran bir cihazdır. Değişken yük ve basınçlar altında buharı tutar ancak, kondens ile hava ve yoğuşmayan gazları boşaltır.

Kondenstop niçin kullanılır?

En basit anlatım ile kondenstop, kondens ve yoğuşmayan gazların sistemden atılması için kullanılır.

Kazanda üretilen buhar, ısıtmada kullanılacak enerjiyi içerir. Buhar enerjisini verince yoğuşur, kondens oluşur. Ayrıca, buhar, boru ve bağlantı elemanlarından radyasyon kayıplarına uğrar. Bu ısı kayıplarından dolayı buharın bir kısmı kondense dönüşür. Kondens, oluşur oluşmaz boşaltılmaz ise sistemin verimliliği düşer.

Buhar hatlarında kondens, borunun alt kısmında toplanır ve buhar kondensin üzerinde akar. Kondensin artarak toplanması ile su kütlesi buhar ile hızlı hareket eder, bir dirsek veya vana ile karşılaştığında koç darbesinden dolayı sistem zarar görür.

Aşağıda belirtilen nedenlerden dolayı hava ve diğer yoğuşmayan gazların sistemden atılması gerekir.

1. Sistemin ilk devreye alınmasında sisteme hava girmesi.
2. Hava-buhar karışımının buhar sıcaklığından düşük olması, ısı transferinin azalması.
3. Hava, bir izolasyon maddesidir, ısı transferini yavaşlatır.
4. Hava ve diğer yoğuşmayan gazların asit oluşturarak korozyona neden olması.

Kondenstop Türleri

Farklı uygulamalar için farklı türde kondenstoplar geliştirilmiştir. Kondenstopun en önemli özelliği buhar ile kondensi ayırabilmesidir. Farklı kondenstop türleri; buhar, hava ve kondensi ayırabilmek için farklı prensip ve mekanizmalara sahiptir. Kondenstoplar, çalışma prensiplerine göre sınıflandırıldığında avantaj ve dezavantajları olduğu görülecektir. Kondenstop seçiminde kondenstopların özellikleri dikkate alınmalıdır.

1. Yoğunluk Prensibine Göre Çalışan Kondenstoplar

Yoğunluk veya mekanik tip olarak adlandırılan bu kondenstoplar yoğunlukların farkından dolayı buharı kondensten ayırır. Buhar, her zaman daha hafiftir zira yoğunluğu kondensten çok daha azdır. Mekanik prensiple çalışan kondenstoplar, yüksek miktardaki kondensi boşaltır ve buharı tutar. En sık kullanılan iki tür kondenstop vardır: şamandıralı kondenstop ve ters kovalı kondenstop.

2. Sıcaklık Farklılıklarını Algılayarak Çalışan Kondenstoplar

Buhar sıcaklığı ile daha düşük sıcaklıktaki kondensin sıcaklık farklılıklarını algılayarak çalışır. Denge basınçlı termostatik ve bimetalik gibi türleri vardır.

3. Termodinamik Prensiple Çalışan Kondenstoplar

Bernouilli prensibine göre çalışan kondenstoptur. Bu prensibe göre çalışan kondenstoplar, termodinamik kondenstop olarak adlandırılır.

Şamandıralı Kondenstoplar

Şamandıralı kondenstoplar, proses ısı transfer uygulamaları için idealdir. Şamandıralı kondenstoplarda vana sitinin her zaman kondens seviyesinin altında bulunması buhar kaçağını önler. Boşaltma devamlıdır ve kondens yüküne göre değişkendir. Giriş basıncındaki dalgalanmalardan etkilenmez. Mevcut hava atıcı, ilk işletmedeki havayı boşaltır.

<u>Çalışma Prensibi:</u>

Kondenstopa giren hava, yüksek kapasiteli hava atıcıdan boşalır. Kondensin girmesi ile şamandıra yukarı doğru hareket eder. Ona bağlı mekanizma geçişi açarak kondensin dışarı atılmasını sağlar.

Kondenstoptaki kondens seviyesi her zaman boşaltma vanasının üzerinde olacağından dolayı buhar kaçağı olmaz.

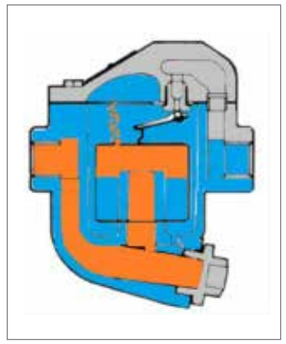
<u>Şamandıralı kondenstopun avantajları:</u>

- Kondens oluşur oluşmaz kesintisiz bir şekilde boşaltılır.
- Hava atıcısı, denge basınçlı olması nedeni ile basınç değişikliklerinden etkilenmeden yüksek hava boşaltma özelliğini taşır.
- Yüksek ve düşük yüklerde yüksek ısı verimi sağlar. Farklı kondens yüklerini devamlı olarak boşaltır.
- Basınç dalgalanmaları yaratmaz.
- Buhar kilitlenme çözücü (SLR) opsiyonel türü vardır.
- Giriş basıncına bağlı farklı orifislere sahiptir.

<u>Kullanma Yerleri:</u>

- İlk devreye almalardaki büyük kondens yüklerini kolayca tahliye eder.
- Isı eşanjörlerinde %100 verim sağlar.
- Sıcaklık kontrol vanası kullanılan tüm sistemlerde maksimum verim sağlar.

Ters Kovalı Kondenstoplar



Yoğunluk farkını algılayarak çalışan, mekanik tipte bir kondenstoptur. Adından da anlaşıldığı gibi, içinde ters konumda bir kovası vardır. Yüzebilirlik prensibine göre çalışır.

Çalışma Prensibi:

1. Başlangıçta kova en alt noktada, aşağıdadır ve vana siti (orifis) tamamen açıktır. İlk işletmeye almada hava boşalır.
2. Kondensin içeri girmesi, gövde içerisinde bir su sızdırmazlığı sağlar. Kondens, kovanın alt kısmından dolaşarak dışarı boşalır. Düşük yüklerde veya kızgın buharda ilk işletmeye almada, kondenstop içerisinde su sızdırmazlığı sağlanmalıdır.
3. Kondenstopa buhar kovanın alt kısmından girdiğinde kova yüzer, yükselir ve vana siti kapanır.
4. Kova tabanında bulunan özel delikten buharın yavaşça kabarcıklar şeklinde kova dışına çıkması ve aynı zamanda kova içerisinde bulunan buharın radyasyon kayıpları ile yoğuşmasıyla kova içerisindeki kaldırma kuvveti düşer, kova yüzme özelliğini kaybeder ve vana siti açılır..
5. Ters kovalı kondenstop, kondensi aralıklarla ve buhar sıcaklığında boşaltır.

Dezavantajları:

- Düşük yükler ve kızgın buharda su sızdırmazlığını sağlayamaz. Bu durumda kondenstop canlı buhar kaçıracaktır.
- Havayı iyi boşaltamaz (hava tahliyesi zayıftır).
- Kondensin aralıklar ile boşaltılması.

Termostatik Kondenstoplar

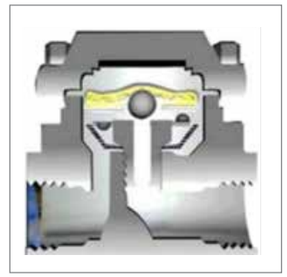
Termostatik kondenstoplar buhar ve kondens sıcaklıkları farkı prensibi ile çalışır. Buhar yoğuştuğu anda, buhar sıcaklığı ile kondens sıcaklığı aynıdır. Oluşan kondensin kondenstop öncesinde beklemesi ve bu sırada duyulur ısısını da ısıtılmak istene ortama vermesi veya kondens hattından oluşan ısı kayıpları sonucu kondensin sıcaklığı düşmeye başlar. Termostatik kondenstop içerisindeki kapsül, buhar sıcaklığından 6-20°C daha düşük sıcaklıklarda devreye girer ve tahliye deliğinin ağzı açılarak bekleyen kondens kondens hattına atılır. Daha sonra gelen sıcaklığı yüksek kondens veya buharın etkisiyle kapsül genişler ve tahliye deliğinin ağzını kapatarak buharın geçmesine engel olur. (Kapsül tipleri; 6, 10, 12, 20 gibi farklı sıcaklık özelliklerine sahiptir. Standart kapsülleri 10°C'dir.). Termostatik kondenstopta kondens geçişi akışkan sıcaklığına göre açılıp kapanır. Eğer sıcaklık seçilen sıcak aralığının üzerinde ise geçiş kapanır. Seçilen değerin altına düşmesi ile geçiş sağlanır.

Hava ve diğer gazların sıcaklıkları buhar sıcaklığından daha düşük olduğundan cihazlar hava atıcı olarak da kullanılır.

Çalışma şekillerine göre de şu şekilde sınıflandırılırlar:

a. Denge basınçlı termostatik
b. Bimetalik

Denge Basınçlı Termostatik Kondenstop



Çalışma Prensibi:
Kondenstop içerisinde bulunan "basınç dengeli körük" düşük sıcaklıkta büzülmüş durumdadır ve körüğün altındaki supap, sitten ayrılarak, önce hava ve diğer yoğuşmayan gazları ve arkasından gelen kondensi tahliye eder. Buhar sıcaklığının altındaki yüksek sıcaklıktaki kondens körüğe ulaştığında körük genleşerek valf sistemini kapatır, böylece yüksek sıcaklıktaki kondens ve arkasından gelecek buharın geçişine müsaade edilmez.

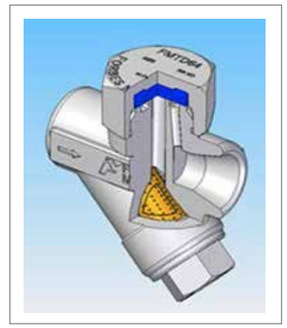
Dezavantajı:
Sistemdeki kondensin tamamı boşaltılamaz.

Bimetalik Kondenstoplar

Çalışma Prensibi:
Bimetalik kondenstop, farklı genleşme katsayısına sahip iki metalin yüksek sıcaklıkta farklı genleşmesi sonucuna göre çalışır. Düşük sıcaklıktaki kondens sisteme girdiğinde bimetal sistem büzülmüş durumdadır ve ona bağlı supap (valf) açıktır. Yüksek sıcaklıktaki kondens ile temas eden bimetal sistemi genleşir ve ona bağlı valf kapanır.

Dezavantajı:
Bimetalik kondenstoplar, sistemdeki kondensin tamamını tahliye edemez.

Termodinamik Kondenstoplar



Bu kondenstoplar termodinamik prensiple çalışır. Çalışma şeklinin temeli "Bernouilli" prensibidir. Termodinamik kondenstoplar genellikle ana buhar hatlarında; küçük olmaları, geniş basınç aralıklarına cevap vermeleri, koç darbesi ve korozyona dayanıklı olmaları, içerisinde sadece tek hareketli parça bulunması nedeniyle tercih edilir.

İmalatçılara göre sit ve disk dizaynının farklılıklar göstermesi nedeniyle performansları da farklı olabilmektedir.

Çalışma Prensibi:

1. Çalışma prensibi Bernouilli teoremine göredir. Bu teoreme göre hareket eden bir cismin her noktasındaki toplam basınç enerjisi (statik ve dinamik) aynıdır.
2. Kondens, kondenstop içerisinde bulunan filtreden geçerek girer. Dinamik basıncı artmış olan buharın girmesi, disk altında bulunan kondensin hızını artırır. Toplam basınç enerjisinin sabit olması prensibine göre kondensin basıncı düşer ve hareketli disk site doğru hareket eder.
3. Basınç düşmesi ile flaş buhar oluşur ve flaş buhar diskin üst boşluğunu doldurur.
4. Diskin geniş üst yüzeyine etki eden flaş buharın basıncı, diskin altındaki ve daha küçük olan yüzeydeki basıncı yenerek disk sit yüzeyine oturur ve geçişi kapatır.
5. Bu durum oluşan flaş buharın kapaktaki radyasyon ile yoğuşmasına kadar devam eder. Yoğuşma neticesinde disk üzerindeki basınç kalkar 2, 3, 4 ve 5'te belirtilen olaylar tekrar eder.
6. Kondenstoplar, kondensi aralıklar ile boşaltır. Kesintilerin aralıkları kondens yük ve ortam sıcaklığına bağlıdır.

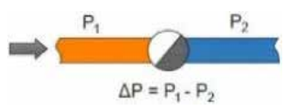
6.7.3. Kondenstop Seçimi

Kondenstop seçiminde aşağıdaki temel bilgilere ihtiyaç vardır:

1. **Kondenstop tipi;** Kondenstop seçim tablosundan sistem ve cihazlara en uygun kondenstop seçilir. Böyle bir seçim tablosu Tablo 6.8'de verilmiştir.
2. **Kondens miktarı:** Hesaplanan kondens miktarı (kg/h) bir emniyet katsayısı ile çarpılarak kondenstopun kapasitesi seçilir. Emniyet faktörü olarak; ana buhar hatları ile ısı eşanjörleri, hava ısıtma sistemleri gibi sıcaklık kontrolü yapılan sistemlerde 3, diğer yerlerde 2 alınır.
3. **Fark basıncı:** Kondenstopa kadar gelen basınç ile kondenstoptan sonraki karşı basınç arasındaki farktır. Kondenstoptan sonraki basınç; yükseltiler ve sürtünme kayıplarının toplamıdır. Ancak, kondens basınç altındaki ortak bir kondens dönüş hattına bağlanıyorsa, karşı basınca söz konusu basınç da eklenmelidir.

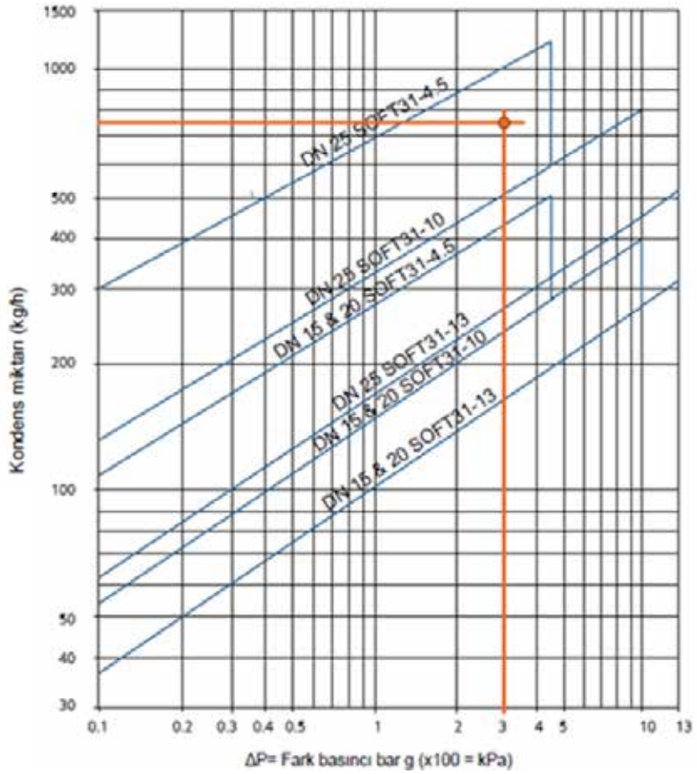
Örnek: Kondenstop giriş basıncı (P1) 4 bar_g, karşı basıncı (P2) 1 bar_g olan bir eşanjör sisteminde 250 kg/h kondens oluşmaktadır. Bu sistem için kondenstop çapı ne olmalıdır?

Kondenstop kapasite diyagramından bakılacak değer 250x3=750kg/h



ΔP = 4-1 = 3 bar

Kondenstop çapı: 750 kg/h kapasite ve ΔP=3 bar basınç farkına göre seçilecek çap DN25, uygun kondenstop modeli: SOFT31-4,5'tir.



Şekil 6.18: Kapasite Diyagramı [1]

Kondens Miktarının Hesaplanması:

Buhar ısı kaybına uğradığı zaman yoğuşur ve kondens oluşur. Saatte oluşan kondens miktarı, ısı kaybına ve kullanım noktasına göre değişir. Kondenstop uygulaması yapılacak borular veya cihazlardaki kondens miktarının bilinmesi gerekir. Genel olarak tüm sistem ve cihazlarda oluşan kondens miktarı tükettikleri buhar kadardır. Bu değer bilinmiyorsa hesaplama yapılır. Ancak, buhar hatlarında meydana gelen kondens miktarı borudan geçen buhar miktarının çok altındadır. O nedenle özellikle buhar dağıtım hatlarındaki kondens miktarının hesaplanması gerekir.

Buhar hatlarında kondens miktarı:

Isınma kayıplarının hesaplanması

$$Q = \frac{W.L\ .(T_1 - T_2)\ .c}{e.t}\ .60$$

Q : Kondens miktarı (kg/h)
W : Boru ağırlığı
L : Boru uzunluğu (m)
T1 : Buhar sıcaklığı (C)
T2 : Ortam sıcaklığı (C)
c : Çelik boru özgül ısısı (0,48 kJ/kgC)
e : Buharlaşma entalpisi (kJ/kg)
t : Isınma süresi (dak)

Örnek:
8 bar basıncındaki buharı taşıyan, 120 m uzunluğunda, 100 mm çapındaki borunun toplam ısı kaybı nedir? (Boru ve üzerindeki fittings vb. elemanların toplam ağırlığı 2200 kg, ısınma süresi 20 dakikadır.)

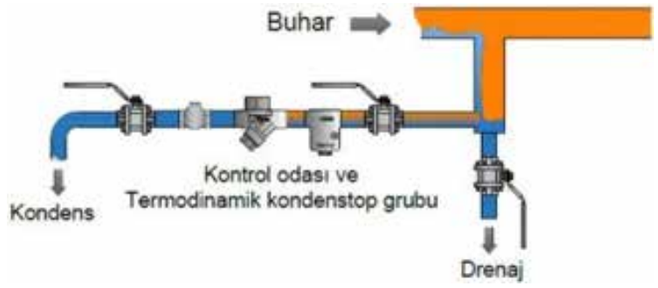
$$Q = \frac{2200 \times 1{,}2 \times (175\text{-}15) \times 0{,}48}{2032{,}3 \times 20} \times 60$$

$$Q = 299{,}3 \frac{kg}{h}$$

Buhar hatlarında kondenstop kapasitesini hesaplamak için emniyet faktörü 3 alınır. Bu örnek için kondenstop kapasitesi olarak 299,3 x 3 = 897,9 kg/h baz alınır.

120 metre uzunluğundaki boruya her 40 metrede bir kondenstop uygulaması yapıldığında üç adet kondenstop kullanmak gerekecektir.

Ana buhar hattının kondenstop tipi için Tablo 6.8'den [2] uygun kondenstop tipi termodinamik ve çapı da Şekil 19'dan DN25 seçilir.



Şekil 6.19: Termodinamik Kondens Cebi [1]

Kondenstoplarda Hava Kilitlenmesi

Hava kilitlenmesi, kondensin devamlı boşalmasına engel olur ve ısı transferini etkiler.

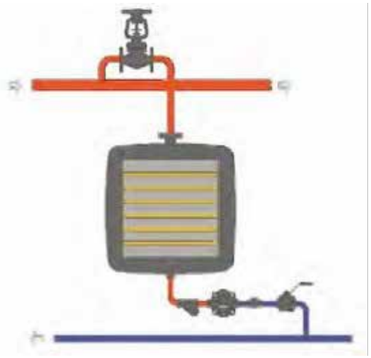
Buhar sistemlerinde hava ve diğer yoğuşmayan gazlar sistemin durdurulması ile sistem içerisine girer ve sistem tekrar çalışmaya başlayınca, hava ve yoğuşmayan gazlar buhar ile beraber taşınır. Buhar hatlarındaki hava atıcılardan atılmayan hava sistemi kilitler. Bu olaya hava kilitlenmesi denir.

Serpantinlerdeki kondens, biriken havanın kondenstop tarafından boşaltılmasına kadar kondenstopa ulaşamaz. Serpantinde biriken kondens ise ısı transferini etkiler. Bu olay, vardiya şeklinde çalışan tesislerde veya sistemin on-off çalışmasında gözlenir.

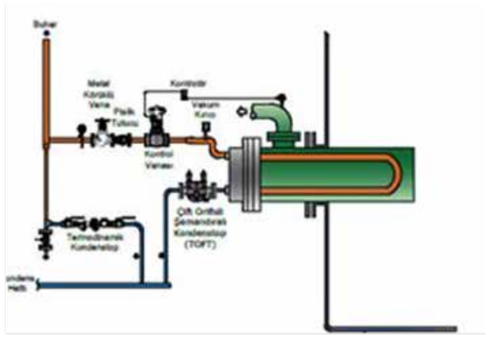
Hava, kondenstoptan çabuk bir şekilde boşaltılmalıdır. Kullanılan kondenstopun iyi hava boşaltma özelliği yoksa, ters kovalı kondenstoplarda olduğu gibi özel çözümler uygulanır. Ters kovalı kondenstoplarda hava, kova üzerindeki küçük delikten ve yavaş şekilde atılır. Atılan hava miktarı yeterli değildir.

Bütün termostatik kondenstoplar gerek sistem ilk işletmeye alınmasında gerekse de normal boşaltma esnasında tamamen açıktır ve hava serbestçe boşaltılır.

Şamandıralı kondenstoplar, termostatik hava atıcılı olmalıdır.



Şekil 6.20: Hava Atıcılı Şamandıralı Kondenstop Uygulaması [2]



Şekil 6.21: Hava Atıcılı Çift Orifisli Kondenstop Uygulaması [1]

Kondenstoplarda Temel Özellikler

Kondenstoplar, buharı tutan ve kondensi boşaltan cihazlardır. İşletme esnasında farklı şartlara göre çalışmaları istenir. Bu nedenle uygulamalara göre farklı kondenstop türleri vardır.

Proses kondenstopları, değişik proseslerde kondensi etkin bir şekilde boşaltan kondenstoplardır. Bunlar verimli ürün ısıtması sağlarlar. Kaliteli bir kondenstop; iyi bir ürün kalitesi, yüksek üretim miktarı ve cihazların uzun ömürlü olmasını sağlamaktadır. Uygun seçilmemiş kondenstop, kalitesiz ürün ve uzun üretim sürelerine neden olur.

1. **Canlı buhar kaçağı olmamalıdır.**
   İyi bir kondenstop, kondensi boşalttığı zaman canlı buharın çıkışına izin vermemelidir. Bunu sağlamak için buharı çabuk hissederek kapatması gerekir.
2. **Kondensin çabuk ve tamamının boşaltılması.**
   İyi bir kondenstop, kondens oluşur oluşmaz tamamını boşaltır. Hat izleme gibi uygulamalarda kondensin boşalmadan önce birikmesine müsaade edilir. Ancak, bütün proses uygulamalarında kondensin oluşur oluşmaz boşaltılması istenir. Eğer bir kondenstop, kondensi çabuk boşaltamayacak şekilde arızalanır ise, ısıtma ünitesinde kondens birikir, neticede ürün kalitesi bozulur, üretim süreleri de uzar.

3. **İlk işletme esnasında yüksek yükleri boşaltmalıdır.**
   İşletme yükleri karşılaştırıldığında, ilk işletmede boşaltma yükleri çok daha fazladır. Bunun nedeni ilk işletme süresince sistemin soğuk olmasıdır. Proses cihazlarının başlangıçta soğuk olması nedeni ile kondens yükleri fazladır. Belli bir süre sonra sistem ısınır ve kondens yükü düşer. Seçilen kondenstopun gerek yüksek gerekse düşük yükleri boşaltma özelliğine sahip olması gerekir
4. **İşletme esnasında büyük yük değişikliklerine uyum sağlamalıdır.**
   Kondenstopların büyük bir çoğunluğu, işletme esnasında meydana gelen büyük yük değişikliklerine uyum sağlayamaz. Dolayısıyla kondens tahliyesinde de sorunlar yaşanır. Özellikle, borulu tip ısı eşanjörleri, ceketli kazanlar, sıcak hava kurutma serpantinleri ve boyama makineleri gibi proseslerde kondens tahliyesinde sorun yaşanmaması için büyük yük değişikliklerine uyum sağlayan çift orifisli şamandıralı kondenstoplar kullanılmalıdır.
5. **İyi bir hava boşaltma kapasitesi.**
   Hava ve yoğuşamayan gazların buhar sistemine önemli etkileri vardır. Sistem durduğu zaman, sistem hava ile dolar. Bu hava boşaltılmaz ise sistemde hava cepleri oluşur ve prosesi etkiler. Ayrıca hava korozyona neden olur. İlk işletmeye almada bu havanın boşaltılması gerekir. Bu nedenle kondenstopun iyi hava boşaltma özelliği önemlidir.
6. **Karşı basınçta da çalışabilmelidir.**
   Bir kondenstopun boşaltma özelliği, kondenstopun giriş ve çıkışındaki basıncın farkına bağlıdır. Karşı basınç kondenstopun boşaltma kapasitesini etkiler. İyi bir proses kondenstopu karşı basınç olması durumunda da gerekli şekilde çalışmalıdır.

Tablo 6.8: Kondenstop Seçimi [2]

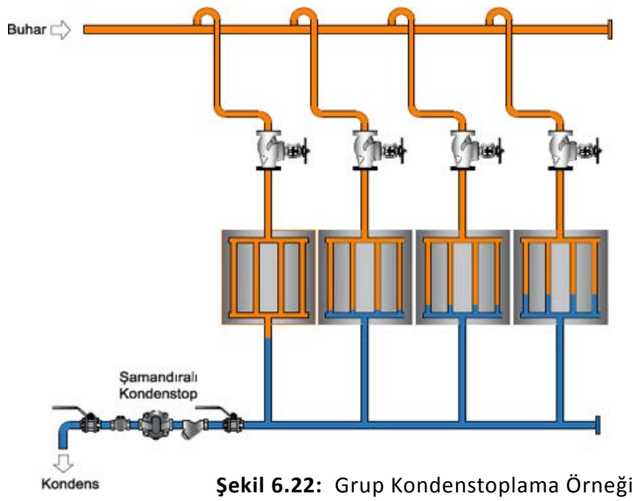
CİHAZ VE SİSTEMLER	Kondenstop Türleri						
	Şamandıralı			Termo dinamik	Ters Kovalı	Termo statik	Bimetalik
	TV	TV + SLR	TOFT				
KAZAN DAİRESİ VE BUHAR DAĞITIM HATLARI							
Separatör	1			2	2		
Kollektör	2			1	2		
Ana Hatlar	2			1	2		
Hat Sonları	2			1	2		
Basınç Düşürme İstasyonu	1			2			
Flaş Buhar Tankı	1				2		
ISITMA SİSTEMLERİ							
Isı Değiştiriciler	2		1				
Konvektörler						1	2
Isıtma Serpantinleri	2				2	1	
Isıtma Bataryaları	2		1				
PROSES CİHAZLARI							
Tekstil Jet Boyama	2	2	1				
Tekstil Kurutma Silindirleri	2	1					
Lastik Presleri	2		1	2	2	2	
Sabit Kazanlar	1	2		2		2	
Bira Kazanları	1	2					
Sıcak Tablalar	2					1	
Buharlaştırıcılar	1	2					
Lastik Volkanizasyon Cihazları	2		1	2	2		
Kimya End.(Reaktör)	2		1				
Kağıt Makinaları	2		1				
KURUTMA SİSTEMLERİ							
Sıcak Hava Kurutma Serpantinleri	2		1				
Kurutma Serpantinleri				2	2	1	
Kurutma Silindirleri		2	1				
Çok Silindirli Kurutucular	2	2	1				
Çok Tablalı Presler				1			
TEKSTİL VE KONFEKSİYON							
Tekstil Jet Boyama	2	2	1				
Tekstil Kurutma	2	1					
Pres Ütüler	2	2		1			
Silindir Ütü	1	2					
El Ütüsü	2	2		1			
Kalender Ütü	2	2	1				
TANKLAR							
Proses Tankları (üstten çıkış)	2	1		2			
Proses Tankları (alttan çıkış)	1			2			
Serpantinli Depolama Tankları (çabuk ısıtma)	1					2	
Yakıt Tankı Isıtıcıları (Ceketli Isıtıcı)	2		1		2		
HAT ISITMA SİSTEMLERİ							
Hat Isıtıcıları (İzleme)				2		1	
Ceketli Isıtıcıları				2		1	

CİHAZ VE SİSTEMLER	Kondenstop Türleri						
	Şamandıralı			Termo dinamik	Ters Kovalı	Termo statik	Bimetalik
	TV	TV + SLR	TOFT				
OTEL VE HASTANE CİHAZLARI							
Çamaşırhane Cihazları							
Pres Ütüler	2	2		1			
Silindir Ütü	1	2					
El Ütüsü	2	2		1			
Kalender Ütü	2	2	1				
Proses Cihazları							
Otoklav ve Sterilizatör	1	2				1*	
TEMİZ BUHAR UYGULAMALARI (*)							
Buhar Dağıtım Hatları	2			1		1*	
Otoklav ve Sterilizatör	1	2				1*	
Separatör	1			2	2	2	
Proses Kazanı	2			1		2	
Basınç Düşürme İstasyonu	1			2			

Grup Kondenstoplama ve Verime Etkisi

Birden fazla ünitenin kondens çıkışlarının tek bir kondenstop ile boşaltılmasına grup kondenstoplama adı verilir.

Her ünitenin aynı basınçta çalıştığı göz önüne alınarak tek kondenstop kullanımı uygun gelebilir. Ancak bu ünitelerin boşaltma zamanları farklılık gösterebilir. Çoğu uygulamada kondenstopa en yakın ünitenin kondensi boşaltılacak, diğer ünitelerde yeterli kondens tahliyesi gerçekleşmeyeceği için ısınma da yeterli olmayacak veya ısınma süresi uzayacaktır. Bu nedenle grup kondenstoplamadan mümkün olduğunca kaçınılmalıdır.

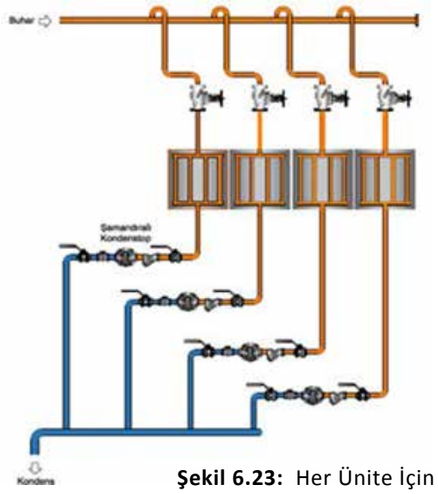


Şekil 6.22: Grup Kondenstoplama Örneği [1]

Grup kondenstoplama, yukarıda belirtilen nedenlerle ısıtma ve buhar tüketimini artırmaktadır. Yüksek ısı verimi için her ünitenin ayrı bir kondenstop ile kondensinin boşaltılması uygun olacaktır.

Her Üniteye Ayrı Kondenstop Uygulama

Her üniteye ayrı bir kondenstop uygulandığı takdirde kondens verimli bir şekilde tahliye olacak, tüm üniteler aynı anda ısınacak, ısınma süresi uzamayacaktır.

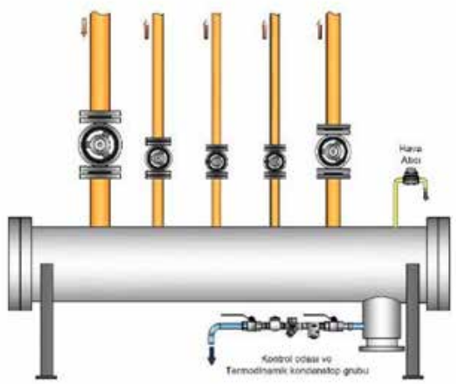


Şekil 6.23: Her Ünite İçin Kondenstoplama Örneği [1]

Kondenstop Uygulama Örnekleri

Kollektör

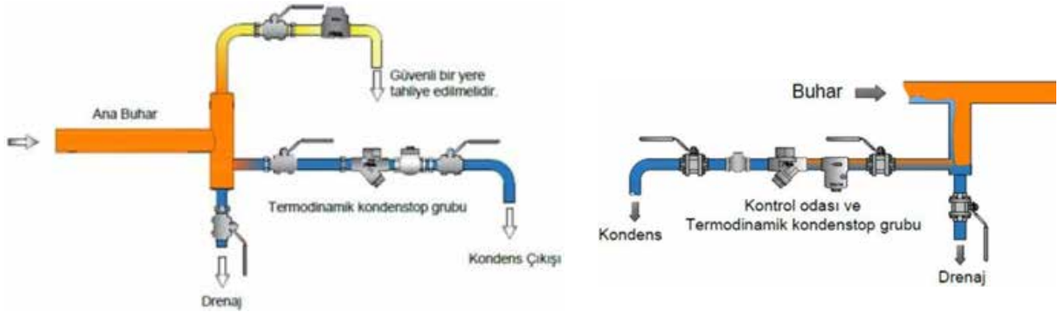
Kollektör tesisatlarında oluşan kondens, bir kondenstop ile boşaltılmalıdır. Kollektör tesisatları için doğru seçim, filtreli termodinamik kondenstoptur. Şekildeki uygulamada kompakt modül termodinamik kondenstop görülmektedir.



Şekil 6.24: Kollektör Altı Termodinamik Kondenstop [1]

Hat Sonu

Hat sonu uygulamalarında, hat sonuna bir cep yapılır. Cebin alt tarafına bir termodinamik kondenstop, üst noktasına bir hava atıcı konulur. Ana hatlarda bir cep yapılır ve kondenstop cebe bağlanır. Doğru seçim, termodinamik kondenstoptur.



Şekil 6.25: Hat Sonu ve Ara Kondenstoplama Örnekleri [1]

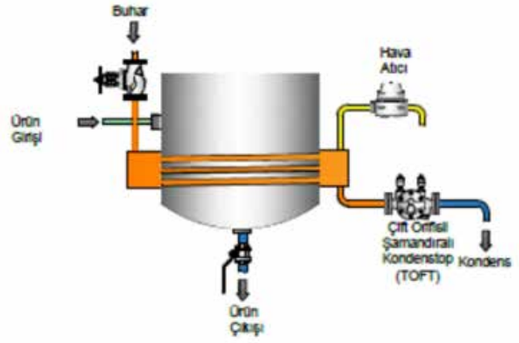
Separatör

Separatör uygulamalarında kullanılacak kondenstop tipi olarak 1. seçim olarak şamandıralı, 2. seçim olarak termodinamik kondenstop kullanılabilir.

Şekil 6.26: Separatör Kondenstop Uygulaması [1]

Evaporatör

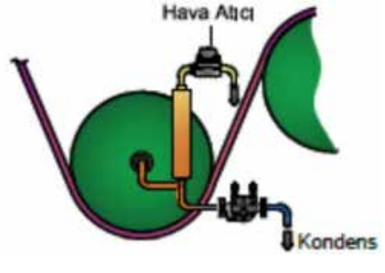
Evaporatörler, ısı eşanjörleri gibidir. Buharlaştırma esnasında büyük yük değişiklikleri söz konusudur. Bu nedenle büyük yük değişikliklerine uyum sağlayacak kondenstop kullanılmalıdır. Büyük yük değişikliklerine uyum sağlayıp yüzde yüz verimle kondensi tahliye edecek çift orifisli şamandıralı kondenstop uygulanmalıdır. Daha iyi hava tahliyesi için, hava atıcı da kullanılmalıdır.



Şekil 6.27: Evaporatör Uygulaması [1]

Kurutma Silindirleri

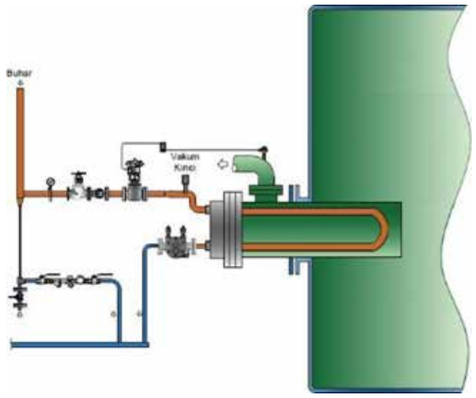
Kurutma silindirlerinin uygulama alanına göre çapları ve hızları değişiktir. Silindirlerde kullanılacak doğru kondenstop, buhar kilitlenme çözücü (SLR) sistemine sahip şamandıralı kondenstoptur. Ayrıca, üst noktaya da bir hava atıcı kullanılması gerekir. Şekil 6.28'de [2], SLR sistemi de dahil vana, pislik tutucu, çek valf gibi tüm elemanları da üzerinde bulunduran çift orfisli şamandıralı kondenstop (TOFT) görülmektedir.



Şekil 6.28: Silindirler (SLR) Uygulaması [2]

Proses Tankları

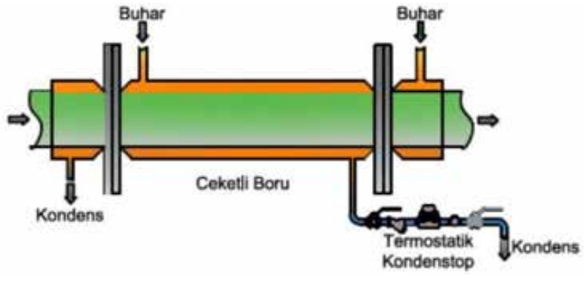
Proses tanklarının çok çeşitli türleri vardır. Proses tanklarında bulunan sıcaklık kontrol vanası uygulaması sonucu, sisteme giren buharın miktarı değişecektir. Yük değişimlerine uyum sağlayabilen doğru seçim şamandıralı kondenstoptur. Ancak, bazı durumda şamandıralı kondenstoplar da ani ve yüksek yük kondens oluşumlarında yetersiz kalabilmektedir. Bu tür uygulamalar için en doğru seçim Çift orifisli şamandıralı kondenstoptur (TOFT). Çift orifisli şamandıralı kondenstop, tüm diğer fonksiyonları da bünyesinde toplayan bir yapıya sahiptir. TOFT model kondenstop, sistemlerin yüksek verimde çalışmasını sağlar.



Şekil 6.29: Proses Tank Uygulaması [1]

Isıtma Ceketli Borular

İçerisinde soğuk ortamdan olumsuz etkilenen sıvıları taşıyan borulara ceket uygulaması yapılarak ceket içerisinden buhar geçirilir. Buharlı ısıtma sistemlerinde her ceket için ayrı bir kondenstop uygulaması yapılır. En doğru seçim bu amaç için üretilmiş olan MST63 model termostatik kondenstoptur.

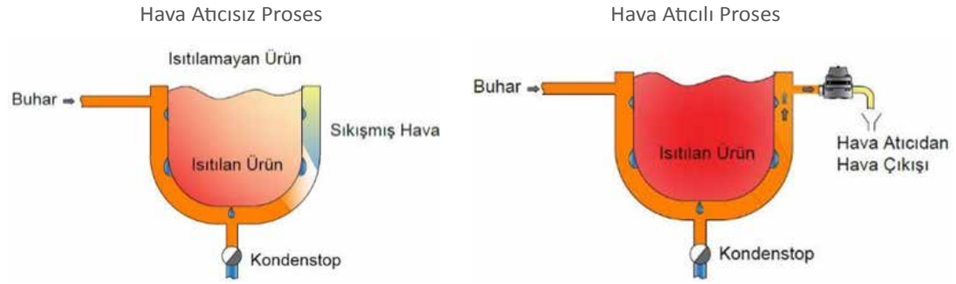


Şekil 6.30: Ceketli Boru Uygulaması [1]

Hava Tahliyesi

Buhar sistemlerinde hava ve yoğuşmayan gazlar da sistemden uzaklaştırılmalıdır. Bileşenlerden, oksijen ve karbondioksit (CO_2) korozyona neden olur. Hava ise ısı transferine engel olur, hava olan bölgeye buhar gelemez ve ısıtılan ortam için buharın hacmi küçülür. Buhar içerisine hava karışırsa sıcaklık düşer.

Örnek olarak; 3 bar basınçtaki buharın sıcaklığı 143,7°C iken %5 oranında hava içeren buharın sıcaklığı 142°C'ye düşer. 8 bar buharın sıcaklığı 175,4°C iken yine aynı oranda hava karıştığı zaman buharın sıcaklığı 172°C'ye düşer. Bu nedenle buhar sistemlerinden hava mutlaka uzaklaştırılmalıdır. Buhar sistemlerinde hava, hava atıcı ile uzaklaştırılır.



Şekil 6.31: Hava Tahliyesi Uygulama Örnekleri [2]

6.7.4. Kondenstop Buhar Kaçak Kontrolü

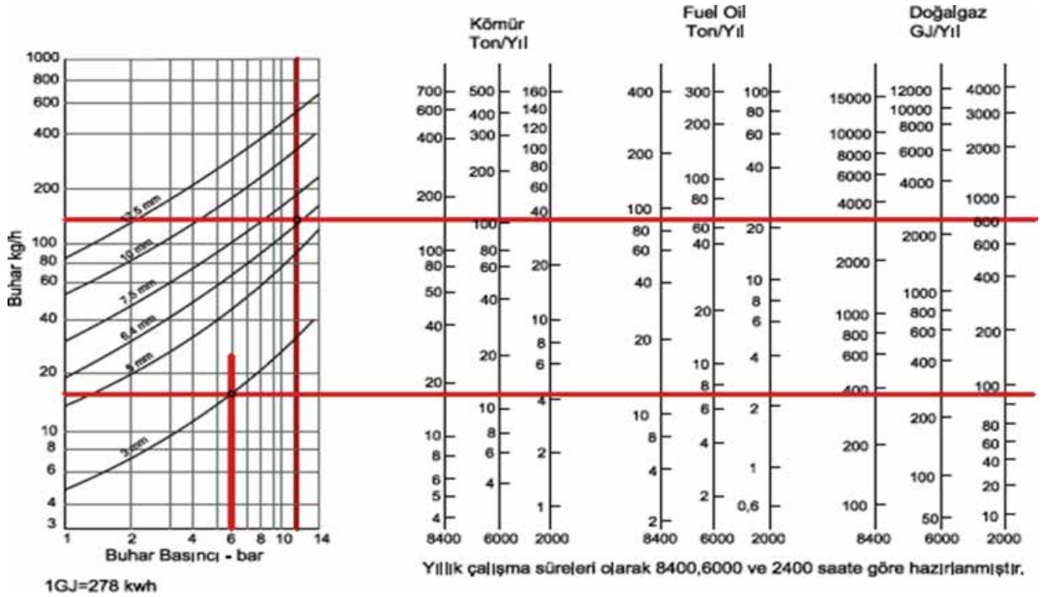
Kondenstop arızalandığında veya sit ile supap arasına herhangi bir madde girdiğinde kondenstop açık kalır ve buhar kaçırmaya başlar. Buhar kaçağı enerji kaybına neden olur. Bu nedenle kondenstopların belirli periyotlarla kontrol edilmesi gerekir.

Arızalı veya açık kalmış bir kondenstoptan kaçan buhar, işletmelere ciddi oranda bir mali yük getirir. Aşağıdaki diyagramda kondenstopların orifis çapına göre kaçan buhar miktarı ve buhar miktarına bağlı olarak yakıt tüketimleri görülmektedir.

Şekil 6.32: Kondenstoplardan Buhar Kaçağı Örnekleri [1]

Kondenstop ölçülerine göre takribi orifis çapları:

DN15..... 3 mm
DN20..... 5 mm
DN25..... 7,5mm
DN40..... 10 mm
DN50..... 12,5mm



Şekil 6.33: Kondenstop Kaçaklarının Yakıt Tüketimine Etkisi [2]

Örnek 1: 12 bar basınçta DN25 ölçüsündeki bir kondenstopta 6,4 mm orifis çapına göre buhar kaçak miktarı 140 kg/h buhardır. Bunun yakıt olarak karşılığı (yılda 8400 saat çalışmaya göre) 150 ton kömür, 90 ton fuel oil, 3500 GJ doğal gazdır.

Örnek 2: 6 bar basınçta DN15 ölçüsündeki bir kondenstopta 3 mm orifis çapına göre buhar kaçak miktarı, 18 kg/h buhardır. Bunun yakıt olarak karşılığı (yılda 8.400 saat çalışma esasına göre) 18 ton kömür, 13 ton fuel oil, 380 GJ doğal gazdır.

Tablo 6.9: Arızalı Kondenstoplardan Buhar Kaçak Tablosu (kg/h) [4]

Kondenstop Çapı	Kondenstop Orifis Çapı (Ortalama)	Buhar Basınçlarına Göre Atmosfere Kaçan Buhar Miktarı (kg/h)						
		2 bar	4 bar	6 bar	8 bar	10 bar	12 bar	14 bar
DN15(1/2")	3 mm	7,50	12,00	18,00	23,00	28,00	34,00	41,00
DN20(3/4")	5 mm	20,00	33,00	46,00	60,00	76,60	93,30	122,00
DN25(1")	7,5 mm	50,00	73,00	102,00	140,00	170,00	190,00	239,00
DN40(1 1/2")	10 mm	80,00	145,00	186,00	260,00	300,00	340,00	428,00
DN50(2")	12,5 mm	140,00	220,00	312,00	380,00	480,00	560,00	675,00
Hava Atıcı Elemanı	6,4 mm	32,00	50,00	67,00	93,30	110,00	140,00	170,00

Örnek: 8 bar basınçta buhar kaçıran ½" ölçüsündeki bir kondenstop; arızalanıp atmosfere buhar kaçırırsa, yıllık (7200h) buhar kaçağı 165,6 tondur. Bu değer atmosfere kaçan buhar içindir. Kondens tankına döndürülen kondens ile birlikte kaçan buhar hesabında yukarıdaki değerlerin yarısı alınır.

Kondenstop Buhar Kaçağı Kontrolü

Buhar sistemlerinde kondensi ve havayı tahliye eden ancak buharı kaçırmayan cihazlara kondenstop denir. Kondenstoplar, doğru seçilip doğru uygulama yapılırsa uzun süre bakıma ihtiyaç göstermeden çalışır. Doğru seçimden amaçlanan, çapının ve tipinin doğru seçilmesidir. Doğru uygulamadan amaçlanan ise, kondenstop giriş ve çıkış vanaları ile kondenstop öncesi bir pislik tutucunun doğru yere uygulanmasıdır. Kondenstoplar çalışırken, bir gün içerisinde ilgili tesisat elemanlarını yüzlerce kez açıp kapatır. Bu esnada malzemede aşınma meydana gelebilir. Aşınmalar, buhar kaçaklarına neden olur. Ayrıca, pislik vb. maddeler de buhar kaçağına neden olabilir. Kondenstopların arızalanması veya görevini sağlıklı bir şekilde yapamamasının nedenleri şunlardır:

1. En yaygın karşılaşılan sorun kir, pislik vb. maddelerden kaynaklanan buhar kaçağı.
2. Kondenstopun kapalı kalma durumu (bloke).
3. Kondenstopun iç parçaları sit veya supabın aşınması ile meydana gelen kaçaklar.
4. Hatalı montajdan kaynaklanan buhar kaçakları.
5. Gereğinden büyük ölçüde seçilmiş kondenstoplarda, açılıp-kapanma esnasında buhar kaçağı ve meydana getirdiği aşınma.

Buhar sisteminin verimli bir şekilde çalışmasını sağlamak için sistemdeki kondenstoplar periyodik olarak test edilmelidir. Çoğu test yöntemini kullanırken eğitimli, kalifiye bir teknik eleman bu periyodik testi yapmalıdır. Çok kritik uygulamalarda kontroller daha sık yapılabilir. Ancak, testlerin en geç 3 ayda bir yapılması tavsiye edilir. İdeal olanı aylık kontrollerdir.

Buhar devrelerinde, kondenstoplar kapalı kalırsa, bağlı olduğu buhar cihazındaki buhar çekişi aniden azalır. Aksine kondenstop açık kalırsa, buhar kaybına neden olur. Arıza nedeniyle kondenstoptan kaçan buhar, önemli oranda enerji israfına neden olur.

Kondenstopların buhar kaçırıp kaçırmadığı ve bloke (kapalı kalma) durumu olup olmadığı belirli periyotlarla kontrol edilmelidir. Kondenstop buhar kaçağı kontrolü için birçok yöntem kullanılmaktadır. Bu yöntemlerin hangisinin daha doğru sonuç vereceğine karar vermek için önce bu yöntemlerin ne olduğuna ve kontrolün nasıl yapıldığına bakmak gerekir.

Kondenstop Kontrol Yöntemleri:

1. Görsel Kontrol (Gözle Kontrol)

- Gözetleme camı kullanılarak kondenstop buhar kaçağı izlenebilir. Ancak, 3 barg basınca kadar doğru sonuç verir. 3 bar'dan daha büyük basınçlarda flaş buhar miktarı artacağından, gözetleme camından geçen buharın flaş mı veya canlı buhar mı olduğunu ayırt etmek zorlaşır ve yanılgıya neden olur.
- Dış kaçaklar görsel olarak anlaşılır.
- Görsel olarak, kondenstopun ünitesine uygun olup olmadığı kontrol edilir.
- Montajının doğruluğu kontrol edilir.
- Kondenstopun bloke olup olmadığı da anlaşılabilir.

Şekil 6.34: Görsel Kaçak Kontrolü [1]

2. Sıcaklık Kontrol Test Cihazları

Kondenstop girişinin sıcaklığı ile çıkıştaki sıcaklık farklıdır. Girişteki sıcaklık, doymuş buhar sıcaklığını gösterir. Kondenstop içinde bir kısılma gerçekleştiği için basınç düşecektir. Buna bağlı olarak sıcaklık da düşer. Karşı basınç da çıkış basıncını etkileyen bir faktördür. Tüm bunları değerlendirdiğimiz zaman, çıkış sıcaklığının değerine göre yapılacak yorumlar da sağlıklı olmayacaktır.

Sıcaklık kontrol test cihazlarıyla buhar kaçağı anlaşılamaz. Ancak, kondenstop sıcaklığı düşükse kondenstopun kapalı kaldığı (bloke olduğu) sonucuna varılır. Sıcaklık test cihazları, anlık basınç değerlerinin bulunması amacıyla da kullanılabilmektedir.

Şekil 6.35: Kondenstopta Sıcaklık Ölçümü [1]

Şekil 6.35'teki [1] soldaki resimde gayet iyi durumda olduğu düşünülen bir ters kovalı kondenstop görülmektedir. Bu kondenstopun kontrolü için bir termal kamera kullanılarak termal görüntüsünün alınması sonucu sağdaki resimde de görüleceği gibi kondenstopun çıkış hattının soğuk olduğu net bir şekilde görülmektedir. Kondenstop kapalı olarak bozulmuş olup (bloke) kondensi geçirme görevini de yapamamaktadır.

3. Ultrasonik Test Cihazları

Kondenstop kontrolünde ultrasonik test cihazları kullanmak, uzmanına daha doğru teşhis koymasını sağlar. Ultrasonik ünite, operatörün insan kulağının duymayacağı sesleri duymasını sağlar. Bu tip cihazlar yüksek frekanslı bir sinyal alır (tipik olarak 20 - 100 KHz arasında) ve operatörün kulaklık yardımı ile duyması için bir ses sağlar.

Şekil 6.36: Ultrasonik Ses Kontrolü ve Cihazı [1]

Çoğu yüksek frekanslı izleme cihazının hassasiyeti, bazen testi yapan kişinin buhar kaçıran kondenstopları kolayca tespit etmesini sağlar. Ancak, bazı durumlarda da kondenstop türlerinin çalışma prensiplerine bağlı olarak sonuçlarla ilgili yanılma ihtimali vardır.

4. Kondenstop Kontrol Odası İle Manuel Kontrol

Kondenstop testinde en yeni teknoloji iletkenlik ölçüm yöntemidir. Kondens, iletken bir maddedir. Buharın iletkenliği ise sıfıra yakındır, Böylece bir iletkenlik ölçme cihazı ile bir ortamda kondensin varlığını veya yokluğunu kolayca anlayabiliriz.

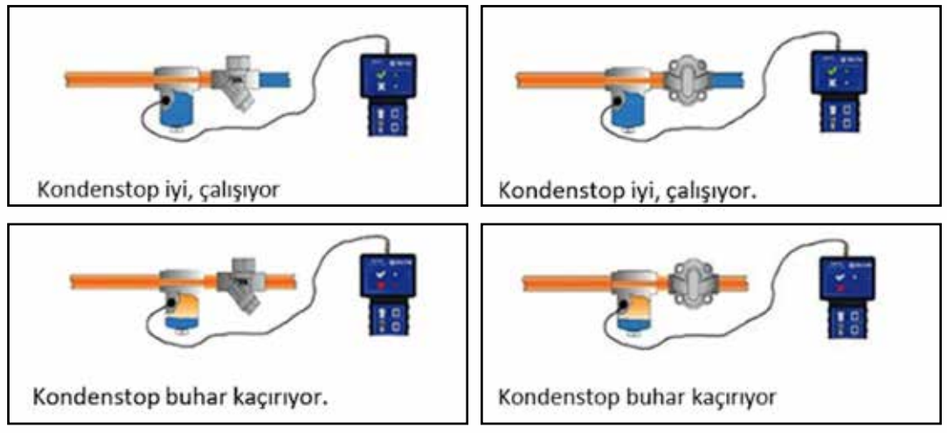
Kondenstop buhar kaçağı kontrolü için geliştirilen kondenstop kontrol odası, alt kısmında kondensin toplandığı bir bölüm, üst kısmında buharın geçtiği bir delik bulunan yapıya sahiptir. Ayrıca, kondensin toplandığı bölümle temasta bulunan bir sensör (duyarga) mevcuttur.

Kondenstop sağlıklı çalışıyorsa kontrol odası içerisinde kondens bulunması gerekir. Kondenstop buhar kaçırıyorsa kontrol odası buhar ile dolar.

Sensör üzerinden yapılacak ölçümle, iletkenliğe bağlı olarak kontrol odasında kondensin olup olmadığı kesin bir şekilde anlaşılacaktır.

Uygulama Örnekleri;

Aşağıdaki şekillerde kondenstop buhar kaçağı ile ilgili termodinamik ve şamandıralı kondenstopların uygulama örnekleri görülmektedir. Kondenstopların önüne birer adet "kondenstop kontrol odası" montajı yapılmıştır. Kontrol odasının sensöründen, el kontrol cihazı ile kondenstopun buhar kaçırıp kaçırmadığı kontrol edilebilmektedir. El cihazında yeşil ışık yandığı zaman kondenstop sorunsuz çalışıyor ve buhar kaçağı yok demektir. Kırmızı ışık yanıyorsa kondenstop buhar kaçırıyor demektir. Kontrol işlemi, kondensin ve buharın iletkenliğine bağlı olarak yapıldığından elde edilen sonuç sağlıklı ve doğrudur.



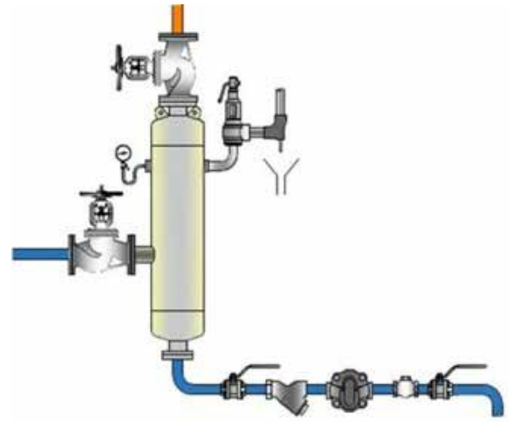
Şekil 6.37: Termodinamik Kondenstop Uygulaması [1]

Şekil 6.38: Şamandıralı Kondenstop Uygulaması [1]

6.8. Flaş Buhar

Flaş buhar, yüksek basınçtaki kondensin alçak basınca boşalması ile oluşur. Atmosferik basınçta su 100°C'de kaynar. Buhar hatlarında veya herhangi bir basınçlı kapta buhar genellikle atmosfer basıncının üzerinde kullanılır. Gerek radyasyon kayıpları ile gerekse de ısısını bir ısıtma prosesi için veren buhar, kondens oluşturur. Oluşan bu kondensin basınç ve sıcaklığı buharınki ile aynıdır.

Basınçlı kondens örneğin atmosfere açık (atmosfer basıncında) bir tanka boşaltıldığında atmosfer basıncında içermesi gerekenden daha fazla enerji içerdiği için, fazla olan enerji kondensin bir miktarının buhara dönüşmesine neden olur. Bu şekilde oluşan buhara "flaş buhar" denir. Bu işlem kontrollü bir şekilde aşağıda resmi görülen flaş buhar tankı kullanılmak suretiyle istene çıkış (düşük) basınç ayarlanmak suretiyle gerçekleştirilebilir ve elde edilen flaş buhar basıncı uygun olan yerlerde kullanılabilir.



Şekil 6.39: Örnek Flaş Buhar Düzeneği [1]

Örnek:

6 bar basınçta buhar kullanan bir prosesteki buharın entalpisi 2.765,4 kJ/kg'dir. Isıtma sonunda buharlaşma ısısını veren buhar aynı basınçta ve 697,9 kJ/kg entalpi içeren kondense dönüşmektedir. Kondenstop sonrasında kondensin atmosfere açık bir yere (0 bar_g) boşaldığı varsayımıyla oluşabilecek flaş buhar oranını hesaplayınız.

$$\text{Flaş buhar oranı} = \frac{Hf_1 - Hf_2}{Hf_{g2}}$$

Hf_1 : Yüksek basınçtaki kondensin entalpisi

Hf_2 : Düşük basınçtaki kondensin entalpisi

Hf_{g2} : Düşük basınçtaki buharın buharlaşma entalpisi

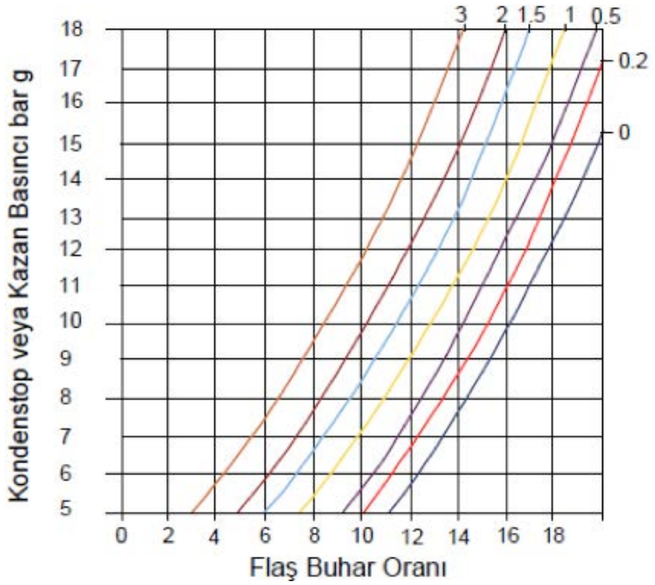
Hf_1, 697,9 kJ/kg

Hf_2, 419,1 kJ/kg (Doymuş buhar tablosundan, suyun entalpisi)

Hf_{g2}, 2.258,4 kJ/kg (Doymuş buhar tablosundan, buharlaşma entalpisi)

$$\text{Flaş buhar oranı} = \frac{697,9 - 419,1}{2.258,4} = 0,12$$

Flaş buhar oranı = %12,3'tür.

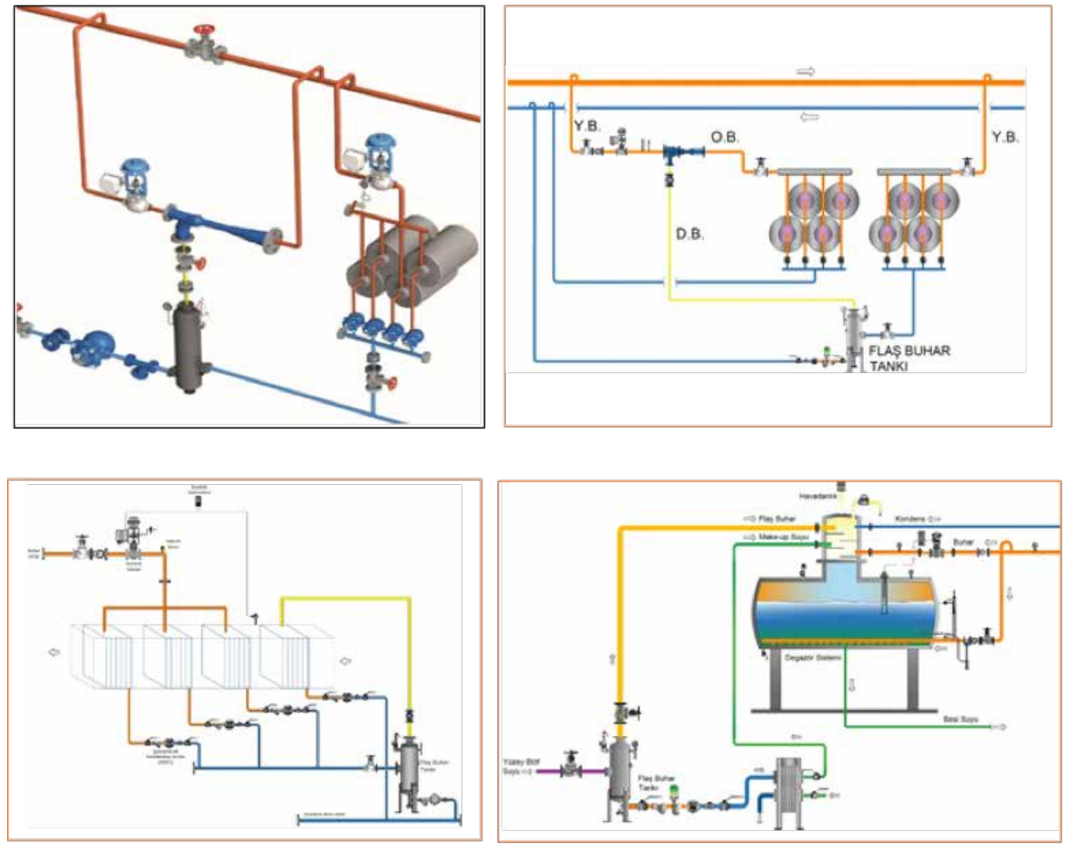


Şekil 6.40: Kondens Basıncına Göre Flaş Buhar Üretim Oranı [1]

Flaş Buhar Kullanımı:

Enerjiyi verimli kullanmanın yöntemlerinden biri de flaş buhar kullanmaktır. Yüksek basınç altındaki sıcak kondens atmosfere açıldığında bir kısmı buharlaşarak kondens tankını terk etmektedir. Atmosfere giden flaş buhar hem enerji hem de su kaybına neden olmaktadır. Enerji kaybını ve su kaybını önlemek için flaş buhar kullanılmalıdır.

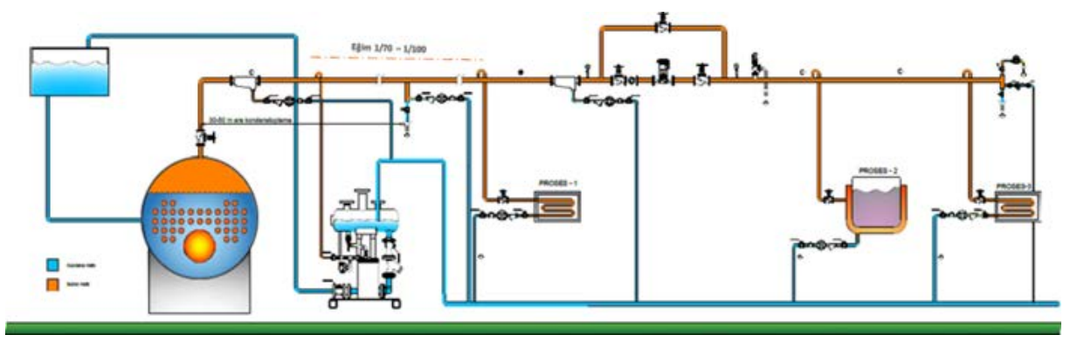
Örnek: 8 bar basınç ve 175^{o}C sıcaklığında 2.000 kg/h kondens atmosfere açık besi suyu tankına boşalmaktadır. Bu durumda kondensin %14,3'ü, 286 kg/h flaş buhar olarak atmosfere gidecektir.



Şekil 6.41: Flaş Buhar Uygulama Örnekleri [2]

6.9. Kondens Toplama ve Geri Kazanım

Kondensi geri kazanmanın birçok yararı vardır. Bu nedenle kondens kazan dairesine geri döndürülmelidir. Kondens, kazan dairesine üç ayrı yöntem ile geri döndürülebilir. Bunlar; kondenstoptaki basınçla kondensin dönüşü, elektrikli pompa yardımıyla kondensin dönüşü veya buhar basınçlı pompalarla kondensin dönüşü şeklinde olabilir.



Şekil 6.42: Kondens Toplama [1]

1- Kondenstoptaki Basınçla Kondensin Dönüşü

Kondenstoptaki fark basıncı, kondensin kondens toplama tankına kadar taşınması için yeterlidir. Bu çözüm güvenilir ve basit olup ilave bir donanım gerektirmez.

İki tür uygulama vardır.

a) Yer çekimi ile dönüş:
Kondenstop fark basıncı, her zaman pozitif olması nedeni ile atmosfer basıncına veya atmosferik basınçtaki bir tanka kondensin boşalmasıdır. Bu sistemde kondensin taşınması ile ilgili hiçbir sorun ile karşılaşılmaz.

b) Yükselen kondens dönüşü:
Kondenstop fark basıncının pozitif olması gerekir. Fark basıncının pozitif olduğu durumlarda kondensin üst noktalara taşınmasında bir sorun ile karşılaşılmaz. En çok karşılaşılan uygulama, buhar dağıtım hatlarındaki kondens dönüşüdür. Dönüş hattının yüksekliği ve devamındaki yatay hatların uzunluklarının artması karşı basıncın artmasına neden olur. Kondensin boşaltılması ve üst noktalara taşınması, basınç farkının negatif olması durumunda gerçekleşmez.

Bu sistemin mahzurları:

- Yüksek karşı basınç, kondenstop boşaltma kapasitesini azaltır.
- Sistem içinde biriken kondensi almak için bypass vana kullanılması.
- Bypass vanasından canlı buhar kaçağı.
- Kondenstop girişinin değişken basınçlara uygun olmaması.
- Sistemde tek bir kondenstopun arızalanması, bütün sistemin basıncının yükselmesi ve çalışamaz duruma gelmesi.

2- Pompa Yardımıyla Kondens Dönüşü

Kondenstoptaki basınç farkının negatif olduğu durumda kondensi varacağı noktaya taşımak için bir pompaya ihtiyaç vardır. Pompa, kondensin uzak noktalarda toplanmasına olanak sağlar. Kondensin pompa yardımıyla taşınması için iki tür pompa kullanılır.

a) Elektrikli pompa yardımı ile kondens dönüşü
Elektrikli pompa ile kondens yüksek noktalara ve uzak noktalara taşınabilir. Bu tür uygulamada kondens öncelikle bir tankta toplanır. Tanktaki kondens, taşınacağı noktaya pompalanır.

Bu sistemin mahzurları:

- Kondenstoplarda karşı basınç.
- Kondens toplama tankında radyasyon kayıpları nedeni ile sıcaklığın azalması.
- Sisteme ilave edilen donanımın bakımı.
- Pompada kavitasyon problemi, yüksek su şartlandırma gideri.
- Elektrik tüketim gideri.

b) Basınç Güçlü Pompalar
Buhar veya hava basıncı ile çalışır. Bu pompalarda çark olmaması nedeni ile kavitasyon olayı yoktur. Büyük karşı basınç farkından etkilenmezler. Alev sızdırmazlık özelliği istenilen ortamlar için çok uygundur. Zira elektrik enerjisi kullanmazlar.

Son yıllarda buhar/hava basınçlı pompa kapasitelerinin artması ve gelişmeleri nedeni ile kondens toplamada en çok tercih edilen bir çözüm olmuştur.

Bu sistemin avantajları:

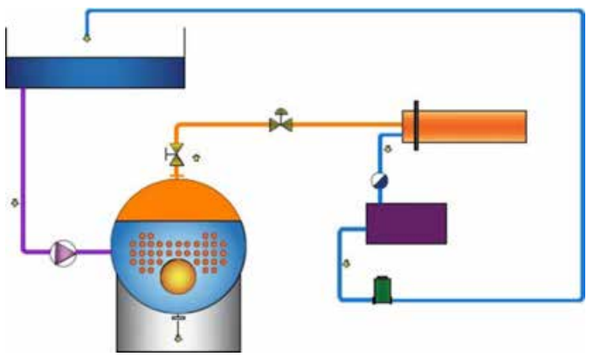
- Yüksek sıcaklıklardaki kondensi de pompa ile gönderme imkanı.
- Yüksek sıcaklıkta besi suyu sıcaklığı ile daha az ham besi suyu gereksinimi.
- Düşük kimyasal gideri.
- Buhar tüketimi çok azdır.
- Degazörde kondens, flaş buhar ve ham besi suyunun ideal karışımı.
- Blöf miktarının azalması.

Şekil 6.43: Buhar/Hava Basınçlı Pompa [2]

Kondens Geri Kazanımının Yararları

Kondensin geri kazanımın birçok yararı vardır. Bunlar şöyle sıralanabilir;

- Kondens, su buharı gibi saftır ve ideal bir besi suyu kaynağıdır.
- Kazan blöf miktarını azaltır.
- Isı verimliliği sağlar.
- Su şartlandırma kimyasal giderlerini azaltır.
- Ham besi suyu giderini azaltır.
- Çevre koruma kurallarına uyum sağlar.
- Kondensin içerdiği entalpi, ısı eşanjörleri gibi ünitelerin ısıtılmasında sıcak proses suyu olarak da kullanılır. Kaplama sanayinde, durulama prosesinde canlı buhar yerine kondens suyu kullanılabilir. Bu uygulamalarda, kondensin içerdiği ısının tamamının kullanılmasına dikkat edilmelidir.



Şekil 6.44: Buhar-Kondens Çevrimi [1]

Yukarıda belirtilen nedenlerden dolayı kondens kazan dairesine geri döndürülmelidir. Kondenstoptaki fark basıncı, kondensin kondens toplama tankına kadar taşınması için yeterli olacaktır. Kondenstop fark basıncının yeterli olmadığı durumlarda, kondens pompası veya otomatik pompa-kondenstop kullanılarak kondens kazan dairesine geri döndürülür.

Kondens Dönüş Hatları

Boru hatlarında en fazla yük, sistemin ilk işletmeye alınması süresindedir. Bu nedenle kondens hatları çap seçiminde esas alınması gereken yük, rejim halindeki yükün iki katıdır.

Tablo 6.10: Kondens Boru Çap Seçimi [2]

Basınç Kaybı		**Boru Çapı (mm, inch)**							
		15	**20**	**25**	**32**	**40**	**50**	**65**	**80**
		½	**3/4**	**1**	**1 ¼**	**1 ½**	**2**	**2 1/2**	**3**
(Pa/m)	(mbar/m)	Kondens Miktarı (kg/h)							
30	0,30	93	218	403	890	1361	2631	5348	8314
40	0,40	108	253	476	1040	1583	3062	6214	9639
50	0,50	123	286	538	1172	1787	3447	6949	10859
61	0,61	138	320	602	1311	1996	3851	7806	12111
71	0,71	150	348	655	1424	2168	4182	8473	13154
80	0,80	160	370	695	1510	2300	4427	8972	13925
100	1,00	180	418	785	1701	2590	4990	10115	15649
120	1,20	199	462	867	1880	2860	5502	11113	17282
140	1,40	216	502	939	2037	3103	5965	12066	18688
160	1,60	234	541	1011	2195	334	6409	12973	20049
200	2,00	265	611	1143	2472	3760	7221	13560	22589
220	2,20	278	641	1200	2595	3942	7570	15277	23678

Örnek:
Buhar sisteminde saatte oluşan kondens miktarı 2.500 kg'dir. Kondens hattı boru çapı ne olmalıdır?

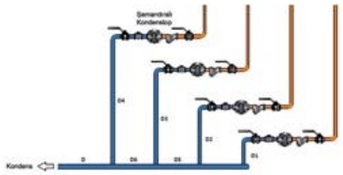
Çözüm:
Kondens miktarı 2.500 kg/h için tablodan 5000 kg/h değere bakılır (kondens hatları çap seçiminde rejim halindeki yükün iki katı alınacağından).
1 mbar/m basınç kaybı dikkate alındığında kondens boru çapı olarak DN50 seçilir.

Kondenstop öncesi ve sonrası boru çapı ile ortak kondens hatlarındaki boru çapı seçimi aşağıdaki kurallara göre yapılır.

1. **Kondenstopa kadar olan hatlar:**
   Ünite ile kondenstop arasındaki hatların çapı, kondenstop çapıyla aynıdır.

2. **Kondenstoptan sonraki çaplar:**
   Kondenstoptan sonra kondens ve flaş buhar beraber hareket edecektir. Bu nedenle, kondens boru çapı tablosundan (Tablo 6.10) [2] yararlanılarak uygun çap seçilir.

3. **Ortak kondens hatları:**
   Birleşen kondens boru çapları karelerinin karekökü alınarak ortak çap bulunur.



Örnek: $D = \sqrt{D4^2 + D6^2}$

Basınç Güçlü Kondens Pompaları

Bu pompalarda çark olmaması nedeni ile kavitasyon olayı yoktur. Büyük karşı basınç farkından etkilenmezler. Alev sızdırmazlık özelliği istenilen ortamlar için çok uygundur. Zira elektrik enerjisi kullanmazlar. Son yıllarda buhar/hava basınçlı pompa kapasitelerinin artması ve gelişmeleri nedeni ile kondens toplamada en çok tercih edilen çözümlerden olmuştur.

1. **Otomatik Pompa-Kondenstop: SOPT**
   Pompa kondenstop sisteminde pompa, kondenstop ve çek vana komple bir sistemi oluşturur. Yüksek basınçlarda kondenstop kondensi tahliye eder, basınç düştüğünde veya karşı basıncın yükselmiş olduğu durumlarda pompa kısmı devreye girer.

   Sıcaklık kontrolü uygulanan eşanjör vb. sistemde, sisteme bir vakum kırıcı da kullanmak gerekir. Ancak, otomatik pompa kullanan sistemlerde vakum kırıcıya gerek yoktur.

Özellikleri:

- Kompakt tasarım. Pompa, kondenstop ve çek vana bir aradadır.
- Büyük yük değişikliklerine uyum sağlar.
- Az yer işgal eder.
- Sıcaklık kontrol vanası kapalı olsa (giriş basıncı düşse) dahi kondens tahliyesi devam eder.
- Yüksek boşaltma kapasitesine sahiptir.
- Vakum kırıcıya ihtiyaç göstermez.

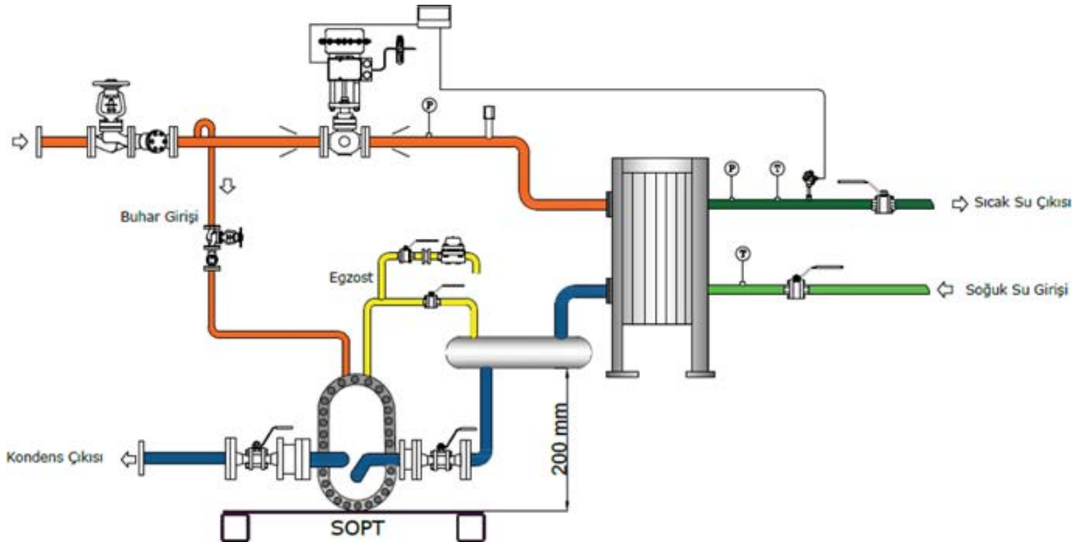
Şekil 6.45: Otomatik Pompa Kondenstop Uygulaması [2]

Çalışma Şekli:

Eşanjör içindeki kondens basıncının karşı basınçtan daha küçük olması durumunda kondens, otomatik pompa gövdesi içerisinde dolmaya başlar. İçerisinde bulunan şamandıra üst noktaya geldiği anda üstten verilen buharın giriş vanası açılır ve buharın basıncı ile kondens karşı basıncını yenerek boşalır. Bu arada egzoz vanası açılarak yoğuşmayan buhar tahliye olur.

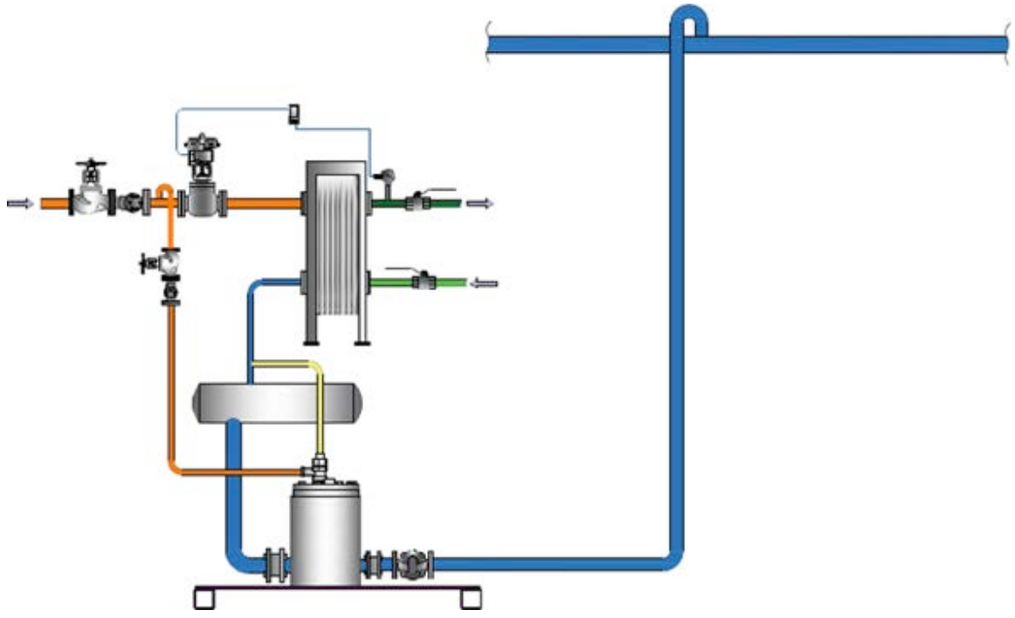
Eşanjörlerde Kondens Pompası İhtiyacı

Eşanjörlerde kondensin tahliye edilememesi ve eşanjörlerde kilitlenme olayı yaşanması durumunda, eşanjörlerde gerekli ısıtma sağlanamayacak ve birçok sorun yaşanacaktır. Bu tür bir durumda, sorunu çözmek için kondens pompalarına ihtiyaç vardır. Gerek otomatik pompa-kondenstop, gerekse basınç güçlü pompalar eşanjörlerdeki kilitlenmeyi önlemek için en ideal çözümlerdir.



Şekil 6.46: Eşanjörlerde Pompa Uygulaması [1]

Otomatik pompa-kondenstop kullanıldığı zaman eşanjördeki basınç değeri karşı basınçtan büyük olduğunda kondenstop devrede olacak, karşı basınç büyük olduğu zaman pompa devreye girecektir. Yani kondens karşı basıncı yenebildiği için pompanın çalışmasına gerek kalmayacaktır. Pompa, sadece kondens basıncının karşı basıncı yenemediği durumlarda çalışacaktır.



Şekil 6.47: Kondens Pompa Uygulaması [1]

Otomatik pompa-kondenstop kapasitesinin yetmediği durumlarda basınç güçlü kondens pompaları kullanılır. Basınç güçlü kondens pompaları, tek pompada çok yüksek kapasitelere varan kondensi istenilen noktalara taşıyabilmektedir.

6.10. Sonuç

Buhar, endüstriyel işletmelerde "olmazsa olmaz" konumundadır. Doğru tasarım, doğru cihaz seçimi ve doğru uygulama proseste verimlilik ve enerjinin etkin kullanımını sağlar. Endüstriyel işletmelerin büyük bir çoğunluğunda tesisat hataları, yanlış seçilmiş veya ömrünü tamamlamış olan cihazlar ve vanalardan dolayı enerji kayıpları yaşanmaktadır. Yapılacak iyileştirmeler ile enerji geri kazanımı ve enerji tasarrufu sağlamak mümkündür.

KAYNAKÇA

1. "Az Buharla Çok İş" Endüstride Buhar Kullanımı, Enerji Verimliliği ve Enerji Tasarrufu (2019)- MaxVal Buhar Teknolojileri A.Ş., Cafer Ünlü
2. Buhar Sistemleri El Kitabı (3.baskı),MaxVal Buhar Teknolojileri A.Ş. , Cafer Ünlü
3. Buhar Tesisatları ve Buhar Cihazları El Kitabı (12.baskı), Cafer Ünlü
4. Kondenstop İzleme Sistemi, Cafer Ünlü
5. https://www.maxval.com.tr/upload/filesContent/teknik_tablolar.pdf, 25.05.2023
6. Buhar Tesisatları Kurs Notları – Cafer Ünlü
7. Buhar Sistemlerinde Küçük Dokunuşlarla Büyük Kazançlar – Cafer Ünlü
8. Armstrong International Corporation (2007). Steam Trap Testing Guide for Energy Conservation. www.armstrong international.com/files/products/traps/pdf/310.pdf.
9. Armstrong International Corporation (2005). Steam Conservation Guidelines Handbook. http://steamix.com/common/allproductscatalog/consguidelines.pdf.
10. Bhatt, M. (2000, February 3). "Energy Audit Case Studies. 1 – Steam Systems." Applied Thermal Engineering, 20(3), pages 285-296.
11. Deacon, W. (1993). "Successful Steam System Operation Strategies,"ASHRAE Transactions, 99(1), pages 1259-1264.
12. French, S. (2000). "Lighting a Fire Under Steam Trap Maintenance." Heating, Piping, Air Conditioning, 72(3), pages 33-38.
13. Garcia, E. (1986). "Discussion on Steam Trap Maintenance Programs and Their Return." American Society of Mechanical Engineers, Advanced Energy Systems Division Publication AES, 2-2, pages 113-119.
14. Hahn, G. (1988, November). "Effective Condensate Management Can Cut Energy, Maintenance Costs." Pulp and Paper, 62(11), pages 130-133.
15. Kenney, W. (1984). Energy Conservation in the Process Industries. Academic Press: Orlando, Florida.
16. Kerr, R. (1986). "Managing the Steam Trap System." Strategic Planning for Cogeneration and Energy Management, 8th World Energy Engineering Congress, Association of Energy Engineers. Atlanta, Georgia, pages 263-264.
17. Lawson, R. (1985). "How to Minimize Waste in Steam Tracing Systems and Unit Heaters." New Directions in Energy Technology, Proceedings of the 7th World Energy Engineering Congress, Association of Energy Engineers, Atlanta, Georgia, pages 287-289.
18. Risko, J. (2006, November). "Handle Steam More Intelligently." Chemical Engineering, 113 (11), pages 38-43.
19. Spirax Sarco Corporation. Steam Engineering Tutorials http://www.spiraxsarco.com/resources/steam-engineering-tutorials.asp.
20. Stultz, S. and J. Kitto, editors (1992). Steam: Its Generation and Use. 40th Edition, Babcock and Wilcox/ American Boiler Manufacturers Association.

6. Bölüm Çalışma Soruları

1. 2 bar basınçta 133,5°C sıcaklığındaki buhar ile aynı sıcaklıktaki suyun içerdiği ısı hakkında ne söyleyebiliriz?

A. Buharın ısısı, suyun ısısıyla aynıdır.
B. Buharın ısısı, suyun ısısından yaklaşık 4-5 kat daha fazladır.
C. Buharın ısısı, suyun ısısından 2 kat daha fazladır.
D. Suyun ısısı, buharın ısısından fazladır.

2. 8 bar, 175°C şartlarındaki kondens, flaş buhar olarak atmosfere giderse kondensin enerjisinin ne kadarı kaybolur?

A. % 10'dan az
B. %10-15
C. %20-30
D. %30-45

3. 20°C deki sıcaklıkta 500 lt (kg) suyu 1 saatte 100°C sıcaklığına ulaştırmak için gereken ısı miktarını bulunuz?

A. 83.720 kJ/h
B. 167.440 kJ/h
C. 334.880 J/h
D. 111.220 J/h

4. Aşağıdakilerden hangisi şamandıralı kondenstopun avantajıdır?

A. Kondens oluşur oluşmaz, kesintisiz şekilde boşaltılır.
B. Hava atıcısı, denge basınçlı olması nedeni ile basınç değişikliklerinden etkilenmeden yüksek hava boşaltma özelliğini taşır.
C. Yüksek ve düşük yüklerde, yüksek ısı verimi sağlar. Değişken kondens yüklerini devamlı olarak boşaltır.
D. Hepsi

5. Aşağıdakilerden hangisi kızgın buhar için doğru değildir?

A. Kızgın buhar, %100 kurudur. Su zerrecikleri bulunmaz.
B. Kızgın buharın sıcaklığı, aynı basınçlarda doymuş buhardan yüksektir.
C. Kızgın buhar, ısıtma proseslerinde tercih edilerek kullanılır.
D. Aynı basınçta farklı sıcaklıklarda kızgın buhar üretilebilir.

Bölüm 7:
Kojenerasyon/ Trijenerasyon ve Dağıtık Üretim

7.1. Giriş

Enerji dönüşümünde ısının diğer enerji formlarına verimli ve akılcı bir şekilde dönüştürülebilme yöntemleri, atık enerjilerin etkin biçimde değerlendirilerek üretilen enerjinin sektörlere en uygun biçimde dağıtılmasını ve değerlendirilmesini sağlar. Isı enerjisinin bu şekilde verimli yollarla değerlendirilmesi ile fosil yakıt tüketimi ve buna bağlı olarak yanma kaynaklı sera gazı emisyonlarının azaltımı sağlanabilir. İnsanoğlunun bu kapsamdaki uzun vadeli amacı fosil yakıtları daha uzun süre kullanmak değil, hızla yenilenebilir enerji

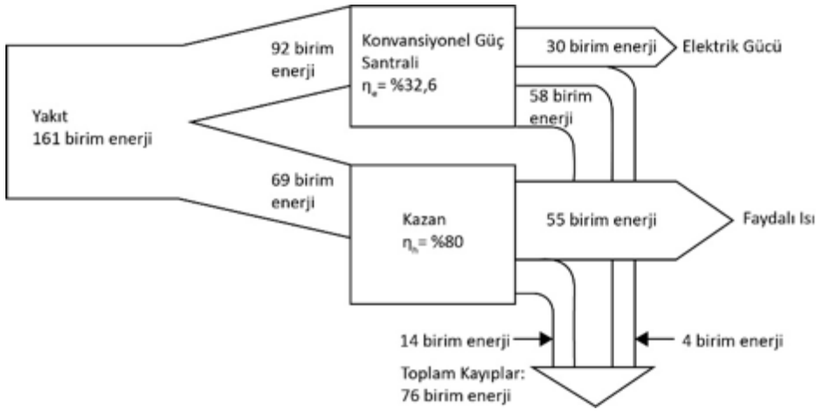
kaynakları ile ikame etmek ve dolayısıyla küresel ısınmayı Paris Anlaşması gereklerine indirmektir. Isıl ve mekanik enerjilerin birlikte üretildiği kojenerasyon tesislerinin, enerji üretim verimi, ekserji verimi, ekserji yıkımlarının azaltılması enerji üretim maliyeti ve ekoloji yönünden ısı ve mekanik enerjinin ayrı ayrı üretildiği klasik tesislere göre daha yüksek performansa sahip olduğu bilinmektedir. Bu tesislerin performansını daha da artırabilmek için muhtelif kriterlere dayalı olarak performans optimizasyonları üzerine çalışmalar yoğunlaşmıştır. [1] Kojenerasyon/trijenerasyon sistemleri enerji verimliliğinin artırılmasında, basit çevrim sistemlerine göre sera gazı emisyonlarının yaklaşık %40 oranında azaltılmasında, enerji güvenliğinin ve esnekliğinin sağlanmasında, enerji altyapısının geliştirilmesinde, işletme maliyetlerinin azaltılmasında ve biyokütle kaynaklı sistemlerin ve gazlaştırma teknolojilerinin desteklenmesi ile dışa bağımlılığında azaltılmasında etkin bir role sahiptir.

Kojenerasyon, genel olarak, enerjiyi daha verimli kullanmak amacıyla ısı ve gücün (mekanik veya elektrik) aynı kaynaktan (yakıt vb.) birlikte eş zamanlı üretimi olarak tanımlanır. Trijenerasyon (BSIG: birlikte soğutma, ısı ve güç üretimi/birlikte üçlü üretim) ise ısı ve elektriğe ek olarak, soğutma enerjisinin de aynı kaynaktan eş zamanlı üretilmesi olarak tanımlanır. Aynı kaynaktan eş zamanlı üretim ile verim artışı sağlanmakta ve birincil enerji kaynaklarından tasarruf elde edilmektedir. Birincil enerji kaynaklarından sağlanan tasarruf kojenerasyon ve trijenerasyon sistemlerinin karbon ayak izinin azaltılmasında ön plana çıkmaktadır.

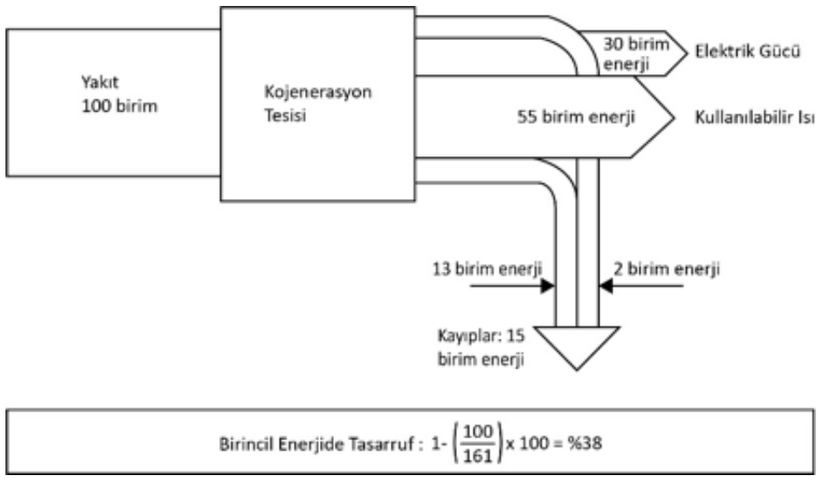
Enerjinin üretilmesinde kullanılan yakıtların ülkemizde önemli bir kısmının ithal edildiği dikkate alındığında enerjinin sanayide ve özellikle binalarda enerji verimli ve ekserji (enerjinin yararlı iş, katma değer potansiyeli) akılcı (minimum ekserji yıkımlı) olarak kullanılması kaçınılmaz olmaktadır. Binalarda, enerji verimliliğini ön planda tutarak, tasarım aşamasından itibaren gerekli tüm tedbirlerin alınması enerjide dışa bağımlılığın azaltılması için bir zorunluluktur. Üretilen enerjinin binalarda ve sanayide kullanılmasında enerjinin hem miktarı hem de kalitesi (ekserji) önemlidir. Binalarda pasif ev, net sıfır enerjili binalar hatta artı enerjili binaların sayılarının hızlı bir şekilde artırılması gerekmektedir. Sanayide ise atık ısıların farklı proseslerde değerlendirilmesi ile enerji verimliliği sağlanmalıdır. Tasarruf edilen her bir kWh enerjinin CO_2 salımındaki azalma ile sonuçlandığı ve neticesinde gelecek nesiller için daha yaşanabilir bir dünya bırakılabileceği enerji yöneticileri tarafından kanıksanmış olmalıdır. Dolayısıyla, bu düşünceyi ve her alanda verimliliği (enerji, zaman, yaşam vb.) hayat felsefesi haline getirmek gerekmektedir. Gerçek bir kojenerasyon sisteminde, ekserji yıkımları en az düzeydedir. Geri kazanılan ısının önemli bir kısmı (buhar, sıcak hava, sıcak su vb. gibi) bir ısıl işlemde katma değer yaratacak biçimde kullanılmalıdır. Kojenerasyon gücü, tipik olarak mekanik veya elektrik enerjisi şeklindedir. Güç, kojenerasyon sisteminin kurulu olduğu endüstriyel tesiste tamamen kullanılabilir veya kısmen veya tamamen bir elektrik şebekesine verilebilir. Şekil 7.1, ayrık ısı ve elektrik enerjisi üretimi (a), bir kojenerasyon sistemi ile (b) ikame edildiğinde birincil enerjideki tasarruf potansiyelini göstermektedir. Şekil 7.1 (d)'de ise geleneksel bir sistemle trijenerasyon sisteminin karşılaştırılması verilmiştir. [3]

Birlikte ısı ve güç üretimi (kojenerasyon) yeni bir kavram değildir. Bu teknolojinin, ilk basit örnekleri 20. yüzyılın ilk yarısında görülmüş ve güç santrallerinin yerleşim birimlerinde kurulması ve bölgesel ısıtmayla uygulanmıştır. Ancak, ucuz yakıt döneminde bu uygulamalar bırakılmıştır. 1973-1979 petrol krizlerinin ardından geliştirilerek yeniden uygulamaya konulmuştur. Bölgesel ısıtma, binaların ısıtma, sıcak su ve

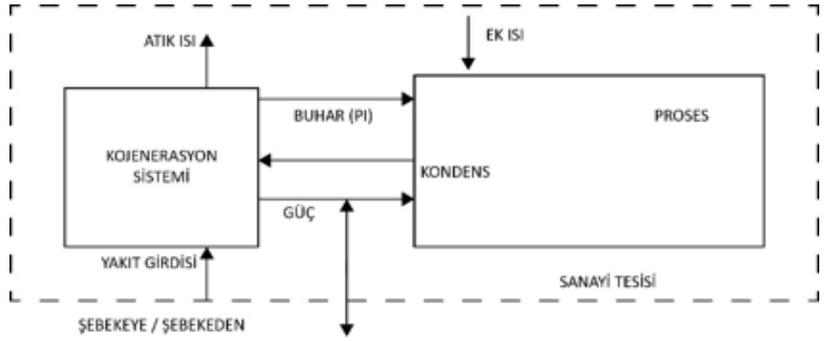
proses ısılarının bir veya birkaç merkezden sağlanmasıdır. Bölgesel ısıtma, 1940'lı yıllarda yakıt fiyatlarının düşmesiyle çekiciliğini yitirmiştir. Ancak, 1970'li yıllarda yakıt fiyatlarının hızla yükselmesiyle bölgesel ısıtmaya ilgi dünya çapında yeniden artmıştır. Kojenerasyon ekonomik açıdan kazançlı hale gelmiştir ve bunun sonucu olarak son yıllarda bu tür santrallerin kurulması hızlanmıştır.



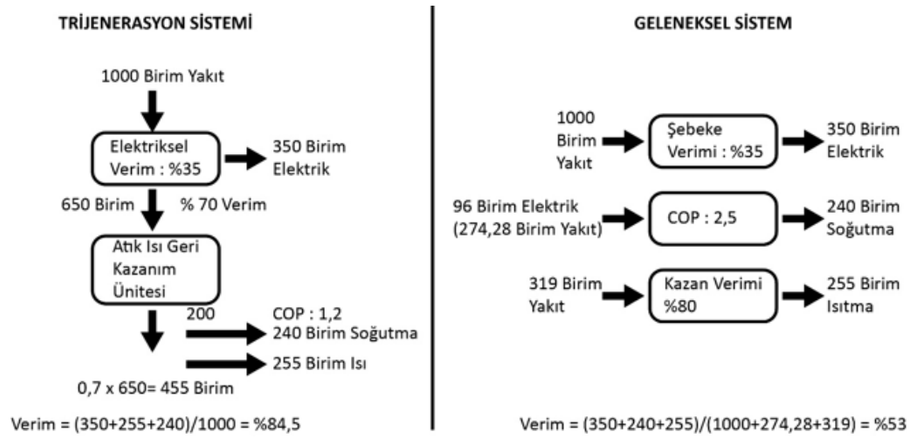
a) Kazanda Isı ve Konvansiyonel Santralde Elektriğin Ayrık Üretimi



b) Isı ve Gücün Birlikte Üretimi (BIG)



c) Bir Kojenerasyon Sistemi ve Bir Endüstriyel Prosesin Entegrasyonu



d) Isı Güç ve Soğutulmuş Su Birlikte Üretimi (Trijenerasyon)

Şekil 7.1: Ayrık Isı ve Elektrik Enerjisi Üretiminin Yerini Endüstriyel Bir Kojenerasyon Sistemi Aldığında Potansiyel Birincil Enerji Tasarrufu [2-3]

Şekil 7.1 (a-b)'de, 30 birim elektrik ve 55 birim ısı enerjisi ihtiyacının ayrık ve kojenerasyon tesisi ile karşılanması durumları gösterilmiştir. Ayrık üretim durumunda 30 birim elektrik enerjisinin konvansiyonel bir santralden karşılanması durumunda 92 birim yakıt girdisine ihtiyaç olmaktadır (elektrik verimi %32,6 iken). Isı enerjisinin de ayrık olarak ısıl verimi %80 olan bir kazandan karşılanması durumunda gerekli olan yakıt girdisi 69 birim olacaktır. Bu durumda toplam yakıt girdisi 161 birim olacaktır ve 76 birim enerji atık olarak atılacaktır. Bileşik ısı güç üretimi durumunda ise aynı miktardaki elektrik ve ısıl güç 100 birim yakıt ile

sağlanabilmektedir. Bu durumda birincil enerjide tasarruf miktarı %38 olarak hesaplanabilir. Şekil 7.1 (d)'de ise trijenerasyon sisteminin geleneksel sistemlerle karşılaştırması verilmiştir. Buna göre, 255 birim ısıtma, 240 birim soğutma ve 350 birim elektrik ihtiyacı olan bir tesiste ısıtma %80 verime sahip bir kazanla ve soğutma COP değeri 2,5 olan bir hava soğutmalı soğutma grubu ile sağlanmaktadır. 350 birim elektrik için şebeke elektriksel veriminin %35 olduğu kabulü ile elektrik için 1000 birim, soğutma için 96 birim ve ısıtma için 319 birim yakıt gerekmektedir. Trijenerasyon sistemi ile COP değeri 1,2 olan çift etkili bir absorpsiyonlu soğutma sistemi üzerinden 1000 birim yakıtla talep karşılanabilmektedir. Geleneksel sistemde verim %53 iken trijenerasyonda verim %84,5 olarak hesaplanmıştır.

Kojenerasyon sistemlerinde ana sürücü seçiminde ısı-güç oranı (I/G) çok önemli bir parametre olup bu örnekteki kojenerasyon sistemi için bu oran I/G = 0,55/0,3 = 1,83 olarak hesaplanır. Arka basınçlı bir buhar türbini durumunda I/G, 4-14 $kW_{ısı}$-kW_{el}, gaz türbini için 1,3-2 $kW_{ısı}$-kW_{el} ve içten yanmalı motor için 1,1-2,5 $kW_{ısı}$-kW_{el} dolaylarındadır. Bu değer ana sürücü seçiminde faydalanılabilecek ısı miktarının belirlenmesini sağlar.

Isı ve elektrik enerjisini ayrık olarak üretmek yerine, yerinde üretmenin önemli avantajlarından biri de yüksek verim ve düşük maliyet sağlamasıdır. Bu santrallerde enerji girdisi olarak doğal gaz, biyogaz, propan, kok gazı vs. kullanılabilir. Sadece elektrik üreten bir gaz türbini veya gaz motoru, enerji girdisinin %30-40 kadarını elektriğe çevirirken, kojenerasyon sistemlerinde ısı üretimi ile birlikte toplam verim %80-90'lara kadar çıkmaktadır.

Sistemde elektrik üretimi sırasında dışarı atılacak olan egzoz gazının değerlendirilmesi ile ısı enerjisi elde edilmektedir. Elde edilen bu ısı enerjisi termal olarak tahrik edilen soğutma makineleri ile soğutulmuş su eldesinde de kullanılabilir. Trijenerasyon sistemleri, kojenerasyon sistemine ek olarak soğutulmuş su da sağlar. Soğutma suyunun üretilmesinde ısı tahrikli soğutma makineleri absorbsiyonlu ve/veya adsorbsiyonlu soğutma gruplarıdır. Detaylı bilgi ilerleyen alt başlıklarda verilmiştir.

7.2. Kojenerasyon Sistem Tasarımı ve Analizi

Bir kojenerasyon sistemi tasarlama ve değerlendirme süreci birçok faktöre sahiptir. Bu durum, bir Rubik küpünü çözmekten çok farklı değildir. Sistemdeki bir değişiklik birçok farklı parametreyi de etkileyeceği için tasarım aşamasında çok dikkatli davranılmalıdır. Ana sürücü seçimi de dahil olmak üzere bu parametreler yakıt güvenliği, emisyon yönetmelikleri, maliyetler, sigorta ve finansman gibi çok geniş bir yelpazede olabilir.

7.2.1. Temel Tanımlar

Kojenerasyon sistemlerinin herhangi bir enerji yönetim planının bir parçası olarak değerlendirilmesi gerekmesine rağmen, ana ön koşul, bir tesisin veya kampüsün ısı ve elektrik gücü için eş zamanlı bir talep göstermesidir. Bu eş zamanlı talep durumu belirlendikten sonra, kojenerasyon sistemleri 1) işletmede ek tesislerin kurulumu, 2) proses ısı taleplerini ve/veya proses ısı atımını artıran mevcut tesislere ek kapasite artışları ve 3) eski proses veya enerji santrali ekipmanı değiştirilirken, enerji tedarik sistemini iyileştirme fırsatına göre değerlendirilmelidir.

Aşağıdaki terimler ve tanımlar, BIG sistemlerinin incelemesinde düzenli olarak kullanılmaktadır.

Endüstriyel Tesis: Proses ısısı ve elektrik ve/veya şaft gücü gerektiren tesis. Bir proses tesisi, bir üretim tesisi veya bir üniversite kampüsü olabilir (bkz. Şekil 7.1c).

Proses Isısı (PI): Endüstriyel tesiste ihtiyaç duyulan ısıl enerji. Bu enerji buhar, sıcak su, sıcak hava vb. olarak sağlanır.

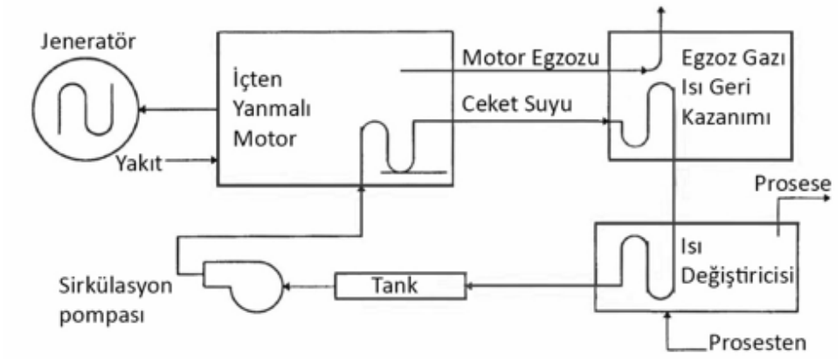
Proses Dönüşleri (PD): Endüstriyel tesisten kojenerasyon sistemine geri dönen akışkan. Proses ısısının buhar olarak sağlandığı sistemlerde proses dönüşleri kondenstir.

Sağlanan Net Isı (SNI): Endüstriyel tesise verilen ısıl enerji ile kojenerasyon sistemine geri dönen enerji arasındaki fark. Böylece, SNI = PI – PD olarak yazılabilir, gerçek proses ısı talebine (PI) eşit olabilir veya olmayabilir.

Tesis Güç Talebi (TGT): Endüstriyel tesis tarafından talep edilen elektrik gücü veya yükü (kW veya MW). Endüstriyel prosesler, iklimlendirme, aydınlatma vb. için gereken gücü içerir.

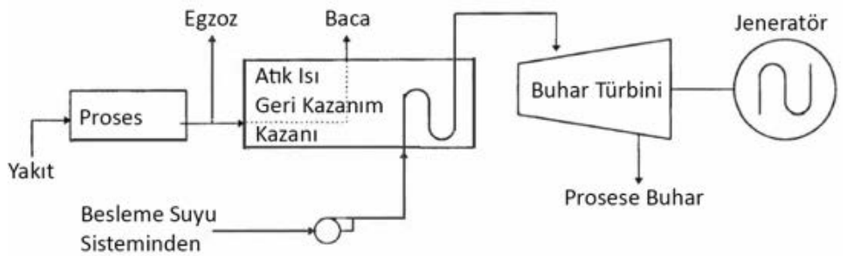
Isı/Güç Oranı (I/G): Endüstriyel tesisin ısı-güç oranı (talep) veya kojenerasyon sistemi veya çevriminin nominal ısı/güç oranı (kapasite) anlamındadır.

Güç Öncelikli Çevrim: Endüstriyel tesise ısı verilmeden önce gücün üretildiği ısıl çevrim. Bir örnek, buhar ve sıcak su üretmek için dizel motorlu bir jeneratörden geri kazanılan ısı durumudur. Şekil 7.2, dizel motor güç öncelikli bir çevrimi göstermektedir.



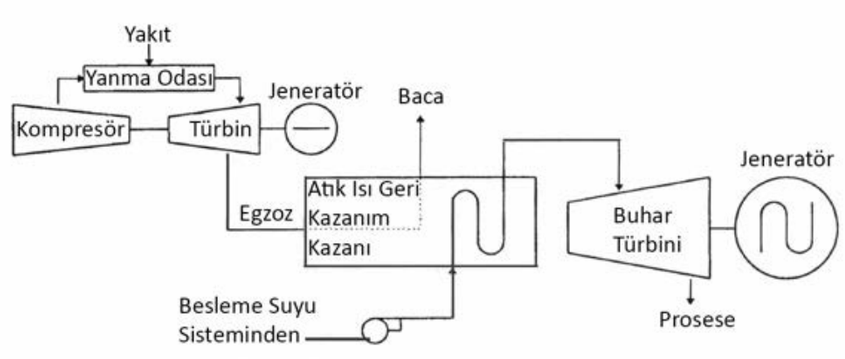
Şekil 7.2: İçten Yanmalı Motorlu Güç Öncelikli BIG Çevrimi [40]

Isı Öncelikli Çevrim: Normalde bir ısı kuyusuna (atmosfer vb.) atılacak olan ısının geri kazanılmasından güç üretimi. Çeşitli ekzotermik kimyasal işlemlerden gelen ısıyı kullanarak güç üretimi ve çeşitli endüstriyel tesislerde kullanılan fırınlardan atılan ısı örnek olarak verilebilir. Şekil 7.3, ısı öncelikli bir çevrimi göstermektedir.



Şekil 7.3: Buhar Türbinli Isı Öncelikli BIG Çevrimi [40]

Kombine Çevrim: Bu, yukarıda açıklanan iki çevrimin bir kombinasyonudur. Güç, tipik olarak bir gaz türbini jeneratörlü bir güç öncelikli BIG çevriminde üretilir. Türbinden atılan ısı, daha fazla elektrik veya mekanik gücü üretmek için daha sonra bir buhar türbininde genişletilen buharı üretmek amacıyla kullanılır. Buhar, proses ısısı olarak kullanılmak üzere çevrimden ara buhar olarak alınabilir. Şekil 7.4, bir kombine çevrimi (KÇ) göstermektedir.



Şekil 7.4: KÇ: Gaz Türbini/Jeneratör Seti, Atık Isı Kazanı ve Buhar Türbini/Jeneratör Seti [40]

Ana Sürücü: BIG sisteminin elektrik veya şaft gücü üreten bir birimi olup tipik olarak bir gaz türbini jeneratörü, bir buhar türbini tahrikli veya bir dizel motorlu jeneratördür.

Mikrokojenerasyon Tesisi: Mevzuata (Kojenerasyon ve Mikrokojenerasyon Tesislerinin Verimliliğinin Hesaplanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ-Sıra No: 2014/3-Madde 4-ğ) göre elektrik enerjisine dayalı kurulu gücü 100 kilovat (kW_e) ve altında olan kojenerasyon tesisleri mikrokojenerasyon tesisleri olarak tanımlanmıştır.

7.2.2. Temel Kojenerasyon Sistemleri

Kojenerasyon sistemi, buhar türbinleri, gaz türbinleri, içten yanmalı motorlar ve paket tip kojenerasyon gibi ana sürücülere göre tanımlanır. Tablo 7.1, çeşitli kojenerasyon sistemleri için tipik performans verilerini göstermektedir. Bu tablodaki (ve bu bölümdeki) rakamlar, aksi belirtilmedikçe üst ısıl değerlerine tanımlanmıştır.

7.2.2.1. Buhar Türbini Sistemleri

Buhar türbinleri günümüzde güç öncelikli, faydalı ısı öncelikli ve kombine BIG çevrimlerinde ana sürücü olarak kullanılmaktadır. Çeşitli ısı/güç oranlarına ve yüklere uyum sağlamak için birçok tipte buhar türbini vardır. Sınırlı genleşme (basınç düşüşü) ve daha küçük yükler (<3000 kW) için daha düşük maliyetli tek kademeli karşı basınç türbinleri kullanılır. Birkaç basınç seviyesi gerektiğinde (ve genellikle daha büyük yükler için) genellikle ara basınçlarda buhar almalı çok kademeli yoğuşmalı ve yoğuşmasız türbinler kullanılır. Şekil 7.5, çeşitli yoğuşmalı ve yoğuşmasız türbinleri göstermektedir.

Bir BIG buhar tesisinden maksimum güç miktarının gerekli proses ısısına göre ekonomik olarak üretilmesini sağlamak için dört faktör incelenmelidir. Bu faktörler, 1) ana sürücü kapasitesi, 2) türbin girişi buhar koşulları, 3) proses basınç seviyeleri ve 4) besleme suyu ısıtma çevrimidir.

Tablo 7.1: Temel Kojenerasyon Sistemleri [40]

Kojenerasyon Sistemleri	Birim Elektrik Kapasitesi (kW_{el})	Isı Oranı[2] (kJ/kWh)	Elektrik[3] Verimi (%)	Isıl Verim (%)	Toplam Verim (%)	Egzoz Sıcaklığı (°C)	8,62 bar Buhar Üretim (kg/h)
Küçük Pistonlu Gaz Motorları	1-500	26.377-10.551	14-34	52	66-86	316-650	0-91[1]
Büyük Pistonlu Gaz Motorları	500-17.000	13.716-10.023	26-36	52	78-88	316-650	45-4.536[1]
Dizel Motorlar	100-4.000	14.771-10.023	24-36	50	74-86	371-816	45-680[1]
Endüstriyel Gaz Türbinleri	800-10.000	14.771-11.606	24-31	50	74-81	427-538	1.361-13.608
Enerji Santrali Gaz Türbinleri	10.000-150.000	13.716-9.496	26-35	50	76-85	371-427	13.608-136.078
Buhar Türbini Çevrimleri	5.000-200.000	31.652-10.551	10-35	28	38-63	350-538	4.536-90.718

NOTLAR:
[1] Buhar debisinin 10 katı kadar 121°C'de sıcak su üretilebilir.
[2] Isı oranı, tasarım durumunda (tam yükte) ve ISO koşullarında (15,6°C ortam sıcaklığı ve deniz seviyesinde çalışma) birim elektrik enerjisi çıktısı (kWh) başına çevrime verilen yakıt ısı enerjisi (kJ-üst ısıl değer) girdisidir.
3Bir ana sürücünün yüzdesel olarak elektrik verimi, Verim = (3.600,9/Isı Oranı) x 100 formülüyle belirlenebilir.
Kaynaklar: Limaye (1985) ve üretici verilerinden uyarlanmıştır.

1. Ana Sürücü Tipi ve Boyutu: Proses ısısı ve tesis elektrik gereksinimleri, buhar kazanının tipini ve kapasitesini tanımlar. BIG sisteminin tipi ve buna karşılık gelen ana sürücü, BIG sisteminin ısı çıktısı ile proses ısı yükü eşleştirerek seçilir. Proses ısı talepleri, tesis güç gereksinimlerinin kojenerasyon gücüyle karşılanabileceği kadarsa bu durumda ana sürücünün kapasitesi, pik güç talebini karşılayacak veya aşacak şekilde seçilir. Ancak, kojenerasyon, toplam tesis elektriksel güç ihtiyacının sadece bir kısmını karşılayabilecek biçimde seçilmelidir ve geriye kalan elektriksel güç talebi şebeke üzerinden sağlanmalıdır. Şebekeye bağlı olmayan tesislerde, dengeleme ilave konvansiyonel üniteler tarafından sağlanır. Bu durum hem ısı hem de güç taleplerinin her zaman sabit kaldığını varsayar. Bu nedenle, tasarım problemi iki değişkenin belirlenmesi haline gelir: 1) sahada ne kadar güç üretilmelidir ve 2) şebekeden ne kadar güç alınmalıdır? Bu nedenle, belirli bir tesis için teknolojik, ekonomik ve yasal kısıtlamalar göz önüne alındığında ve BIG sisteminin maksimum ekonomik fayda ile kurulması gerektiği varsayıldığında, bu durum kısıtlı bir optimizasyon problemi haline gelir.

2. Türbin Girişi Buhar Koşulları: Birçok endüstriyel tesis, gereken tüm gücü üretmek için yeterli proses buhar talebine sahip değildir. Bu nedenle tasarımcılar, ekonomik olarak üretilebilecek gücü optimize etmek için güvenli bir şekilde ayarlanabilen değişkenleri incelemelidir. Bu değişkenlerden biri, türbin girişi buhar koşullarıdır (yani buhar kazanı çıkışında buhar basıncı ve sıcaklığı). Genel olarak, türbin giriş basıncı ve sıcaklığındaki bir artış, güç üretimi için gerekli olan enerji miktarını artıracaktır. Ancak, ana sürücünün, yapısal ve maliyet kısıtlamaları ve ısı talebi, türbin girişi buhar koşullarına ekonomik sınırlar getirir. Bu nedenle, nispeten büyük proses buhar talepleri olan endüstriyel tesislerde daha yüksek başlangıç buhar koşulları ekonomik olarak gerekçelendirilebilir.

3. Proses Buhar Basıncı: Belirli bir türbin girişi buhar koşulları için çıkış basıncının düşürülmesi aynı zamanda güç üretimi için gerekli enerjiyi de artırır. Ancak, bu basınç (tamamen karşı basınçlı türbinlerde veya kısmen ara buhar almalı türbinlerde) endüstriyel proseste gereken maksimum basınçla sınırlıdır. Örneğin, kağıt fabrikalarında çeşitli proses sıcaklık gereksinimlerini karşılamak için farklı basınç seviyelerine ihtiyaç vardır.

4. Besleme Suyu Isıtma: Bir türbinden çıkan ve/veya alınan buhar kullanılarak besleme suyunun ısıtılması, üretilebilecek gücü artırır.

Şekil 7.5: Çeşitli Çok Kademeli Buhar Türbini Sistemleri [40]

Buhar Türbini Gücünün Hesaplanması

Türbin girişi buhar koşulları (bar_g, °C) ve çıkış basıncı (bar_g) göz önüne alındığında, teorik buhar debisi (TBD), ideal bir türbinde bir kWh enerji üretmek için gereken teorik buhar ısı girdisinin miktarını (kg/kWh) belirtir. TBD, izentropik bir genleşmeye dayalı olarak türbin girişi buhar koşullarından türbin çıkış basıncına kadar olan entalpi farkıdır (Eş. 7.1).

$$TBD\ (kg/kWh) = \frac{3.600\ (kJ/kWh)}{h_i - h_o\ (kJ/kg)} \qquad (7.1)$$

Entalpi değerleri termodinamik tabloları ya da Mollier Diyagramı kullanılarak bulunabilir. Ek türbin gücü kojenerasyonu için kazanda bir miktar ilave buhar üretilmesi gerekir. Bu tür artımlı buhar debisi için üst sınır (maksimum), Eş. 7.2'de belirtilen gerçek buhar debisine eşittir. Türbin ve sistem verimine bağlı olarak, gereken artımlı buhar miktarı, üretilen güç için gereken buhar miktarının 3-5 katı olabilir. Daha küçük türbinler (<1 MW) ve büyük buhar santralleri (>50 MW) için gerçek ek yakıt (veya güce yüklenen yakıt), toplam buhar kazanı çıktısına göre ihmal edilebilir olacaktır. Aslında, kojenerasyon buhar türbinleri ile uygulanan eşzamanlı buhar sistemi verimlilik önlemleri ve kondens veya ısı geri kazanımı genellikle ihtiyaç duyulan ek buhar ve yakıtı karşılayabilir. TBD, gerçek buhar debisine (GBD) Eş. 7.2 ile dönüştürülebilir.

$$GBD\ (kg/kWh) = \frac{TBD}{\eta_{tg}} \qquad (7.2)$$

Burada, η_{tg}, tasarım veya tam yük koşullarında belirtilen türbin-jeneratör sisteminin genel verimidir. Bir türbin-jeneratör sisteminin genel verimini tanımlayan faktörler türbin girişi hacimsel debisi, basınç oranı, hız, türbin kademelendirme geometrisi, kısılma kayıpları, sürtünme kayıpları, jeneratör kayıpları ve türbin çıkışı ile ilişkili kinetik kayıplardır. Çoğu türbin üreticisi, GBD veya η_{tg} değerlerini belirten çizelgeler sağlar. GBD belirlendikten sonra, prosese sağlanan buharın net entalpisi (BNE) Eş. 7.3 ile hesaplanabilir.

$$BNE\left(\frac{kJ}{kg}\right) = h_i - \frac{3692,7}{GBD} - h_c(x) - h_m\ (1-x) \qquad (7.3)$$

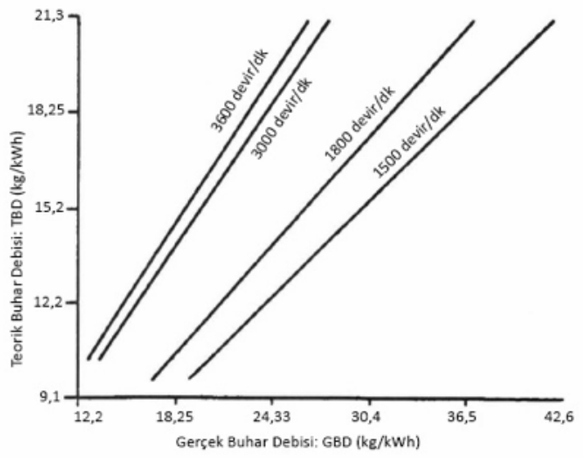
Burada, h_i türbin giriş koşullarındaki entalpi (kJ/kg), 3692,7 (kJ/kWh) sabiti %2,6'lık ışıma, mekanik ve jeneratör kayıplarının etkisi dahil ısıdan güce dönüşüm katsayısı, h_c kondens dönüş entalpisi (kJ/kg), h_m tamamlama suyunun entalpisi (kJ/kg), x kazan besleme suyundaki kondensin debi oranı ve (1-x) ise kazan besleme suyundaki tamamlama suyunun debi oranıdır.

Düz akışlı bir türbin kabulü ile (Şekil 7.5), Bölüm 7.2.1'de tanımlanan prosese net ısı (kJ/h), Eş. 7.3'ün kg/h cinsinden akış debisi ile çarpılmasıyla elde edilebilir. Genel çevrimin analizi, kısmi yük verimlerinde ısı ve kütle dengesi hesaplamalarının tekrarlanmasını gerektirir. Tasarım ve kısmi yük koşullarında tüm çevrimin simülasyonunu yapabilen ticari yazılımlar mevcuttur.

Küçük Tek Kademeli Buhar Türbinlerinin Seçimi

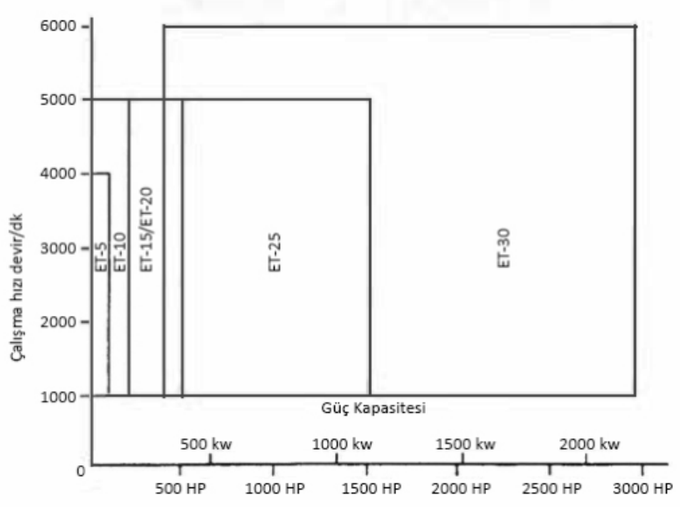
Küçük üniteler için (yoğuşmalı ve yoğuşmasız), özellikle mekanik tahriklerde veya yardımcı cihazlarda (fanlar, pompalar, vb.) birçok uygulama mevcuttur. Bununla birlikte, tipik bir uygulama, bir basınç düşürme valfinin (BDV) tek kademeli bir karşı basınç türbini ile değiştirilmesidir (veya bypass'tır).

Giriş ve çıkış buhar koşullarından teorik buhar debisi (TBD) elde edildikten sonra Şekil 7.6, küçük (<2.237 kW) tek kademeli buhar türbinleri için yaklaşık gerçek buhar debisinin (GBD) belirlenmesine yardımcı olur. Şekil 7.7, bir türbin üreticisinden sağlanan boyut ve hız aralıklarının gösterildiği bir diyagramdır. Dikkat edilmesi gereken nokta kapasitelerin çakışmasıdır. Örneğin, bir ET-30 ünitesi ET-25 aralığında ve ET-15/ET-20 aralığının bir kısmında çalışabilir. Bu nedenle grafik, değişken buhar debilerine ve/veya yüklere tabi olan bir ünitenin seçilmesine yardımcı olabilir.



Tipik TBD'ler	TBD
62 barg,480°C'den 10 bar'a	7,67 kg/kWh
49 barg,399°C'den 6,9 bar'a	8,3 kg/kWh
171 barg,208°C'den 3,4 bar'a	13,96 kg/kWh

Şekil 7.6: Küçük (2.237 kW) Tek Kademeli Türbinler İçin Teorik Buhar Debisinin Tahmini



Şekil 7.7: Tek Kademeli Türbinler İçin Güç/Hız Aralıkları [40]

Örnek 7.1.: 17,3 bar_g'de (208°C) 7.031 kg/h debideki doymuş buhar, 3,44 bar_g'de proses buharı elde etmek için bir basınç düşürme vanasında %90 kuruluk derecesine genişletilmektedir. Buhar, tek kademeli karşı basınçlı 3600 devir/dk türbin-jeneratör kullanılarak genişletilirse elektrik üretimi potansiyelini belirleyiniz.

Veriler:

Buhar debisi ($\dot{m}_s$)	:	7.031 kg/h
Türbin girişinde buhar	:	17,3 bar_g (18,3 bar_a), 208°C, doymuş buhar
Entalpi, h_i	:	2795,2 kJ/kg (Mollier diyagramından)
Türbin çıkışında buhar	:	3,44 bar_g aşırı soğutmalı (0,90 kuruluk derecesi)
Entalpi, h_o	:	2537,2 kJ/kg (Mollier diyagramından)
Türbin dönme hızı	:	3600 devir/dk

a) Eş. 7.1'i kullanarak TBD bulunur.

$$TBD\left(\frac{kJ}{kg}\right) = \frac{3.600\left(\frac{kJ}{kWh}\right)}{(h_i - h_o)\left(\frac{kJ}{kg}\right)} = \frac{3.600\left(\frac{kJ}{kWh}\right)}{(2795{,}1\text{-}2537{,}2)\left(\frac{kJ}{kg}\right)} = 13{,}96\ \frac{kg}{kWh}$$

b) Şekil 7.6'dan gerçek buhar debisi bulunur, $GBD = 16{,}2\ kg/kWh$.

c) Potansiyel üretim kapasitesi (PÜK) hesaplanır.

$$PÜK = \left(\frac{kJ}{kg}\right) = \frac{\dot{m}_s}{GBD} = \frac{7031\ \frac{kJ}{kWh}}{16{,}2\ kg/kWh} = 434\ kW$$

Şekil 7.7, ET-15 veya ET-20 birimlerinin gerekli PÜK ile daha iyi eşleştiğini gösterir. Daha sonra, jeneratör ticari olarak temin edilebilen bir değere göre, örneğin 430 kW'a göre boyutlandırılacaktır.

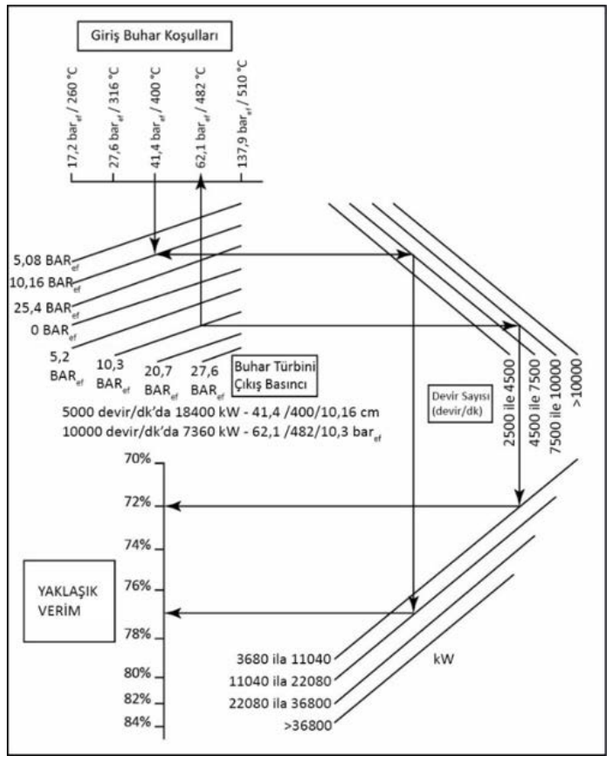
Çok Kademeli Buhar Türbinlerinin Seçimi

Çok kademeli buhar türbinleri, daha büyük kojenerasyon uygulamalarında çeşitli basınç seviyelerine ve değişken debilere uyum sağlamak için daha fazla esneklik sağlar. Şekil 7.5'te, çeşitli karşı basınç ve yoğuşturuculu çok kademeli buhar türbinleri gösterilmiştir.

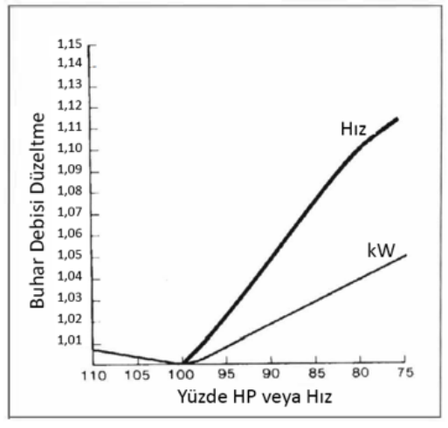
Türbin seçimi için çeşitli çok kademeli türbin alternatiflerini incelemek adına bir Mollier Diyagramı kullanılmalıdır. Genel olarak, bir ön analiz aşağıdaki bilgileri içermelidir:

- Yaklaşık gerçek buhar debilerini belirleme.
- Kademe sayısını belirleme.
- Kademe basıncını ve sıcaklıklarını belirleme.
- Tam yük ve kısmi yük buhar debilerini belirleme.
- Çeşitli güç çıktıları için buhar besleme ve/veya ara buhar alma basınç, sıcaklık ve debilerini belirleme.

Daha büyük üniteler (>3.000 kW) için Şekil 7.8 güç aralığı, hız ve buhar koşulları bilindiğinde yaklaşık türbin verimini belirlemek için bir abak olarak kullanılabilir. Şekil 7.9, tasarım dışı yükler (kısmi) ve hızlar için buhar debisi düzeltme faktörlerini göstermektedir. Bununla birlikte, çok kademeli türbin üreticileri; hız sınırlamaları, mekanik gerilmeler, sızıntı ve kısılma kayıpları, yatak sürtünmesi, akış ile ilgili sürtünme kayıpları ve tekrar kızdırma (reheat) gibi diğer önemli faktörleri hesaba katmak için kademe seçimi ve diğer termodinamik parametrelerin değerlendirilmesi gerektiğini tavsiye etmektedir. Ön değerlendirmeden sonra, türbin üreticisinin mühendislerine danışmak gereklidir.



Şekil 7.8: Çok Kademeli Buhar Türbinleri (>3.000 kW) İçin Buhar Türbini Yaklaşık Verim Abağı [40]



Şekil 7.9: Buhar Türbini Kısmi Yük/Hız Düzeltme Eğrileri [40]

Örnek 7.2.: Bir atık ısı geri kazanım buhar kazanı (ısı öncelikli bir BIG çevrimi) tasarlamak için buhar debisinin belirlenmesi gerekmektedir. Buhar, güç üretimi için kullanılacak ve maksimum 18.500 kW üretecek şekilde 5.000 devir/dk çok kademeli yoğuşturuculu bir türbinde genişletilecektir. Buhar giriş koşulları 41,4 bar_g/400°C'dir ve türbin çıkış basıncı 0,138 bar_{mut}'tur. Ek veriler aşağıda belirtilmiştir.

s = 6,75 kJ/kg.K sabit entropide güç üretimi için,

PÜK : 18.500 kW
Giriş buharı : 41,4 bar_{ef} (42,40 bar_{mut}), 400°C
Entalpi, h_i : 3.207,3 kJ/kg (Mollier tablosundan veya buhar tablolarından)
Çıkış buharı : 0,138 bar_{mut}
Entalpi, h_o : 2174,8 kJ/kg (Mollier tablosundan veya ASME buhar tablolarından)
Türbin hızı : 5.000 devir/dk

Eş. 7.1'den TBD'si hesaplanır.

$$TBD\left(\frac{kg}{kWh}\right) = \frac{3.600\left(\frac{kJ}{kWh}\right)}{(h_i - h_o)\left(\frac{kJ}{kg}\right)} = \frac{3.600\left(\frac{kJ}{kWh}\right)}{3207,3 - 2174,8\left(\frac{kJ}{kg}\right)} = 3,487\ \frac{kg}{kWh}$$

Şekil 7.8'den, η_{tg} = %77 yaklaşık olarak hesaplanır.

Gerekli toplam buhar debisi,

$$\dot{m}_b = PÜK \times \frac{TBD}{\eta_{tg}} = \frac{18.500 \times 3,487\ \frac{kg}{kWh}}{0,77} = 83,78\ \frac{ton}{h}$$

Atık ısı geri kazanım buhar kazanı yaklaşık 85.000 kg/h buhar üretebilmelidir. Bu bağlamda, yaklaşık 100.000 kg/h nominal kapasiteli bir ünite belirlenmelidir.

7.2.2.2. Gaz Türbinleri

Gaz türbinleri, endüstriyel tesislerde yaygın olarak kullanılmaktadır. Gaz türbinleri iki ana sınıfta ele alınabilir: hafif havacılık türevli gaz türbini ve ağır endüstriyel gaz türbini. Hem endüstriyel hem de havacılık türevli gaz türbinleri, baz yük hizmeti için mükemmel güvenilirlik ve kullanılabilirlik (emre amadelik) göstermiştir. Sistem tasarımlarının doğası gereği, havacılık türevli gaz türbinleri genellikle endüstriyel tiplerden daha yüksek bakım maliyetlerine ($ veya TL/kWh) sahiptir. Gaz türbinleri, gözetimsiz olarak uzun süreler boyunca çalışabilmesi ve çeşitli sıvı ve gaz yakıtları yakabilmesi nedeni ile çok amaçlı ve güvenilir olarak kabul edilir. Sabit bir kapasite için en küçük bağıl montaj izdüşüm alanına (m^2/kW) sahiptir.

Gaz Türbini Esaslı BIG Sistemleri

Gaz türbinlerinden çıkan egzoz gazları (300-650°C aralığında) büyük bir ısı geri kazanım potansiyeline sahiptir. Egzoz ısısı, direkt olarak kurutma işlemlerinde kullanılabilir. Güç öncelikli BIG çevrimleri, atık ısı geri kazanım buhar kazanlarında proses buharı üretmek için egzoz gazları kullanılarak geliştirilmiştir. Daha büyük güç yüklerinin mevcut olduğu durumlarda, proses buharı daha sonra bir buhar türbininde genişletilmek üzere yüksek basınçlı buhar üretilebilir. Bu, kombine çevrimi oluşturur (Şekil 7.4).

Buhar veya güç talebi daha yüksekse, egzoz gazları 1) bir yakma işlemi için gerekli havanın ön ısıtmasında kullanılır veya 2) ısı içeriğini ve sıcaklıklarını artırmak için ayrıca bir kanal brülörü (art yakıcı) tarafından yakılır. Gaz türbinleri kanat soğutması amacıyla yüksek hava fazlalık katsayıları ile çalıştırılır. Bu durum aynı zamanda güç üretiminin de artmasını sağlar. Bununla birlikte, egzoz gazındaki O_2 miktarı %15-17 arasında değişir. Bu da art yakıcılı sistemlerin kullanılması ile egzoz gazının sıcaklığının artırılmasını sağlayabilir. Böylelikle, atık ısı kazanında üretilebilecek buhar miktarı dolayısıyla buhar türbinine bağlı güç üretimi ve/veya proses buharı ayarlanabilir.

Son gelişmeler, sistemin elektrik çıktısını artırmak ve modüle etmek için atık ısı kazanından gaz türbinine buhar enjeksiyonunu içermektedir. Böylece çevrim, kojenerasyon sisteminin daha geniş bir yelpazede değişen ısı ve güç yüklerini karşılamasına olanak tanır. Bu seçenekler, bir gaz türbini sisteminin daha geniş çeşitlilikteki ısı-güç talep oranlarına ve değişken yüklere uymasına izin vererek daha yüksek derecede BIG üretim esnekliği sunar.

Gaz Türbini Anma Güçleri ve Performansı

Çok çeşitli gaz türbini boyutları ve sürücüleri vardır. Mevcut türbinler, 50 kW ile 160.000 kW arasında farklı boyutlarda değişen anma güçlerine sahiptir. Tasarım ve tasarım dışı (kısmi yükler) koşullar için gerekli olan gaz türbini verileri aşağıda belirtilmiştir.

1. Birim yakıt tüketimi/çıktı karakteristikleri: Bunlar, sistem tasarımına ve üreticiye bağlıdır. Bununla birlikte, gerçek özgül yakıt tüketimi veya verim ve çıktı aynı zamanda ortam sıcaklığına, basınç oranına ve kısmi yük çalışmasına da bağlıdır. Şekil 7.11, bir gaz türbininin performans verilerini göstermektedir.

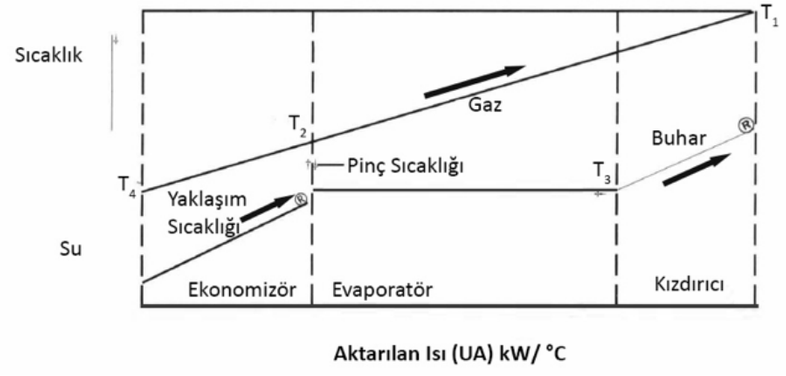
2. Egzoz gazı sıcaklığı: Bu veri, egzoz ısısı geri kazanım sisteminin tasarımı için gereklidir. En yaygın ısı geri kazanım kazan tasarımı, yanmasız, ek yanmalı ve yanmalı kazanlardır. Yanmasız (gaz türbini egzozundan ısı alan) veya ek yakıcılı bir atık ısı buhar kazanında üretilebilecek buhar miktarı Eş. 7.4 ile hesaplanabilir.

$$\dot{m}_b = \frac{\dot{m}_g \, C_{p,g} \, (T_i - T_d) e \, L \, f}{h_{kç} - h_d} \qquad (7.4)$$

Burada,

$\dot{m}_s$: Buhar debisi
$\dot{m}_g$: Atık ısı kazanına giren egzoz gazı debisi
$C_{p,g}$: Yanma ürünlerinin özgül ısısı
T_i : Gaz sıcaklığı - varsa art yakıcı sonrası
T_d : Domdaki buhar doyma sıcaklığı
e : Atık ısı kazanı etkenliği = $\left(\frac{T_1 - T_2}{T_1 - T_3}\right)$, Şekil 7.10'da tanımlanmıştır.
L : Işıma ve diğer kayıpları dikkate alan faktör, 0,985
f : Yakıt çarpanı, fuel oil için 1,0, gaz için 1,015
$h_{kç}$: Kızdırıcıdan çıkan buharın entalpisi
h_d : Domdaki doymuş sıvı entalpisidir.

3. Tasarım dışı koşullar için parametrik çalışmalar: Gaz türbininde yakılan yakıt veya art yakıcıda yakılan ilave yakıt miktarının değiştirilmesi, yanma gazı debisini veya sıcaklığını ve atık ısı kazanı buhar çıktısını değiştirecektir. Değişen sıcaklıklara göre, tasarım dışı veya kısmi yük koşullarını değerlendirmek için Eş. 7.4'ün birkaç defa iterasyonu gerekir. Bu değerlendirme bir dizi yük, yakıt debisi ve sıcaklık için yapıldığında parametrik çalışma olarak adlandırılır. Modeller, üreticiler tarafından sağlanan gaz türbini performans verileri kullanılarak tasarım dışı koşullarda oluşturulabilir (Şekil 7.11). Şekil 7.10'daki pinç sıcaklığı atık ısı kazanının tasarımında en etken parametrelerden birisidir. Pinç sıcaklığı direkt olarak ısı değiştiricisi yüzey alanlarını ve dolayısıyla maliyeti etkilemektedir. Pinç sıcaklığı, sıcak uçtaki yanma gazı ile soğuk uçtaki suyun buharlaşma sıcaklığı arasındaki farktır. Pinç sıcaklığının optimum değeri yaklaşık 20-30°C'dir (veya K-sıcaklık farkı olduğuna dikkat ediniz). Daha yüksek bir sıcaklık farkı, örneğin 50 K, yüzey alanının küçülmesine ve verimin azalmasına neden olur. Daha düşük bir sıcaklık farkı ise, örneğin 5 K, kazan ilk yatırım maliyetini direkt olarak artıracaktır. Bu nedenle bu optimizasyon problemi dikkatle ele alınması gereken bir konudur.



Şekil 7.10: Isı Geri Kazanım Buhar Kazanı T-Q (Sıcaklık-Isı) Grafiği

4. Çıkış gücü ve egzoz sıcaklığı üzerinde egzoz basıncının etkileri: Isı geri kazanım sistemleri, egzoz karşı basıncını artırarak atık ısı geri kazanım sistemi olmayan duruma göre türbin gücünü azaltır. Türbin üreticileri, türbin çıkış gücü ve verim üzerindeki yükseklik (rakım) etkilerinin yanı sıra giriş ve karşı basınç etkileri hakkında test verileri sağlar (Şekil 7.11). Ek olarak, ortam sıcaklığı ve rakım, gaz türbinli tesislerin çıkış gücü kapasitesini etkiler. Kural olarak, ISO koşulunun üzerindeki her 10°C'lik bir ortam sıcaklığı artışında %5 kapasite kaybı ve deniz seviyesinden her 300 m'lik rakım artışı başına %3 güç kaybı olacağı kabul edilmelidir.

Örnek 7.3.: Kombine bir çevrimde (Şekil 7.4), Örnek 7.2'deki türbin için buhar, birkaç atık ısı geri kazanım buhar kazanı tarafından üretilmelidir (Şekil 7.10). Değişken BIG yüklerine cevap vermek ve genel sistem güvenilirliğini optimize etmek için her atık ısı kazanına özel bir 10-MW gaz türbini-jeneratör (GTJ) setine bağlanacaktır. GTJ seti, yakıt (fuel oil) debisini ayarlamaktadır ve her ünite 482°C'de 140.000 kg/h yanma gazı üretmektedir. Sistemin 42,4 bar_{mut}/400°C'de maksimum 72.575 *kg/h* buhar üretmesi gerekiyorsa, atık ısı kazanılardaki toplam gaz debisini belirleyin. Kaç adet atık ısı kazan-gaz türbin-jeneratör seti gereklidir?

Gaz Türbinleri: $\dot{m}_g$: Gaz türbini ünitesi başına 140.000 *kg/h*
$C_{p,g}$: 1,0886 *kJ/kg*°C, T_1 ve T_4 sıcaklıkları arasındaki gazların ortalama özgül ısısı
T_i : 482°C, yanma gazı sıcaklığı
f : Yakıt faktörü, akaryakıt için 1

Örnek 7.2'deki buhar türbininde gerekli olan giriş buharı koşulları şunlardır: (42,4 bar_{mut}/ 400°C) ve h = 3.207,3 *kJ/kg* (Mollier diyagramından).

Atık ısı kazanları $\dot{m}_b$ = 72.575 *kg/h* (tüm atık ısı kazanlarından)
T_3 = 254°C (42,4 bar_{mut} 'taki doymuş buhar sıcaklığı)
L = 0,98
e = 0,9 (atık ısı kazanı etkenliği)

Buna göre, $h_{kç} = h_i$ = 3.207,3 *kJ/kg* ve,
h_d = 1.104,1 *kJ/kg* (42,4 bar_{mut} basınçta, doymuş sıvı)

Eş. 7.4'ten gerekli toplam yanma gazı debisi,

$$\dot{m}_g = \frac{\dot{m}_b\ (h_{kç} - h_d)}{C_{p,g}(T_i - T_3)e\ L\ f} = \frac{72.575\ \frac{kJ}{h} \text{ x } (3.207{,}3\text{-}1.104{,}1)\ kJ/kg}{1{,}0886\ kJ/kg^oC \text{ x } (482{,}2\text{-}253{,}8)^oC \text{ x } 0{,}9 \text{ x } 0{,}98 \text{ x } 1}$$

$\dot{m}_g$ = 696.040,6 *kg/h* veya 193,3 *kg/s*

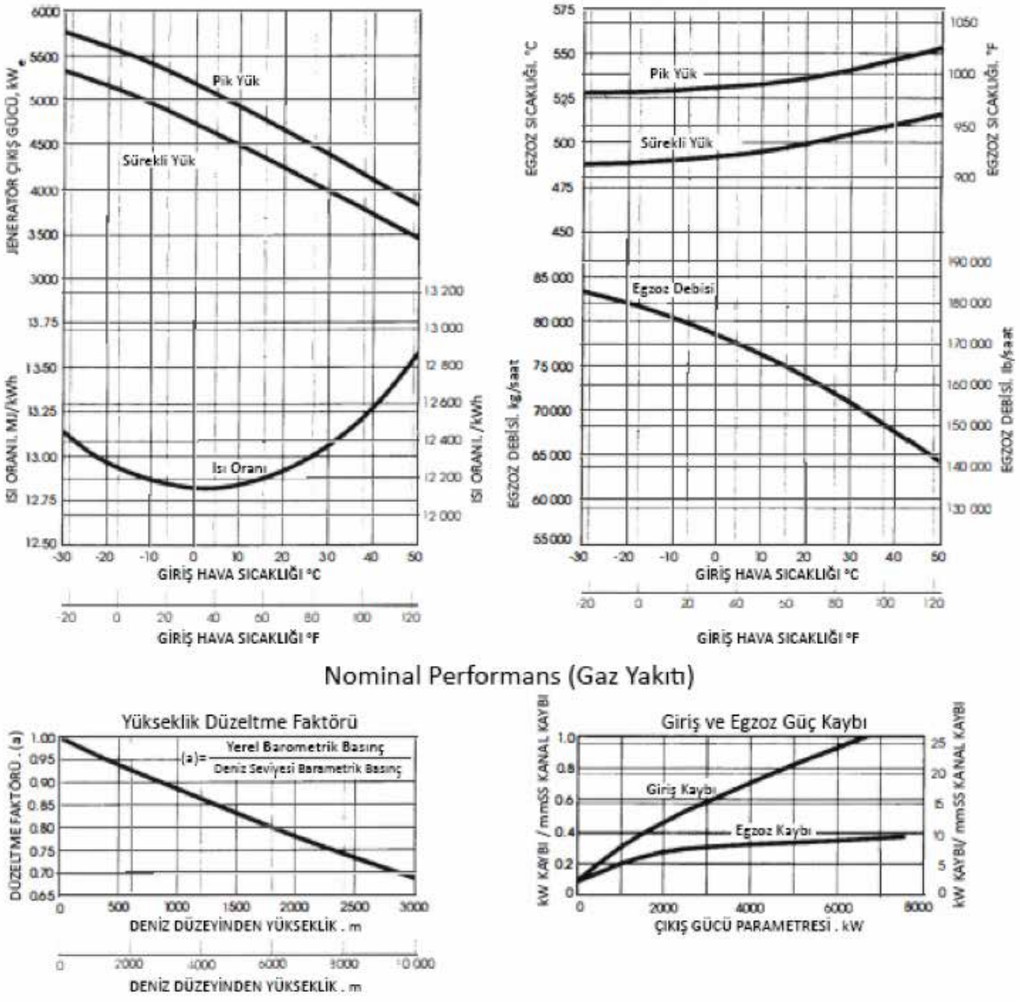
Gerekli gaz türbini/atık ısı kazanı setleri sayısı, $= \frac{696.040{,}6\ \frac{kg}{h}}{\frac{140.000\ \frac{kg}{h}}{set}}$ = 4,97 *yani* 5 *set*'tir.

7.2.2.3. İçten Yanmalı Motorlar
İçten yanmalı motorlar, piston tahrikli motorlardır. Kapasiteleri 10 kW ile 38 MW arasında değişmektedir. Günümüzde, tek ünite olarak ticari en büyük kapasite yaklaşık 18 MW'tır. Daha büyük tesislerde, kısmi yükü karşılamak ve yedeklik ve daha iyi emre amadelik sağlamak için birkaç ünite birlikte tasarlanır. Bu motorlarda, ceket suyu, yağlama yağı ve egzoz gazları yoluyla atılan yanma ısısı, sıcak su ve/veya buhar üretmek için ısı değiştiricileri aracılığıyla geri kazanılabilir. Ayrıca, egzoz gazları gıda kurutma uygulamaları hariç bazı proseslerde direkt olarak da kullanılabilir. Motorlar aşağıdaki gibi sınıflandırılabilir.

- Termodinamik çevrime göre; dizel veya otto (benzin, propan, metan veya fakir karışımlı motor)
- Devir sayısına göre; yüksek devirli (1.200-1.800 devir/dk), orta devirli (500-900 devir/dk) veya düşük devirli (450 devir/dk veya daha az)
- Hava emiş tipine göre; doğal hava emişli veya turbo şarjlı
- Strok sayısına göre; iki zamanlı veya dört zamanlı
- Yakıta göre; fuel-oil yakıtlı veya gaz yakıtlı (doğal gaz ya da sentez gazı).

Pistonlu motorlar, iş makinelerini, jeneratörleri ve çeşitli şaft yüklerini hareket ettirmek için yaygın olarak kullanılmaktadır. Büyük motorlar düşük devir sayıları, artan tork ve ağır görevlerle ilişkilidir. Gaz yakıtlı veya fuel-oil yakıtlı motorlara dayalı BIG sistemlerinin toplam ısı kullanımı %60-75 arasındadır. Şekil 7.12, bir dizel motorun yüküne karşı BIG dengesini göstermektedir.

YAKIT	ISO Sınıfı	GÜÇ kW_e	ISI ORANI kJ/kWh	EGZOZ DEBİSİ kg/h	EGZOZ SICAKLIĞI (°C)
Doğal Gaz	Sürekli	4370	12.870	75.050	497
	Pik	4800	12.865	74.970	534
Distile Yakıt	Sürekli	4280	13.135	75.050	497
	Pik	4700	13.130	74.970	534

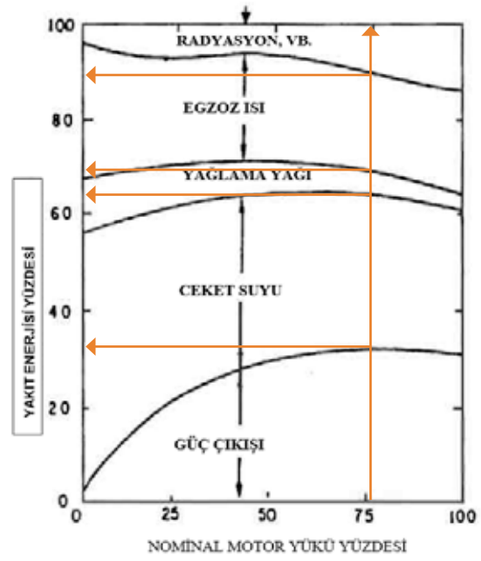


Şekil 7.11: Bir Gaz Türbini-Jeneratör Setinin Performans Değerleri ve Eğrileri *(Nominal değerler ISO koşullarında verilmiştir: 15°C, deniz seviyesi, %60 bağıl nem ve harici basınç kaybı yok)* [40]

Örnek 7.4.: 1.200 kW dizel jeneratörün motor ceket suyundan ve egzozundan ısı geri kazanılarak 82°C'de üretilebilecek su debisini hesaplayın. Ortalama olarak, motor %75 yükte çalışmakta ve giriş suyu sıcaklığı 21°C'dir. Motor ceket suyu ısı değiştiricisinin etkenliği %90, egzoz ısı değiştiricisinin etkenliği %80'dir.

Şekil 7.12'den, %75 yükte egzoz ısısı ve soğutma suyu ısısı sırasıyla %22 ve %33'tür. Böylece, 21°C'den 82°C'ye ısıtılan suyun hacimsel debisi aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$\dot{V}_{su} = \frac{\dot{Q}}{\rho_{su} C_p \Delta T} = \frac{(1200\ kW \times 0{,}75) \times (0{,}80 \times 0{,}22 + 0{,}90 \times 0{,}33)}{1000\ kg/m^3 \times \left(\frac{4.186\ kJ}{kg.°C}\right) \times (82\text{-}21)°C} = 0{,}001667\ \frac{m^3}{s} = 1.667\ \frac{L}{s} \cong 100\ \frac{L}{dk}$$



Şekil 7.12: Dizel Motor Isı ve Güç Dengesi [40]

7.2.2.4. Dağıtık Üretim

Dağıtık veya ayrık üretim (DÜ), nispeten küçük dağıtık üniteler (25 MW'tan birkaç kW'a kadar) aracılığıyla birlikte ısı ve güç (BIG) üretimi olarak ortaya çıkmaktadır. Tipik olarak bunlar, bir BIG kullanıcı veya tüketici tesisinin yakınında, bitişiğinde veya sınırları içinde bulunan daha küçük, bağımsız, enerji üretim sistemleridir. Tipik yakıtlar arasında doğal gaz, sıvılaştırılmış petrol gazı (LPG), kerosen ve dizel yakıt bulunur. DÜ sistemleri enterkonnekte şebekeye bağlı ya da bağlanmamış olabilir. Bu bölüm, yanma veya gaz türbinleri, içten yanmalı motorlar, yakıt pilleri, fotovoltaik sistemler ve mikrotürbinlerdeki güncel gelişmelere odaklanmaktadır. Tablo 7.2, mevcut DÜ teknolojilerinin bir karşılaştırmasını göstermektedir.

Tablo 7.2: Dağıtık Üretim Teknolojilerinin Karşılaştırılması [40-42]

Karşılaştırma Faktörü	Dizel Motor	Gaz Motoru	Basit Çevrim Gaz Türbini	Mikrotürbin	Yakıt Pilleri	Fotovoltaik (PV)
Ürün Bulunabilirliği	Ticari	Ticari	Ticari	Ticari	Ticari	Ticari
Boyut Aralığı (kW/ünite)	20-10.000+	50-18.000+	1.000-30.000	20-200	50-1000+	0,3
Tipik DÜ Aralığı (kW/ünite)	200 – 2.000	300-18.000	1.000-10.000	20-100	50-200	1 -5
Verim (ÜID)	%36-43	%28-42	%2-40	%25-30	%35-54	-
Jeneratör Paket Maliyeti ($/kW)	550-600	650-800	1100-1300	800-2465	1250-1750	Yok
Anahtar Teslim Maliyet-Isı Geri Kazanımı Olmadan ($/kW)	300-500	300-500	750-900	1375-3476	1000-4000	2500-3000
Isı Geri Kazanım İlave Maliyeti ($/kW)	100-200	100-200	100-200	300-650	Dahil	*
İşletme ve Bakım Maliyeti ($/kWh)	0,005-0,010	0,007-0,015	0,003-0,008	0,005-0,010	0,005-0,010	0,001-0,004

** PVT sistemleri dikkate alınmamıştır.*

*** Bu tablodaki maliyetler kapasiteye göre değişmektedir. Fizibilite çalışması için üreticilerden bilgi alınız.*

Dağıtık Üretim Maliyeti

Tablo 7.2'de listelenen ekonomik faktörlere ek olarak, kurulu (yani, anahtar teslimi) ısı geri kazanımı ve işletme ve bakım maliyetleri ile birlikte değerlendirilmesi gereken, genellikle sahaya özgü başka değerlendirme hususları da vardır. Bunlara yerel yakıt mevcudiyeti ve maliyetleri, boyut ve ağırlık sınırlamaları, emisyon ve gürültü yönetmelikleri ve diğer faktörler dahildir. DÜ, çeşitli ekonomik değerlerle farklı amaçlar ve uygulamalar için kullanılabilir. Bunlar;

1. Isı geri kazanımlı veya kazanımsız baz yük elektrik talebini karşılamak için ana sürücü,
2. Bir pik yük tıraşlama jeneratörü (PTJ),
3. Kesintisiz bir güç kaynağı veya acil durum yedek güç ünitesi ve
4. Acil durum güç kaynağı ve pik yük tıraşlama jeneratörü kombinasyonu olarak belirtilebilir.

Genel olarak, sürekli çalışma için ana sürücü olarak DÜ, önemli bir ısı geri kazanımı olmadığı sürece ekonomik olarak uygun değildir. Buna karşın, çeşitli projelerde yılda 5.000 saat ve üzeri ısı geri kazanımlı (%60-70 BIG sistem verimi), 200-800 kW aralığındaki dizel yakıtlı jeneratörler için yalnızca elektriğin karşılanması durumunda kabul edilebilir bir geri ödeme süresi (3 yıl veya daha az) olduğunu göstermektedir. Bu örnek analizde elektrik birim maliyeti kWh başına 2 TL ve doğal gaz maliyeti kWh başına 0,38 TL dolaylarındadır. Değerlendirme, 0,19 TL/kWh (0,01 USD/kWh) santral işletme ve bakım ücreti artı yakıt tüketim maliyetlerini dikkate almaktadır (Tablo 7.3). Tabloların sağ üst kısmındaki gölgelendirilmiş hücreler, üç yıl veya daha kısa geri ödeme süreleri olan alternatifleri listelemektedir.

Ucuz ve bol bir yakıt kaynağı mevcut olmadıkça (örneğin, atık yemeklik yağdan biyo-dizel veya tarımsal atıklardan, kanalizasyon arıtma tesislerinden ve çöplüklerden elde edilen biyo-gaz) ısı geri kazanımı olmadan, DÜ sürekli çalışma için ekonomik olarak uygun değildir. DÜ, fazla veya boru hattının mevcut olduğu doğal veya sıvılaştırılmış petrol gazının mevcut olduğu durumlarda da uygulanabilir.

Tablo 7.3: Dağıtık Üretim Maliyetleri ve Duyarlılık Analizi

Yılda 5.000 saat işletme ve 10.000 TL/kW kurulum maliyeti için Basit Geri Ödeme							
	Isı Geri Kazanımlı DÜ		Geri Kazanılan Isı = Güç Çıktısı Varsayımı			%68 BIG Verimi	
Gaz Maliyeti (TL/kWh)	Elektrik Maliyeti (TL/kWh)						
	1,20	1,40	1,60	1,80	2,00	2,20	2,40
0,34	6,13	3,80	2,75	2,16	1,78	1,51	1,31
0,41	9,44	4,86	3,27	2,46	1,98	1,65	1,42
0,48	20,60	6,73	4,02	2,87	2,23	1,82	1,54
0,55	FD	10,96	5,23	3,43	2,56	2,04	1,69
0,62	FD	29,54	7,47	4,28	3,00	2,30	1,87
0,69	FD	FD	13,07	5,67	3,62	2,66	2,10
0,76	FD	FD	FD	8,39	4,56	3,13	2,39
0,83	FD	FD	FD	16,18	6,18	3,82	2,76
FD: Fizibil değil		DÜ sistemi BIG üretir ve bir ısı geri kazanım modülü içerir (kurulu 100 $/kW).					

Yılda 5.000 saat işletme ve 8.000 TL/kW kurulum maliyeti için Basit Geri Ödeme							
			Isı Geri Kazanımsız DÜ		%34 BIG Verimi		
0,34	FD	16,00	5,33	3,20	2,29	1,78	1,45
0,41	FD	FD	16,00	5,33	3,20	2,29	1,78
0,48	FD	FD	FD	16,00	5,33	3,20	2,29
0,55	FD	FD	FD	FD	16,00	5,33	3,20
0,62	FD	FD	FD	FD	FD	16,00	5,33
0,69	FD	FD	FD	FD	FD	FD	16,00
0,76	FD	FD	FD	FD	FD	FD	FD
0,83	FD	FD	FD	FD	FD	FD	FD
FD: Fizibil değil							

Pik Tıraşlama Optimizasyon Modeli ve Vaka Çalışması

Sürekli güç üretimi (ısı geri kazanımı olmadan) için DÜ uygulamaları nadiren ekonomik açıdan uygulanabilirken, pik tıraşlama için DÜ, yedekleme veya acil durum güç üretimi ile bağlantılı olarak uygulanabilir olmaktadır. Dizel veya gaz yakıtlı sistemler kullanarak pik tıraşlama için ayrıntılı vaka çalışmaları gereklidir. Bu tür çalışmalarda, optimum pik tıraşlama için sistem kapasitesini (kW veya MW olarak) belirlemek optimizasyon modelleri gerektirir. [2]

Yanma veya Gaz Türbinleri

Dağıtık üretim için gaz türbini (GT) boyutları 1-30 MW arasında değişmektedir. Gaz türbinleri uçaklara, deniz taşıtlarına, gaz kompresörlerine ve yardımcı ve endüstriyel jeneratörlere güç sağlamak için kullanılır. GT'lerin birincil uygulaması, özellikle kombine çevrim düzenlemesinde sürekli güç için ana sürücü olarak veya pik talep dönemlerinde elektrik üretmek için bir pik yük ünitesidir. Düşük bakım, yüksek güvenilirlik ve yüksek kaliteli egzoz ısısı, gaz türbinlerini 3 MW'tan büyük endüstriyel ve ticari BIG uygulamaları için mükemmel bir seçim haline getirir. Gaz türbinleri, doğal gazı, mazot gibi sıvı yakıtları veya hem gaz hem de sıvı yakıtları (çift yakıtlı çalışma) yakabilir. Böylece DÜ ünitesinin yakıt güvenliğine katkıda bulunurlar. GT emisyonları, kuru düşük NOx yakıcılar, su veya buhar enjeksiyonu veya seçici katalitik indirgenme gibi egzoz işlemleri kullanılarak kontrol edilebilir. Doğal güvenilirlikleri ve uzaktan algılama yetenekleri nedeniyle, gaz türbinleri DÜ teknolojileri arasında en düşük bakım maliyetlerinden birine sahiptir.

İçten Yanmalı Motorlar

Pistonlu içten yanmalı (İY) motorlar yaygın olarak kullanılan ve iyi bilinen bir teknolojidir. Pistonlu motorlar, otomobiller, kamyonlar, inşaat ve madencilik ekipmanları, çim bakımı, deniz araçlarının tahriki ve küçük taşınabilir jeneratör setlerinden oldukça büyük megavatlık jeneratörlere güç sağlayan motorlara kadar her türlü enerji üretimi alanında kullanılmaktadır. Güç üretimi için buji ateşlemeli motorlar, propan veya benzin kullanarak çalışacak şekilde tasarlanabilmelerine rağmen, tercih edilen yakıt olarak doğal gazı kullanır. Dizel çevrimli, sıkıştırma ateşlemeli motorlar, dizel yakıt, ağır yakıt veya öncelikle doğal gazı az miktarda dizel pilot yakıtı ile yakan çift yakıtlı bir konfigürasyonda çalışabilir (ve %100 dizele çevrilebilir).

Mevcut nesil İY motorlar, düşük ilk maliyet, kolay çalıştırma, uygun şekilde bakım yapıldığında kanıtlanmış güvenilirlik, iyi yük takip özellikleri ve ısıl geri kazanım potansiyeli sunar. Isı geri kazanımlı İY motor sistemleri, Avrupa'da DÜ'nin popüler bir şeklidir. İY motorları tarafından üretilen emisyonlar, egzoz katalizörleri kullanılarak ve yanma sürecinin daha iyi tasarımı ve kontrolü ile son birkaç yılda azaltılmıştır. İY motorlar, 18 MW'tan daha düşük ticari ve hafif endüstriyel uygulamalarda birlikte ısı ve güç (BIG) için yedekleme, pik ve ara uygulamalar için çok uygundur.

Bir içten yanmalı motorun ana sürücü olarak seçilmesi durumunda baca gazından, ceket suyundan, turboşarjdan ve yağlama yağından atık ısı geri kazanım potansiyeli bulunmaktadır. Bu atık ısı potansiyeli ısıtma, soğutma, nemlendirme/nem alma ve kurutma gibi proseslerde kullanıma uygun hale getirilebilir.

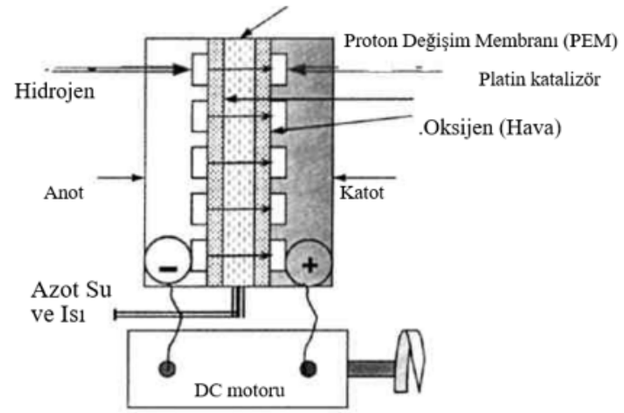
Mikrotürbinler

Mikrotürbinler veya turbojeneratörler, 30-200 kW arası çıktılara sahip küçük gaz türbinleridir. Daha büyük yüklere hizmet etmek için ayrı birimler paket haline getirilebilir. Turbojeneratör teknolojisi otomotiv ve kamyon turboşarjlarından, askeri uçaklar için kullanılan küçük jet motorları için yardımcı güç ünitelerine dönüşmüştür.

Bu mikrotürbinlerin son gelişimi, hibrit elektrikli araçlar için ana sürücü ve DÜ pazarı için sabit bir güç kaynağı olarak bu teknolojiye odaklanmıştır. Çoğu konfigürasyonda, 100.000 devir/dk'ya kadar dönen türbin şaftı, yüksek hızlı bir jeneratörü çalıştırır. Bu yüksek frekans çıkışı önce düzeltilir ve ardından istenen frekansa 50 Hz (veya 60 Hz) dönüştürülür. Sistemler, egzozdan gelen ısı enerjisini taze hava akımına aktaran bir reküperatör kullanarak %25-30 verimlilikte güç üretebilir. Büyük türbinler gibi bu üniteler de çeşitli yakıtlarla çalışabilir. Sistemler hava soğutmalıdır ve bazıları havalı yataklar kullanmaktadır, böylece hem su hem de yağlama sistemlerini ortadan kaldırır. Düşük emisyonlu yakma sistemlerinin büyük gaz türbinleri ile karşılaştırılabilir emisyon performansı sağladığı görülmektedir. Turbo jeneratörler, ticari binalarda veya hafif endüstriyel uygulamalarda kojenerasyon veya yalnızca güç uygulamalarına uygun olarak boyutlandırılabilmektedir.

Yakıt Pilleri

Yakıt pilleri (Şekil 7.13), konvansiyonel bir güç üretim sistemine kıyasla bir pil gibi elektrokimyasal olarak güç üretir. Depolanan kimyasallardan güç üreten bir akümülatörden farklı olarak, yakıt pilleri, yakıt pilinin anoduna (-) hidrojen yakıtı ve katoduna (+) hava (oksijen) verildiğinde güç üretir. Hidrojen yakıtı çeşitli kaynaklardan elde edilebilir, ancak en ekonomik olanı, hidrojeni hem yakıttan hem de buhardan ayıran kimyasal bir işlem olan doğal gazın buharla reformasyonudur. Yakıt pilinin elektrokimyasal reaksiyonunu oluşturmak için birkaç farklı akışkan ve katı ortam kullanılabilir. Örnekler arasında fosforik asit yakıt hücresi (PAFC), erimiş karbonat yakıt hücresi (MCFC), katı oksit yakıt hücresi (SOFC) ve proton değişim membranı (PEM) bulunur. Bu ortamların her biri, kendi performans özelliklerine sahip ayrı bir yakıt hücresi teknolojisi içerir.



Şekil 7.13: Proton Değişim Membranı (PEM) Yakıt Hücresi (Pili) [2]

SOFC ve MCFC teknolojileri yüksek çalışma sıcaklıklarına sahip olmaları nedeni ile hem ısı geri kazanım hem de bölgesel ısıtma-soğutma için önemli bir avantaj sağlamaktadır. SOFC için çalışma sıcaklığı 500-1000°C iken MCFC için çalışma sıcaklığı yaklaşık 650°C'dir. PEM için çalışma sıcaklığı bu değerlere göre oldukça düşük olup yaklaşık 50-100°C civarındadır. Buna karşın, yüksek sıcaklıklı PEM yakıt pili hem elektriksel verimi artırmak hem de atık ısıdan faydalanılması için üzerinde çalışmaların yürütüldüğü bir araştırma alanıdır. SOFC, H_2, CO, NH_3 ve C_xH_y gibi birçok yakıt kaynağı ile çalışabilmektedir ve verimleri %50'nin üzerindedir. Ticari olarak, özellikle mahal ısıtma-soğutma uygulamalarında da kullanılması nedeni ile SOFC ön plana çıkmaktadır.

Doğrudan elektrokimyasal reaksiyonlar, genellikle elektrik üretmek için bir ısı makinesini çalıştırmak amacıyla yakıt kullanmaktan daha verimlidir. Yakıt hücresi verimleri, PAFC için %35 ile %40 arasında ve geliştirilmekte olan MCFC ve SOFC sistemlerinde %60'a kadar değişmektedir. [2] PEM ünitesi verimleri %50 dolaylarındadır. Yakıt hücreleri, hareketli parçaları çok az olduğu için oldukça sessizdir ve H_2 kullanımı ile yalnızca egzozda su buharı olması nedeni ile çevreyi kirletmez. Bunlar, PEM yakıt hücrelerinin mobilite ve ulaşım uygulamaları için sıklıkla kullanılmasının nedenleridir.

Bir akü gibi, yakıt hücreleri de alternatif akım (AC) elde etmek için bir invertör aracılığıyla yönlendirilmesi gereken doğru akım (DC) üretir. Bu güç elektroniği bileşenleri, bir güç kalitesi kontrol stratejisinin parçası olarak diğer bileşenlerle entegre edilebilir. Yakıt pilli kojenerasyon sistemlerinin evsel ve ticari binalardaki uygulamaları ve yakıt pili karakteristiklerinin içten yanmalı motor, mikro türbin-jeneratör, gaz türbini ve buhar türbini-jeneratör gibi konvansiyonel güç üretim sistemlerinin karakteristikleriyle karşılaştırılması hakkında bilgiler literatürde bulunabilir.

Fotovoltaik (PV)

Fotovoltaik (PV) güç hücreleri, elektriksel güç üretmek için güneş enerjisini kullanır. PV gücü modülerdir ve difüz güneş ışınımı ile çalışır. [2] Bu sistemler, son derece hassas çevresel alanlarda ve uzak (şebekeden ayrı) uygulamalarda ticari olarak kanıtlanmıştır. Kapasiteleri artırmak amacıyla gündüz kullanılan enerjiyi depolamak için enerji depolama sistemlerine ihtiyaç vardır. Bu sistemlerin maliyetleri giderek düşmekte ve artık diğer elektrik üretim sistemleriyle daha rekabetçi hale gelmektedir. Fotovoltaik sistemlere bağlı Türkiye'deki kurulu güç 2014 yılında 40 MW iken 2022 yılı haziran ayında 8479 MW'a ulaşmıştır. Bu süreçte toplam kurulu güç içindeki payı %0,06'dan %8,35'e çıkmıştır. Çatı ve cephe sistemleri son yıllarda teşvik mekanizmaları ile hız kazanmıştır. Güneş panelleri modüler olarak yaklaşık 2,1 m^2 ve 675 W gücünde üretilebilmektedir. Kurulumu düşünülen bölgede yıllık güneş ışınımı değerleri ve simülasyon çalışmalarının yapılabileceği birçok yazılım mevcutur.

Fotovoltaik Termal (PVT)

Güneş enerjisinin fotovoltaik (PV) hücreler yardımıyla elektrik enerjisine dönüşüm verimi %15-20 civarındadır. Geri kalan enerji ısı olarak atmosfere atılmaktadır. Bu ısıdan yararlanmak için fotovoltaik termal (PVT) sistemler iyi bir seçenek olmaktadır. Bu sistemlerde güneş enejisi PV hücreler yardımıyla elektrik enerjisine dönüştürülürken, oluşan ısı da eş zamanlı olarak faydalı enerjiye dönüştürülmektedir. Bu sayede hem PV hücre yüzeyleri zarar görmeden soğutularak elektrik üretim verimleri en yüksek düzeyde tutulabilmekte hem de atık ısıdan faydalanılmaktadır. [4] PVT sistemleri özellikle binalarda önemli bir kojenerasyon potansiyeli sunmaktadır.

7.2.3. Kojenerasyon Tasarım Süreci

Kojenerasyon sistemlerinin tasarımı için aşağıdaki değerlendirme adımları önerilmektedir. [2]

1. Etüdü yapılan uygulamalar için uygun buhar basınçlarında çeşitli proses buharı (ısı) taleplerinin profilini oluşturun. Ayrıca prosesten dönen kondens ve sıcaklığı ile ilgili verileri toplayın. Veriler, proses gereksinimlerindeki normal değişikliklerden kaynaklanan günlük dalgalanmaları ve hafta sonları, bakım dönemleri ve tatiller gibi çalışılmayan dönemlerin etkisi ile mevsimsel hava etkilerini de içermelidir.

2. Proses ısı talep profiliyle aynı şekilde elektrik gücü için bir profil oluşturun. Bu profiller karakteristik olarak, yılın her mevsimi veya ayında 'tipik' günler (veya haftalar) için saatlik ısı ve güç taleplerini içermelidir.

3. Yakıt bulunabilirliğini, mevcut maliyetleri ve gelecekteki tahmini yakıt maliyetlerini belirleyin. Çalışma aynı zamanda proses yan ürün yakıtlarını da enerji tedarik sisteminin büyümesine dahil etmelidir.

4. Satın alınacak gücün mevcudiyetini ve incelemenin yapıldığı tarihte ve gelecekte beklenen maliyetini belirleyin.

5. Tesisten atılan, örneğin atık su gibi, akış verilerini proses ısı talebi verileriyle ayrıntılı olarak toplayın ve değerlendirin.

6. Ana (talep ve üretim) ekipman kalemlerinin sayısını ve anma gücünü belirleyin. Bu değerlendirme genellikle yedek kapasitenin ya da ilave yakıcılı sistemin kurulup kurulmayacağını belirler.

7. Tesis, proses ve BIG sisteminin ekonomik ömürlerini değerlendirin.

Bu ilk veriler toplandıktan sonra, tesisin ısı ve güç taleplerini karşılayan çeşitli alternatifler tanımlanabilir. Daha sonra detaylı teknik analizler yapılır. Böylece enerji dengeleri oluşturulur, yatırım maliyeti tahmin edilir ve her bir alternatifin ekonomik değeri değerlendirilir. Değerlendirme yaklaşımları bir sonraki bölümde ele alınacaktır.

7.2.4. Ekonomik Fizibilite Değerlendirme Yöntemleri

Kojenerasyon fizibilite değerlendirmesi iteratif bir süreçtir, daha ileri düzey değerlendirmeler genellikle daha fazla veri gerektirir. Çeşitli yaklaşımları ve farklı teknik ayrıntı düzeylerini kullanan bir dizi değerlendirme

yöntemi vardır. Çoğu, mevsimsel yükleri ve ekipman performans özelliklerini dikkate alır. En temsili yöntemlerden bazıları aşağıda ele alınmıştır.

7.2.4.1. Tasarım ve Değerlendirme İçin Genel Yaklaşımlar
Sistem tasarımı ve değerlendirmesi için yapılandırılmış bir yaklaşım olarak, her biri bir öncekinden daha büyük olan ve her biri bir sonraki adımın maliyetlerinin garanti edilip edilmediğine ilişkin bilgi üreten bir değerlendirme iterasyonu dizisi şeklinde önerilen bir tasarım süreci aşağıdaki adımlara dayanmaktadır. [2]

Adım 1: Tesis ön etüdü ve teknik inceleme

Adım 2: Ön ekonomik inceleme

Adım 3: Detaylı mühendislik tasarımı

Benzer şekilde, kojenerasyon projelerinin etüdünü, mühendisliğini ve imalatını gerçekleştirmek için üç adım dikkate alınır. [2]

Adım 1. Ön Çalışmalar ve Kavramsal Mühendislik: Bu, alternatifleri sıralamak ve önermek için teknik bir fizibilite ve ekonomik maliyet-fayda çalışması gerçekleştirerek elde edilir. Teknik fizibilitenin belirlenmesi, çevresel etki, mevzuata uygunluk ve şebeke ile bağlantı açısından gerçekçi bir değerlendirmeyi içerir. Ardından, basit geri ödeme süresine dayalı bir ekonomik analiz, daha detaylı değerlendirmeler için bir temel görevi görür.

Adım 2. Mühendislik ve İmalat Planlaması: Bir alternatif seçilip yatırımcı tarafından onaylandıktan sonra, genel tasarım kriterlerini geliştirmek amacıyla ön mühendislik başlar. Bu kriterler, proses ısı ve güç gereksinimleri, yakıt mevcudiyeti ve fiyatlandırması, sistem tipi tanımı, çalışma modları ve sistem bağlantısı gibi belirli saha bilgilerini içerir. Alternatiflerin analizini daha ayrıntılı yük ve ekipman verileri altında tamamlamak için seçilen bir alternatifin teyidi ve tesis ekipman ve sistemlerinin uygulamaya uyacak şekilde boyutlandırılması gerekir.

Adım 3. Tasarım Belgeleri: Proje akış çizelgeleri, tesisat ve ölçüm enstrümanları, genel düzenleme çizimleri, ekipman yerleşimleri, proses bağlantı yerleşimleri, mimari çizimler, elektrik şemaları ve gerekirse bir enerji yönetim sisteminin belirlenmesini içerir.

Adım 1'i, yani tarama analizini ve ön fizibilite çalışmalarını yürütmek için çeşitli metodolojiler ve kılavuzlar geliştirilmiştir. Bazıları sonraki bölümlerde tartışılmaktadır. Adım 2 ve 3, genellikle her bir belirli alanın özelliklerine göre geçici yaklaşımlar gerektirir. Bu nedenle, bu tür faaliyetler için genel bir metodoloji geçerli değildir.

7.2.4.2. Ön Fizibilite Çalışması Yaklaşımları
Geliştirilen bir kojenerasyon fizibilitesi (teknik ve ekonomik) değerlendirme kılavuzu, tesis tasarımlarının değerlendirilmesine yönelik bilgi sağlayan "Kojenerasyon Kavramsal Tasarım Kılavuzu", bir saha fizibilite çalışması yürütmek için aşağıdaki adımları belirtmektedir: [2]

a) Ana sürücü veya çevrim tipini seçin (pistonlu motor, gaz türbini veya buhar türbini).
b) Toplam kurulu kapasiteyi belirleyin.
c) Ana sürücülerin kapasitesini ve sayısını belirleyin.
d) Gerekli yedekleme kapasitesini belirleyin.

Aşağıdaki tasarım seçeneklerinden/kriterlerinden oluşan bir yaklaşımdan, önerilen BIG sisteminin hem kapasitesi hem de çalışma modunu belirlemede faydalanılabilir. [2]

İzole Çalışma, Elektrik Yükü Takibi - Tesis, elektrik şebekesine bağlı değildir ve gereken tüm gücü yerinde üretmesi ve planlı ve plansız bakım için gerekli tüm rezervleri sağlaması gerekir.

Baz Yük, Elektriksel Olarak Boyutlandırılmış - Tesis, önceki aylara ait faturalardan geçmiş minimum talebi kullanılarak tahmin edilen baz yük işletimi için boyutlandırılmıştır. Baz yükün üzerindeki güç talebi şebekeden satın alınır. Bu tesis konsepti, genellikle izole çalışmadan daha kısa bir geri ödeme süresi ile sonuçlanır.

Baz Yük, Isıl Olarak Boyutlandırılmış - Tesis, geri kazanılan ısıyı kullanarak talebi için gerekli ısıl enerjinin çoğunu sağlayacak şekilde boyutlandırılmıştır. Motorlar, gerektiğinde ilave kazanda yakıt yakılması ile ısıl talebi takip edecek şekilde çalıştırılır. Bu seçenek, sıklıkla sahada gerekenden daha fazla elektriksel güç üretilmesine neden olur ve bu güç elektrik sistemine satılabilir.

7.2.4.3. Kojenerasyon Sistemi Seçimi ve Boyutlandırma
Birkaç 'aday' sistem arasından bir kojenerasyon sistemini seçmek, karar verme sürecinde daha detaylı değerlendirilecek olan, en uygun ana sürücü teknolojisinin belirlenmesini gerektirir. Genellikle, teknik gereksinimleri karşılayan iki veya daha fazla alternatif sistem, daha detaylı ön değerlendirme için seçilir. Örneğin, bir tesisin BIG gereksinimleri, bir içten yanmalı motor sistemi veya bir gaz türbini sistemi ile karşılanabilir. Böylece, daha detaylı bir ekonomik analiz için iki sistem teknolojisi önceden belirlenebilir. Genellikle sistem seçiminin, kojenerasyon ekipmanının boyutlandırılmasından (kW_e) ayrı olduğu varsayılır. Ancak performans, güvenilirlik ve maliyet, ekipman kapasitesine ve adedine çok bağlı olduğundan, teknoloji seçimi ve sistem kapasitesi iç içe geçmiş değerlendirme faktörleridir. Kojenerasyon sistemi seçimi veya boyutlandırma için çeşitli yaklaşımlar aşağıda verilmiştir. [2]

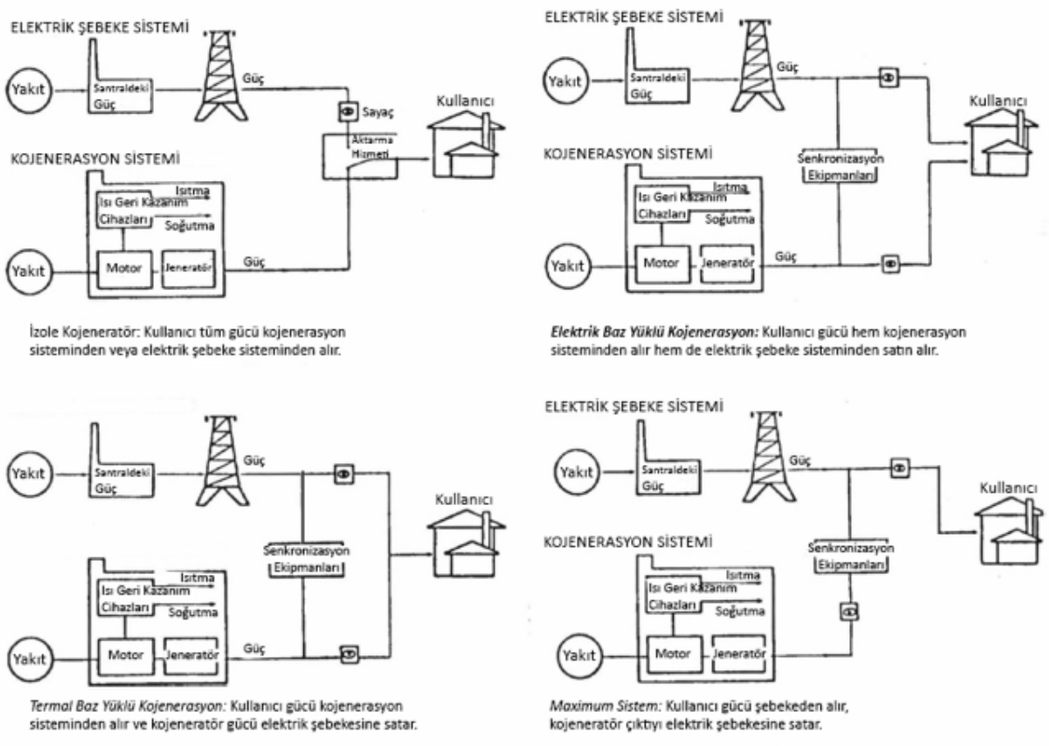
Isı/Güç Oranı: I/G

Isı-güç oranı (I/G) kullanarak endüstriyel bir uygulama için kojenerasyon sistemi seçmeye yönelik bazı metodolojiler geliştirilmiştir. [2] Metodoloji, yükün ısı-güç oranını belirlemek ve bunu mevcut ekipmanın ısı-güç oranı ile karşılaştırmak ve eşleştirmek için kullanılan grafikleri içerir. Bir kojenerasyon sistemi seçiminde ana sürücü için belirlenen ısı-güç oranı yük ile eşleştirilebilirse toplam sistem verimi maksimum olabilir. Bu eşleştirme mevsimsel hatta günlük sıcaklık farklarını da içermelidir. Bu nedenle, kojenerasyon sistem seçiminin fizibilite çalışmasındaki en önemli noktası bu eşleştirmenin doğru yapılmasıdır. Örneğin bir hastane uygulamasında yalnızca elektrik yükünü eşleştirmek ve atık ısının yazın kullanılmadığını düşünmek sistem seçiminde bir sorun yaratacaktır. Çünkü, yazın kojenerasyon sistemindeki atık ısı değerlendirilmeden (büyük oranda) soğutma kuleleri yoluyla dışarıya atılacaktır. Bu ısının değerlendirilmeden atılması aynı zamanda

soğutma kulelerinin de ilk yatırım maliyetlerini artıracaktır ve sistemin toplam yıllık veriminin azalmasına ve bunun sonucunda da geri ödeme süresinin artmasına neden olacaktır. Bu nedenle ana sürücünün I/G oranı yanında yıllık olarak yük tarafındaki eşleştirmenin de dikkate alınması özellikle bina uygulamalarında kojenerasyon ve trijenerasyon sistemleri için zorunluluktur.

Boyutlandırma Prosedürleri

Şekil 7.14'te açıklanan dört farklı senaryoyla birlikte, sistem boyutlandırmasında değişken ısıl ve elektrik yüklerini modellemek için yük süresi eğrisinin kullanımını değerlendirir. [2] Her senaryo, bir sistem kapasitesi ile ilişkili bir işletme alternatifini tanımlar.



Şekil 7.14: Kojenerasyon Sistemi İşletme Modları [40]

Gerekli ısıl ve elektriksel yük faktörleriyle bağlantılı olarak sistem boyutlandırmasında değişken ısıl ve elektriksel yükleri modellemek için düzenlenmiş yük eğrisinin kullanımı önerilmiştir. [2] Belirli bir tesis için ısıl ve elektriksel düzenlenmiş yük eğrileri göz önüne alındığında, çeşitli yük faktörlerine yönelik farklı boyutlandırma alternatifleri tanımlanabilir. Geçmiş dönemlerdeki ısı ve elektrik taleplerinin aylık olarak incelenmesi ile bir yıllık yük eğrisi oluşturulabilir. Daha sonra pik yükten başlanarak düzenlenmiş yük eğrisi elde edilir. Sistem kapasite seçiminde genel yaklaşım, düzenlenmiş yük eğirisinin %85 yük faktörüne denk gelen değerinde alternatifler belirlemek olmalıdır. Bu kapasite değeri sistemin sürekli yüksek yük faktöründe çalışmasını sağlayacağı ve bunun sonucunda geri ödeme süresini en aza indireceği için dikkate alınmalıdır. Ancak, burada şebeke ile senkronizasyon sağlanmalıdır ve pik yükler için şebekeden elektrik satın alınması gerekliliği dikkate alınmalıdır. Ayrıca, elektrik yükü ile ısıl yüklerin de bu kapasite değerinde çakışması gerekliliği ve pik ısı taleplerinin de bir ilave kazan sistemi ile sağlanması gerekmektedir.

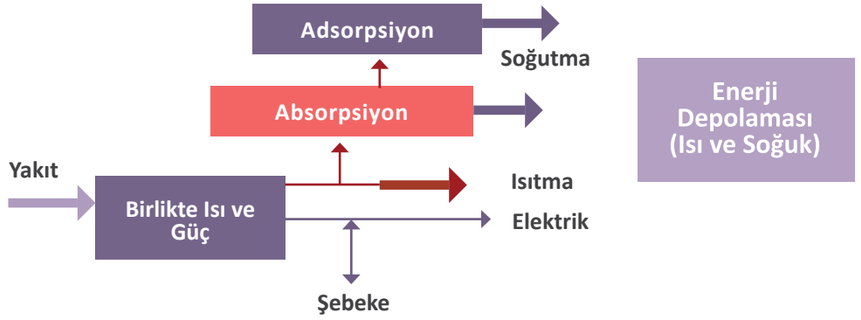
Kojenerasyon sistemlerinin optimizasyonunda günümüzde birçok yazılım aktif olarak kullanılmaktadır. Bu yazılımlarla dış ortam şartlarının, kapasitenin, yük profili değişiminin ana sürücü tipine göre analizi yapılabilmektedir. Ayrıca güncel elektrik ve yakıt fiyatları ile net bugünkü değer ve basit geri ödeme süresi yöntemine göre ekonomik fizibilite analizleri de yapılabilmektedir. Tesiste geçmiş dönemlere ait bir fatura bilgisi bulunmuyorsa ya da tesis yeni kurulacak ise bazı analiz programları bina tipine ya da sektörel karşılaştırma çalışmalarına göre sistem boyutlandırmasını da gerçekleştirebilmektedir.

7.3. Trijenerasyon

Trijenerasyon, aynı yakıt kaynağından elektrik, ısı ve soğuğun eş zamanlı üretimi olarak tarif edilebilir. Kojenerasyon tesislerindeki atık ısı, ısı ya da mil gücü ile tahrik edilen bir soğutma sistemine beslenirse soğutma sağlanabilir. Bu durumda sistem trijenerasyon olarak adlandırılabilir. Isı ile tahrik edilen soğutma grupları absorpsiyonlu ve adsorpsiyonlu soğutma gruplarıdır. Atık ısıdan üretilen buharın, konvansiyonel soğutma grubu kompresörüne bağlı bir türbini döndürmesi ile soğutmanın sağlanması da trijenerasyon sistemi olarak değerlendirilebilir. Üzerinde kompresörün şaftını döndürmek için kullanılan küçük buhar türbinlerinin olduğu konvansiyonel buhar sıkıştırmalı soğutma grupları da ısıl olarak tahrik edilen sistemler arasındadır. Ancak, kullanımı oldukça sınırlıdır.

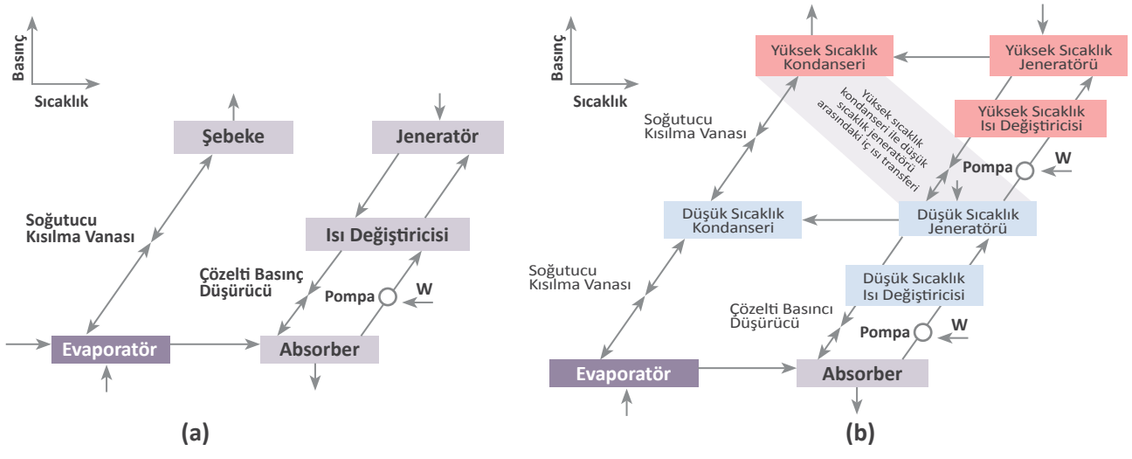
Trijenerasyon sistemi seçiminde ısıtma ve soğutma profillerinin oluşturulması ve aylık olarak yük değerlerinin dikkate alınması gerekmektedir. Bu kapsamda yanlış bir algı tirjenerasyonla daha yüksek verimlerin elde edilebileceğidir. Endüstriyel uygulamalarda yıl boyunca sürekli olarak bir soğutma talebinin olması sistemi daha cazip hale getirecektir. Buna verilebilecek en iyi örnek veri merkezleridir. Veri merkezleri dış ortam koşullarından bağımsız olarak sürekli soğutma ve elektrik yükünün olduğu alanlardır. Dolayısıyla veri merkezlerinde trijenerasyon uygulaması ekonomik açıdan uygulanabilir olacaktır. Buna karşın, bir alışveriş merkezi örneğini dikkate alacak olursak, AVM'lerde de insan yükü ve aydınlatma yükü nedeni ile yıl boyunca soğutmaya ihtiyacın olduğu durumlar olabilir. Ancak, günlük mesai süresi 14 saat olarak dikkate alındığında böyle bir uygulama için detaylı fizibilite çalışmasına ihtiyaç olduğu ortadadır. Özetle, sistem seçiminde yük tarafının koşulları ve dengelenmiş yük eğrisi ile kapasite ve ekipman seçimi sistemin teknik ve ekonomik fizibilitesi için hayati öneme sahiptir. Şekil 7.15'te bir trijenerasyon sistemine ait genelleştirilmiş akış şeması verilmiştir. [5-7]

Absorpsiyonlu soğutma grupları talep tarafındaki soğutma sıcaklığına göre LiBr/H_2O ve H_2O/NH_3 (soğurucu/soğutucu) iş akışkanlı sistemler olarak iki alt başlıkta ele alınabilir [8]. LiBr/H_2O iş akışkanlı sistemler genellikle mahal soğutma sistemlerinde kullanılır ve LiBr çözeltisinin kristalizasyon problemi nedeni ile 5°C'nin altındaki sıcaklıklarda kullanılmaz. H_2O/NH_3 iş akışkanı ise daha düşük sıcaklıkların gerektiği soğuk depo uygulamalarında kullanılmaktadır. Isı girdisi olarak atık ısı kullanılabildiği gibi parabolik oluk tipi kollektörler vasıtasıyla yenilenebilir enerjinin kullanılması mümkündür.



Şekil 7.15: Trijenerasyon Sistemi Akış Şeması [5-7]

Absorpsiyonlu soğutma sistemleri direkt ateşlemeli, indirekt ateşlemeli, tek etkili, çift etkili gibi alt sınıflara ayrılır. Direkt ateşlemeli sistemler ısı enerjisini sıvı ya da gaz bir yakıtın yakılması ile sağlar. İndirekt ateşlemeli sistemler ise bir atık ısı ya da yenilenebilir enerji kaynağını ısı girdisi olarak kullanır. Absorpsiyonlu soğutma sisteminin konvansiyonel buhar sıkıştırmalı sistemden farkı, enerjiyi yoğun olarak tüketen kompresör yerine absorber, çözelti pompası, ısı değiştiricisi ve jeneratör (termal kompresör) kullanmasıdır. Konvansiyonel soğutma çevriminin diğer ekipmanları, kondenser, evaporatör ve genleşme valfi sistemde mevcuttur. Şekil 7.16 (a) ve (b) sırasıyla tek etkili ve çift etkili absorpsiyonlu soğutma sistemlerinin basınç-sıcaklık grafiğini göstermektedir.



Şekil 7.16: Tek Etkili (a) ve Çift Etkili (b) Absorpsiyonlu Soğutma Sistemlerinin Basınç-Sıcaklık Grafiği [8]

Sistemin vakum altında çalıştığının, evaporatör ve absorberin olduğu düşük basınç bölgesinde basıncın yaklaşık 0,87 kPa olduğunun ve bu basınçta suyun yaklaşık 5°C'de kaynadığının bilinmesinde fayda vardır. Ek olarak, aşağıda çalışma prensipleri açıklanmış olan sistemde iş akışkanı LiBr/H_2O'dur. Buna göre, ısıl jeneratöre beslenen ısı, soğutucu akışkan H_2O'nun çözeltiden buharlaşmasına neden olur ve çözelti LiBr'ce zengin hale gelir ve şekilde gösterildiği üzere absorbere geri döner. Isıl jeneratörde buharlaşan su, kondenserde ısıyı atarak yoğuşur ve genleşme vanası üzerinden evaporatöre gelir. Mahalden dönen yaklaşık 12°C sıcaklığındaki mahalde soğutma yükünü alan su, ısısını kondenser ve genleşme valfinden gelen suya aktarır ve böylece soğuyarak yaklaşık 7°C'de mahalde soğutma yapmak üzere geri döner. Evaporatörde buharlaşan su, absorberde, zengin LiBr çözeltisi tarafından soğurularak çözelti pompası ile tekrar ısı değiştiricisi üzerinden ısıl jeneratöre beslenir ve böylece çevrim tamamlanır. Çift etkili absorpsiyonlu soğutma sisteminde ise iki adet kondenser ve ısıl jeneratör bulunur. Yüksek sıcaklık kondenserindeki ısı, düşük sıcaklık ısıl jeneratörüne beslenerek soğutma etkisi artırılır. Tek etkili absorpsiyonlu soğutma sisteminde COP (soğutma etkinlik katsayısı) yaklaşık 0,7 iken çift etkili sistemlerde COP yaklaşık 1,2'dir. [8] Konvansiyonel hava ya da su soğutmalı sistemlerin COP'leri ile kıyaslandığında COP değerleri düşük olsa da atık ısının direkt olarak kullanılması ile enerji verimliliği sağlanır. Atık ısının ya da ısı kaynağının sıcaklığı sistem seçiminde etkilidir. Atık ısı sıcaklığı 100°C civarında ise tek etkili bir sistem seçimi yapılmalıdır. Ancak, atık ısı daha yüksek bir sıcaklığa sahipse bu durumda çift etkili bir sistem seçimi yapılabilir. Egzoz gazlarının direkt olarak ısıl jeneratöre beslenmesi ile atık ısı kazanı ihtiyacı da ortadan kalkacaktır. Absorpsiyonlu soğutma sistemlerinde elektrik enerjisi yalnızca çözelti pompasının çalıştırılması için kullanılır. Bunun dışındaki diğer bileşenler ısı değiştiricileridir ve dönen parçaların olmaması nedeni ile bakım ihtiyacı minimumdur, esasen sistemin vakum altında kalması sağlanmalıdır. Sistemin COP'sinin hesaplanmasında evaporatörden elde edilen soğutma gücünün ısıl jeneratöre beslenen ısıl güç ve çözelti pompası elektrik tüketimi toplamına oranı kullanılır. Pompa enerji tüketimi çok düşük olduğundan genellikle COP hesaplamalarında göz ardı edilebilir.

Isıl olarak aktive olan bir diğer soğutma sistemi adsorpsiyonlu soğutma gruplarıdır. [6] Her ne kadar absorpsiyonlu soğutma grupları kadar geniş ölçekli kullanılmasa da özellikle düşük sıcaklıklı (60-80°C) ısı kaynağından soğutulmuş su elde edilmesinde son yıllarda aktif olarak kullanılmaya başlanmıştır. Bununla birlikte, adsorpsiyonlu soğutma sistemlerinin COP değerleri daha düşüktür ve sabit soğutulmuş su debisinin sağlanabilmesi için ilk yatırım maliyetini önemli ölçüde artıracak ısı depolama sistemleri ile birlikte kurulmalıdır. (28°C kule ve 12°C soğutulmuş su sıcaklığı için 65°C sıcak su kaynağı ile 0,42 COP değeri elde edilebilir. Sıcak suyun 100°C olması durumunda COP = 0,65 olmaktadır).

Buhar türbinli soğutma grupları ise ülkemizde çok yaygın olarak kullanılmasa da özellikle ABD'de kampüs vb. bölgelerde soğutulmuş su üretilmesinde kullanılmaktadır. Konvansiyonel buhar sıkıştırmalı soğutma grubuna bir buhar türbini ilavesi ile sistem yapısı oluşur ve buhar türbini mil gücü soğutma grubunun kompresörünü tahrik eder. Buhar türbini için gereken buhar basıncı 7-14 bar civarındadır. Buhar tarafı ve soğutma tarafı kondenserleri ayrıdır. Buharla çalışan çift etkili absorpsiyonlu soğutma sistemlerine göre kısmi yük performansı daha iyidir.

Kojenerasyon/trjenerasyon sistemlerinde fizibilite çalışmasında ve yaşam boyu maliyet hesaplamalarında dikkate alınması gereken en önemli konulardan birisi de bakım maliyetleridir. Bu sistemlerin özellikle ağır bakımları genellikle ana sürücü firmasının yetkili personeli tarafından yapılmaktadır ve bakım maliyetleri işçilik ve kullanılan malzemeyi de içerecek biçimde ana sürücü tipine göre farklılık göstermektedir. Bakım anlaşmalarında üretilen elektrik miktarı başına ya da yılda çalışma süresi başına bakım maliyetleri hesaplanabilir. Bir içten yanmalı motor için bakım maliyeti 0,018-0,05 $/kWhe arasında iken gaz türbinlerinde ve mikro türbinlerde 0,01-0,02 $/$kWh_e$'dir. [6] Yıllık çalışma süresine göre ise içten yanmalı motorlarda bu değer yaklaşık 11-14 €/h olarak verilmektedir. [8]

Bu sistemlerin kurulumunda saha bazında dikkat edilmesi gereken diğer konular egzozun konumu ve ses/titreşim durumudur. Bir içten yanmalı motor uygulamasında gerekli ısı ve titreşim yalıtımının sağlanması ve egzozun binanın diğer bölgelerine hava sağlayan merkezi klima santrallerinin hava alış ağızlarından uzakta olması dikkat edilmesi gereken bir konudur. Egzoz değerlerinin yakıtın cinsine göre yönetmelik değerlerini aşmadığının kontrolü yapılması gerekir.

Trijenerasyon sistemleri güç ünitesi seçimi için buhar türbinli trijenerasyon sistemleri düşünüldüğünde, ısı yoğunluklu üretim gerçekleştirmeleri ve elektriksel verimlerinin düşük olması nedeniyle, yaz aylarında soğutma yükü yüksek olan ve yüksek güçte iklimlendirme sistemine ihtiyaç duyulan yerlerde kullanımları makul olmayacaktır. Ancak trijenerasyon uygulamalarında, absorbsiyonlu soğutma grubu kullanımı nedeniyle, tasarlanacak sistemin buhar veya sıcak su tüketiminden geriye kalan ısıl yükün mevcut soğutma grubu teknolojilerinin performansları ile maliyetleri de göz önünde bulundurularak hesaplamaların yapılması gerekir. [9]

Binalarda kurulan kojenerasyon/trijenerasyon sistemlerinde, lokasyon ve iklim koşullarına göre değişmekle birlikte, genellikle 6 ay ısıtma ve 5 ay soğutma sağlanmaktadır. Eğer ısıtma ihtiyacının yıl geneline yayıldığı uygulamalar mevcut ise bu tesislere trijenerasyon yerine kojenerasyon kurulması daha verimli bir seçenek olarak değerlendirilmektedir. [10] Bunun sebebi, hem trijenerasyon sistemindeki absorpsiyonlu soğutma grubu ve soğutma kulesinin getirdiği ilk kurulum maliyetleri hem de doğal gaz kazanlarından elde edilen birim ısının elde etme maliyetinin, bina soğutmasında kullanılacak soğutma birim maliyetinden yüksek olmasıdır. Bu sebeple, binaların ısıl ihtiyacı göz önüne alınarak tasarım yapılması optimum verimliliği sağlamak adına önem arz etmektedir. Kurulacak sistemlerin toplam veriminin iyileştirilmesi amacıyla ısıl olarak tasarımın kurgusunun yapılması, yanma hava sıcaklığına etki etmesi sebebiyle oda havalandırma hesaplarının uygun değerlerde, tercihen dış ortam sıcaklığının 5°C fazla üstüne çıkmayacak şekilde hesaplanması, bakım onarım işlemlerinin hızlıca gerçekleştirilmesine uygun şekilde mekanik oda yerleşimi kurulması, tesisat kurulumunun basınç kayıplarını minimize edilecek şekilde yapılması ve tüm ekipmanın yüksek verim seviyeli seçilmesi toplam verimliliğin en yüksek seviyede tutulmasında önemli etkenlerdir. [10]

7.4. Verim

Kojenererasyon ve Mikro Kojenerasyon Tesislerinin Verimliliğinin Hesaplanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ 18 Eylül 2014'te Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Tebliğ Madde 9'a göre, bir kojenerasyon tesisi için toplam verim η_k, Eş. 7.6 ile hesaplanabilir.

$$\eta_k = \left(\frac{P_e + P_h}{P_g}\right) x\ 100 = \eta_e + \eta_h \qquad (7.6)$$

Burada,

η_k: kojenerasyonun toplam verimini,

P_e: kojenerasyondan elde edilen kWh cinsinden yıllık toplam elektrik veya mekanik güç enerjisi miktarını,

P_h: kojenerasyondan elde edilen kWh cinsinden yıllık toplam yararlı ısı enerjisi miktarını,

P_g: kojenerasyona giren kWh cinsinden yıllık toplam birincil enerji kaynağı eşdeğeri enerji miktarını,

η_e: kojenerasyondan elde edilen yıllık toplam elektrik veya mekanik güç enerjisi miktarının yıllık toplam elektrik veya mekanik güç enerjisi ve yıllık toplam yararlı ısı enerjisini üretmek için kullanılan toplam birincil enerji kaynağına karşılık gelen enerji miktarına bölünmesiyle hesaplanan, kojenerasyon tesisinin elektriksel verimini,

η_h: kojenerasyondan elde edilen yıllık toplam yararlı ısı enerjisi miktarının yıllık toplam elektrik veya mekanik güç enerjisi ve yıllık toplam yararlı ısı enerjisini üretmek için kullanılan toplam birincil enerji kaynağına karşılık gelen enerji miktarına bölünmesiyle hesaplanan, kojenerasyon tesisinin ısıl verimini ifade etmektedir.

Birincil enerji kaynağından tasarruf miktarı ise Tebliğ Madde 8'de belirtilmiştir ve Eş. 7.7'de belirtildiği gibi hesaplanabilir.

$$BEKT = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_h}{\eta_{h\text{-}ref}} + \frac{\eta_e}{\eta_{e\text{-}ref\ -\ 2}}}\right) x\ 100 \qquad (7.7)$$

Burada, η_h, kojenerasyon tesisi ısıl verimini, $\eta_{h\text{-}ref}$ tek başına ısı üretimi için referans verimi, ηe kojenerasyon tesisinin elektrik verimini ve $\eta_{e\text{-}ref\text{-}2}$ tek başına elektrik üretimi için düzeltilmiş verimi ifade eder. Burada referans verim değerleri Tebliğ ekinde belirtilmiştir.

7.4.1. Yakıt Tasarrufu Hesabı

Kojenerasyon sistemlerinde toplam verimliliğin ölçülmesinde net elektrik verimi, toplam sistem verimi ve elektriksel etkenlik tanımları da uluslararası literatürde kullanılmaktadır. Net elektrik verimi, elektrik çıktısının yakıt girdisine oranıdır ve Eş. 7.8'de belirtildiği gibi hesaplanır. Toplam sistem verimi ise kojenerasyon sistemlerinde ısı çıktısının da hesaba katılması ile bulunur ve Eş. 7.9'da belirtildiği gibi hesaplanır. Ancak, termodinamiğin ikinci yasası ısı ve elektriğin farklı görece değerleri olduğunu belirtmektedir, yani iki ürünün ekserjisi farklıdır. Bu nedenle daha farklı bir metrikle kojenerasyon sistemlerinde verim hesaplamasının yapılması gerekmektedir. Elektriksel etkenlik, kojenerasyon sistemlerinde farklı ürünleri değerlendiren ve sistem performansının konvansiyonel elektrik şebekesi ve rakip teknolojilerle doğrudan karşılaştırılmasına izin veren tek bir metriktir. Elektriksel etkenlik hesaplamasında kojenerasyon sisteminin öncelikle elektrik enerjisini, yan ürün olarak ısıl enerjiyi ürettiği kabul edilir. Toplam ısıl gücün konvansiyonel yollarla üretilmesi durumunda sisteme sağlanan yakıt enerjisinden kojenerasyon sistemi için verilen yakıt enerjisinin farkı gerçek yakıt tüketimini verecektir. Toplam elektrik çıktısının bu yakıt tüketimine bölünmesi ile elektriksel etkenlik değeri Eş. 7.10'da gösterildiği gibi hesaplanır.

$$\eta_E = \frac{W_E}{Q_f} \qquad (7.8)$$

$$\eta_O = \frac{W_E + \sum Q_{Th}}{Q_f} \qquad (7.9)$$

$$\eta_{EE} = \frac{W_E}{Q_f - \Sigma\left(\frac{Q_{Th}}{\alpha}\right)} \qquad (7.10)$$

Elektriksel etkenliğin hesaplanmasında tasarım verileri büyük önem taşır. Bir güç üretim sisteminin tasarım verisi ISO koşullarında ölçülen değerlerdir. Gaz türbinleri, mikro-türbinler ve yakıt pilleri için ISO koşulları 15°C ortam sıcaklığı, %60 bağıl nem ve deniz seviyesi koşullarıdır (ISO 3977-2). İçten yanmalı motorlarda ise ISO koşulları 25°C ortam sıcaklığı, %30 bağıl nem ve 100 kPa basınçtır (ISO 3046-1). Eş. 7.10'da verilen α değeri konvansiyonel ısı üretim teknolojilerinin verimlerini ifade etmektedir. Örneğin, ısıl enerjinin doğal gaz yakıtlı bir kazandan üretilmesi durumunda α değeri 0,8-0,9, biyokütle kazanı olması durumunda 0,65-0,75 ve direkt yakma sistemi durumunda (yanma gazları ile kurutma gibi) 0,95-1,0 olarak alınabilir.

Kojenerasyon sistemlerinde yakıt tasarrufunun belirlenmesi için ayrık referans bir sistemle kojenerasyon sisteminin karşılaştırması yapılmalıdır. Isıl enerjinin üretiminde konvansiyonel sistem yaklaşımı Eş. 7.10'da verilmişti. Benzer bir şekilde referans değeri belirleyebilmek için elektrik enerjisinin de konvansiyonel

sistemlerle üretilmesi durumu ele alınmalıdır. Eş. 7.11 referans yakıt değerini ve Eş. 7.12, tasarruf yüzdesini belirlemek için kullanılacak eşitliklerdir. Eş.7.11'deki ψ değeri, ortalama ulusal şebeke için 0,32, yüksek verimli gaz türbini için 0,49 ve temel bir çevrim için 0,27 olarak kabul edilebilir. Kojenerasyon sistemleri için genişletilmiş bir referans değerler tablosu Ricardo-AEA 2015 final raporunda bulunabilir. [11]

$$YAKIT_{ref} = \left\{\frac{W_E}{\psi}\right\} + \left\{\frac{\Sigma Q_{Th}}{\alpha}\right\} \qquad (7.11)$$

$$\theta_{tas} = \frac{YAKIT_{ref} - Q_f}{YAKIT_{ref}} \qquad (7.12)$$

Örnek 7.5.: Yılda 8.500 saat çalışmakta olan doğal gazlı bir kojenerasyon tesisindeki elektrik jeneratöründen elde edilen elektrik gücü 356 kW_e'dir. Tesiste elde edilebilecek yararlı ısıl güç 550 kW_t'dir. Tesiste yılda 902.754 Nm^3 doğal gaz kullanılmaktadır. Doğal gazın alt ısıl değeri, AID = 9,59 kWh/Nm^3'tür. Buna göre; a) η_h kojenerasyon tesisinin ısıl verimini, b) η_e kojenerasyon tesisinin elektrik verimini, c) η_k kojenerasyonun toplam verimini hesaplayınız.

Çözüm:

a) Kojenerasyon tesisinin ısıl verimi: η_h

$$\eta_h = \frac{P_h}{P_g} = \frac{550 \times 8.500}{P_g} = \frac{4.675.000}{902.754 \times 9,59} = \frac{4.675.000}{8.657.411} = 0,54$$

b) Kojenerasyon tesisinin elektrik verimi: η_e

$$\eta_e = \frac{P_e}{P_g} = \frac{356 \times 8.500}{P_g} = \frac{3.026.000}{902.754 \times 9,59} = \frac{3.026.000}{8.657.411} = 0,35$$

c) Kojenerasyonun toplam verimi: η_k

$$\eta_k = \frac{P_e + P_h}{P_g} = \eta_e + \eta_h = 0,35 + 0,54 = 0,89$$

Elektrik ve ısı enerjilerinin termodinamiğin ikinci kanunu kapsamında değerlendirilmesi ile farklı bir metriğe göre hesap yapılması gerektiği belirtilmişti. Aynı problemi tekrar ele alalım. Buna göre, tesisteki ısıl güç,

$$\dot{Q}_f = 902.754 = \frac{Nm^3}{yıl}\ 9,59\ \frac{kWh}{Nm^3}\ \frac{1\ yıl}{8500h} = 1018,52\ kW$$ olarak hesaplanır.

Buradan tesisin elektrik verimi Eş. 7.8 ile %35 olarak bulunur. Tesisin toplam verimi Eş. 7.9 ile %89 olarak hesaplanabilir. Bu noktada, elektriksel etkenlik, ısı ve elektriği toplamak yerine, elektrik gücünü yakıt ile sağlanan ısıl güçten, faydalanılan (atık ısı) ısının hayali bir sistemde üretilmesi durumu dikkate alınarak Eş. 7.10 ile bulunabilir. Hayali tesiste α değerinin 0,9 olması kabulü ile elektriksel etkenlik %87,5 olarak hesaplanabilir. Referans yakıt ısıl gücü, Eş. 7.11 ile hayali bir santralden %32 şebeke verimi ile elektrik üretiminin ve doğal gaz yakıtlı hayali bir kazanda %90 verimle ısıl güç üretiminin olduğunu kabul edelim. Bu durumda referans yakıt ile sağlanan ısıl güç 1723,6 kW olarak hesaplanır. Bu sonuç ayrık üretimle aynı elektriksel ve ısıl güç için verilmesi gereken yakıt miktarının bulunmasını sağlar. Eş. 7.12 ile yakıt tasarruf yüzdesi %40,9 olarak hesaplanabilir.

Mevzuatta belirtilen birincil enerji kaynağı tasarrufu Eş. 7.7'de belirtilmişti. Buna göre, bir düzeltme yapmadan BEKT değeri %43,5 olarak hesaplanabilir. Her iki yöntemle bulunan sonuçların tutarlı olduğu bu sonuçlardan hareketle belirtilebilir.

Örnek 7.6.: Yılda 8.000 saat çalışmakta olan doğal gazlı gaz türbinli bir kojenerasyon tesisindeki elektrik enerjisi yerine elde edilen mekanik güç enerjisi 600 kW_m'dir. Tesiste elde edilebilecek yararlı ısıl güç 850 kWt'dir. Tesiste yılda 1.418.144 Nm^3 doğal gaz kullanılmaktadır. Doğal gazın alt ısıl değeri, AID = 9,59 kWh/Nm^3'tür. Buna göre; η_k kojenerasyonun toplam verimini hesaplayınız.

Çözüm:

Kojenerasyon tesisinin ısıl verimi: η_h

$$\eta_h = \frac{P_h}{P_g} = \frac{850 \times 8.000}{P_g} = \frac{6.800.000}{1.418.144 \times 9,59} = \frac{6.800.000}{13.600.000} = 0,50$$

Kojenerasyon tesisinin elektrik verimi: η_e

Yürürlükteki mevzuatta Madde 9'a göre verim hesabında kojenerasyondan mekanik güç enerjisinin elde edildiği durumlarda elde edilen yıllık toplam mekanik güç enerjisinin elektrik enerjisi eşdeğeri hesaplanır ve gösterilir denilmektedir. Buna göre türbin veya motor milinde elde edilen P_m mekanik güç enerjisinden jeneratörde elde edilen P_e elektrik güç enerjisine geçmek için aradaki güç aktarma organlarının verimi (η_{ga}) ve elektrik jeneratörün verimi (η_j) ile türbin veya motor milinde elde edilen mekanik güç enerjisinin çarpılması gerekir. Bu verimler sırasıyla η_{ga}= 0,96 ve η_j= 0,94 olarak alınırsa,

$$P_e = P_m \eta_{ga} \eta_j = 600\ kW_m \times 8.500\ h \times 0,96 \times 0,94 = 4.602.240\ kW\ he$$

$$\eta_e = \frac{P_e}{P_g} = \frac{4.602.240}{1.418.144 \times 9,59} = \frac{4.602.240}{13.600.000} = 0,34$$

Kojenerasyon tesisinin elektrik verimi: η_e

$$\eta_k = \frac{P_e + P_h}{P_g} = \eta_e + \eta_h = 0,34 + 0,50 = 0,84$$

7.5. Uygulama Örnekleri

Hem yeni kurulum hem de tesiste yapılacak iyileştirmeler veya kapasite artışları için kojenerasyon seçeneklerinin fizibilite değerlendirmesi, ekonomik bir değer kullanılarak çeşitli seçeneklerin karşılaştırılmasını ve sıralanmasını gerektirir. Seçenekler, genellikle farklı BIG teknolojilerinin, işletme sürelerinin ve ekipman kapasitelerinin kombinasyonlarıdır.

Değerlendirme sürecindeki ilk adım, baz senaryonun (veya iyileştirme yapmama) maliyetlerini belirlemektir. Yeni tesisler için şebekeden ve hizmet şirketlerinden ısı ve elektrik enerjisi satın almak baz senaryo olarak kabul edilir. Tesis iyileştirmeleri için enerji satın almanın veya üretmenin mevcut yolu baz senaryo olarak kabul edilir.

Bu bölümde, kojenerasyonun ekonomik analizi için temel bir yaklaşım ele alınmakta, vergiler ve baz senaryo da dahil olmak üzere her bir seçenek nakit akışlarının gelişimi, brüt ödeme süresi (basit geri ödeme) ve iç karlılık oranı gibi bazı ekonomik analiz yöntemlerine göre incelenmektedir.

7.5.1. Genel Hususlar

Ekonomik değerlendirmeler, kojenerasyon yatırımının yapılıp yapılmamasını belirlemede kilit rol oynadığından, aşağıda ekonomik fizibilite ve değerlendirme teknikleri ele alınmıştır. Ekonomik değerlendirmeler, karşılaştırılan alternatife göre değerlendirilen alternatifler için yatırım maliyetindeki artışların incelenmesine ve yıllık işletme maliyetlerindeki tasarrufların artan yatırımı haklı gösterip göstermediğinin belirlenmesine dayanmaktadır. Ekonomik değeri değerlendirmek için kullanılan parametre, brüt ödeme süresi gibi bir parametre olabilir. Alternatif olarak, değerlendirilmekte olan kojenerasyon sistemleri için isteğe bağlı yatırıma uygulanan paranın zaman değerini (iskonto edilmiş karlılık oranı gibi) içeren teknikler kullanılabilir. Yatırım maliyeti ve işletme maliyeti, ekonomik bir değerlendirmede yer alan maliyet ya da gider kategorileridir. İşletme maliyetleri, satın alınan yakıt, satın alınan güç, satın alınan su, işçilik, kimyasallar ve bakım gibi ekipmanın kullanımlarından kaynaklanmaktadır.

Değerlendirilecek pek çok alternatif olduğunda, brüt ödeme gibi daha az karmaşık teknikler, alternatifleri hızla sıralamak ve özellikle çekici olmayan alternatifleri ortadan kaldırmak için bir yöntem sağlayabilir. Buna karşın bu teknikler, ancak yıllık işletme maliyetlerinin zamanla önemli ölçüde değişmemesi ve işletme süresi boyunca ek yatırımlar yapılmaması durumunda uygulanabilir. Paranın zaman değerini içeren teknikler, yıllık tasarrufların önemli ölçüde değişebileceği değerlendirmelere izin verir. Değerlendirme prosedürleri, işletme süresi boyunca herhangi bir zamanda ek yatırımlara izin verir. Bu teknikler, kojenerasyon yatırımlarının karlılığını daha gerçekçi olarak yansıtmaktadır.

7.5.2. Kojenerasyon Değerlendirme Vaka Örnekleri

Aşağıdaki örnekler, kojenerasyon çalışmaları için kullanılan değerlendirme prosedürlerini göstermektedir. Basit olması açısından, incelenen her alternatifin ekonomik değeri brüt geri ödeme süresi olarak ifade edilir. Brüt geri ödeme süresi kojenerasyon için artan yatırımın, sonuçta ortaya çıkan ilk yıl yıllık işletme maliyeti tasarruflarına bölünmesine eşittir. Brüt geri ödeme süresi, Şekil 7.17 kullanılarak indirimli karlılık oranına (İKO) dönüştürülebilir. Ancak, bu eğri yalnızca sabit yıllık işletme maliyeti tasarruflu tek bir yatırımı içeren değerlendirmeler için geçerlidir. Çoğu durumda, kojenerasyondan kaynaklanan yıllık tasarruf, gelecek yıllarda hem şebeke hem de endüstri için yakıt maliyetleri arttıkça artacaktır. Bu artan gelecek tasarrufları, kojenerasyonun geri ödeme süresini kısaltacaktır. Örneğin, bir projenin ilk yıl işletme maliyeti tasarruflarına dayalı olarak üç yıllık bir brüt geri ödeme süresine sahip olduğunu varsayarsak, Şekil 7.18, %18,7'lik bir indirimli karlılık oranını gösterir. Ancak, kojenerasyondan kaynaklanan tasarruflar, projenin ilk üç işletim yılı için yıllık %10 artar ve sonrasında sabit kalırsa, indirimli karlılık oranı %21,6'ya yükselir; tasarruflar ilk altı yıl için yıllık %10 artarsa, indirimli karlılık oranı %24,5 olur. İlk 10 yılda %10'luk artış yaşansaydı, indirimli karlılık oranı %26,6 olacaktı.

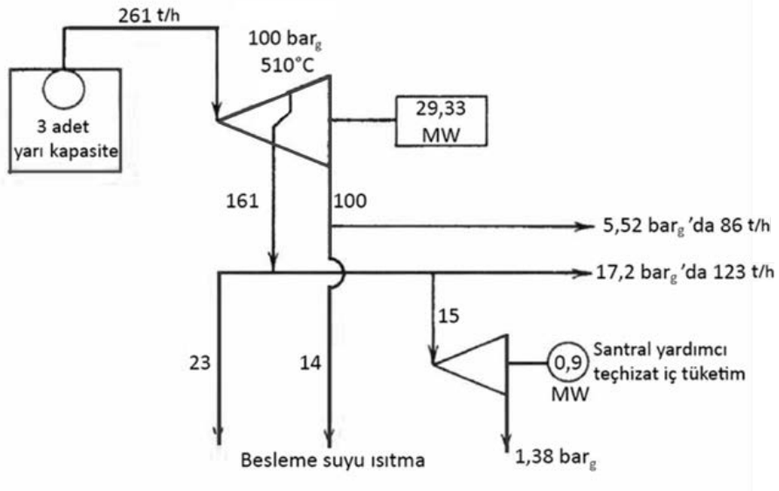
Şekil 7.17: İndirimli Karlılık Oranının Brüt Ödeme Süresine Göre Değişimi

1) Amortisman süresi, 28 Yıl, 2) Yılların rakamlarının toplamı amortismanı, 3) Ekonomik ömür, 28 Yıl, 4) Zamanla sabit yıllık tasarruf, 5) Yerel emlak vergileri ve sigorta, yatırım maliyetinin %4'ü, 6) Gelir vergileri, %53, 7) Yatırım vergisi kredisi, yatırım maliyetinin %10'u.

Örnek 7.7.: Büyük bir endüstriyel tesis için enerji gereksinimleri Tablo 7.4'te verilmiştir. Düşünülen alternatifler şunlardır:

Baz senaryo: Tesisin buhar kollektörüne 17,2 bar_g basınçta buhar sağlamak için üç adet yarı kapasiteli (3 adet kazan, tesis kapasitesinin 1,5 katı olacak kapasite, yedekli çalışma için) kömür yakıtlı proses kazanı kurulmuştur. Tüm 5,52 bar_g basıncındaki buhar ve degazöre giden 1,38 bar_g buhar, 17,2 bar_g buhar kollektöründen basınç düşürülerek elde edilmektedir. Tesis iç tüketim güç gereksinimleri 3,2 MW'tır. Şebeke ara bağlantısı, ortalama tesis elektrik gücü ihtiyaçlarını karşılamak için 33,2 MW sağlamalıdır.

Vaka 1: Bu alternatif, karşı basınçlı (yoğuşturucu olmadan) bir buhar türbini jeneratörünün kurulumuna dayanmaktadır. Buhar türbini girişinde buhar koşulları 100 bar_g/510°C'dir ve 17,2 bar_g'de otomatik buhar alma mevcuttur. Türbin çıkışında basınç 5,52 bar_g'dir. Kazan tesisi, baz senaryo ile aynı buhar besleme güvenilirliğini sağlayan üç adet yarı kapasiteli üniteye sahiptir. Besleme suyu ısıtma sistemi, 17,2 bar_g ve 5,52 bar_g'de kapalı besleme suyu ısıtıcılarına ve 1,38 bar_g'de degazöre sahiptir. 1,38 bar_g buhar, güç santralinde iç tüketim olarak kullanılan yoğuşmasız mekanik tahrik türbinleri tarafından sağlanır. Bu ünitelere 17,2 bar_g buhar kollektöründen kısılan buhar verilmektedir. Bu alternatif için şebeke bağlantısı normalde 4,95 MW sağlar. Basitleştirilmiş şematik çizim ve enerji dengesi Şekil 7.18'de verilmiştir.



Şekil 7.18: Basitleştirilmiş Şematik Gösterim ve Enerji Dengesi

Vaka 1, tüm sayılar 10^3 kg/h debilerdir. Tesis gereksinimleri: Brüt üretim, 30,23 MW, Santral iç tüketimi, 5,18 MW, Net üretim, 25,05 MW

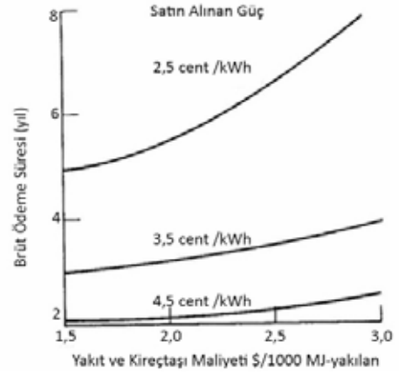
Tablo 7.4: Tesis Enerji Besleme Sistemi [40]

Proses buhar talepleri
17,2 bar_g ve 210°C'de prosese verilen net ısı: 92.904 kW, ortalama
5,52 bar_g ve 166°C'de prosese verilen net ısı: 60.959 kW,
(pik talepler ortalamadan %10 daha fazladır)

Proses kondens dönüşleri 138°C'de verilen buharın %50'si
Tamamlama suyu 26,7°C
Tesis yakıtı %3,5 kükürt içeren kömür
SO_2 giderimi için kömür ve kireçtaşı toplam birim maliyeti 2$/1.000 MJ
Proses sahası güç gereksinimi 30 MW ortalama
Satın alınan elektrik maliyeti 3,5 sent/kWh

Bu kojenerasyon örneğinin sonuçları Tablo 7.5'te gösterilmiştir. Yıllık enerji gereksinimleri, her durum için yatırım maliyetleri ve yıllık işletme maliyeti özeti dahildir. Sunulan yatırım maliyeti ofisler, depolar, makine atölyesi tesisleri, soyunma odaları, yangından korunma ve tesis güvenliği dahil olmak üzere tam olarak çalışır durumdaki tesisler içindir. Arsa maliyeti dahil değildir.

Tablo 7.5'te verilen Vaka 1 için ek yatırım maliyeti 17,2 milyon $'dır. 28,25 MW kojenerasyon sistemi için ek maliyet 609 $/kW'tır. Bu, yalnızca elektriksel güç sağlamak üzere tasarlanmış, maliyeti 1.000 $/kW'ı aşan kömürle çalışan tesislere kıyasla kojenerasyon sistemleri için birim üretim maliyetinin daha uygun maliyetli olduğunu göstermektedir. Bu örnek için Tablo 7.4 değerleri dışındaki yakıt ve satın alınan güç maliyetlerinin brüt ödeme süresi üzerindeki etkisi Şekil 7.19'da gösterilmektedir. İlk yıl yıllık işletme maliyeti tasarruflarına dayalı eşdeğer iç karlılık oranı değerleri, Şekil 7.17 kullanılarak tahmin edilebilir.



Şekil 7.19: Farklı Yakıt ve Güç Maliyetlerinin Kojenerasyon Karlılığına Olan Etkisi

Duyarlılık analizleri genellikle bir projenin karlılığı üzerindeki kurulum maliyeti tahminlerindeki belirsizliklerin etkisini değerlendirir. Kojenerasyon için artan yatırım maliyeti Tablo 7.4 tahmininden %10 daha fazlaysa, brüt ödeme süresi 3,2 yıldan 3,5 yıla çıkacaktır. Böylece iç karlılık oranı, Şekil 7.18'de gösterildiği gibi %17,5'ten yaklaşık %16'ya düşecektir.

Tablo 7.5: Enerji ve Maliyet Özeti

Alternatif	*Baz Senaryo*	*Vaka 1*
Enerji Özeti		
Kazan Yakıtı (MW)	175,5	209
Satın Alınan Güç (MW)	33,20	4,95
Tahmini Toplam Kurulum Maliyeti (10^6 $)	57,6	74,8
Yıllık İşletme Maliyetleri (10^6 $)		
Yakıt ve kireçteşı maliyeti 2 $/1000MJ	10,1	12,0
Satın alınan enerji maliyeti 3,5 sent/kWh	9,8	1,5
İşçilik	0,8	1,1
Bakım	1,4	1,9
Tamamlama Suyu	0,3	0,5
Toplam	22,4	17,0
Yıllık Tasarruf (10^6 $)	-	5,4
Geri Ödeme Süresi (yıl)	-	3,2

**kazan verimi %87, yıllık çalışma süresi 8400 h, bakım maliyeti tahmini ilk yatırım maliyetinin %2,5'i, tamamlama suyu maliyeti 21,13 sent/m^3(baz senaryo maliyetinden yüksek), baca gazı arıtma kireçtaşı sistemi.*

Örnek 7.8.: Bir kimya tesisi için enerji gereksinimleri Tablo 7.6'da verilmiştir. Düşünülen alternatifler aşağıda belirtilmiştir.

Baz senaryo: 10,3 bar_g basıncında proses buharı sağlamak için üç adet yarı kapasiteli sıvı yakıtlı paket tipi proses kazanı bulunmaktadır. Her kazan fuel-oil ile çalışmaktadır ve bir partikül giderme sistemi içermektedir. Santral, 60 günlük fuel-oil depolama kapasitesine sahiptir. Bir şebeke bağlantısı, proses ve kazan tesisi iç tüketim güç gereksinimlerini beslemek için ortalama 30,3 MW sağlar.

Tablo 7.6: Tesis Enerji Besleme Sistemi

Proses buhar talepleri
10,34 bar_g doyma basıncında 46.452 kW- prosese olan net ısı ortalama,
(pik buhar gereksinimleri ortalama değerlerden %10 daha fazladır)

Proses kondens dönüşleri 150°C'de, verilen buharın %45'i

Tamamlama suyu 26,7°C

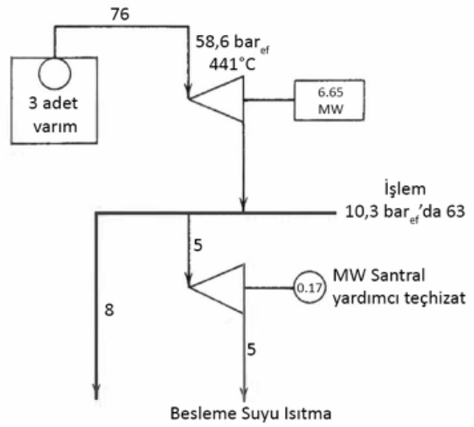
Tesis yakıtı fuel oil

Yakıt maliyeti 5 $/1.000 MJ

Proses tüketimi 30 MW

Satın alınan elektrik maliyeti 5 sent/kWh

Vaka 1 (Şekil 7.20): Bu alternatif, 58,6 bar_g, 441°C türbin girişi buhar koşullarına ve 10,3 bar_g türbin çıkış basıncına sahip karşı basınçlı bir buhar türbini jeneratörü eklemeyi ele almaktadır. Buhar, üç adet yarı kapasite paket tipi kazan tarafından sağlanmaktadır. Besleme suyu ısıtma sistemi, 10,3 bar_g karışımsız bir ısı değiştiricisi (gövde boru tipi gibi) ve 1,38 bar_g degazörden oluşur. Degazör için buhar, mekanik tahrik türbininin (MTT) çıkışından alınmaktadır. MTT'ye 10,3 bar_g basınçta buhar sağlanır ve bazı tesis kazan besleme pompalarını çalıştırır. Bu kojenerasyon sisteminin net üretimi, ortalama 10,3 bar_g proses ısı talebinde çalışırken 6,32 MW'tır. Bir şebeke bağlantısı, gerekli gücün senkroniazsyonunu sağlar.

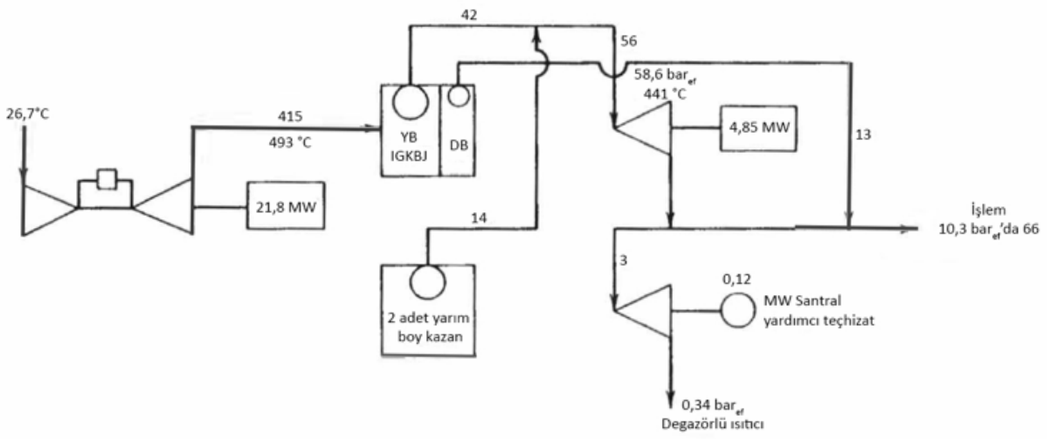


Şekil 7.20: Basitleştirilmiş Şematik Gösterim ve Enerji Dengesi Diyagramı [40]

Vaka 1. Tüm sayılar 1.000 kg/h cinsinden debilerdir. Brüt üretim, 6,82 MW, santral iç tüketimi 0,50 MW; net üretim, 6,32 MW

Vaka 2 (Şekil 7.21): Bu kombine çevrim alternatifinde, performansı Tablo 7.7'de verilen 25.000 kW'lık gaz türbini jeneratörünü kullanılacaktır. Gaz türbini çıkışından ısı alan bir ısı geri kazanım buhar kazanı sistemi hem 58,6 bar_g, 441°C'de kızgın buhar hem de 10,34 bar_g doymuş buhar sağlayacaktır. İki basınçlı atık ısı kazanı ile sağlanandan daha fazla tesis buhar gereksinimleri, sıvı yakıtla çalışan paket tipi bir kazanla üretilecektir. Karşı basınçlı türbine beslenen buhar 10,3 bar_g buhar basıncına genişletilir. Tüm sistemden net üretim 26,54 MW'tır. Bir şebeke bağlantısı, kojenerasyon sistemi tarafından sağlanandan daha fazla güç gereksinimleri sağlar. Vaka 2 için tesiste kurulum maliyeti tahminleri, iki adet yarı kapasite paket tipi kazanı içerir. Böylece, bakım için hizmet dışı olan herhangi bir buhar türbini ile tam buhar çıkışı sağlanabilir. Enerji özeti, yıllık işletme maliyetleri ve ekonomik sonuçlar Tablo 7.7'de sunulmaktadır. Sonuçlar, kombine çevrimin, yakıt ve satın alınan güç maliyetlerine dayalı olarak 2,5 yıllık bir brüt ödeme süresi sağladığını göstermektedir. Vaka 2'nin baz senaryoya göre artan maliyeti 395 $/kW iken, Vaka 1 için baz senaryoya göre 655 $/kW'tır. 5,813 kJ/kWh'lik bir GGY ile birlikte bu artan yatırım maliyeti, düşük BÖS'ye katkıda bulunur.

Tablo 7.6'da verilenler dışındaki yakıt ve güç maliyetlerinin Vaka 1 ve 2 için brüt ödeme süresi üzerindeki etkisi Şekil 7.22'de gösterilmektedir. Bu brüt ödeme süresi değerleri, Şekil 7.18 kullanılarak indirimli karlılık oranlarına çevrilebilir.



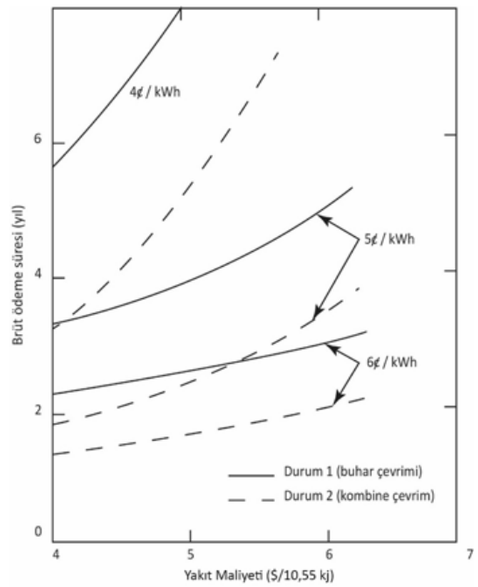
Şekil 7.21: Basitleştirilmiş Şematik Gösterim ve Enerji Dengesi Diyagramı

Vaka 2. Tüm sayılar 1.000 kg/h cinsinden debilerdir, brüt üretim 26,77 MW, santral iç tüketimi 0,23 MW, net üretim 26,54 MW

Tablo 7.7: Enerji ve Maliyeti Özeti [40]

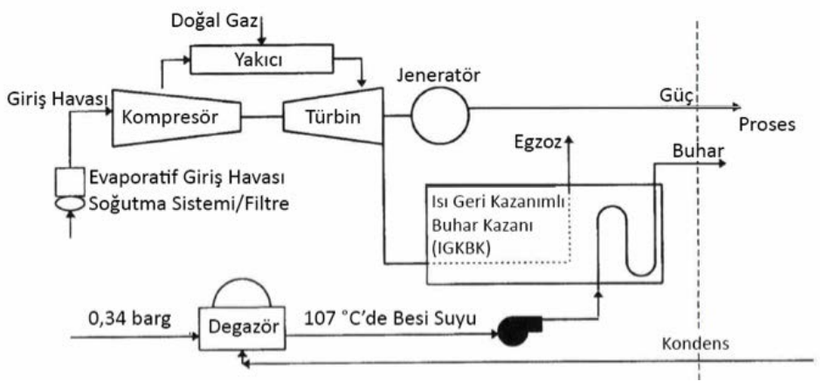
Alternatif	*Baz Senaryo*	*Vaka 1*	*Vaka 2*
Enerji özeti			
Yakıt (293 kW, ÜID)			
Kazan	183	209	34
Gaz türbini	—	—	297
Toplam	183	209	331
Satın alınan güç (MW)	30,33	23,77	3,48
Tahmini toplam kurulum maliyeti (10^6 $)	8,3	12,6	18,9
Yıllık işletme maliyeti (10^6 $)			
5 $/1.000 kJ ÜID'de yakıt	77	8,8	13,9
5 sent/kWh'de satın alınan güç	12,7	10,0	1,5
İşçilik	0,6	0,9	0,9
Bakım	0,2	0,3	0,5
Tamamlama suyu	0,1	0,2	0,2
Toplam	21,3	20,2	17,0
Yıllık tasarruf (10^6 $)	-	1,1	4,3
Brüt ödeme süresi (yıl)	-	3,9	2,5

1) Tablo 7.7'ye göre gaz türbini performansı; 2) kazan verimi, %87; 3) Tablo 7.5 koşullarında yılda 8.400 saate eşdeğer çalışma; 4) bakım, tahmini toplam kurulu maliyetlerin %2,5'i; 5) Temel vakaya göre Vaka 1 ve 2 için artan tamamlama suyu maliyeti, 1 $ /3,785 m^3



Şekil 7.22: Farklı Yakıt ve Güç Maliyetlerinin Kojenerasyon Karlılığına Olan Etkisi

Örnek 7.9.: Bir içecek fabrikasının baz yükte elektrik gücü ve proses için gereken buharın bir kısmını sağlaması için bir gaz türbini ve atık ısı kazanlı kojenerasyon sistemi düşünülmektedir. Önerilen sistemin şematik gösterimi Şekil 7.23'te verilmiştir.



Şekil 7.23: Gaz Türbini/Atık Isı Kazanı Kojenerasyon Uygulaması

Baz senaryo: Mevcut durumda tesis, 0,06 $/kWh birim fiyatından ayda yaklaşık 3.500.000 kWh elektrik satın almaktadır. İçecek fabrikası ortalama 10.886 kg/h, 2,07 bar_g doymuş buhar kullanmaktadır. Üç adet 223,7 kW gaz yakıtlı kazan, basınç kayıplarını karşılamak için 2,41 bar_g'de buhar üretmektedir. Minimum buhar talebi 4.536 kg/h'dir. Tesis, on ay boyunca (7.000 h/yıl) kesintisiz olarak çalışmaktadır. Üretim sırasındaki baz veya minimum elektrik yükü 3.200 kW'tır. Yılın geri kalanında (genellikle kış ayları) fabrika bakım için kapalıdır. Doğal gazın fiyatı 3,60 $/1.000 MJ'dür.

Vaka 1: Performans verileri Şekil 7.11'de gösterilmiş olan gaz türbinini dikkate alalım. Bu türbin, içecek fabrikasının ısı ve güç yüklerinin bir kısmını sağlamak için gaz türbini egzozundan ısı alan bir su borulu atık ısı buhar kazanı ile birlikte değerlendirilecektir. İlk olarak, elektriksel baz yükü (3,5 MW) karşılayacak şekilde boyutlandırılmış seçilen türbin için nominal ve performans verileri elde edilir. Bir evaporatif soğutma sistemi yaz üretim sezonunda giriş havasını ortalama 21°C (26°C veya daha düşük) sıcaklığa ön soğutma yaparak toplam ısı oranını (bir kWh elektrik üretimi için gereken enerji) azaltmak için türbin girişine monte edilecektir. İlave işletme verileri aşağıda verilmiştir.

İşletme Verileri

Giriş havası basınç kayıpları (filtre ve hava ön soğutucu)	: 1,244 kPa = 0,127 mSS
Egzoz kayıpları (kanal, bypass damperi, atık ısı kazanı ve baca)	: 3 kPa = 0,306 mSS
Deniz seviyesinden yükseklik	: 260 m

Başlangıçta türbinin sürekli olarak tam kapasitede çalışacağı, rakım etkisinin, giriş havası basıncı düşüşünün ve egzoz kayıplarının çıkarıldığı kabul edilir. Tesis, deniz seviyesinden 260 m yüksekte yer alacağından, rakım için düzeltme faktörü Şekil 7.11'de belirtildiği gibi 0,96'dır. Bu nedenle, doğal gaz ve 21°C giriş havası kullanıldığında, düzeltilmiş sürekli güç seviyesi (basınç kayıpları düşülmeden önce),

= (21°C'deki Jeneratör çıkış gücü) x (260 m'deki yükseklik düzeltmesi)
= 4.200 kW_e x 0.96
= 4.032 kW_e

Ardından, Şekil 7.11'deki giriş ve egzoz güç kaybı grafikleri kullanılarak egzoz ve giriş kayıpları (4.032 kW güç çıktısındaki) elde edilir. Sırasıyla 0,74 kW/mmSS ve 0,36 kW/mmSS olarak bulunur. Böylece, giriş ve egzoz kayıplarından kaynaklanan toplam güç kayıpları,

= (0,74 kW/mmSS x 127 mmSS) + (0,36 kW/mmSS x 306 mmSS)
= 204,2 kW olarak bulunur.

Sonuç olarak, yükseklik ve basınç kayıplarından sonraki net türbin çıkış gücü,
= 4.032 kW_e - 204,2 kW_e
= 3.827,8 kW_e olarak bulunur.

Ardından, Şekil 7.11'den 21°C giriş havası için aşağıdaki performans verileri bulunur.

Isı oranı	: 12.924 kJ/kWh (AID)
Egzoz sıcaklığı	: 502°C
Egzoz debisi	: 72.575 kg/h

Bu değerler kullanılarak bir kojenerasyon yazılımında veri girişi yapılabilir. Gaz türbinleri giriş havası sıcaklığından direkt olarak etkilenir. Bu örnekte olduğu gibi yaz aylarında giriş havası soğutma sistemleri güç kaybının karşılanması için düşünülmelidir. Ancak, bu noktada evaporatif soğutma sistemlerinin yaş termometre sıcaklığı limiti olduğu dikkate alınmalıdır. Yani yazın nemli bir bölgede ortam havasının su buharında doymuş hale getirilmesi (%100 bağıl nem) sıcaklığı yeterince düşürmeyebilir.

Gaz türbini, giriş havası ön soğutması, atık ısı geri kazanım buhar kazanı, yardımcı ekipmanlar ve otomasyon sistemi dahil olmak üzere kojenerasyon tesisinin toplam kurulum maliyeti 4.500.000 $'dır. Kojenerasyon için yakıt, uzun vadeli bir sözleşmeyle (>5 yıl) 2,50 $/1.000 MJ'dan temin edilebilir. İçecek fabrikasının iç karlılık oranı %12'dir. Mevcut amortisman ve vergi oranları ile 10 yıllık vergiler çıktıktan sonra nakit akışı analizine göre bu içecek fabrikası bu kojenerasyon seçeneğine yatırım yapmalı mıdır?

Bu değerlendirme için 1) elektrik gücü ve kojenerasyonda kullanılmayan doğal gaz için %1'lik bir enflasyon, 2) proje devreye alındıktan sonraki ilk yıl için 0,003 $/kWh'lik ve daha sonra her yıl %3 artan bir işletme ve bakım maliyeti ve 3) tesis hurda değeri ihmal edilir.

Ekonomik Analiz

Bir ön ekonomik analiz yapmak için gereken sistem işletimi varsayımları aşağıda belirtilmiştir.

1) Kojenerasyon sistemi üretim sezonu boyunca (7.000 h/yıl) çalışacaktır.

2) Kojenerasyon sistemi 3,5 MW elektriksel güç ile 10.886 kg/h ve 2,4 barg basıncında buhar sağlayacaktır. Atık ısı buhar kazanına sıcak egzoz gazı akışı debisinin ayarlanması ve gerektiğinde bypass edilebilmesi için bir taze hava damperi ile kontrol sistemi sağlanacaktır. Bu, değişken debide buhar üretimine veya buhar yükünü izleyen işletmeye imkan sağlar.

3) Güç dengesi, mevcut şebekeden mevcut maliyetle (0,06 $/kWh) elde edilecektir.

4) Mevcut kazanlar yedek ünite olarak kalacaktır. Herhangi bir eksik buhar talebi (ihmal edilebilir olarak kabul edilir) mevcut kazan tesisi tarafından üretilecektir.

5) Kojenerasyon yakıtı (doğal gaz) ölçüme özel bir istasyonda ölçülür ve ilk beş yıl boyunca 2,50 $/1.000 MJ'den ve sonraki beş yıllık dönemde 2,75 $/1.000 MJ'dan satışa sunulacaktır. Kojenerasyonda kullanılmayacak olan yakıt, 3,50 $/1.000 MJ fiyatından satışa sunulacaktır.

İndirgenmiş nakit akışı analizi, bir elektronik tablo (Tablo 7.9) kullanılarak yapılmıştır. Elektronik tablonun sonuçları pozitif bir NBD göstermektedir. Bu nedenle, bu vaka için verilen veriler ve varsayımlar kullanıldığında, kojenerasyon projesinin maliyet etkin olduğu görülmektedir. İçecek fabrikası finansman ve uygulama için bu projeyi dikkate almalıdır.

Tablo 7.8: Buhar Üretimi ve Güç İçin Gerekli Yakıt (25 MW ISO Gaz Türbini ve AIK (Distile Yakıt)[a])

Atık ısı kazanı AIK tipi	***Yanmasız***		***Art yakıcılı***		***Brülörlü***	
Gaz türbini						
Yakıt (ÜID) MW	87,05					
Kapasite (MW)	21,8		21,6		21,4	
Hava Debisi (10^3 kg/h)	415					
Egzoz Sıcaklığı (°C)	493		494		496	
AIK yakıtı (ÜID) MW	-		55,68		233,28	
	Buhar (10^3 kg/h)	***GGY (kJ/kWh ÜID)***	***Buhar (10^3 kg/h)***	***GGY (kJ/kWh ÜID)***	***Buhar (10^3 kg/h)***	***GGY (kJ/kWh ÜID)***
Buhar Koşulları						
17,2 barg doymuş	60	6,9	144	5,9	386	4,2
27,6 barg, 344°C	50	7,4	127	5,9	341	
41,4 barg, 400°C	46	7,7	122	6,0	327	
58,6 barg, 441°C	42	8,1	118	6,0	319	
86,2 barg, 482°C	-	-	115	6,1	312	
100 barg, 510°C	-	-	113	6,1	306	

a1) Gaz türbini performansı 26,7°C ortam sıcaklığı ve deniz seviyesi 2) atık ısı kazanı performansı %3 blöf, %1,5 ışıma ve hesaplanmamış kayıplar, 109°C besleme suyu 3) Atık ısı kazanı bypass baca kaybı yok 4) gaz türbini egzoz basınç kaybı 2,5 kPa (yanm yok), 3,5 kPa (art yakıcılı), 5 kPa (brülörlü) 5) Brülörlü atık ısı kazanı %10 hava fazlalığı ve 150°C baca sıcaklığında 6) gaz türbini gücüne aktarılabilen yakıt, buhar üretmek için gerekli olan %88'lik verime sahip eşdeğer kazan yakıtını toplam yakıtı varsaymaktadır 7) buhar koşulları kullanım ekipmanındaki değerlerdir.

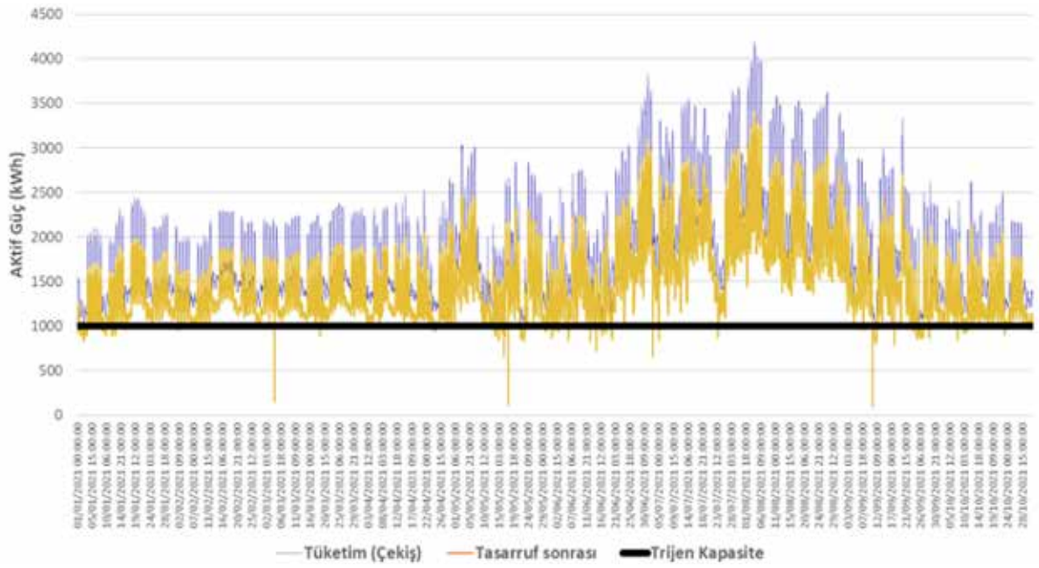
Tablo 7.9: Vergi Sonrası İndirimli Nakit Akışı Ekonomik Analizi
Gaz türbini / Atık ısı kazanı Kojenerasyon Sistemi 10 Yıllık Ekonomik Analiz

Girdi verileri		
Güç ve Gaz Maliyeti Artış Oranı	%1 (1-10 yıl)	
İşçilik, İşletme ve Bakım Artış Oranı	%3 (1-10 yıl)	
Kojenerasyon Güç Üretimi	3.500 kW	
Kojenerasyon Buhar Üretimi	10.886 kg/h	
Mevcut Kazan Verimi	%80	
Bugünkü Elektrik Maliyeti	0,06 $/kW	
Bugünkü Doğal Gaz Maliyeti	3,50 $/1.000 MJ	
Isı Oranı, 21°C'de AID'e göre	12.250 1.000 MJ/kW	%93 AID/ÜID
Kojenerasyon Doğal Gaz Maliyeti	2,50 $/1.000 MJ	2,75 $/1.000 MJ
Kojen. Sistemi İşletme ve Bakım Maliyeti	0,003 $/kWh	Yıl: 6-10
Kojen. Sistem Kurulum Maliyeti	4.500.000 $	
Çalışma Süresi	7.000 h/yıl	

	NBD@ %12,00	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Faydalar											
Güç Maliyet Tasarrufu	8610742	1470000	1484700	1499547	1514542	1529688	1544985	1560435	1576039	1591799	1607717
DG'dan Buhar Tasarrufu	4305371	735000	742350	749774	757271	764844	772492	780217	788019	795900	803859
Toplam Tasarruf	12916113	2205000	2227050	2249321	2271814	2294532	2317477	2340652	2364058	2387699	2411576
Maliyetler											
İşl. ve Bak. Maliyetleri	-463291	-73500	-75705	-77976	-80315	-82725	-85207	-87763	-90396	-93108	-95901
Kojen. DG Maliyeti	-4723554	-806788	-806788	-806788	-806788	-806788	-887466	-887466	-887466	-887466	-887466
Amort. 5 yıllık MACRS	-3520539	-504000	-1310400	-1290240	-773640	-579600	-435960	-146160	0	0	0
Toplam Maliyet	-8707384	-1384288	-2192893	-2175004	-1660743	-1469113	-1408633	-1121389	-977862	-980574	-983367
Net Tasarruflar	4208729	820712	34157	74317	611071	825419	908844	1219263	1386196	1407125	1428209
Nakit Akışları											
Vergiden Sonra Kar/(Zarar)	2569428	501045	20853	45370	373059	503918	554849	744360	846273	859050	871921
Yatırım	-4258929	-2520000	-2520000	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortisman Gideri	3520539	504000	1310400	1290240	773640	579600	435960	146160	0	0	0
Toplam Nakit Akışları	1831039	-1514955	-1188747	1335610	1146699	1083518	990809	890520	846273	859050	871921
Kümülatif Nakit Akışı		-1514955	-2703702	-1368092	-221393	862125	1852934	2743454	3589727	4448777	5320698
	NBD: 1.831.039 $										

KABEV projesi trijenerasyon uygulama örneği

Kabev projesi kapsamında Kocaeli'nde 78.812 m^2 kapalı kullanım alanına sahip bir hastanenin trijenerasyon fizibilitesi aşağıda verilmiştir. Hastanede merkezi ısıtma-soğutma ve kullanım sıcak suyu üretimi mevcuttur. Hastaneden alınan enerji tüketimi verilerine göre baz yük belirleme çalışması yapılmıştır ve baz yükün karşılanması senaryosuna göre kapasite seçimi yapılmıştır (Şekil 7.24).



Şekil 7.24: Elektrik Tüketim Verilerine Göre Trijenerasyon Sistemi Kapasitesi

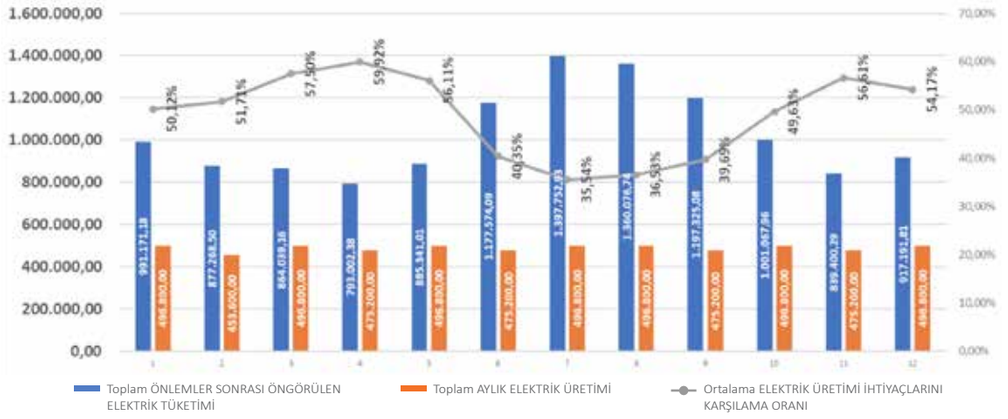
Yük eğrisi grafiğinden görüleceği üzere hastanede yalnızca baz yükün trijenerasyon sistemi ile karşılanması durumu ele alınmıştır. Sistemin öngörülen yatırım maliyetleri iki adet gaz motorunu (2x500 kW), 600 kW absorbsiyonlu soğutma sistemini, montaj ve diğer giderleri içermekte olup yaklaşık 410.000 €'dur (320.000€ motorlar, 60.000€ soğutma sistemi). Aylara göre elektrik tüketimi ve trijenerasyon sisteminin uygulanması ile üretim-tüketim kapasiteleri Tablo 7.10'da verilmiştir.

Tablo 7.10: Aylara Göre Üretim-Tüketim Profili

Aylar	A	B	C	D	E
1	1.220.654,16	991.171,18	0,00	494.371,18	496.800,00
2	1.080.379,92	877.268,50	0,00	423.668,50	453.600,00
3	1.064.087,64	864.039,16	0,00	367.239,16	496.800,00
4	976.603,92	793.002,38	0,00	317.802,38	475.200,00
5	1.090.321,44	885.341,01	0,00	388.541,01	496.800,00
6	1.450.214,40	1.177.574,09	1.074,42	701.299,67	475.200,00
7	1.721.370,60	1.397.752,93	2.046,51	898.906,42	496.800,00
8	1.674.971,36	1.360.076,74	3.300,00	859.976,74	496.800,00
9	1.474.538,28	1.197.325,08	0,00	722.125,08	475.200,00
10	1.232.842,32	1.001.067,96	0,00	504.267,96	496.800,00
11	1.033.744,20	839.400,29	0,00	364.200,29	475.200,00
12	1.129.546,56	917.191,81	0,00	420.391,81	496.800,00
Genel Toplam	15.149.274,80	12.301.211,14	6.420,93	6.462.790,21	5.832.000,00

A: Toplam aylık elektrik tüketimi, B: Toplam önlemler sonrası elektrik tüketimi, C: Toplam soğutma için kullanılan elektrikten tasarruf, D: Toplam Trijenerasyon sonrası satın alınan elektrik ve E: Trijenerasyon elektrik üretimi (kWh)

Trijenerasyon sistemi kapasite hesabında baz elektriksel yükün karşılanması senaryosu dikkate alınmıştı. Bu nedenle, aylara göre talep karşılama yüzdeleri belirlenmiştir. Tablo 7.10'da elektrik tüketimini azaltacak diğer önlemlerin de uygulanması ile hedef elektrik tüketimi bulunmuştu. Trijenerasyon sistemi yıl boyunca Şekil 7.25'te görüldüğü üzere sabit bir elektrik üretim kapasitesine sahiptir. Önlemler sonrası (trijenerasyon hariç) hedef tüketim ve talep karşılama yüzdesi hesaplanmıştır. Yaz aylarında artan soğutma gücü nedeni ile talep karşılama yüzdesi azalmıştır.



Şekil 7.25: Aylara Göre Trijenerasyon Sistemi Talep Karşılama Yüzdesi

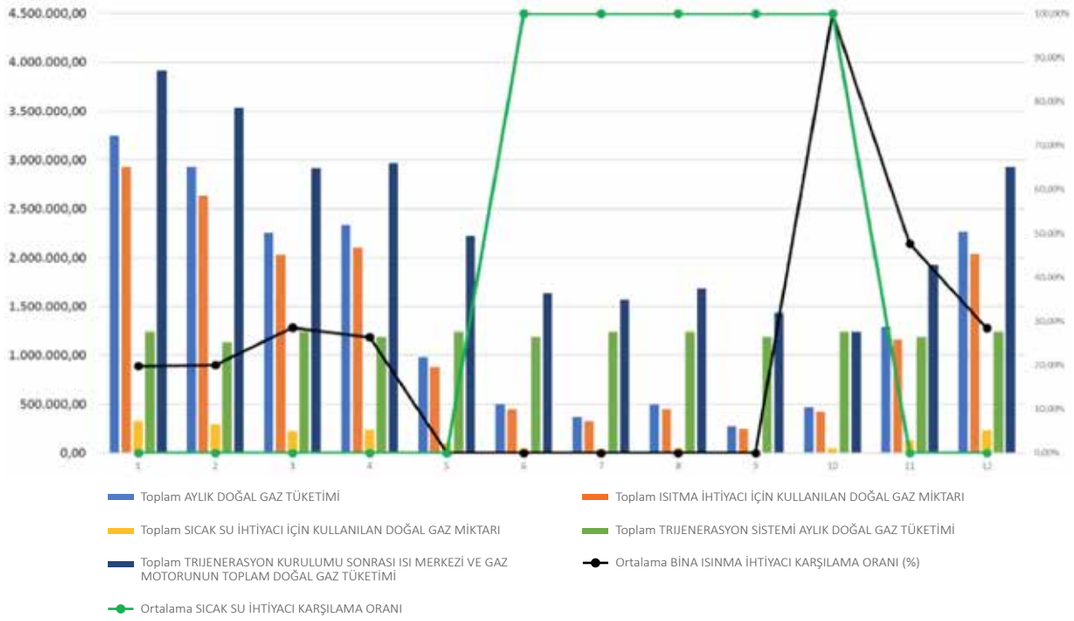
Trijenerasyon ile doğal gaz tüketiminde bir artışın olması gerekmektedir. Tablo 7.11 aylara göre doğal gaz tüketimindeki değimi ve hem ısıtma hem de kullanım sıcak suyu talebinin karşılanması yüzdesini göstermektedir. Yaz aylarında kullanım sıcak suy talebinin tamamı sistem üzerinden karşılanmıştır. Şekil 7.26'da ısıtma ve kullanım sıcak suyu için tüketim ve talep karşılama yüzdeleri gösterilmiştir.

Sistemin tam yükte sürekli çalışmasının sağlanması ve atık ısının hepsinden faydalanılması ile geri ödeme süresi azaltılacaktır. Bu nedenle kapasite belirleme ve atık ısıların eş zamanlı olarak talebe cevap verecek biçimde düzenlenmesi sistemden maksimum ekonomik faydanın sağlanması adına büyük önem taşınmaktadır. Ekonomik fizibilite çalışmasında %15 iskonto oranı ve %12,7 enerji fiyat enflasyonuna göre geri ödeme süresi 3,29 yıl olarak hesaplanmıştır. Sistem ömrü 20 yıl olarak dikkate alınmıştır ve ağır bakım maliyetleri hesaba katılmamıştır. Ağır bakım maliyeti yaklaşık her 60.000 saatlik işletme sonunda olmalıdır ve ilk yatırımın gelecekteki değeri ile yaklaşık %40 civarında düşünülmelidir. Ömür hesabında iki defa ağır bakım olacağı düşünülürse geri ödeme süresi 6-8 yıl arasında olacaktır.

Tablo 7.11: Trijenerasyon Sistemi Sonrası Aylara Göre Doğal Gaz Tüketiminin Değişimi

Aylar	A	B	C	D	E	F	G
1	3.252.264,96	2.927.038,46	19,80%	325.226,50	0,00%	1.242.000,00	3.914.664,96
2	2.931.894,56	2.638.705,10	20,06%	293.189,46	0,00%	1.134.000,00	3.536.694,56
3	2.255.424,64	2.029.882,18	28,55%	225.542,46	0,00%	1.242.000,00	2.917.824,64
4	2.336.416,32	2.102.774,69	26,37%	233.641,63	0,00%	1.188.000,00	2.970.016,32
5	978.092,64	880.283,38	0,00%	97.809,26	0,00%	1.242.000,00	2.220.092,64
6	500.750,32	450.675,29	0,00%	50.075,03	100,00%	1.188.000,00	1.638.675,29
7	365.898,96	329.309,06	0,00%	36.589,90	100,00%	1.242.000,00	1.571.309,06
8	495.962,32	446.366,09	0,00%	49.596,23	100,00%	1.242.000,00	1.688.366,09
9	273.848,77	246.463,90	0,00%	27.384,88	100,00%	1.188.000,00	1.434.463,90
10	467.780,51	421.002,46	100,00%	46.778,05	100,00%	1.242.000,00	1.242.000,00
11	1.291.578,96	1.162.421,06	47,69%	129.157,90	0,00%	1.188.000,00	1.925.178,96
12	2.267.142,83	2.040.428,54	28,41%	226.714,28	0,00%	1.242.000,00	2.929.542,83
Toplam	17.417.055,79	15.675.350,21		1.741.705,58		14.580.000,00	27.988.829,24

A: Toplam aylık doğal gaz tüketimi (kWh), B: Toplam ısıtma için kulanılan doğal gaz (kWh), C: Trijenerasyon sonrası ısıtma talebi karşılama yüzdesi, D: Sıcak su talebi için tüketilen doğal gaz (kWh), E: Sıcak su ihtiyacının trijenerasyondan karşılanma yüzdesi, F: Trijenerasyon sistemi aylık doğal gaz tüketimi (kWh) ve G: Toplam tüketim değişimi



Şekil 7.26: Aylara Göre Doğal Gaz Tüketimi ve Isı Talebi Karşılama Yüzdeleri

7.6. Değerlendirme ve Öneriler

Kojenerasyon ve trijenerasyon uygulamaları enerji verimliliği açısından büyük bir öneme sahiptir. Bununla birlikte, bu sistemlerin uygulanmasında dikkat edilmesi gereken ilk konu elektrik ve ısı taleplerinin eş zamanlılığıdır. Uygulamanın yapılacağı bina ya da tesiste enerji etüdü sırasında elektrik ve ısıtma (ya da soğutma) yüklerinin aylık hatta saatlik talep profillerinin oluşturulması gerekir. Oluşturulan bu talep profilleri ana sürücü kapasitesinin belirlenmesinde ve ısı/güç oranına bağlı olarak ısıtma ve/veya soğutma talebinin karşılanmasında değerlendirilir. Elektrik talebinin olduğu ve ısıtma talebinin yazın mevcut olmadığı bir kojenerasyon uygulamasını dikkate alalım. Kış aylarında kojenerasyon tesisinden hem elektrik hem de sıcak su üretilerek talebin karşılanması sağlanır. Buna karşın, aynı tesis yaz aylarında bir absorpsiyonlu soğutma sistemi kurulmamış, yani sadece kojenerasyon temelli ise yalnızca kullanım sıcak suyu üretmek için çok az miktarda ısıyı kullanacaktır. İçten yanmalı motorun ana sürücü olarak seçildiği durumda ceket suyunun motora sabit bir sıcaklıkta girmesi gerektiği için eldeki fazla ısı değerlendirilmeden soğutma kuleleri üzerinden atmosfere salınacaktır. Bu durumda bir absorpsiyonlu soğutma sistemi ile soğutulmuş su üretimi düşünülebilir. Ancak, bunun da bir ilk yatırım gerektirdiği ve aynı zamanda ülkemiz şartları düşünüldüğünde geçiş mevsimlerinde (ne ısıtmaya ne de soğutmaya ihtiyacın olmadığı aylar) verimde azalmayla karşılaşılacağı dikkate alınmalıdır. Bu nedenle, kojenerasyon/tirjenerasyon sistemi fizibilite çalışmalarında, kurulum yapılacak bölgedeki ısıtma derece gün (HDD) ve soğutma derece gün (CDD) değerleri ile talep profili çakıştırılmalıdır. Ayrıca lisanssız elektrik üretimi için Kojenererasyon ve Mikro Kojenerasyon Tesislerinin Verimliliğinin Hesaplanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ hükümleri çerçevesinde verim ve birincil enerji tasarruf hesabı yapılması ve belgelendirilmesi gerekmektedir.

Isıl enerji depolama sistemleri talep profillerinde eş zamanlılık bulunmadığı durumlarda ekonomik fizibilite çalışmaları ile dikkate alınabilir. Bu durumda gerek yakıt maliyeti gerekse elektrik tedarik şirketi ile yapılacak anlaşmalar ön planda olmalıdır. Isı enerjisi sıcak ya da soğuk olarak depolanabilir. Enerjinin depolanacağı ortam bu kapsamda dikkatle seçilmelidir. Duyulur depolamanın olduğu bir durumda depolama hacimleri depolama süresine bağlı olarak artacaktır. Bu da ilk yatırım maliyetinin artmasına ve geri ödeme süresinin projeyi yatırım kararının verilemeyeceği bir noktaya getirmesine sebep olabilir. Ancak, uygun bir depolama süresi seçimi ile kojenerasyon sistemlerinin geri ödeme süresinin değişimi fizibilite çalışmalarında irdelenmelidir. Bu konuyla ilgili detaylar enerji depolama bölümünde ele alınmıştır.

Endüstriyel tesislerde kojenerasyon uygulamaları talep profillerinin daha yakın olması nedeni ile daha uygun sonuçlar verebilmektedir. Örneğin belediyelerde atık su arıtma tesislerinde biyogazın üretildiği ve bu biyogazın bir gaz motorunda yakılması ile elektrik ve ısı üretiminin sağlandığı uygulamalar yapılmıştır. [22] Yine, belediyelerde asfalt tesisleri de kojenerasyon için uygun uygulamalardandır. Ek olarak, endüstriyel tesislerdeki elektrik ve ısı talebinin büyük olması nedeni ile ana sürücü seçimi ve buhar üretimi ön plana çıkmaktadır. Bu nedenle, Organize Sanayi Bölgelerinde tamamen bu alanlara hizmet vermek üzere tasarlanmış kojenerasyon ve trijenerasyon sistemlerinin kurulması ve işletilmesi o bölgedeki şebeke yükünün azalması ve hat kayıplarının minimize edilmesi anlamına gelecektir.

Binalarda ise elektrik ve ısı talebini eşleştirmek daha zor bir uygulamadır. Yukarıda da bahsedildiği üzere geçiş mevsimlerindeki zorluklar bu sistemlerin fizibilite çalışmasında mutlaka dikkate alınmalıdır. Bina uygulamalarında fizibilitenin uygun çıkması bölgesel ısıtma-soğutma uygulamaları ile mümkün olabilir. Bir bölgesel ısıtma-soğutma sistemi doğası gereği bir yük faktörüne sahiptir. Yani, bölgesel ısıtmanın yapılacağı 10.000 hanelik bir bölgeyi ele alalım. Bu bölgede hastane, ofisler, dükkanlar, okul vb. yapıların da olacağını düşünürsek, hanelerin ısıtmaya gereksinim duyduğu saatlerde (mesai dışı saatler) diğer binalarda tüketim minimum olacaktır. Bunun tersi de geçerlidir. Bu nedenle, bölgesel ısıtma-soğutma sistemi uygulaması ile aslında bu eş zamanlılık sağlanabilmektedir. Oteller, sürekli olarak elektrik ve ısıtma-soğutma talebinin olduğu bina grubundadır. Bu nedenle, otellerdeki kojenerasyon/trijenerasyon uygulamaları uygun sonuçlar verebilmektedir. [28] Otellerdeki enerji tüketim profili ele alındığıda mahal ısıtması ve soğutması, kullanım sıcak suyu ısıtma, çamaşırhane ve mutfak için buhar üretimi, havuz ısıtma, sauna, aydınlatma ve diğer elektrik tüketimleri (asansörler, pompalar vb.) belirlenebilir. Isı üretiminde her bir noktadaki yük ve sıcaklıkları belirlemek gerekecektir. Örneğin mutfak için sıcak su gereksinimi 60°C ile sınırlı iken, mahal ısıtmasında kullanılacak su sıcaklığı 90°C olmaktadır. Çamaşırhanede ise buhar üretimi gerekmektedir. Tüm alanlardaki debi ve sıcaklık limitleri bir otomasyon sistemi ile belirlenip denetlenmelidir. Bu da birçok noktadan ölçüm alınmasını ve kontrolü gerektirecektir. Otellerde yaygın bir uygulama mikrokojenerasyon sistemleri kullanmaktır. [29] Yükün bu şekilde dağıtılması özellikle ısıl yüklerin dengelenmesinde bir avantaj sağlayacaktır.

Üniversite kampüslerinde trijenerasyon uygulamaları da değerlendirilmesi gereken bir başka alandır. [30] Kampüslerde de bölgesel ısıtma-soğutma uygulamalarında olduğu gibi okul, yönetim binaları, ofisler, yurtlar, spor merkezleri vb. yapılar bulunmaktadır. Tüm bu binalarda bir eş zamanlılık faktörü ile fizibilite çalışmaları uygun sonuçlar verebilir.

Isı pompalarının yaygınlaşması ile birlikte kojenerasyon/tirjenerasyon sistemlerindeki kullanımında da bir artış olması beklenebilir. [31-33] Ancak, bu konuyla ilgili detaylar ilerleyen bölümlerde ele alınacaktır. Güneş enerjisinin [34] ve organik Rankine çevriminin [35], güneş enerjisi ve nanoakışkanların [36], gıda kurutma sistemlerinin [37] trijenerasyon örnekleri ve ilgili araştırma çalışmaları literatürde bulunmaktadır ve hibrit sistemler bu konuda giderek önem kazanmaktadır.

KAYNAKÇA

[1]. Çalapkulu, S. R., Kojenerasyon ve Trijenerasyon Sistemleri, Mühendis ve Makina Dergisi, Mart 2020.
[2]. Rossa, S. A., Doty, S., Turner, W. C., Energy Management Handbook, 9th Edition, River Publishers, 2020.
[3]. Yılmazoğlu M.Z., TTMD Webinar, Veri Merkezlerinde Serbest Soğutma ve Trijenerasyon Uygulamaları, https://www.youtube.com/watch?v=OCmn2-3WcuI
[4]. Yıldız, G., Gürel, A. E., PV/T Sistemler: Tipleri, Avantajları ve Uygulamaları, TTMD Dergisi, 30-38, Temmuz-Ağustos 2019.
[5]. İster, İ. 2006. Mevcut Bir Fabrikada Trijenerasyon Uygulaması, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü Yüksek Lisans Tezi, 73s, İstanbul.
[6]. Yalındağ, R., Doğal Gaz Kullanılan Endüstriyel Bir Tesiste Trijenerasyon Uygulamasının Enerji ve Ekonomik Analizi, Yüksek Lisans Tezi, Makine Mühendisliği Anabilim Dalı, Uludağ Üniversitesi, 2021.
[7]. Kılkış, B., ''Kazan mı? Kojen mi? Trijen mi?, Kojenerasyon Bülteni, Sayı: 5, 16-17, Nisan-Haziran 2020. http://kojenturk.org/tr/kazan-mi-kojen-mi-trijen-mi-9301
[8]. Yılmazoğlu, M. Z, Kojenerasyon ve Trijenerasyon Sistemleri, TTMD Dergisi Eki, Sayı: 133, Ocak-Mart 2022.
[9]. Hergül, A. S., Trijenerasyon Sistemlerinin Enerji, Ekonomik ve Çevresel Analizi, Yüksek Lisans Tezi, Kocaeli Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Enerji Sistemleri Mühendisliği Anabilim Dalı, 2016.
[10]. Teksan, A. E., G. Koçar, A. E., Eryaşar, A., Aytav, E., Hastanelerde Kojenerasyon/Trijenerasyon Uygulamalarının Sağladığı Faydanın Vaka Analizi Üzerinden İncelenmesi, VII. Elektrik Tesisat Ulusal Kongre ve Sergisi, 18-21 Ekim, İzmir, 2017.
[11]. Belediyeler ve Üniversiteler için Yenilenebilir Enerji ve Enerji Verimliliği Teknik Destek Projesi YEVDES Eğitim Notları, Syf. 220-234. 2021.
[12]. Gül, Ö., Beltir, V., Bir Ticari İşletmede Kurulacak Kojenerasyon ve Trijenerasyon Sistemlerinin Ekonomik Analizi, IV. Elektrik Tesisat Ulusal Kongre ve Sergisi, 21-24 Ekim, İzmir, 2015.
[14]. Mert, M. S., Bir Güç Santralinin Ekserjik ve Termodinamik Analizi, Doktora Tezi, Yıldız Teknik Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Kimya Mühendisliği Anabilim Dalı, 2010.
[15]. Kandemir, P., Çok Amaçlı Enerji Kullanımının Analizi ve Uygulanması, Yüksek Lisans Tezi, Uludağ Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Termodinamik Anabilim Dalı, 2019.
[16]. Gözalıcı, H., Ağaç Sanayinde Gaz Türbinli Bir Çok Amaçlı Kojenerasyon Çevrimi Sisteminin Tasarımı ve Termodinamik Analizi: Balıkesir Şartlarında Uygulama, Yüksek Lisans Tezi, İskenderun Teknik Üniversitesi, Mühendislik ve Fen Bilimleri Enstitüsü, Makine Mühendisliği Anabilim Dalı, 2019.
[17]. Kılkış B., Birlikte Üretim Sistemlerinin (Kojenerasyon) Analizi ve Çevresel Yararları, TTMD Dergisi, Sayı: 26, Temel Bilgiler, Tasarım ve Uygulama Eki, Mart-Nisan 2007.
[18]. Rahim, M. A., Gündüz, D., Gaz Türbinli Bir Isıl-Güç (Kojenerasyon) Çevrim Santralinin Enerji ve Ekserji Analizi: Ankara Şartlarında Uygulama, Tübav Bilim Dergisi, Cilt: 6, Sayı: 25, S. 19-27, 2013.
[19]. Karanfil, G., Göçen, B., İnanç, F., Karayel, H. C., Ünver, Ü., Evsel Kojenerasyon Sistemleri, Avrupa Bilim ve Teknoloji Dergisi, Sayı: 25, S. 198-206, Ağustos 2021.
[20]. Kaya, A., Duymaz, M. M., İmal, M., Bir Kâğıt Fabrikasındaki Kojenerasyon Tesisinin Enerji ve Ekserji Analizi, Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi, Mühendislik Bilimleri Dergisi, 19 (2), 58-69, Eylül 2016.
[21]. Kojenerasyon Değerlendirme Raporu, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Enerji Verimliliği ve Çevre Dairesi Başkanlığı, 34 sayfa.
[22]. Abuşoğlu, A., Demir, S., Kanoğlu, M., Biyogaz Beslemeli Gaz Motorlu Bir Kojenerasyon Sisteminin Termodinamik Analizi, Isı Bilimi ve Tekniği Dergisi, 33, 2, 09-21, 2013.
[23]. Kılkış B., Rational Utilization of Thermal Exergy of Cogeneration, 3rd Latin American Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Sao Paulo, 24-28 July, 2022.
[24]. Donk, M., İlbank A. Ş. Üstyapı İşlerinde Kojenerasyon Sistemlerinin Uygulması ve Maliyet Analizinin Araştırılması, İlbank Anonim Şirketi, Uzmanlık Tezi, Tez Danışmanları: Güzide Gökaşan (Kurum) ve Doç. Dr. Nursel Akçam (Üniversite), 100 sayfa, 2017.
[25]. İmal, M., Kısakesen, T., Kaya, A., Enerji Ekonomisi Açısından Kojenerasyon ve Trijenerasyon Teknolojilerinin Isıtma-Soğutma Kapasitelerinin Analizi: KSÜ Sağlık Uygulama ve Araştırma Hastanesi Örneği, Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi, Mühendislik Bilimleri Dergisi, 19 (2), 9-19, Eylül 2016.
[26]. Bejan, A., Tsatsaronis, G., Moran, M., Thermal Design and Optimization, 1st ed., John Wiley & Sons, 1996.
[27]. Mincuic, E., Patrascu, R. and Diacorescu, I., Trigeneration in Tertiary Sector: A Case Study, Advances in Environment Technology, Agriculture, Food and Animal Science, ISBN: 978-1-61804-188-3, 2013.
[28]. Cardona, E., Piacentino, A., A Methodology for Sizing a Trigeneration Plant in Mediterranean Areas, Applied Thermal Engineering, 23, 1665–1680, 2003.
[29]. Buonomano, A., Calise, F., Palombo, A., Vicidomini, M., Energy and economic analysis of geothermal–solar trigeneration systems: A case study for a hotel building in Ischia, Applied Energy, 138, 224-241, 2015.
[30]. Bulut, K., Kayakutlu, G. and Daim, T., Tri-generation investment analysis using Bayesian network: A case study, International Journal of Green Energy, 2018, https://doi.org/10.1080/15435075.2018.1454321
[31]. Li, T. Y., Tian, R., Wei, M., Xu, F., Zheng, S., Song, P., Yang, B., An improved operation strategy for CCHP system based on high-speed railways station case study, Energy Conversion and Management, 216, 2020, journal homepage: www.elsevier.com/locate/enconman
[32]. Liu, W., Chen, G., Yan, B., Zhou, Z., Du, H., Zuo, J., Hourly operation strategy of a CCHP system with GSHP and thermal energy storage (TES) under variable loads: A case study, Energy and Buildings (2015), http://dx.doi.org/doi:10.1016/j.enbuild.2015.02.030
[33]. Díaz, P. R., Benito, Y.R., Parise, J. A. R., Thermoeconomic assessment of a multi-engine, multi-heat-pump CCHP (combined cooling, heating and power generation) system - A case study, Energy, 35 (9), 3540-3550, 2010.
[34]. Fani, M., Sadreddini, A., Solar Assisted CCHP system, Energetic, Economic and Environmental Analysis, Case study: Educational Office Buildings, Energy and Buildings, 136, 100–109, 2017.
[35]. Ji, J., Ding, Z., Xia, X., Wang, Y., Huang, H., Zhang, C., Peng, T., Wang, Nazir, M. S., Zhang, Y., Liu, B., Jia, X., Li, R. and Wang, Y., System Design and Optimisation Study on a Novel CCHP System Integrated with a Hybrid Energy Storage System and an ORC, Research Article, Open Access, Volume 2020, Article ID 1278751, https://doi.org/10.1155/2020/1278751
[36]. Tonekabonı, N., Salarıan, H., Nımvarı, M. E., J. Khaleghınıa, J., Energy and Exergy Analysis of an Enhanced Solar CCHP System with a Collector Embedded by Porous Media and Nano Fluid, Journal of Thermal Engineering, Vol. 7, No. 6, pp. 1489–1505, September, 2021
[37]. Freschi, F., Giaccone, L., Lazzeroni, P., Repetto, M., Economic and environmental analysis of a trigeneration system for food-industry: A case study, Applied Energy 107, 157–172, 2013.
[38]. Kilkis B, Net-zero buildings, what are they and what they should be?, Energy (2022), doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124442.
[39]. Çengel, Y. A. and Boles M. A., Termodinamik, Mühendislik Yaklaşımıyla, 5. Baskıdan Çeviri, Ali Pınarbaşı (Çeviri Editörü), Ertan Buyruk, Coşkun Özalp, Atilla Bilgin, Hüseyin Günerhan, Satılmış Basan (Editör Yardımcıları), İzmir Güven Kitabevi, 2008.
[40] Doty S, Turner WC, Energy Management Handbook, 8th Edition, CRC Press – Fairmonth Press, 2013.
[41] Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis, Version 15.0, October 2021.
[42] Hofmeister, M. and Guddat, M., Techno-economic projections until 2050 for smaller heating and cooling technologies in the residential and tertiary sector in the EU, EUR28861, Publications office of the European Union, Luxembourg, 2017, ISBN 978-92-79-76014-3, doi:10.2760/110433, JRC109034

7. Bölüm Çalışma Soruları

1. Aşağıdakilerden hangisi kojenerasyonun tanımıdır?

A. Tek bir enerji kaynağından ısı ve elektriğin eş zamanlı üretimi
B. Tek bir enerji kaynağından ısı ve elektriğin farklı zamanlarda üretimi
C. Tek bir enerji kaynağından ısı üretimi
D. Çok kaynaktan ısı ve elektriğin farklı zamanlarda üretimi

2. Aşağıdakilerden hangileri kojenerasyonun avantajlarındandır?

I. Yakıt kullanım verimi artışı
II. Enerji verimliliği artışı
III. Sera gazı emisyonlarında azalma
IV. Enerji güvenliği ve esnekliğinde azalma

A. I-II-III
B. I-II-IV
C. II-III
D. Hepsi

3. Aşağıdakilerden hangisi trijenerasyonda kullanılabilecek ısı tahrikli soğutma gruplarından birisi değildir?

A. Absorpsiyonlu soğutma
B. Adsorpsiyonlu soğutma
C. Buhar türbinli soğutma grubu
D. Su soğutmalı soğutma grubu

4. Aşağıdakilerden hangisi bir içten yanmalı motorda atık ısı geri kazanım noktalarından birisidir?

I. Motor ceket soğutma suyu
II. Yağ soğutma
III. Turboşarj
IV. Egzoz

A. I-II-IV
B. II-III-IV
C. Yalnız IV
D. Hepsi

Yılda 6.000 saat çalışmakta olan doğal gazlı bir kojenerasyon tesisindeki elektrik jeneratöründen elde edilen elektrik gücü 620 kW_e'dir. Tesiste elde edilebilecek yararlı ısıl güç 680 kW_t'dir. Tesiste yılda 982.786 Nm^3 doğal gaz kullanılmaktadır. Doğal gazın alt ısıl değeri, AID = 9,59 kWh/Nm^3'tür.
Kojenerasyon ve Mikrokojenerasyon Tesislerinin Verimliliğinin Hesaplanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ hükümlerine göre;

5. a) Bu tesisin toplam verimi (η_k) kaçtır?

A. %71,3
B. %82,8
C. %59,6
D. %94,6

b) Bu tesisin elektriksel verimi (η_e) kaçtır?

A. %91
B. %72
C. %43
D. %110

c) Bu tesisin Birincil enerji kaynağı tasarrufu (BEKT) nedir? (Tek başına elektrik üretimi için referans verim: %32, Tek başına ısı üretimi için referans verim: %80)

A. %43,6
B. %32,7
C. %12,5
D. %48,1

Bölüm 8:
Atık Isı Geri Kazanımı

8.1. Giriş

Nükleer enerji dışında, güneş tek enerji kaynağıdır. Fosil yakıtlar, güneş enerjisinin depolanmış formu olarak düşünülebilir. [1] Hâlihazırda, bina sistemlerinde kullanılan ana enerji kaynağı fosil yakıtlardır. Ancak son yüzyılda yoğun bir şekilde yararlanılan bu kaynaklar yenilenmemekte ve tükenmektedir. Sürdürülebilir bir enerji tüketimi için yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelmek gerekmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları; güneş termal, güneş elektrik (fotovoltaik), hidroelektrik, rüzgâr, jeotermal, gel-git ve dalga enerjileridir. Ek olarak, biyokütle ve atıklardan enerji üretimi yöntemleri de yenilenebilir olarak kabul edilebilir. Hidrojen ise üretim yöntemine bağlı olmakla birlikte yenilenebilir bir enerji kaynağı ya da taşıyıcısı olarak kabul edilmektedir. Hidrojen doğal gazın dönüştürülmesi ile petrokimya ve çelik sektöründe prosese bağlı yan ürün olarak ve suyun elektrolizi ile üretilir. Hidrojeni üretim yöntemine göre sınıflandırmak için

farklı renk kodları kullanılmaktadır. Buna göre, yeşil hidrojen, rüzgâr ya da güneş enerjisinden üretilen yenilenebilir elektrik enerjisi ile suyun elektrolizinden; mavi hidrojen, fosil yakıtlardan ve üretilen CO_2'nin tutulup depolanmasından; gri hidrojen, doğal gazdan buhar-metan dönüşümünden; pembe hidrojen, nükleer enerji ile suyun elektrolizinden; turkuaz hidrojen, metanın termal bozunmasından (metan pirolizi); kahverengi ya da siyah hidrojen, kömürün gazlaştırılmasından; sarı hidrojen, suyun herhangi bir kaynaktan üretilen elektrik enerjisi ile elektrolizinden elde edilmekte ve beyaz hidrojen ise endüstriyel proseslerde yan ürün olarak hidrojen üretimini ifade etmektedir. Akıllı şehirler kavramı, hidrojenin geleceğin yakıtı ya da enerji taşıyıcısı olarak kullanılacağını göstermektedir. Bu nedenle, yalnızca nesnelerin internetine değil enerji kaynaklarının şehirlerde de en verimli biçimde kullanılması ve alternatif enerji üretim ve depolama yöntemlerine odaklanılması gerektiği ortadadır.

Mimarlar ve mühendisler için birincil endişe, alternatif yenilenebilir enerji teknolojilerinin yeni ve mevcut binalarda nasıl kullanılabileceğidir. Elektrik üretimi veya bölgesel ısı sağlamak için bina dışında kullanılan alternatif enerji kaynakları, genellikle bina sistemlerinde herhangi bir değişiklik gerektirmez. Ancak, binalarda doğrudan yenilenebilir enerjinin kullanımı yeni bir yaklaşım gerektirir.

Sürdürülebilir enerji kullanımı için yenilenebilir enerjiden de önce çok daha ucuz ve basit çözüm, atık ısının geri kazanılarak kullanılmasıdır. Sürdürülebilir enerji kullanımında ve yüksek enerji verimli binalarda, örneğin sıfır enerjili binalarda, öncelikle atık ısının geri kazanımı imkânları araştırılmalı ve uygulanmalıdır. Bu çerçevede en ekonomik önlem, atık ısının geri kazanılmasıdır. Endüstriyel tesislerde de birçok uygulamada ısı geri kazanım potansiyeli söz konusudur. Bir prosesten çıkan atık ısı düşük sıcaklık gerektiren bir başka proseste girdi olarak kullanılabilir. Atık ısının geri kazanılması işletme maliyetlerine dolayısıyla işletmelerin karbon ayak izine direkt olarak etki eder. Son yıllarda artan küresel ısınma endişeleri ve sera gazı emisyonlarının sınırlandırılması için yapılan çalışmalar atık ısının geri kazanılmasını ön plana çıkarmaktadır. Doğru bir planlama ile işletme içinde atık ısı geri kazanımı uygulamalarından faydalanılabileceği gibi bir Organize Sanayi Bölgesinde bu atık ısı başka bir proseste değerlendirilebilir. Bu bölümde, atık ısının geri kazanılması ve kullanılması uygulamaları, atık ısı geri kazanım ekipmanları, atık ısının sınıflandırılması ve yakma sistemlerinde baca gazı sıcaklığından atık ısının geri kazanımının yakıt tüketimine olan etkileri ele alınmıştır.

8.2. Isı Geri Kazanımı

Isı geri kazanımı, atılacak olan ısı enerjisinin geri kazanılarak kullanılmasıdır. Uygun şekilde geri kazanılan atık ısı, HVAC sistemleri için gerekli olan enerjinin bir kısmının yerini alabilir. Isı geri kazanımı yakıt tasarrufu sağlar, işletme maliyetlerini düşürür ve pik yükleri azaltır. Isı geri kazanım uygulamaları Tablo 8.1'de gösterilmiştir.

Bir atık ısı geri kazanım sisteminin performansını aşağıdaki faktörlerin bir kısmı veya tamamı belirler:

- Isı kaynağı ve kuyusu (ısının atıldığı ortam) arasındaki sıcaklık farkı
- Isı kaynağı ve kuyusu arasındaki gizli ısı farkı
- Her kaynağın ve kuyunun özgül ısısı ile çarpılan kütlesel debisi
- Isı transfer cihazının etkenliği
- Isı geri kazanım cihazını çalıştırmak için gereken ilave enerji
- Isı transfer cihazı tarafından ısı olarak absorbe edilen fan veya pompa enerjisi (performansı artıran veya azaltan)
- Eş zamanlı atık ısı üretimi ve geri kazanımı
- Yıllık çalışma saati

Tablo 8.1: Isı Geri Kazanım Cihazlarının Uygulamaları

Isı geri kazanım kaynakları	Havalandırma havası	Kullanım sıcak suyu ön ısıtma	Ortam ısıtması	Yeniden Isıtma	Taze hava ön ısıtma	Yanma havası ön ısıtma	Ağır yakıt ısıtma	İç zondan dış zona ısı transferi
Egzoz havası	1a, 1b, 1c, 2, 3, 4, 5				1a, 1b, 1c, 2, 3, 4, 5	Direkt		5, Direkt
Baca gazı	1b, 3, 4		3, 4		1b, 3, 4	1b, 2, 3, 4		
Sıcak yoğuşma suyu	3, 6	3, 6	3, 5, 6	3, 6	3, 6	3, 6	6	
Soğutucu sıcak gaz	6	6		6	6			
Sıcak kondenser suyu	3, 6	3,6	3, 5, 6	6	3, 5, 6	3, 5, 6	6	5
Sıcak su tahliyeleri		6						
Katı atık	7	7	7	7	7	7	7	
Motor egzoz ve soğutması	6, 8	6	6, 8	6	6, 8	6, 8	6	
Aydınlatma	5, 9		5, 9	5, 9	5, 9			5,9
Hava soğutmalı kondenserler			Direkt					

Isı Geri Kazanım Cihazları			
1. Isı tekeri	2. Çift serpantin	5. Isı pompası	8. Atık ısı kazanı
a. Gizli	3. Isı borusu	6. Gövde boru ısı değ.	9. Aydınlatma ısısı
b. Duyulur	4. Havadan havaya ısı değ.	7. Yakma fırını	10. Isıl depolama
c. Kombine			

8.3. Atık Isı Kalitesinin Sınıflandırılması

Kolaylık sağlamak için, 25-1.650°C arasındaki atık ısı sıcaklık aralığı yüksek, orta ve düşük olmak üzere üç kategoriye ayrılmıştır (600°C ≤ T ≤ 1.650°C yüksek aralık, 200°C ≤, T < 600°C orta aralık ve 25°C ≤ T < 200°C düşük aralık). Bu kategoriler, ticari atık ısı geri kazanım cihazları sınıflandırmasına uygundur. Yüksek sıcaklık aralığındaki atık ısı, en kullanışlı ve en yüksek kaliteye sahiptir. Atık ısının kalitesi, mekanik enerji üretebilme kabiliyeti ile belirlenir. Ancak, bu kategoride ekipman özel mühendislik, özel malzemeler ve daha yüksek düzeyde yatırım gerektirir.

Tablo 8.2'de yüksek sıcaklıktaki atık ısı kaynakları ve sıcaklık aralıkları verilmektedir. Yüksek sıcaklıktaki atık ısı, buhar türbinleri veya gaz türbinleri kullanılarak mekanik enerji üretmek için kullanılabilir ve bu nedenle kojenerasyon tesisleri için iyi bir enerji kaynağıdır. Kojenerasyon tesislerinde atık ısı ile elektrik üretmek için atık ısı kazanında yüksek basınçlı buhar üretilir. Bu buhar, bir buhar türbini+jeneratör grubunda elektrik üretiminde kullanılır. Türbinden çıkan çürük buhar ise proses için ısı enerjisi olarak kullanılır. Böylece toplam dönüşüm verimi çok yüksektir.

Tablo 8.2: Yüksek Sıcaklık Aralığında Atık Isı Kaynakları

Cihaz Türü	Sıcaklık (°C)
Nikel arıtma fırını	1.350-1.650
Alüminyum arıtma fırını	650-750
Çinko arıtma fırını	750-1.100
Bakır arıtma fırını	750-800
Çelik ısıtma fırınları	920-1.050
Bakır fırınları	900-1100
Açık ocak fırını	650-700
Çimento fırını	600-700
Cam ergitme fırını	1.000-1.500
Hidrojen tesisleri	650-1.000
Katı atık yakma fırınları	650-1.000
Isıl oksitleme fırınları	650-1.400

Tablo 8.3 esas olarak orta sıcaklık aralığındaki yanmalı fırınlardan kaynaklanan atık gazların sıcaklıklarını vermektedir. Bu ısının kalitesi orta düzeydedir ve 1-2 bar gösterge basıncında gaz türbinleri veya daha yüksek basınçtaki buhar türbinleri ile iş üretimi için uygundur. Ayrıca, ekipman gereksinimleri yüksek sıcaklık aralığındakilerden daha düşüktür ve proses ısısının doğrudan ikamesi için de kullanılabilir.

Düşük sıcaklık aralığında atık ısı kullanımı daha problemlidir. Bu sıcaklık aralığında, mekanik enerji üretimi normalde pratik değildir. Pratik uygulamalar genellikle sıvıların veya gazların ön ısıtılması şeklindedir. Bu aralıktaki daha yüksek sıcaklıklarda, sırasıyla yanma havasını veya kazan besleme suyunu ön ısıtmak için hava ısıtıcıları veya ekonomizörler kullanılabilir. Düşük sıcaklıklarda ise ısı pompaları ile geri kazanılan atık ısı sıcaklığının yükseltilmesi mümkün olabilir. Isı pompası yardımı gerektirmeyen bir uygulama örneği, kullanım sıcak suyunu 10°C sıcaklığından 35°C'nin altındaki bir ara sıcaklığa ısıtmak için bir basınçlı hava kompresöründen gelen 35°C'lik soğutma suyunun kullanılması olabilir. Daha sonra giriş suyunu istenen sıcaklığa ısıtmak için elektrikli, gazla çalışan veya buharlı ısıtıcılar kullanılabilir. Başka bir uygulama örneği, kışın havalandırma havasını ön ısıtmak için punta (nokta) kaynak makinesinden gelen 32°C'lik soğutma suyunun kullanılması gösterilebilir. Makine soğutması kesintiye uğratılamayacağı veya azaltılamayacağı için atık ısı geri kazanım sistemi, mevsimsel yüklerin olmadığı durumlarda baypas edilecek biçimde olmalıdır. Tablo 8.4'te düşük sıcaklık aralığındaki bazı atık ısı kaynakları gösterilmiştir.

Tablo 8.3: Orta Sıcaklık Aralığındaki Atık Isı Kaynakları

Cihaz Tipi	Sıcaklık (°C)
Buhar kazanı atık gazları	230-480
Gaz türbini egzozları	370-540
Pistonlu motor egzozları	300-600
Pistonlu motor egzozları (turbo şarjlı)	230-370
Isıl işlem fırınları	420-650
Kurutma ve pişirme fırınları	230-600
Katalitik prosesler	420-650
Tavlama fırını soğutma sistemleri	420-650
NO_x kontrolü için seçici katalitik indirgeme sistemleri	275-400

Tablo 8.4: Düşük Sıcaklık Aralığındaki Atık Isı Kaynakları

Kaynak	Sıcaklık (°C)
Proses buharı kondensi	55-90
Soğutma suyu:	
Fırın kapıları	32-55
Rulmanlar	32-90
Kaynak makineleri	32-90
Enjeksiyon kalıplama makineleri	32-90
Tav fırınları	65-230
Şekillendirme kalıpları	27-90
Hava kompresörleri	27-50
Pompalar	27-90
İçten yanmalı motorlar	65-120
İklimlendirme ve soğutma yoğuşturucuları	32-40
Sıvı üretme yoğuşturucuları	32-90
Kurutma, pişirme ve kürleme fırınları	90-230
Sıcak proses edilmiş sıvılar	32-230
Sıcak proses edilmiş katılar	90-230
Ticari bina egzozları ve laboratuvar egzozları	Oda sıcaklığı

Tablo 8.5: Düşük Sıcaklıklı Bir Kaynak İçin Kısıtlamalar

Isı Geri Kazanımı	Kısıtlamalar
Egzoz havası	Hacimsel debi >6.800 m^3/h
Baca gazı	Cihaz korozyona dayanıklı olmalıdır.
Sıcak yoğuşma suyu	Yok
Soğutucu akışkan	Kararlı ve eşzamanlı
Sıcak gaz	Soğutma ve atık ısı talebi olmalıdır. Soğutma sistemi yılda 750 saatten fazla çalışıyor olmalıdır.
Sıcak kondenser (yoğuşturucu) suyu	Yok
Sıcak su tahliyeleri	50°C'nin üzerinde deşarj sıcaklığı ve haftada 45 m^3'ten fazla akış debisi
Katı atık	Günlük 350 kg'dan fazla bulunabilirlik
Motor egzoz ve soğutma sistemleri	Egzoz sıcaklığı 120°C'den yüksek, kapasite 40 kW'tan büyük
Aydınlatma	Uygulanabilir değil
Hava soğutmalı kondenserler	11 kW'tan büyük

8.4. Atık Isının Depolanması

Atık ısı depolama işlemi, atık ısı kaynağı olan sistemle aynı zamanda çalıştırılamayan veya kullanılamayan ısı ihtiyacı olan sistemleri çalıştırmak için kullanılabilir. Bu işlem sonucunda atık ısı depolanır ve ısı ihtiyacı olan sistem çalıştırıldığı zamanlarda depolanmış olan ısıyı kullanır. Bu, bir sıcaklık artışına maruz bırakılan tüm malzemelerin, doğal yapılarında bulunan enerjiyi absorbe etme konusundaki özelliklerinden dolayı mümkündür. Absorbe edilen enerji, depolanan enerji olarak adlandırılır. Depolanabilecek miktar, depolama malzemesinde elde edilebilecek sıcaklık artışına ve ayrıca malzemelerin iç ısıl niteliklerine bağlıdır ve Eş. 8.1 ile bulunabilir.

$$Q = \int_{T_1}^{T_2} mCdT = \int_{T_1}^{T_2} \rho VCdT = \rho VC(T-T_o) \qquad (8.1)$$

Burada,

ρ= yoğunluk, kg/m^3

V= hacim, m^3

C= özgül ısı, kJ/kg K

T= malzemenin sıcaklığı, K

T_0= referans sıcaklığı, K

Bu yaklaşımda özgül ısının sabit olduğu kabulü yapılmıştır. Bununla birlikte, katılar için özgül ısının sıcaklığın bir fonksiyonu olduğu düşünülmelidir ve sıcaklığın artması ile özgül ısının da artacağı dikkate alınmalıdır. Isıl depolama malzemelerinin özellikleri; 1) yüksek yoğunluk, 2) yüksek özgül ısı, 3) yüksek özgül alan veya hacim, 4) yüksek ısıl iletkenlik, 5) yüksek erime sıcaklığı, 6) düşük ısıl genleşme katsayısı, 7) ısıl çevrim altında parçalanmama ve 8) düşük maliyet olarak sıralanabilir.

8.5. Atık Isı Miktarının Belirlenmesi

Atık ısının teknik tanımı mutlaka; 1) atık ısı miktarı, 2) atık ısının kalitesi, 3) geçici kullanılabilirlik özelliklerinin miktarlarını içermelidir.

Mevcut atık ısı miktarı, atık ısının entalpisine göre aşağıdaki gibi belirlenir.

$$H = \dot{m}\, h$$

Burada, H toplam entalpiyi kJ/h, $\dot{m}$ kütlesel debiyi kg/h, h özgül entalpiyi kJ/kg, göstermektedir.

Bununla birlikte, ekonomik atık ısı geri kazanım potansiyeli, mevcut atık ısı miktarına olduğu kadar, atık ısı kalitesinin sağlanması gereken potansiyel ısıtma yükünün gereksinimlerine uyup uymadığına ve atık ısının hangi zamanlarda mevcut olup olmadığına da bağlıdır.

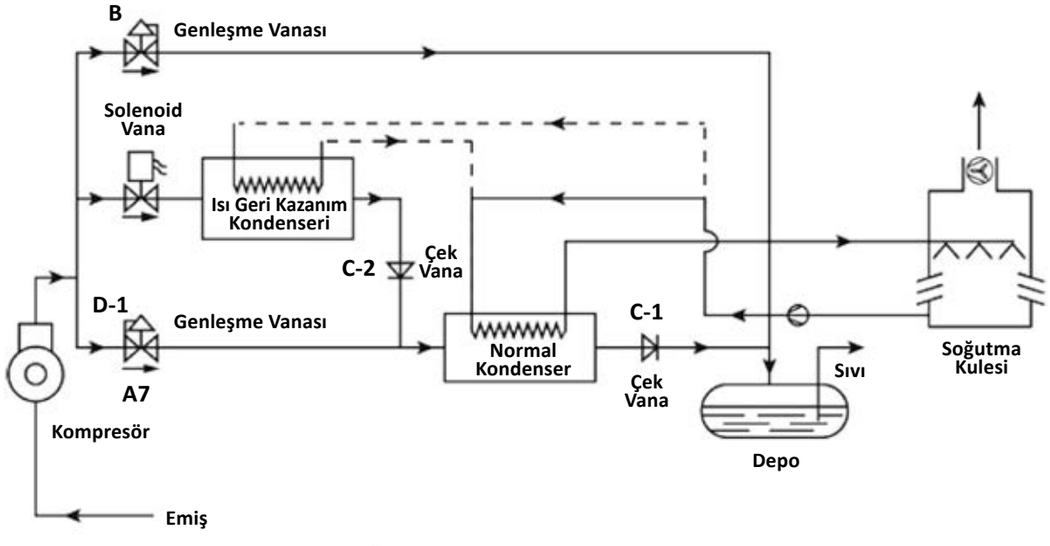
Atık ısının kalitesi, kabaca atık akımın sıcaklıkları ile karakterize edilebilir. Atık ısı kaynağında sıcaklık ne kadar yüksek olursa, bu atık ısının kullanılacağı sistemde mevcut durumda dışarıdan sağlanan birincil enerjinin yerine kullanılması (ikamesi) için o kadar fazla ısı potansiyeli var demektir. Endüstriyel tesislerde kullanılan birincil enerji kaynağı 1.500°C'ye yaklaşan sıcaklıklarda meydana gelen fosil yakıtların yanmasıdır. Herhangi bir miktardaki atık ısı ortam koşullarına yakın sıcaklıklarda ise, normalde çok az kullanılabilir. Isı pompalarının kullanımı, ortama yakın veya biraz altındaki sıcaklık aralığında atık ısının kalitesini ekonomik olarak iyileştirebilir. Örnek olarak; 20°C'deki atık ısı akımı, sıcaklığı 40°C olan bir sıvı akımını ısıtmak için doğrudan kullanılamaz. Bununla birlikte, atık ısı akımının sıcaklığını 40°C'nin üzerindeki bir sıcaklığa yükseltmek için bir ısı pompası kullanılabilir, böylece atık ısının bir kısmı daha sonra 40°C'de akışkana aktarılabilir. Bunun ekonomik olarak uygulanabilir olup olmadığı, ısıtılacak akışkan için gereken nihai sıcaklığa, ısı pompası ve işletme maliyetine bağlıdır.

8.6. Atık Isı Kaynağını Isı Kuyusuyla Eşleştirme

Bir atık ısı kullanan sistemin, kazara veya kasıtlı olarak kesintiye uğraması yani atık ısıyı kullanamaz hale gelmesi durumunun, atık ısı kaynağı sistem üzerinde ciddi işletme problemleri oluşturabileceği ve muhtemelen sistemde feci arızalara neden olabileceği çok güçlü bir şekilde dikkate alınmalıdır. Açık sistem soğutmada böyle bir sorunu çözmek daha kolaydır.

Örneğin, bir hava kompresöründen gelen açık devre soğutma suyunun duşlarda besi suyu olarak kullanılması halinde, ihtiyaç olmadığı zaman suyun drenaja aktarılmasıyla hiçbir kesinti olmadan sistem görevine devam eder. Aksi durumda, kompresör soğutma suyundaki enerji uygun bir yerde kullanılamadığı veya kanala atılabilecek başka bir su döngüsüne aktarılamadığı takdirde kompresörde yeterince soğutma sağlanamayacağı için zamanla aşırı ısınma meydana gelir ve bu durum daha büyük arızalara neden olabilir.

Atık ısının etkin kullanımı, ısı değiştiricilerde akışkan akışı modellerinin net bir şekilde anlaşılmasına ek olarak çeşitli değerlendirmeleri gerektirir. Şekil 8.1, ısıtma sezonu boyunca mahal ısıtması için atık ısı sağlayan bir soğutma tesisi kondenserinin şemasıdır. Isıtma yükü saatlik ve günlük olarak değişkenlik gösterdiği ve yaz aylarında ortadan kalktığı için atık ısı yükü ortadan kalktığında tüm kondenser deşarjını karşılayacak bir yedek ısı atım ekipmanı (soğutma kulesi vb.) sağlanması gerekmektedir. Şekilde görülen devrede, atık ısı eşanjörü ile seri olarak yerleştirilmiş bir ıslak soğutma kulesi bulunmaktadır. Seri düzenleme, çeşitli nedenlerle alternatif paralel düzenlemeye tercih edilir. Öncelikle, daha az ek kontrolcüye ihtiyaç duyulmaktadır. Paralel düzenlemenin kullanılması halinde, gerekli kondenser sıcaklığını korumak için her iki hattan geçen akışların dikkatli bir şekilde kontrol edilmesi gerekmektedir.



Şekil 8.1: Soğuk Hava Kondenser Basıncı Kontrollü Sistem

Yukarıdaki örneklerde, mevcut atık ısının tamamının kullanılamaması, atık ısıyı sağlayan sistem üzerinde ciddi sonuçlar doğurmaktadır. Atık ısı fazlalığı, kullanımı da olumsuz yönde etkilediğinden, burada da farklı bir atık ısı sorunu ortaya çıkar. Bir örnek, kış aylarında mahal ısıtması için hava soğutmalı vidalı bir kompresörün soğutma havasının kullanılması olarak düşünülebilir. Ancak, yaz aylarında, mahalin aşırı ısınmasını önlemek için soğutma havasının tamamının bu mahal yerine dışarıya atılması gerekir. Bu, kanal sistemi ve yönlendirme damperleri ile kolayca yapılabilir.

8.6.1. Açık Tip Atık-Isı Isı Değiştiricileri

Açık tip bir ısı değiştiricisi iki akışkan akımının; enerji seviyesi (ve sıcaklığı), giren iki akımın arasında olan üçüncü bir çıkış akımını oluşturmak üzere karıştırıldığı bir ısı değiştiricisidir. Bu konfigürasyon, kompleks iç parçaları olmadığından sadelik ve düşük üretim maliyeti avantajlarına sahiptir. Açık tip sistemin dezavantajları şunlardır; 1) tüm akımlar aynı basınçta olmalıdır, 2) giriş akımlarından herhangi biri tarafından çıkış akımının kirletilmesi mümkündür. Açık tip atık-ısı ısı değiştiricilerine örnek uygulamalar aşağıda verilmiştir.

1. Bir kazan tesisindeki türbin tahrikli bir besleme suyu pompasından çıkan çürük buhar, degazörde besleme suyunun ön ısıtmasında kullanılabilir.
2. Bir kazan tesisinde sürekli blöf akımı, ticari bir çamaşırhanede sıcak yıkama ve durulama suyunu ısıtmak için kullanılabilir.

İki akımın karıştırılması ve özellikle akımlardan birinin kirletici etkisinin olabilecek olması nedeni ile açık tip atık ısı değiştiricileri ya da karışım plenumları (odaları) dikkatle tercih edilmelidir.

8.6.2. Atık Proses Havasının ve Suyunun Direkt Kullanımı

Bazı uygulamalarda, atık proses havası ve suyu, diğer akımlarla karıştırılmadan direkt olarak ısıtma için kullanılabilir. Bazı pratik uygulamalar aşağıda verilmiştir.

1. Bir gıda işleme tesisinde, kesintili çalışan soğutma gruplarından gelen kondenser soğutma suyu doğrudan yıkama suyu olarak kullanılabilir.
2. Bir içecek fabrikası şişeleme bölümünde, yıkama suyu ısıtıcılarından çıkan kondens, yıkama suyuna doğrudan karıştırılabilir.
3. Tünel fırının soğutma bölümünden gelen hava, refrakter tuğla kurutma odalarında doğrudan ısıtma amacıyla kullanılabilir.
4. Buharla ısıtılan kimyasal banyolarından gelen kondens, doğrudan banyolara döndürülebilir.
5. Atık ısı kazanından çıkan egzoz gazları bir kereste fırınında ısıtma ortamı olarak kullanılabilir.

Her durumda, karışan veya iki kez kullanılan bir ısı taşıma ortamında kirlenme olasılığı dikkate alınmalıdır.

8.6.3. Kapalı Tip Isı Değiştiricileri

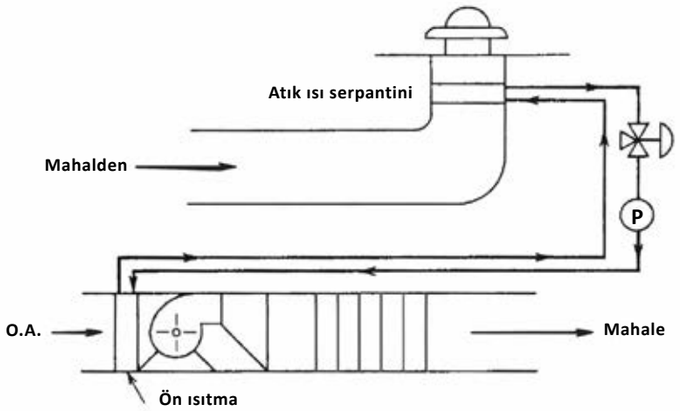
Açık tip ısı değiştiricilerinin aksine, kapalı tip ısı değiştiricilerinde ısıtma akışkanı, ısıtılan akışkandan ısı transferine imkân veren yüzeylerle ayrılır. Akışkanları ayırmanın nedenleri;

1. İki akışkan akışı arasında bir basınç farkı olmasıdır. Isı değiştiricisinin tüm parçaları, basınç farklılıklarına dayanacak şekilde tasarlanmalıdır.
2. Bir akış, karışmasına izin verilirse diğerini kirletebilir. Isı değiştiricisinin geçirimsiz, ayırıcı sınırları karışmayı önler. Bazı sağlık veya hijyen yönetmelikleri, kontaminasyona karşı daha fazla koruma sağlamak için çift cidarlı ısı değiştiricilerini gerektirebilir. Bunlar, maliyet ve ısı transfer etkenliğinin kaybı nedeniyle yalnızca gerektiğinde kullanılmalıdır.
3. Atık ısıyı uzun mesafeler boyunca taşımak için daha uygun özelliklerde ara akışkan kullanılabilir. Ara akışkan genellikle buhar olmakla birlikte, glikol- su karışımları ve diğer maddeler kullanılabilir.

Kapalı tip ısı değiştiricileri genellikle endüstriyel amaçlarla kullanılır. Reküperatörler, rejeneratörler, atık ısı kazanları, kondenserler, gövde-boru tipi ısı değiştiricileri, plakalı ısı değiştiricileri, besleme suyu ısıtıcıları, ekonomizörler vb. kapalı tip ısı değiştiricileri örnekleridir.

8.6.4. Çift Serpantinli (Run-Around) Sistemler

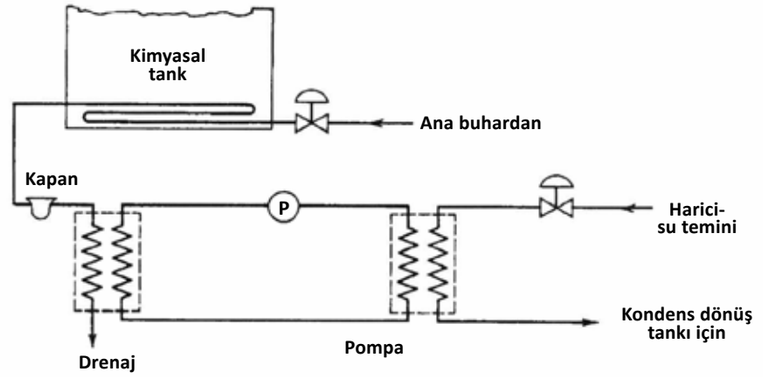
Isıtan ve ısıtılan sistemlerin ayrılması gerektiğinde veya iki sistem arasındaki mesafelerin uzun olması durumunda çift serpantinli sistemler kullanılır. Bu sistemde bir serpantinden diğerine borularla ısıyı taşıyan bir ara ısı transferi akışkanı vardır. Şekil 8.2, bir binanın iklimlendirme sisteminde dışarı atılan sıcak havadan ısı geri kazanımı yapan bir çift serpantinli sistemin şemasını göstermektedir. Sirküle edilen ara akışkan düşük donma noktası olan bir su-glikol karışımıdır. Isıtma mevsiminde, sıcak egzoz havası, bu kanalda bulunan bir ısı değiştiricisindeki ara akışkana enerjisini aktarır. Glikol-su karışımı küçük bir pompa ile taze hava giriş kanalında (klima santralinde) bulunan ikinci bir ısı değiştiricisine ısıyı taşır. Soğuk dış havanın böylece ön ısıtması yapılır. Aksi takdirde, soğuk havanın ortam sıcaklığına kadar ısıtılması için gereken ısının tamamı ısıtma sistemi tarafından karşılanır. Böylece dışarı atılan ısı geri kazanılmış olur ve klima santralindeki ısıtma ihtiyacı azalır.



Şekil 8.2: Çift Serpantinli (Run-Around) Isı Geri Kazanım Sistemi

Yazın soğutma durumunda ise aynı sistem ters yönde ısıyı taşır. Dışarı atılan hava, taze havaya göre daha soğuktur. Böylece, ara akışkan soğutulur ve soğuk ara akışkan klima santralinde dışardan alınan sıcak havanın ön soğutmasını sağlar. Bu uygulamada bir run-around (çift serpantin) sisteminin kullanılmasının başlıca nedeni, giriş havası ile egzoz havası kanalları arasındaki mesafenin uzak olmasıdır. Bu kanallar birbirine yakın olsaydı, havadan havaya ısı değiştiricisi (örneğin ısı tekerleği) daha ekonomik olabilirdi ve tercih edilirdi. Çift serpantinli sistemlerin ısıl etkenliği diğer tiplere göre daha düşüktür.

Şekil 8.3, bir buhar ısıtıcılı kimyasal yıkama tankında yoğuşma gizli ısısını geri kazanmak için kullanılan bir çift serpantinli sistemin şematik diyagramıdır. Bu durumda tank içindeki akışkan oldukça koroziftir. Isıtıcı serpantinlerinde olacak bir sızıntı, kondensin kirlenmesine ve kazana zarar vermesine neden olur. Ara enerji aktarma akışkanı, kazanı olası bir kirlilik ve korozyon kaynağından korur. Çift serpantinli sistemin seçimini belirleyen tanktaki korozif kimyasalların kondens ısı değiştiricisinin bir tarafı ile temas halinde olduğuna dikkat edilmelidir. Bu ısı değiştiricisinin malzemesi, kimyasaldan kaynaklanan herhangi bir korozyona dayanacak şekilde dikkatlice seçilmelidir.



Şekil 8.3: Proses Buharı Kaynaklı Çift Serpantinli Isı Geri Kazanım Sistemi

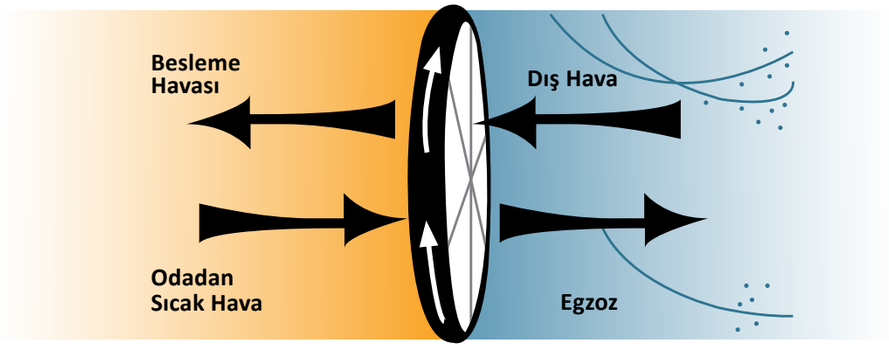
8.7. Atık-Isı Isı Değiştiricileri

8.7.1. Geçici Rejim Atık Isı Depolama Ekipmanları

Atık ısı geri kazanım ekipmanlarının ilk örneklerine 'rejeneratör' adı verilmiştir. Bunlar, örneğin, çelik endüstrisindeki yüksek fırınlarda kullanılmıştır. Dışarı atılan çok yüksek sıcaklıktaki egzoz gazları ile fırına beslenen yanma havası ısıtılır. Burada refrakter tuğlalarından oluşan yapının kütlesi çok büyüktür. Bu rejeneratörden dönüşümlü olarak sıcak baca gazı ve soğuk besleme havası geçirilir. Sıcak gaz geçerken ısınan kütle, soğuk hava geçerken bu havayı ısıtır. Giriş havası sıcaklığını artırmak için rejeneratörler kullanılmadıkça, kullanılan düşük kalorili yakıtlarla çelik ergime sıcaklığına ulaşmak mümkün değildir. Bu süreçte, aynı zamanda, ısı geri kazanım ekipmanları kullanılmadığı takdirde yakıtlar tarafından sağlanması gerekecek olan büyük miktarlarda ısı geri kazanılır. Rejeneratörlerin tasarımı ve performansına ilişkin yaklaşımlar, Bölüm 8.4'te sunulan ilkelere uygundur. Açık ocak fırınlarında, cam ergitme fırınlarında ve düşük kaliteli yakıtları yakan diğer yüksek sıcaklıklı fırınlarda rejeneratörler bugün hala sınırlı bir ölçüde kullanılmaktadır.

Bu çalışma modunun bir dezavantajı, ısı değiştirici etkenliğinin yalnızca her ısıtma ve soğutma döngüsünün başlangıcında maksimum olması ve döngü sonunda azalmasıdır. İkinci bir dezavantaj, rejeneratör yapısının büyük kütlesi ve montajı için gereken büyük hacim nedeniyle, yatırım maliyetlerinin yüksek olmasıdır.

Rejeneratör alternatifleri arasında ısı tekerleri bulunur. Bu cihaz, bir çift ayrı kanala paralel olacak şekilde yerleştirilmiş ve kanallara paralel bir eksen üzerinde yavaşça döndürülen geçirgen bir diskten oluşur. Şekil 8.4 bu yapıyı göstermektedir.



Şekil 8.4: Isı Tekeriyle Atık Isı Geri Kazanımı

Egzoz kanalındaki egzoz akımı ısı tekerinin bir yarısından geçerken, teker malzemesine enerjisinin bir kısmını verir. Teker döndükçe odadan gelen sıcak hava ile ısınan bölüm, gelen soğuk taze hava akımı tarafına geçer ve bu soğuk hava tekerin ısıtılmış yüzeylerinden geçerken ısınır. Isı tekeri için ısı aktarma verimi çok yüksektir ve %90'a kadar olabilir. Bazı ısı tekerleri yalnızca duyulur ısıyı geri kazanmak için tasarlanırken, özel nem alıcı malzemeyle kaplanmış olanları, aynı zamanda hava içindeki nemden gizli ısıyı da geri kazanabilir. Nemli iklimlerdeki ticari binalar için nem gidericili ısı tekerleri (entalpi tekerleri), gelen taze havanın nemini almak ve böylece bina nem alma yüklerini azaltmak için tersine hizmet verebilir.

8.7.2. Sürekli Rejim Isı Değiştiricileri

Bölüm 8.8 ısı değiştiricilerini daha ayrıntılı olarak ele almaktadır. Bununla birlikte, seçim için birkaç önemli kriter aşağıda listelenmiştir. Isı değiştiricilerinde akış düzenlemesi birincil ve ikincil devredeki akışkanların birbirlerine göre hareket yönü ile ifade edilir. Paralel akış, ters akış ve çapraz akış ısı değiştiricilerinde kullanılan akış düzenlemeleridir.

Akış düzenlemesi genel etkenliği, maliyeti ve ısıtılan akışkanda elde edilebilecek en yüksek sıcaklığı belirlemeye yardımcı olur. Şekil 8.5, ısıtan (birincil) ve ısıtılan (ikincil) akışlar için sıcaklıkların değişim profillerini göstermektedir. Atık ısı akışı, soğuk akış çıkış sıcaklığından daha düşük bir sıcaklıkta olacak ise ters akışlı bir ısı değiştirici kullanılmalıdır. Paralel akışlı düzenlemede bu durum söz konusu değildir, yani hiçbir zaman soğuk akışkan çıkış sıcaklığı sıcak akışkan çıkış sıcaklığından büyük olamaz.

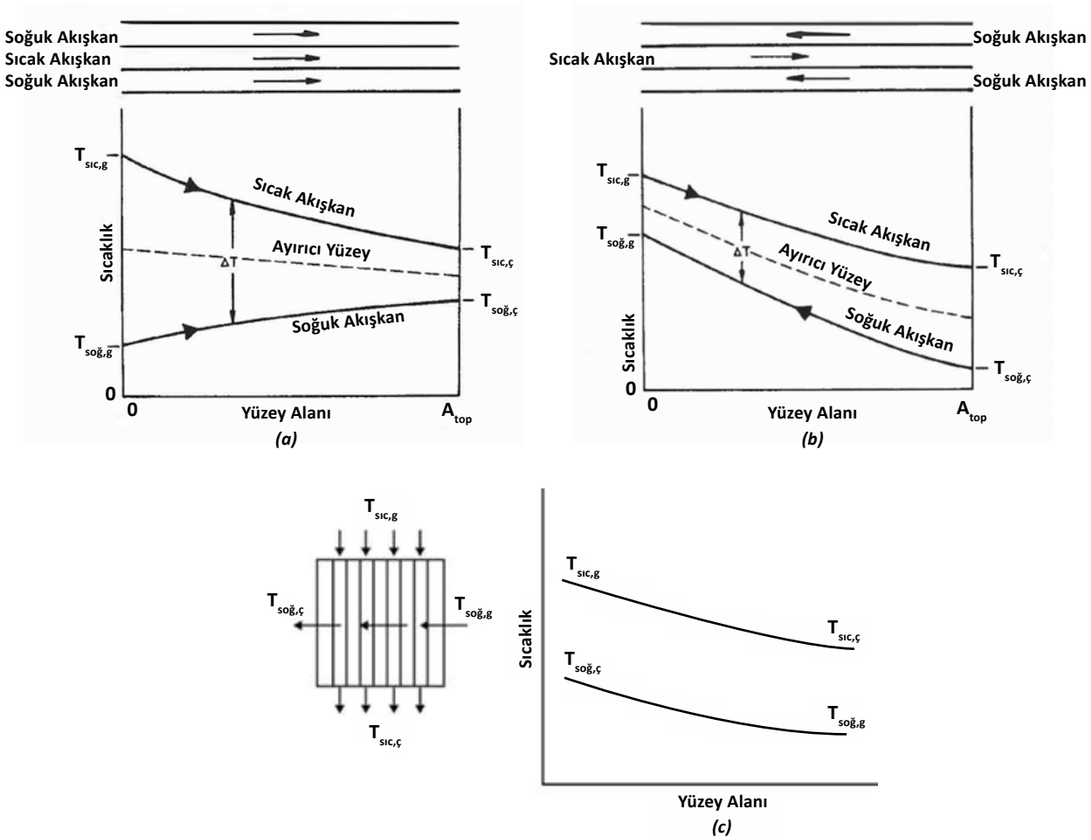
Birincil ve ikincil akışların kimyasal bileşim, fiziksel hal (katı, sıvı, gaz ya da çok fazlı durumlar) ve buharlaşma ya da yoğuşma gibi faz değişimi durumları belirlenmelidir. Bu özellikler optimum akış düzenini ve/veya kullanılacak malzemeleri etkileyebilir.

8.7.3. Isı Değiştiricisi Etkenliği

Bir ısı geri kazanma ünitesinin dolayısıyla bir ısı değiştiricisinin etkenliği, bir akışkandan diğerine aktarılan ısının (geri kazanılan ısı), ters akışlı bir akış düzenlemesinde ısı geçiş yüzeylerinin sonsuz olması halinde aktarılabilecek maksimum ısıya oranıdır. Dolayısıyla, verilen bir akış düzenlemesinde ısı değiştiricisi etkenliği, birincil ve ikincil akışkanı ayıran ısı transferi yüzey alanıyla doğru orantılıdır. Isı değiştiricisi için etkenlik, ε, aşağıdaki gibi tanımlanır:

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}_{gerçek}}{\dot{Q}_{ideal}} = \frac{\dot{m}_h C_p (T_{h,g} - T_{h,ç})}{(\dot{m} C_p)_{min} (T_{h,g} - T_{s,ç})} \qquad (8.2)$$

Burada $T_{h,g}$ ve $T_{h,ç}$ sırasıyla sıcak akışkanın ısı değiştiricisine giriş ve çıkış sıcaklıkları, $T_{s,ç}$ ise soğuk akışkan sıcaklığıdır. $\dot{m}_h$ sıcak akışkanın kütlesel debisi ve $(\dot{m} C_p)$min sıcak ve soğuk akışkanlar için düşük olanın ısıl kapasitesidir.

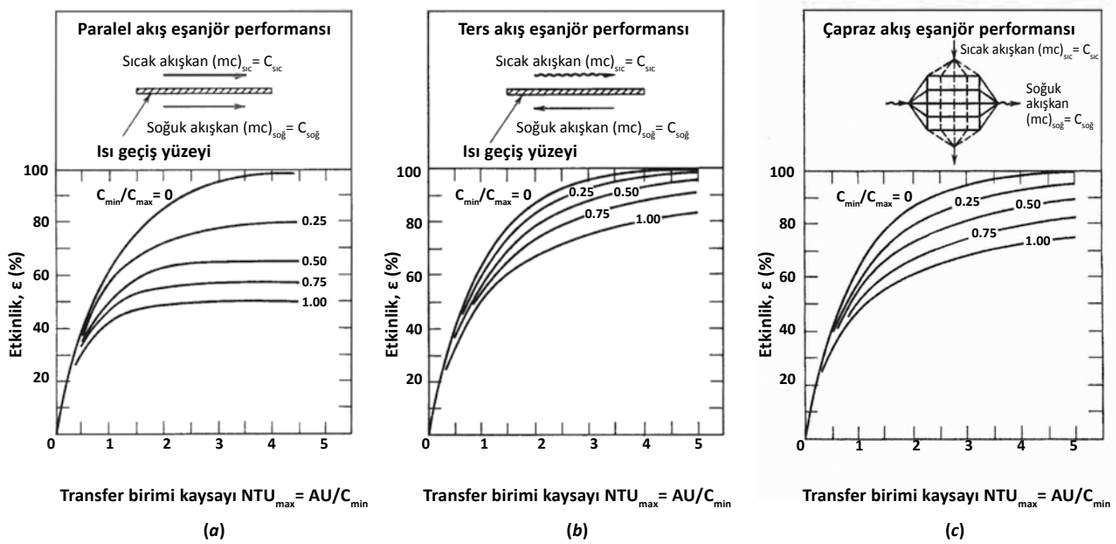


Şekil 8.5: (a) Paralel Akışlı, (b) Ters Akışlı, (c) Çapraz Akışlı Isı Değiştiricileri

Isı değiştiricisi etkenliği çoğu zaman, AU/C_{min} parametresiyle ifade edilir. Burada, A efektif ısı transfer alanı, U toplam ısı transferi katsayısı ve C_{min} birincil ve ikincil akışlarda ısıl kapasite debilerinin küçük olanıdır. Şekil 8.6'da farklı konfigürasyonlarda, AU/C_{min} parametresine bağlı olarak ısı değiştiricisi etkenliğinin değişimi verilmiştir. AU/C_{min} değeri 1,0'a yaklaşana kadar etkenlikle doğrusal bir ilişki vardır. Bu noktada eğride kırılmalar başlar ve AU/C_{min} ile etkenlikteki artış büyük ölçüde azalır. AU/C değerine transfer birimi sayısı (NTU-number of transfer units) adı verilir ve AU/C_{min} karşılığı maksimum NTU_{max} değeridir. Isı değiştiricisi tasarımında kullanılan yöntemlerden biri ε-NTU yöntemidir. Isı değiştiricisi tasarımında yukarıda ifade edildiği gibi azalan verimler yasası geçerlidir. Bunun anlamı, etkenlik arttıkça maliyetin artmasıdır. Dolayısı ile tasarım, optimum NTU değerine dayanır.

8.7.4. Filtreleme veya Kirlenme

Yüzey koşullarıyla ilgili önemli ısı değiştiricisi parametrelerinden biri de kirlenme faktörü olarak adlandırılır ve toplam ısı transferi yüzey alanının hesaplanmasında dikkate alınmalıdır. Kirlenme faktörü dikkate alınmadan yapılacak tasarım, zamanla ısı transferi miktarının azalmasına ve istenilen ısı transferi miktarının dolayısıyla ekonomik faydanın azalmasına neden olacaktır. Isı transferi yüzeylerinde kirlenme, film tabakası örneğin yağ filmi ya da biyofilm (canlı organizmaların ince tabakası) gibi oluşabilir. Yüzeylerde oluşabilecek korozyon ve iki fazlı akış nedeni ile yüzeyde oluşabilecek ince tabakalar da diğer kirlenme nedenleridir. Kirlenme faktörü, daha fazla kirlenme ile artar ve ısı değiştiricisinin etkenliğinde bir azalmaya neden olur. Kirlenme bekleniyorsa, filtreleme, özel malzeme kullanımı veya sık aralıklarla temizlik yani bakım ve bunun için yüzeylere kolay erişime izin veren mekanik bir tasarım düşünülmelidir. Isı değiştiricisi tasarımında kirlenme faktörü önemli bir parametredir ve imalatçı bu faktörü dikkate alarak ek ısı transfer yüzeyi oluşturmalıdır.



Şekil 8.6: Akış Düzenine Göre Isı Değiştiricilerinde (Eşanjörlerde) NTU-ε İlişkisi

8.7.5. Malzemeler ve Konstrüksiyon

Bu konular önceki bölümlerde gözden geçirilmiş ve özetlenmiştir.

1. Yüksek veya düşük sıcaklıklar özel malzemelerin kullanılmasını gerektirebilir.
2. Isı transfer akışkanının kimyasal ve fiziksel özellikleri özel malzemelerin kullanımını gerektirebilir.
3. Kontamine akışkanlar özel malzemeler ve/veya özel yapı gerektirebilir.
4. Kanatçıklı yüzeyler kullanılması, iç yüzeyde oluklu veya spiral yapılar kullanılması, iç veya dış yüzeylerde kaplama veya işlem görmüş yüzeyler ısı transferini artırmak ve daha kompakt bir yapı elde etmek için kullanılan tekniklerdir.

8.7.6. Korozyon Kontrolü

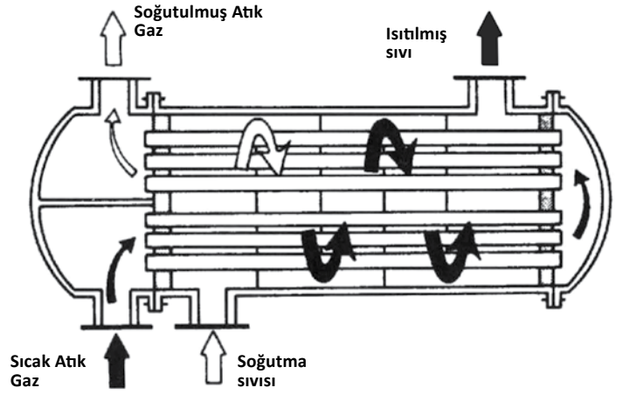
Isı değiştiricileri için standart konstrüksiyon malzemesi karbon çeliği yani düşük karbonlu çeliktir. Çelikten yapılan ısı değiştiricileri, malzemenin nispeten daha az maliyetli olması ve imalatının kolay olması nedeniyle tercih edilir. Bununla birlikte, ısı transfer ortamı korozif akışkanlar veya gazlar olduğunda, daha dayanıklı malzemeler gerekli olabilir. Korozyon özellikleri, ısı değiştiricilerinin ömrünü tahmin etmek için gerekli bilgileri verir ve yaşam boyu maliyet hesapları, çelik malzeme maliyetlerinin diğer malzemelerle karşılaştırılmasına imkân tanır. Sorun, çelik bir ısı değiştiricisini daha sık aralıklarla değiştirmenin mi, yoksa daha az sıklıkta değiştirme gerektiren daha maliyetli malzemelerden yapılmış bir ısı değiştiricisi satın almanın mı daha maliyet etkin olacağıdır. Kolay boru değişimine izin veren mekanik tasarımlar, yeni ısı değiştiricisi maliyetini düşürür ve karbon çeliği ısı değiştiricilerinin kullanımını destekler.

Plastikler gibi korozyona dayanıklı kaplamalar, aşırı agresif sıvılara ve gazlara dayanım için kullanılır. Bununla birlikte, yüksek kaplama maliyeti ve montaj sırasında (ve işletme sırasında) kaplamaların zarar görmesi tehlikesi kullanımlarını sınırlar. Kaplamaları kullanmanın bir dezavantajı, genellikle boru cidarının toplam ısıl iletkenliğini azaltmaları ve dolayısıyla ısı değiştiricisi boyutunda bir artış gerektirmeleridir. Kaplama kullanma kararı, alternatif malzemelerin bulunabileceği varsayılarak, korozyona dayanacak alternatif malzemelerin mevcudiyetine ve karşılaştırmalı yaşam boyu maliyetlerine bağlıdır.

Isı değiştiricilerinde kullanılan en aşındırıcı ve yaygın akışkanlar arasında hidroklorik asit ve tuzlu su bulunur. Çelik ve çoğu çelik alaşımı bu tür akışkanların kullanımlarında son derece kısa ömürlüdür. Klorürlere ve diğer aşındırıcı kimyasallara karşı dikkate değer direnç gösteren bir çelik alaşım sınıfı, yarı yarıya ferrit ve östenit mikro yapılardan oluşan dubleks çelikler olarak adlandırılır. Yüksek çekme mukavemetleri nedeniyle, daha ince boru et kalınlıkları kullanılabilir. Böylece, bu tür malzemelerin yüksek maliyetlerinin bir kısmı dengelenir.

8.7.7. Bakım Kolaylığı

Yüzeylerin kolayca temizlenebilmesi veya korozyona uğradığında boruların değiştirilebilmesi için iç kısımlara erişim sağlanması ek maliyete değebilir. Bakım için kolayca çıkarılabilen flanşlı ve cıvatalı uç kapakları olan bir gövde borulu ısı değiştirici Şekil 8.7'de gösterilmektedir. Sol tarafta flanşlı kapak içine giren sıcak akışkan buradan boruların içinden geçerek sağ tarafta ısı değiştiricisini terk edeceği yöne doğru dönüş yapar ve tekrar sol üstten ısısını vermiş olarak dışarıya çıkar. Bu esnada gövde tarafında alt kısımda gövdeye giren akışkan boruların dış yüzeyinden ve saptırma plakalarının arasından akarak ısınır ve üstten ısı değiştiricisini terk eder. Saptırma plakaları türbülans yaratarak ısı transferini iyileştirirken aynı zamanda borular için destek görevi görür. Gövde boru tipi ısı değiştiricileri özellikle bakım kolaylığının ön planda olduğu petrokimya ve güç üretimi tesislerinde yaygın olarak tercih edilir. Daha fazla montaj alanına ihtiyaç duymaları nedeni ile bina uygulamalarında tercih edilmez. Bina uygulamalarında plakalı ısı değiştiricileri daha az yer kaplamaları ve etkenlikleri nedeni ile tercih edilir. Gövde boru tipi ısı değiştiricisi kullanım alanına ve akış düzenlerine göre standardize edilmiş farklı biçimlerde üretilmektedir.



Şekil 8.7: Gövde Borulu Isı Değiştiricileri

8.8. Isı Geri Kazanım Ekipmanlarında Ticari Seçenekler

8.8.1. Giriş

Uygun bir ısı değiştiricisi tasarımı için tüm çalışma parametrelerinin yanı sıra kapasitesinin de belirtilmesi gerekir. Bu çalışma parametreleri, konstrüksiyon parametrelerini ve dolayısıyla ısı değiştiricisinin maliyetini belirleyecektir. Nihai tasarım, basınç düşüşü, bakım kolaylığı, ısı değiştiricisinin etkenliği ve yaşam boyu maliyeti arasında bir optimizasyon olacaktır. Tasarım, yaşam boyu maliyetlerini minimize etmek için işletme ve bakım maliyetlerini, satın alma maliyetiyle dengelemelidir.

Atık ısı geri kazanım cihazlarının optimum seçimini yapabilmek için belirtilmesi gereken temel parametreler şunlardır:

- Atık ısı akışkanının sıcaklığı
- Atık ısı akışkanının kimyasal bileşimi
- Atık ısı akışkanının izin verilen minimum sıcaklığı
- Atık ısı akışkanındaki kirleticilerin miktarı ve türü
- Atık ısı akışı için izin verilen basınç düşüşü
- Isıtılan akışkanın sıcaklığı
- Isıtılan akışkanın debisi
- Isıtılan akışkanın kimyasal bileşimi
- Isıtılan akışkanın izin verilen maksimum sıcaklığı
- Isıtılan akışkanda izin verilen basınç düşüşü
- Kontrol sıcaklığı

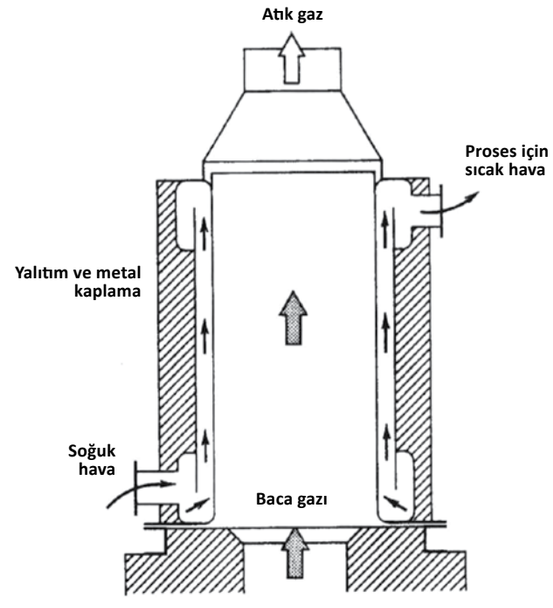
Daha sonra, piyasada yaygın olarak bulunan bazı atık ısı geri kazanım ekipmanları ayrıntılı olarak ele alınacaktır.

8.8.2. Gazdan Gaza Isı Değiştiriciler: Reküperatörler

Reküperatörler, orta ile yüksek sıcaklık aralığında gazları ısıtmak için atık ısının geri kazanılmasında kullanılır. Bazı tipik uygulamalar daldırma fırınları, tavlama fırınları, eritme fırınları, yeniden ısıtma fırınları, art yakıcılar, yakma fırınları ve radyant-ısı yakma sistemleridir. Bu tür bir ısı değiştiricisi için en basit konfigürasyon, Şekil 8.8'de gösterildiği gibi, iki eş merkezli metal borudan oluşan metalik radyant reküperatördür. Bu, genellikle fırında kullanılacak yanma havasını ısıtmak için yüksek sıcaklıklı bir fırının egzoz gazlarından yararlanmada kullanılır. Montajı genellikle egzoz bacası yerine tasarlanmıştır.

İç boru sıcak egzoz gazlarını taşırken, halka şeklindeki dış cidar ısıtılacak yanma havasını taşır. Sıcak gazlar, gelen yanma havasına enerjisini verir ve burada ısınan hava, daha sonra yanma odasına gönderilir. Bu geri kazanılan ısı nedeniyle daha az yakıt tüketilir. Baca gazı çıkış sıcaklıkları ve baca gazı ısı kayıpları azaltılır. Radyant reküperatör adını sıcak gazlardan olan ısı transferinin önemli bir bölümünün ışınımla olması nedeniyle alır. Ters akış düzenlemesi kullanıldığında konfigürasyon daha basit ve ısı transferi daha verimli olsa da genellikle Şekil 8.8'deki gibi iki gaz akışı paraleldir. Paralel akış kullanılmasının nedeni, soğuk havanın çoğu zaman egzoz kanalının en sıcak kısmında soğutma işlevi görmesi ve bunun sonucunda, egzoz kanalı malzeme ömrünün uzamasıdır.

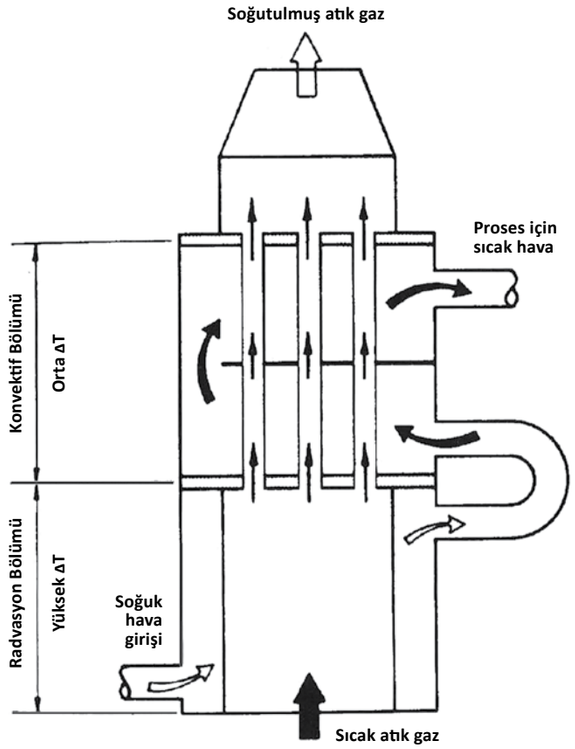
İç boru genellikle yüksek nikel alaşımlı paslanmaz çelikler gibi yüksek sıcaklığa dayanıklı malzemelerden üretilir. Girişteki büyük sıcaklık farkı, dış kabuk genellikle farklı ve daha ucuz bir malzemeden olduğundan, farklı ısıl genleşmeye neden olur. Mekanik tasarımda bu etki hesaba katılmalıdır. Radyant reküperatörlerinin daha komplike tasarımları, paralel akışlı alt bölüm ve daha etken ters akış düzenlemesi kullanan üst bölüm olmak üzere iki bölümden oluşur. Tecrübe edilen büyük eksenel genleşmeler ve reküperatörün alt kısmında meydana gelebilecek yoğun gerilme koşulları nedeniyle, ünite genellikle bağımsız bir kafes destek sistemi ile üstten desteklenir ve bir esnek bağlantı ile fırına bağlanır.



Şekil 8.8: Metalik Işınım Reküperatörü

Reküperatörler için ikinci bir yaygın form, boru tipi veya konvektif reküperatör olarak adlandırılır. Şekil 8.9'daki konvektif tip reküperatörün şematik diyagramında görüldüğü gibi, sıcak gazlar bir dizi küçük çaplı paralel boru içinden geçerken soğuk yanma havası boruların dışından geçer. Böylece sıcak gazlar, soğuk yanma havasını ağırlıklı olarak konvektif biçimde ısıtır. Ancak, özellikle gazların sıcak olduğu

bölgede ışınımla da ısı geçişi söz konusudur. Boruların etrafındaki havanın hareketi tek geçişli, iki geçişli veya üç geçişli olabilir. Şekil 8-9'da iki geçişli hali görülmektedir. Geçiş sayısının artması üretim maliyetini ve hava yolundaki basınç düşüşünü artırsa da ısı transferinin etkenliğini de artırır.



Şekil 8.9: Kombine Radyant ve Konvektif Reküperatör

Konvektif tip reküperatörler genellikle daha kompakttır ve daha geniş ısı transfer alanı sayesinde radyant reküperatörlerinden daha yüksek etkenliğe sahiptir.

Metal reküperatörlerde 1.100°C'yi aşan gaz sıcaklıklarında malzeme ömrü azalır. Bu durum, paralel akış düzenlemesi kullanımını zorunlu kılar. Fırın yükü azaldıkça, fırın yanma havası debisi de azalacağından sıcaklık sorunu daha da artar. Isı transferi yüzeylerinin soğuma miktarı azalır ve yüzeyler zarar görür. Bu etkiye karşı koymak ve egzoz gazlarının sıcaklığını azaltmak için bir ortam havası baypası, kullanılan yöntemlerden biridir.

Metal reküperatörlerin sıcaklık sınırlamalarının üstesinden gelmek için, seramik borulu reküperatörler geliştirilmiştir. İlk seramik reküperatörler tuğladan yapılmış ve fırın çimentosu ile birleştirilmiştir. Isıl döngü (ısınıp soğuma döngüsü) bağlantıların çatlamasına ve ünitelerin erken bozulmasına neden olmuştur. Kısa hizmet sürelerinden sonra %60'a varan sızıntı oranları yaygındır. Daha sonraki gelişmeler esnek contalarla birleştirilen silikon karbür boruları ortaya çıkarmıştır.

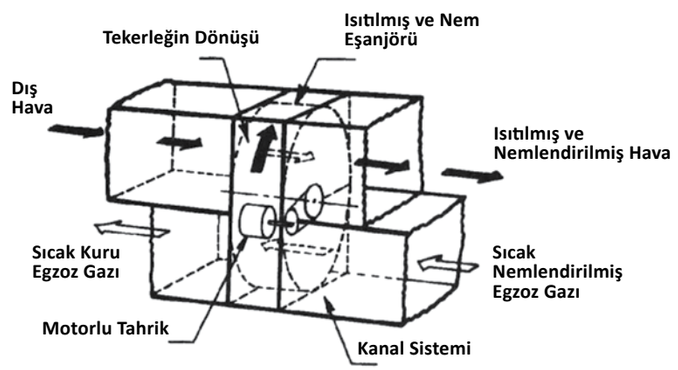
Reküperatörler nispeten ucuzdur ve yakıt tüketimini azaltır. Bununla birlikte, yatırım maliyetleri yüksektir. Daha yüksek yanma havası sıcaklıkları şunları gerektirebilir:

- Brülör değişimi
- Esnek genleşme bağlantı parçaları ile daha büyük çaplı hava hatları
- Yüksek sıcaklık brülörlerini soğutmak için soğuk hava tesisatı
- Yanma kontrolcülerinin modifiye edilmesi
- Baca damperleri
- Soğuk hava karışımı
- Reküperatör koruma sistemleri
- Sistemdeki ek basınç düşüşlerinin üstesinden gelmek ve hava yoğunluğundaki azalma ile eşdeğer kütle akışı için gereken daha yüksek hacimleri karşılamak için daha büyük yanma havası fanları

8.8.3. Termal Isı Tekerleri

Hava ön ısıtıcısı veya ısı tekeri olarak da adlandırılan döner bir rejeneratör, düşük ile orta derecede yüksek sıcaklıkta atık ısı geri kazanımı için kullanılır. Tipik uygulamalar mahal ısıtma, kürleme, kurutma fırınları ve ısıl işlem fırınlarıdır. Orijinal olarak, buhar kazanları için bir hava ön ısıtıcısı olarak geliştirilmiş, daha sonra otomotiv türbin uygulamaları için bir rejeneratör olarak küçük boyutlarda uyarlanmıştır. 20°C ile 1.350°C arasında değişen sıcaklıklar için kullanılabilir.

Şekil 8.10, bir iklimlendirme uygulamasında bir ısı tekerinin çalışmasını göstermektedir.



Şekil 8.10: İklimlendirme Sistemlerinde Döner Rejeneratör (Isı Tekeri) Uygulaması

Isı tekeri önemli bir özgül ısıya sahip malzemeden imal edilmiş gözenekli bir diskten oluşur. Disk üst üste iki kanal arasında dönecek şekilde yerleştirilir. Şekilde bir ters akış düzenlemesi gösterilse de paralel akış düzenlemesinde de kullanılabilir. Diskin ekseni kanallar arasındaki bölmenin düzlemine paralel olarak yerleştirilmiştir. Disk yavaşça döndükçe duyulur ısı (ve bazı durumlarda nem içeren gizli ısı) sıcak egzoz gazı tarafından diske aktarılır (ısıtma sezonunda). Isınan disk soğuk kanal tarafına geçtiğinde, ısı sıcak diskten soğuk taze havaya aktarılır. Toplam ısı transferi verimi (gizli ısı dahil) %90 kadar olabilir.

Isı tekerleri, 68.000 m^3/h hacimsel debiye ve 20 m çapına kadar çıkabilir. Paralel olarak birden fazla ünite çalıştırılabilir. Bu modüler yaklaşım, kapasite ile talep arasındaki uyumsuzluğun üstesinden gelmek için kullanılabilir.

Isı tekerleri için yüksek sıcaklık aralığındaki sınırlamalar, öncelikle dönen çarkın eşit olmayan ısıl genleşmesinden kaynaklanan mekanik zorluklardan kaynaklanmaktadır. Düzensiz genleşme, kanallar ve tekerlek arasında yeterli gaz sızdırmazlığının kaybolmasıyla sonuçlanan tekerlekte aşırı deformasyonlara neden olabilir.

Isı tekerlerinin yüksek sıcaklıklara dayanıklı seramik peteklerden yapılmış tipleri olduğu gibi gizli ısının geri kazanılabilmesi için higroskopik bir maddeyle kaplanmış tipleri de bulunmaktadır. Bu gizli ısı, iklimlendirilen mahallerden veya endüstriyel süreçlerden çıkan ve içinde önemli oranda su buharı bulunan atık hava veya gazlarda önemli bir enerji miktarına sahip olabilir. Bir ısı tekeri kullanarak gaz akışındaki gizli ısının bir kısmını geri kazanmak için levha, higroskopik bir malzeme ile kaplanmalıdır. Higroskopik bir ısı tekerinde, sıcak gaz akımı, su buharının bir kısmını lityum-klorür (LiCl) kaplamaya verir ve lityum klorür hidratı oluşturur. Isıtılacak gazlar daha kurudur ve hidratta tutulan suyun bir kısmını absorbe eder. Bu su buharındaki gizli ısı, toplam geri kazanılan ısı miktarına doğrudan eklenir. Çıkış akımındaki su buharının geri kazanım verimi %50 kadar olabilir.

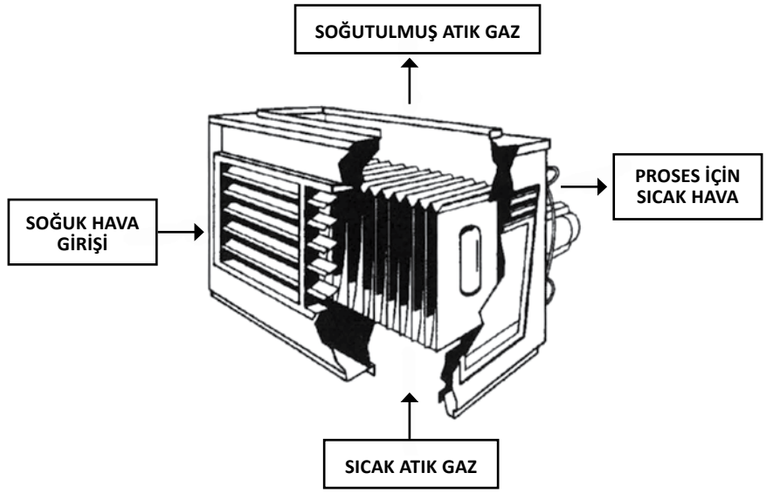
Isı tekerlerinin gözenekleri ve pasajları nedeni ile egzoz kanalından taze hava kanalına az miktarda gaz geçebilir ve bu nedenle taze havada çapraz kontaminasyon meydana gelebilir. Özellikle iklimlendirme uygulamalarında hijyen gereği kontaminasyon istenmiyorsa, egzoz edilen gazın sızması, taze hava ve egzoz kanalları arasına yerleştirilmiş bir tahliye bölümünün eklenmesiyle kısmen ortadan kaldırılabilir. Özel conta ve sızdırmazlık elemanlarıyla bu sızıntı kabul edilebilir mertebelere indirilebilir. Ancak, bu önlemlerin maliyeti dikkate alınmalıdır. Bazı laboratuvar egzozlarında olduğu gibi çapraz kontaminasyona izin verilmiyorsa, ısı geri kazanım tekerleri kullanılamaz, bu durumda başka bir tip geçirimsiz ısı geri kazanım cihazı kullanılmalıdır. Covid-19 sürecinde de ısı tekerine sahip iklimlendirme sistemlerinin kullanılmaması ya da taze hava ve egzoz tarafındaki basınç düzenlemeleri ile kullanımın sağlandığı uygulamalar bulunmaktadır. [14]

Isıtılmış gaz sıcaklıkları, ısıtma yükleri ve egzoz gazı sıcaklıklarından bağımsız olarak sabit tutulacaksa, ısı tekeri değişken hızda çalıştırılmalıdır. Bunun için değişken hız sürücüsü (VSD) ve kontrol elemanı olarak hava sıcaklığı sensörlü bir hız kontrol cihazı gerekir. Sıfırın altındaki sıcaklıklar ve yüksek nem dönemlerinde dış hava ile çalıştırıldığında, ısı tekerleri don problemi olabilir. Bu durumu önlemek için bir hava ön ısıtma sisteminin kurulması gerekebilir ancak, bu tip ilave donanımlar maliyeti önemli ölçüde artıracaktır. Isı tekerleri, yüzeylere yapışacak partiküllerin sonraki çevrimde diğer hava akımına geçmesi nedeni ile kendini temizleme özelliğine sahiptir.

8.8.4. Pasif Hava Ön Isıtıcılar

Gazdan gaza pasif rejeneratörler, çapraz kontaminasyonun tolere edilemediği uygulamalar için kullanılır. Bu tür bir rejeneratör tipi olan plakalı tip rejeneratör Şekil 8.11'de gösterilmektedir. Düşük ve orta sıcaklık uygulamalarında pasif hava ön ısıtıcıları kullanılır. Bunlar arasında kurutma ve pişirme fırınları, buhar kazanlarında hava ön ısıtıcıları, hava kurutucular, ticari bina genel egzozu gibi şartlandırılmış havadan atık ısı geri kazanımı bulunur.

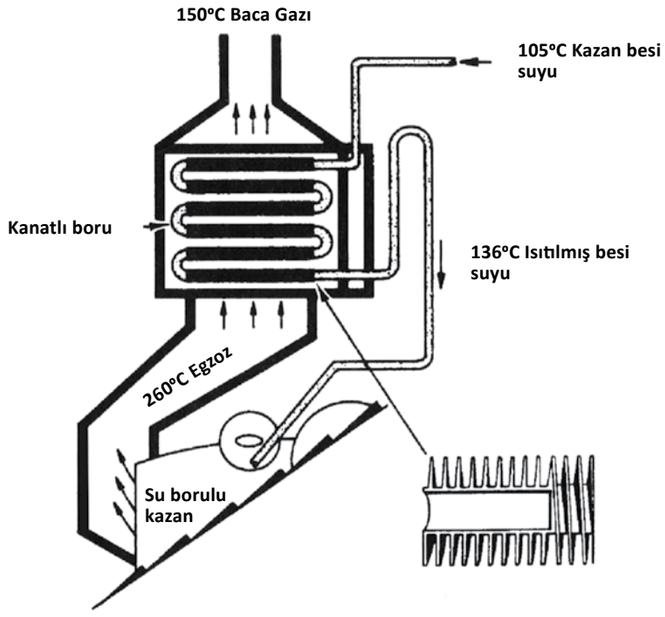
Plakalı rejeneratör, ısıtılacak ve ısıtıcı gazları ince bir iletken metal duvarla ayırmaktadır. Kullanımları çapraz kontaminasyonu ortadan kaldırmasına rağmen, benzer ısı geri kazanım ve akış kapasitelerine sahip bir ısı tekerinden daha hacimli, daha ağır ve daha pahalıdır. Plakalı ısı değiştiricilerde nem geri kazanılamaz. Verimin artırılması için dar plaka aralıkları ile birlikte düşük alın hızları kullanılmalıdır. Ayrıca, ısıtılan gazın sıcaklık kontrolünü sağlamak zordur ve yüzey kirliliği daha ciddi bir problem olabilir. Isı eşanjörünün derinliği nedeniyle, temizlik pratik olmayabilir ve etkenliği azaltabilir. Makul bir ömür için filtreleme gerekir.



Şekil 8.11: Pasif Gazdan Gaza Rejeneratör (Karışımsız Çapraz Akış Düzenlemesinde)

8.8.5. Gaz veya Sıvıdan Sıvıya Rejenaratörler: Ekonomizörler

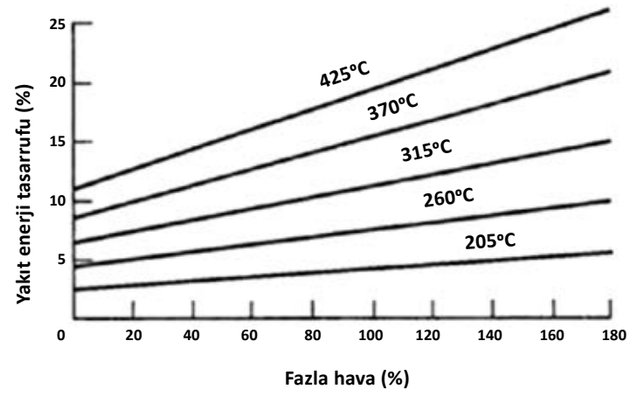
Ekonomizör normal olarak kazanın bacasına monte edilir. Ekonomizörde kazan besleme suyu, sıcak egzoz gazları tarafından ısıtılır. Böyle bir düzenleme Şekil 8.12'de gösterilmektedir. Ekonomizörlerde gazdan suya ısı aktarıldığı için gaz tarafında (dıştan) kanatçıklı borular kullanılır. Borular genellikle seri düzende bağlanır, ancak sıvı tarafındaki basınç düşüşünü kontrol etmek için seri-paralel olarak da düzenlenebilir. Hava tarafı basınç düşüşü, boruların aralığı ve boru sıralarının sayısı ile kontrol edilir. Ekonomizör hesabı, Bölüm 5'te anlatılmıştır. Konu ile ilgili olarak bu bölüme bakılabilir.



Şekil 8.12: Kazanlarda Kullanım İçin Ekonomizör Uygulaması

Düşük buhar talebi sırasında veya besleme suyu pompası arızası durumunda ekonomizörde kaynamayı önlemek için kazan besleme suyunun sıcaklık kontrolü gereklidir. Bu genellikle gaz akışının bir kısmını bir baypas kanalından yönlendiren bir damper ile ekonomizörden akan egzoz gazlarının miktarının kontrol edilmesiyle elde edilir.

Ekonomizördeki ısı geri kazanımı, bacadaki izin verilen en düşük baca gazı sıcaklığı ile sınırlandırılır. Baca gazları, yakıtta bulunan hidrojenin yanmasından kaynaklanan su buharı içerir. Sıcak baca gazları su buharının çiy noktasının altına soğutulursa yoğuşma meydana gelir ve temas ettiği metal yüzeylere zarar verir. Yakıt, ayrıca kükürt içeriyorsa, kükürtdioksit, sülfürik asit oluşturmak üzere yoğuşan su tarafından emilecektir. Bu çok koroziftir ve ekonomizörün ve baca gazı hatlarının kısa zamanda delinmesine ve zarar görmesine yol açar. Doğal gazla çalışan bir kazandan çıkan egzoz gazlarının çiy noktası, stokiyometrik yakıt/hava karışımı için yaklaşık 59°C dolaylarında iken %100 fazla hava durumunda 45°C olur. Bacadan ısı kayıpları nedeni ile radyal yönde ısı gradyanları oluşur ve her bir metrede 1-6°C sıcaklık farkı meydana gelir. Bu da baca iç yüzeyinde sıcaklığın, yanma gazı sıcaklığından daha düşük olması anlamına gelecektir. Baca gazı hattı üzerinde bu sıcaklığın altındaki yüzeylerde yoğuşma ve neticesinde kuvvetli bir korozyon meydana gelir. Bu nedenle, baca gazı sıcaklıklarını minimum 150°C ile veya herhangi bir özel malzemenin kullanılmayacağı durumda minimum 120°C ile sınırlamak tavsiye edilir. Sülfür içeren yakıtların kullanılması durumunda daha dikkatli olunması gerekir ve sülfürün yoğuşmaması için daha yüksek baca gazı sıcaklıkları radyal yöndeki sıcaklık gradyanı da dikkate alınarak daha yüksek tutulmalıdır. Bu, ekonomizörün etkenliğinin çok yüksek sıcaklıklar dışında kısıtlanması anlamına gelecektir. Şekil 8.13, yakıt olarak doğal gaz kullanan kazanlarda baca gazı sıcaklığına ve fazla hava yüzdesine bağlı olarak yapılabilecek yakıt tasarrufu yüzdesini göstermektedir. Grafikler 150°C ekonomizör çıkış sıcaklığı dikkate alınarak oluşturulmuştur.



Şekil 8.13: Ekonomizör Kullanan Doğal Gaz Yakıtlı Bir Kazanda Yapılabilecek Yakıt Tasarrufu

8.8.6. Gövde-Borulu ve Eş Eksenli Borulu Isı Değiştiriciler

Gövde-borulu ve eş eksenli iki borulu ısı değiştiriciler, daha çok sıvıdan sıvıya ısı geri kazanımı için kullanılır. Proses sıvılarından, soğutuculardan ve kondensten düşük ve orta sıcaklık aralığında ısıyı geri kazanmak için kullanılır.

Atık ısı içeren bir sıvı veya bir buhar, farklı basınçta bir sıvıyı ısıtmak için kullanılacak ise tamamen kapalı devre bir ısı değiştiricisi kullanılmalıdır. Farklı basınçtaki iki akışkan akımı, birbirinden ayrılmalıdır. Gövde-boru tipi ısı değiştiricilerinde gövde, boru demetini taşıyan bir silindirdir. Gövdede akan akışkanı çoklu geçişlerle boruların üzerine yönlendirmek için dahili saptırıcılar kullanılabilir (bkz. Şekil 8.7). Gövde doğal olarak borulardan daha zayıf olduğundan, yüksek basınçlı akışkan genellikle boruların içinde dolaşır, düşük basınçlı akışkan ise gövdede dolaşır. Bununla birlikte, ısıtma akışkanı yoğuşturulacak buhar olduğunda genellikle gövde içinde bulunur, boru içinde yoğuşma stabilite sorunlarını ortaya çıkarır. Gövde-boru tipi ısı değiştiricilerinde gövde ve boru malzemesi farklı kombinasyonlarda ve standart boyutlarda imal edilir ve toplam ısı geçiş katsayısı 500-1000 W/m^{2}K dolaylarındadır.

Akışkan basınçlarının çok yüksek olması nedeni ile bir gövde tasarımının ekonomik olmadığı veya sökme kolaylığının çok önemli olduğu durumlarda iç içe borulu ısı değiştiricileri kullanılabilir. Daha sıcak olan akışkan, yüzey ısı kayıplarını en aza indirmek için tipik olarak içteki boruda bulunur. İç içe borulu ısı değiştiricileri tek bir düz uzunluktan, bir spiral serpantinden veya boru demetinden oluşabilir. Yüksek kirleticiliğe sahip akışkanların kullanıldığı durumlarda bu konfigürasyon tercih sebebidir.

8.8.7. Isı Pompaları

Isı pompaları düşük sıcaklıktaki bir kaynaktan ısıyı yüksek sıcaklıktaki kullanım düzeyine transfer eder. Sıcaklığı nedeniyle kullanılamayacak düşük düzeydeki bir atık ısıyı sıcaklığını yükselterek kullanılabilir duruma getirmektedir. Isı pompaları uygulamalarında ekonomik bir fizibilite çalışması yapılarak uygulamanın ekonomik fizibilitesi gösterilmelidir. Isı pompaları kaynağa göre toprak kaynaklı, su kaynaklı, hava kaynaklı, atık ısı kaynaklı olarak sınıflandırılabilir. Toprak kaynaklı ısı pompaları yıl boyunca yaklaşık sabit toprak sıcaklığını kullanır ve daha yüksek verim değerlerine ulaşır. Ancak ister düşey borulama ister serme biçiminde yatay borulama olsun, toprak sondajı ya da kazıları ilk yatırım maliyetlerini önemli ölçüde artırır. Hava kaynaklı ısı pompalarında ise dış ortam sıcaklığındaki hava ısı kaynağı olarak kullanılır. Bu nedenle verim değerleri kaynak sıcaklığından direkt olarak etkilenir. Endüstriyel uygulamalarda atık ısının ısı pompalarında değerlendirilmesi yüksek sıcaklıklı ısı pompaları ile sağlanır. Bina uygulamalarında atık ısıdan faydalanmanın bir yolu özellikle hastaneler gibi basınçlı hava sistemlerindeki atık ısının değerlendirilmesidir. Basınçlı hava sistemindeki atık ısı bir hava kaynaklı ısı pompasına beslenerek yüksek verimde sıcak su üretimi sağlanabilir. [12]

Isı pompası çevriminin performans katsayısı (COP), akışkana verilen ısının kullanılan işe oranıdır.

$$COP_{HP} = \frac{Q_h}{W_{net}} \qquad (8.3)$$

İş gereksinimi, bir elektrik motoru veya içten yanmalı bir motor ile karşılanabilir. Ekonomik olarak uygun olması için COP değerinin 3,0'dan büyük olması gerekir. Çünkü, ısı pompasını çalıştırmak veya motor tahriki için kullanılan elektrik enerjisini üretmek için kullanılan termik santral verimi %33 dolaylarındadır. İdeal bir ısı pompası için maksimum teorik COP Eş. 8.4'te gösterilmiştir.

$$COP = \frac{1}{1 = \frac{T_L}{T_H}} \qquad (8.4)$$

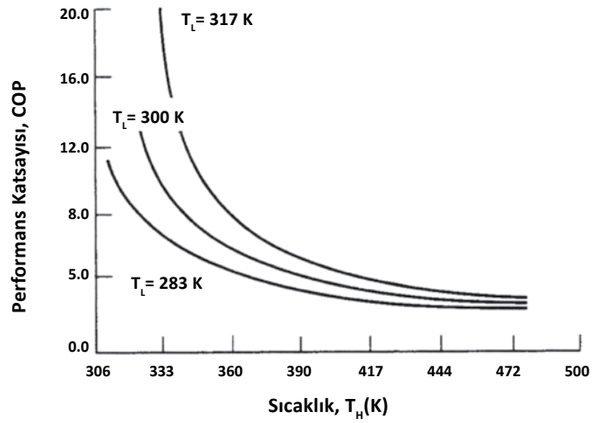
Burada, T_L, düşük sıcaklıktaki enerji kaynağı sıcaklığını, T_H yüksek sıcaklıktaki kullanım sıcaklığını göstermektedir. Bu sıcaklıklar mutlak sıcaklıktır. Örneğin 0°C dış ortam sıcaklığında ve 22°C iç ortam sıcaklığında çalışan bir hava kaynaklı ısı pompası için teorik COP değeri 13,4 olarak bulunabilir. Ancak gerçek ısı pompası COP değeri bu teorik değerden daha düşüktür.

Şekil 8.14, farklı kaynak sıcaklıkları ve kullanım sıcaklıkları için teorik COP değerlerini göstermektedir. Gerçek ısı pompası performansının teorik değere yaklaşmasını engelleyen birkaç faktör vardır. Bunlar;

1. Kompresör verimi %100 değildir, bunun yerine %65-85 arasındadır.
2. Tersinmez kısılma işlemi diğer bir verimsizlik kaynağıdır. Türbin tipi bir genleşme sistemi ise maliyeti çok artırması sebebiyle küçük ünitelerde tercih edilmediği için önemli bir iş kaybı yaratmaktadır.
3. Hatlarda, kompresörlerde ve valflerde akışkan sürtünmesi nedeni ile meydana gelen kayıplar vardır.
4. Isı kaynağından yüke pratik ısı transferi miktarları elde etmek için teorik olandan daha yüksek kondenser sıcaklıkları ve daha düşük evaporatör sıcaklıkları gereklidir.

Gerçek bir iki kademeli endüstriyel ısı pompası COP değeri 25°C ortalama kaynak sıcaklığı ve 88°C kullanım sıcaklığı için yıllık ortalama 3,3 ölçülmüştür. Buna karşılık bu sıcaklıklar için ideal COP 5,8 değerindedir. Çok dikkatli tasarlanmış endüstriyel üniteler dışında gerçek COP ideal değerin %50'si ila %65'i kadardır.

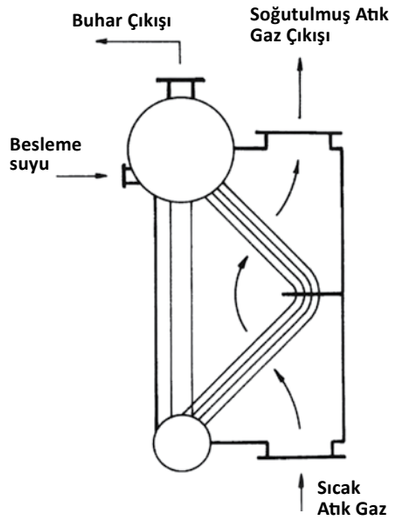
Isı pompalarının kullanımına ilişkin ek bir kısıtlama mevcut kompresör ve soğutucu akışkan teknolojisinin getirdiği sınırlamalar nedeniyle 110°C'nin üzerindeki atık ısının doğrudan ısı pompasında kullanılamamasıdır. Yeni soğutucu akışkanların geliştirilmesiyle bu limit artırılabilir.



Şekil 8.14: Farklı Kaynak ve Kullanım Sıcaklıkları İçin Teorik COP Değerleri

8.8.8. Atık Isı Kazanları

Atık ısı kazanları, buhar üretmek için sıcak egzoz gazlarının kullanıldığı su borulu kazanlardır. Sıcak egzoz gazları bir gaz türbininden, bir yakma fırınından, bir dizel motordan veya orta ile yüksek sıcaklıktaki herhangi bir atık ısı kaynağından olabilir. Şekil 8.15, konvansiyonel iki geçişli bir atık ısı kazanının şemasını göstermektedir. Isı kaynağı orta sıcaklık aralığında olduğunda, kazan hacimli olma eğilimindedir. Kanatçıklı boruların kullanılması ısı transfer alanlarını artırarak daha kompakt bir tasarım sağlar. Atık ısı miktarı gerekli miktarda buhar üretmek için yetersiz (veya kesintili) ise, kazana ilave brülörler veya kazan girişinde kanala bir art yakıcı eklemek mümkündür. Konvansiyonel atık ısı kazanı kızgın buhar üretemez, bu nedenle kızgın buhar üretimi gerekiyorsa harici bir kızdırıcı gerekir. Atık ısı kazanları ticari olarak 1.700 m^3/h'den 1.700.000 m^3/h egzoz gazı debilerinde mevcuttur.



Şekil 8.15: İki Geçişli Su Borulu Atık Isı Kazanı

8.9. Isı Geri Kazanımının Tesisler Üzerindeki Etkisi

Atık ısı geri kazanımı servislerin hem ısıtmada hem de soğutmada proses maliyetini düşürür. Isı geri kazanımının tüketilen toplam enerji üzerindeki etkisini anlamak için aşağıdaki örnek incelenebilir. [13]

Örnek 8.1: Merkezi iklimlendirme sistemlerinde kullanılan bir plakalı ısı değiştiricisi 7/24 çalışan bir ticari çamaşırhanede kullanılacaktır. Sıcak ve nemli hava giysilerin kurutulduğu kurutma sisteminden 103°C'de 4800 l/s debisinde çıkmaktadır. Atık-ısı ısı geri kazanım sisteminin etkenliği 0,75 ise üniteden bir yılda geri kazanılabilecek enerji miktarını hesaplayınız. Yıllık ortalama dış hava sıcaklığını 10°C ve her iki taraftaki kütlesel debinin aynı olduğunu kabul ediniz. Kazanılan enerji miktarının doğal gaz karşılığını hesaplayınız. (1m^3 doğal gaz = 10,55 kWh)

Çözüm:
Birincil devrenin sıcak ve nemli hava ikincil devrenin ise taze hava olduğunu kabul edelim. Kütlesel debilerin her iki akım için de aynı olduğu bilgisi ile

$$\dot{m}_h = 4800\ \frac{l}{s} \times \frac{1m^3}{1000l} \times 0{,}939\ \frac{kg}{m^3} = 4{,}5\ kg/s$$

Egzoz havası ve taze hava için özgül ısılar sırasıyla 1,012 kJ/kgK ve 1,004 kJ/kgK ise ısı kapasiteleri,

$$C_{egzoz} = \dot{m}\ C_{p,egzoz} = 4{,}5\ \frac{kg}{s} \times 1{,}012\ \frac{kJ}{kgK} = 4{,}554\ \frac{kW}{K}$$

$$C_{hava} = \dot{m}\ C_{p,hava} = 4{,}5\ \frac{kg}{s} \times 1{,}004\ \frac{kJ}{kgK} = 4{,}518\ \frac{kW}{K}$$

Bu durumda $C_{min} = C_{hava}$ olacaktır.

$$\dot{Q}_{maks} = C_{min}\ (T_{sıc,g} - T_{soğ,g}) = 4{,}518\ \frac{kW}{K} \times (103\text{-}10)^0C = 420{,}2\ kW$$

Isı değiştiricisi etkenliği 0,75 ise $\dot{Q}_{gerçek}$ = 315,5 kW bulunur. Sistemin bir yılda 8760 h çalıştığı kabulü ile bir yılda geri kazanılan enerji miktarı 2.760.543 kWh olarak bulunur. Doğal gaz karşılığı olarak yıllık 261.663 m^3 doğal gaz bulunur.

Örnek 8.2: Çift serpantinli bir ısı geri kazanım sisteminde mahalden egzoz edilen hava taze havanın ön ısıtmasında kullanılacaktır. İki serpantin arasında bir pompa ile 1,8 kg/s debisinde su, etkenlikleri 0,6 olan serpantinlerde sirküle edilmektedir. Egzoz havası sıcaklığı 26°C ve debisi 5 kg/s'dir. Taze hava ise 2°C sıcaklığında ve 5 kg/s debisindedir. Odadan suya transfer edilen ısı miktarını ve ısı değiştiricisinden çıkan taze hava sıcaklığını hesaplayınız. Hava ve su için özgül ısılar sırasıyla 1,02 ve 4,2 kJ/kgK'dir.

Çözüm:

$$C_{hava} = \dot{m}\, C_{p,hava} = 5\ \frac{kg}{s} \times 1{,}02\ \frac{kJ}{kgK} = 5{,}1\ \frac{kW}{K}$$

$$C_{su} = \dot{m}\, C_{p,su} = 1{,}8\ \frac{kg}{s} \times 4{,}2\ \frac{kJ}{kgK} = 7{,}56\ \frac{kW}{K}$$

$C_{hava} = C_{min}$

$\varepsilon = \dfrac{\dot{Q}_{gerçek}}{\dot{Q}_{maks}}$ ve $\dot{Q}_{maks} = C_{min}\,(T_{sıc,g} - T_{soğ,g})$ eşitliklerinden

$\dot{Q}_{maks} = 5{,}1\ \frac{kW}{K} \times (26-2) = 122{,}4\ kW$ olarak bulunur.

Etkenlik değeri 0,6 için $\dot{Q}_{gerçek} = 73{,}44\ kW$ olarak hesaplanır.

Her iki serpantin için enerji dengesi yazılırsa,

$\dot{Q}_1 = 5{,}1\ \frac{kW}{K} \times (T_{h,2} - 2) \rightarrow T_{h,2} = 16{,}4^0C$ taze hava serpantin çıkış sıcaklığı

$\dot{Q}_2 = 5{,}1\ \frac{kW}{K} \times (26 - T_{h,1}) \rightarrow T_{h,1} = 11{,}6^0C$ egzoz havası serpantin çıkış sıcaklığı

Su için de enerji dengesi yazılırsa,

$$\dot{Q}_{su} = 7{,}56\ \frac{kW}{K} \times (T_{su,2} - T_{su,1})$$

$\Delta T_{su} = 9{,}7\ ^0C$ olarak hesaplanır.

8.10. Sonuçlar

Tablo 8.6 en yaygın olarak kullanılan endüstriyel ısı değiştiricisi tiplerini ve özelliklerini özetlemektedir. Bu matris, seçimde hızlı karşılaştırmalar yapılmasına olanak tanır. Tabloda her bir ısı değiştiricisi tipi için sağlanan özellikler; izin verilen sıcaklık aralıkları, nem transferi yeteneği, büyük sıcaklık farklılıklarına dayanma yeteneği, paket üniteler olarak bulunabilirlik, kapasite artırımı için uygunluk, kompaktlık ve izin verilen ısı aktarım sıvısı kombinasyonlarıdır. Atık ısı geri kazanımı, tüm endüstriyel sektörlerde enerji probleminin çözümünde önemli bir araçtır.

Tablo 8.6: Endüstriyel Isı Değiştiricilerinin Çalışma ve Uygulama Özellikleri

	Düşük sıcaklık: 120°C'ye kadar	Orta sıcaklık: 120-650°C	Yüksek sıcaklık: 650-1200°C	Nem geri kazanımı	Büyük ΔT	Paket üniteler	Kapasite artışı ya da değiştirilebilme	Çapraz kontaminasyon	Kompaktlık	Gazdan gaza ısı transferi	Gazdan sıvıya ısı transferi	Sıvıdan sıvıya ısı transferi	Özel tasarımlarla korozif gazların kullanımı
Işınım reküperatörü			X		X	a	X	X		X			X
Konveksiyon reküperatörü		X	X		X	X	X	X		X			X
Metal ısı tekeri	X	X		b		X	X	c	X	X			X
Higroskopik ısı tekeri	X			X		X	X	c	X	X			
Seramik ısı tekeri		X	X		X	X	X		X	X			X
Pasif rejeneratör	X	X			X	X	X	X		X			X
Kanatçıklı borulu ısı değiştiricisi	X	X			X	X	X	X	X		X		d
Gövde boru tipi ısı değiştiricisi	X	X			X	X	X	X	X		X	X	
Atık ısı kazanları	X	X	X			X	X	X			X		d
Isı boruları	X	X	X		e	X	X	X	X	X			X

a Yalnızca küçük kapasitelerde satılan hazır ürünlerdir.

b Tartışmalı bir konudur. Bazı otoriteler nemin geri kazanıldığını iddia etmektedir.

c Bir ilave tahliye bölümü eklendiğinde, çapraz kontaminasyon kütlece %1'den daha az ile sınırlandırılabilir.

d Korozyona dayanıklı malzemelerden yapılabilir, ancak sızıntılar veya boru yırtılmaları nedeniyle ekipmanda meydana gelebilecek olası büyük hasarlar göz önünde bulundurulmalıdır.

e İzin verilen sıcaklıklar ve sıcaklık farkı, ısı borusundaki akışkanın faz dengesi özellikleriyle sınırlıdır.

KAYNAKÇA

[1] Dubin, F. and Long. C. Jr. (1978). Energy Conservation Standards: For Building Design. Construction and Operation. McGraw-Hill Book Company. New York.

[2] Turner, W. And Doty. S. (2006). Energy Management Handbook, 6th Edition. The Fairmont Press, Inc., Lilburn, Georgia.

[3] Annual Energy Review (1991). U.S. Energy Information Administration, Washington, D.C.

[4] Walker, G. (1990). Industrial Heat Exchangers. 2nd Ed Hemisphere, New York, New York.

[5] Ciora, R., Jr. And Lie, P. '' Ceramic Membranes far Environmental Related Applications'' Fluid/Particle Separation Journal. 15 (1).

[6] U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy. ''Advanced Membrane Separation Technologies for Energy Recovery.'' Industrial Technologies Program Fact Sheets.

[7] Liu. P. (2006). '' Gas Separations Using Ceramic Membranes''. Final Project Report by Media and Process Technologies Inc. Submitted to the U.S. Department of Energy.

[8] Consortium for Energy Efficiency (2001). '' A Market Assessment for Condensing Boilers in Commercial Heating Applications''.

[9] U.S. Department of Energy (2004 December). '' Energy Use, Loss and Opportunities Analysis: U.S. Manufacturing and Mining''. Report prepared by E3M, Inc.

[10] Burgos. S., Hoehn, A. And Todd, P. (1998). '' Hydrophilic Membrane-Based Humidity Control.'' Journal of Membrane Science. 149(69).

[11] Metha, P. (2007, June). Save Energy Now (SEN) esa-056-2 Report. U.S. Department of Energy.

[12] Gulseven C, Yilmazoglu MZ, (2019). Heating water and tap water production with an air-to-water heat pump by using the waste heat of an oil-free air compressor, Clima 2019, Romania.

[13] Bishop, P. (2004). Pollution Prevention: Fundamentals and Practice. Waveland Press: LongGrove, Illinois.

[14] Yılmazoğlu MZ, Demircan A. (2020), Covid-19 sürecinde mevcut hastanelerde mekanik sistemlerde alınması gereken önlemler ve tecrübeler, Politeknik Dergisi.

8. Bölüm Çalışma Soruları

1. 100 kg/h debisindeki atık sıcak su 45°C'den 20°C'ye soğuyorsa, 10°C'deki ve 200 kg/h debisindeki kullanma sıcak suyunu kaç dereceye kadar ısıtabilir?

A. 35 °C
B. 17,5 °C
C. 22,5 °C
D. 27,5 °C

2. Yukarıdaki eşanjörün etkenliği nedir?

A. %75
B. %71
C. %65
D. %81

3. Hacmi 2 m^3 olan dolu bir su deposunda sıcaklık 20°C artırıldığında ne kadar ısı depolanır? Suyun özgül ısısını 4 kJ/kg°C ve yoğunluğunu 1 kg/litre alınız.

A. 160.000 kJ
B. 320.000 kJ
C. 80.000 kJ
D. 240.000 kJ

4. Sıcaklığı 300°C olan 6000 m^3/h baca gazında ne kadar ısı enerjisi vardır? Not: Baca gazı için C_p= 1 kJ/m^3°C alınabilir.

A. 750 kW
B. 1.000 kW
C. 500 kW
D. 1.250 kW

5. Isı tekerleri için hangisi doğrudur?

A. Nem geri kazanamazlar.
B. Bir akıştan diğerine sızma olmaz.
C. Isı geçiş yüzeyleri ile akışkanların ayrıldığı reküperatörlerdir.
D. Verimleri diğer alternatiflere göre daha yüksektir.

Bölüm 9:
Bina Kabuğu ve Yalıtım Sistemleri

9.1. Isı Yalıtımıyla İlgili Temel Bilgiler

9.1.1. Giriş

Doğadaki tüm olaylar enerjinin niteliğinin azalacağı yönde gelişmektedir. Masaya bırakılan bir fincan kahvenin zamanla soğuması ya da soğuk bir meşrubatın zamanla ısınması buna bir örnektir. Termodinamiğin 2. Yasası olarak bilinen bu olgu; 1850'li yıllarda William Rankin, Rudolf Clausius ve Lord Kelvin tarafından yapılan araştırmalar ile ortaya konulmuştur.

İnsanların konforlu bir yaşam sürebilmeleri 20-22°C sıcaklık ve %50 bağıl nem değerine sahip olan ortamlarda mümkün olabilir. Kış aylarında dış ortam sıcaklıkları 20°C'nin oldukça altında seyreder. Yaz aylarında ise hava sıcaklıkları 20°C'nin oldukça üstündedir. Isı bir enerji türüdür ve Termodinamiğin 2. Yasası gereği ısı, yüksek sıcaklıklı ortamdan düşük sıcaklıklı ortama transfer olur. Bu nedenle yapılarda kışın enerji kayıpları, yazın ise istenmeyen enerji kazançları meydana gelir. Bina içerisinde istenen konfor ortamının sağlanabilmesi için kış mevsiminde kaybolan ısının bir ısıtma sistemiyle karşılanması ve yaz aylarında kazanılan ısının bir soğutma sistemiyle iç ortamdan atılması gerekir. Gerek ısıtma gerek soğutma işlemleri için enerji harcanır. Kışın üşümemek için kömür, doğal gaz gibi yakıtlar kullanarak evimizi ısıtır, yazın ise rahatsız edecek derecede sıcak olan evimizi klima vb. soğutma ekipmanıyla soğuturuz.

Kış aylarında meydana gelen ısı kayıpları ile yaz aylarında meydana gelen istenmeyen ısı kazançlarını azaltmak için yapılan işlemlere "ısı yalıtımı" denir ve teknik olarak ısı yalıtımı, farklı sıcaklıktaki iki ortam arasında ısı geçişini azaltmak için uygulanır. Bu çerçevede ısı yalıtımı, binaların "dışarıya" veya garaj, depo gibi "ısıtılmayan bölümlerine" bakan ve yapı kabuğunu oluşturan duvar, çatı, döşeme, pencerelerine ve ısıtma, soğutma, havalandırma vb. tesisatlarında boru, kanal, vana vb. tesisat elemanlarına uygulanır.

Mevzuata uygun olarak yapılacak olan ısı yalıtımı uygulamaları ile,

- Isıtma ve soğutma amaçlı enerji ihtiyacının azalmasına bağlı olarak ithal edilen enerji miktarının azaltılması ve bu yolla ülke ekonomisine katkı,
- Daha az enerji tüketimi ile konforlu ısıtma/soğutma yapılarak küresel ısınma ve iklim değişikliğine neden olan CO_2 salımında ve yakıt tüketiminden kaynaklanan hava kirliliğinde azalma,
- Azalan enerji ihtiyacına paralel olarak daha düşük kapasiteli ısıtma ve soğutma sistem ve tesisatlarının kullanılabilmesi ile ilk yatırım maliyetlerinin azaltılması,
- Yaşam alanları içerisinde dengeli oda sıcaklıkları yaratarak sağlıklı ve konforlu bir ortam oluşturulması,
- Yoğuşma ile ortaya çıkan küflenme, siyah leke ve mantar oluşumunun önlenmesi,
- Yapı bileşenlerinin içerisinde meydana gelen yoğuşma sonucu yapı güvenliğinde en önemli unsur olan donatıların veya tesisat elemanlarının korozyona uğraması önlenerek korunması sağlanabilmektedir.

9.1.2. Uygulama Alanları

9.1.2.1. Bina Kabuğu

Bina kabuğu, binanın şartlandırılan iç ortamını, şartlandırılmayan dış ortamdan ayıran yapı elemanlarını kapsar. Duvarlar, pencereler, kapılar, döşeme, tavan veya çatılar bina kabuğunu oluşturur.

Genel olarak, dış hava ile yaşanan mahaller gibi farklı sıcaklıktaki iki ortam arasındaki ısı geçişini azaltmak için yapılan uygulamalarda, ısı yalıtım malzemeleri, kullanım amacı ne olursa olsun ısıtılan bir hacmin;

1. Isıtılmayan bina bölümleri ile ortak yüzeylerine ve
2. Sıcaklığı farklı olan atmosfer veya toprağa temas eden yüzeylerine yani bir başka deyişle bina kabuğuna kesintisiz bir şekilde uygulanır.

Eğimli ve teras çatılar, dışa veya garaj, depo gibi kullanılmayan bölümlere bakan duvarlar, toprak veya içerisinde yaşanmayan mahaller ile temas halindeki döşemeler veya tavanlar ve tesisat boruları ile havalandırma kanalları ısı yalıtım malzemelerinin belirli başlı kullanım alanlarıdır. Ayrıca pencerelerden olan ısı kayıp ve kazançları, kaplamalı yalıtım camı üniteleri ve nitelikli doğrama kullanımıyla azaltılarak enerji tasarrufu/verimliliği sağlanır.

Duvarlar: Enerji verimliliği için ısı kaybeden dolgu duvar ve kolon, kiriş, lento, hatıl vb. tüm taşıyıcı duvarlara ısı yalıtımı yapılmalıdır. Duvarlarda yalıtım içten (duvarın iç yüzünden) veya dıştan (duvarın dış yüzünden) yapılabilir. Bunun için çeşitli ısı yalıtım malzemeleri ve detayları uygulanabilir.

Tavan/çatı ve döşemeler: Binalarda duvarlar ve pencerelerden sonra en fazla ısı kaybı/kazancı olan bölümler, tavan/çatı ve döşemelerdir. Isı kaybeden/kazanan bu bölümlerde çatının kullanım durumu, eğimi, konstrüksiyonu; döşemelerde ise uygulama yapılan döşeme türü, malzemelerin yük taşıma kapasitesi vb. faktörler göz önüne alınarak ısı yalıtımı yapılmalıdır. Bu amaçla çatı ve döşemelerde ihtiyaca göre tasarlanmış farklı detaylar için çeşitli ısı yalıtım malzemeleri uygulanabilir.

Pencereler: Pencerelerde ısı kayıp ve kazançları açısından en önemli özellik, ısıl geçirgenlik "U" katsayılarıdır. Pencerelerin ısıl geçirgenlik katsayıları; cam katmanları arasındaki boşluğa, bu boşlukta yer alan gazın cinsine, camın üretimi aşamasında uygulanan kaplamaya ve doğramanın yalıtım durumuna bağlı olarak değişir. Isı kazançlarının ve soğutma yüklerinin kontrol altına alınabilmesi için ise pencerelerde kullanılan camların güneş enerjisi toplam geçirgenliği "g" değeri de dikkate alınmalıdır. Sıcak iklim bölgelerinde ve soğutma yapılacak binalarda "g" değeri düşük camlar seçilmelidir. Soğuk iklim bölgelerinde ise camın "g" değerinin yüksek olması tercih edilir. Binalarda kullanılacak pencerelerin ısı geçirgenlik katsayıları TS 825 Binalarda Isı Yalıtımı Kuralları Standardı'na uygun olmalıdır. Etkin ısı yalıtımı ve/veya güneş kontrolü için yalıtımlı doğramalar ve kaplamalı yalıtım camları içeren çift camlı veya üç camlı pencere sistemleri kullanılmalıdır.

9.1.2.2. Tesisat Elemanları

Enerji kayıp ve kazançlarının meydana geldiği önemli bölümlerden birisi de tesisatlar ve ekipmanlarıdır. Isı kaybeden veya istenmeyen ısı kazançlarının meydana geldiği bu bölümlere de taşınan akışkanın sıcaklığı, soğuk hatlarda kullanılan ısı yalıtım malzemesinin su buharı geçirgenliği, yangına tepki sınıfı gibi özellikleri göz önüne alınarak ısı yalıtımı yapılmalıdır.

Genel olarak tesisatlarda ısı yalıtımı;

- Yüksek sıcaklıklı akışkanların taşındığı sıcak hatlarda ısı kaybını azaltmak ve yüzey sıcaklıklarını güvenli değerlere getirmek,
- Düşük sıcaklıklı akışkanların taşındığı soğuk hatlarda ise ısı kazancını azaltmak ve yoğuşmayı önlemek için alınması gereken tedbirler olarak tarif edilir.

Tesisat yalıtımı; tüm dikey ve yatay tesisat borularında, havalandırma kanallarında, depo ve tanklarda, vana vb. tesisat elemanları ile kazan, klima, fırın, derin dondurucu vb. endüstriyel ekipmanlarda yapılır.

9.2. Binalarda Isı Yalıtımının Esasları

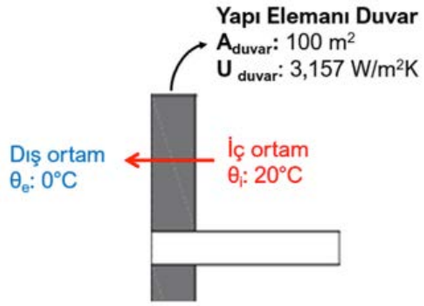
Basit Isı Kaybı Hesabı

Kararlı durum koşullarında bina zarfını oluşturan bir yapı elemanından geçen ısı miktarı aşağıdaki eşitliğe göre hesaplanır.

$$Q = U \cdot A \cdot (\theta_i - \theta_e)$$

Burada;

Q : Transfer olan ısıl enerji miktarı (W),
θ_i : İç ortam sıcaklığı (°C),
θ_e : Dış ortam sıcaklığı (°C),
A : Isı geçişine dik yüzey alanı (m^2),
U : Yapı bileşeninin ısıl geçirgenlik katsayısıdır ($W/m^2.K$).



Örneğin bir binanın 100 m^2 alana sahip U değeri 3,157 $W/m^2.K$ olan duvarlarından transfer olan ısı miktarı

$\dot{Q}$ = 3,157x100x(20-0) = 6314 W

olarak hesaplanır.

Genel olarak iç ortam sıcaklığı konfor koşullarına, dış ortam sıcaklığı ise iklim koşullarına bağlı olarak belirlenen sabit sıcaklık değerleridir. Yapı bileşeninin alanı mimari projeden ölçülen değerdir. Bu değerlerin değiştirilememesi sebebiyle konfor koşullarından ödün vermeden yapı elemanından gerçekleşen ısı kaybının azaltılması için yapı elemanının ısıl geçirgenlik katsayısının düşürülmesi gereklidir.

9.2.1. Isıl Geçirgenlik Katsayısının (U) Hesaplanması

Isıl geçirgenlik katsayısı "U", bir yapı elemanının birim alanda 1°C sıcaklık farkı varken transfer olan ısı miktarıdır. Bir başka deyişle U değeri çatı, duvar, döşeme veya pencere gibi bir yapı bileşeninin ne kadar ısı geçirdiğinin ölçüsüdür.

Bir yapı bileşeninin ısıl geçirgenliği (U), yapı bileşenlerinin ısıl dirençlerine (R) yüzeysel ısıl taşınım ve ışınım direnç değerleri (R_{si}, R_{se}) eklenmesi ile elde edilen toplam direncin aritmetik olarak tersi alınarak hesaplanır.

$$U = \frac{1}{R_{si} + R + R_{se}}$$

veya

$$\frac{1}{U} = R_{si} + R + R_{se}$$

Yapı bileşenlerini oluşturan her bir malzemenin ısıl direnci (R) aşağıdaki eşitlikte belirtildiği gibi, yapı malzemesinin kalınlık (d) değerinin, ısıl iletkenlik hesap değerine (λ_h) bölünmesi ile hesaplanır:

$$R = \frac{d}{\lambda_h}$$

Burada;
R : Isıl direnç (m^2.K/W),
d : Yapı malzemesinin kalınlığı (m),
λ_h : Yapı malzemesinin ısıl iletkenlik hesap değeridir (W/m.K).

Muhtelif yapı malzemelerinin bir araya gelmesinden oluşan yapı bileşenlerinin ısıl direnci (R) ise tek tek her bir yapı malzemesinin ısıl dirençlerinin toplanması ile elde edilir.

$$R = \frac{d_1}{\lambda_{h1}} + \frac{d_2}{\lambda_{h2}} + ... + \frac{d_n}{\lambda_{hn}}$$

Yüzeysel ısıl taşınım ve ışınım direnç değerleri (R_{si}, R_{se}) aşağıdaki eşitlik vasıtasıyla hesaplanır. Yüzey ısı transfer katsayısının standart değerleri Tablo 9.1'de verilmiştir.

$$R_{si} = \frac{1}{h_{ci} + h_{ri}}$$

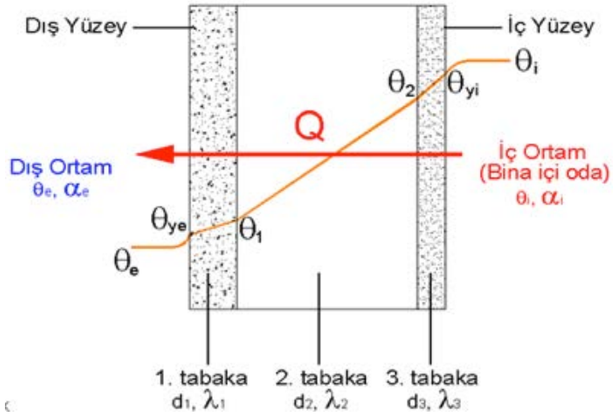
$$R_{se} = \frac{1}{h_{ce} + h_{re}}$$

R_{si} : İç yüzeyin yüzeysel ısıl taşınım ve ışınım direnci (m^2.K/W),
R_{se} : Dış yüzeyin yüzeysel ısıl taşınım ve ışınım direnci (m^2.K/W),
h_c : Taşınım katsayısı (W/ m^2.K),
h_r : Işınım katsayısı (W/ m^2.K) ,
i ve e : Sırasıyla iç ve dış yüzey anlamında kullanılan indislerdir.

Tablo 9.1: Yüzeysel Isı Transfer Katsayısının Taşınım ve Işınım Bileşenleri [9]

Yüzeysel ısı transfer katsayısı W/(m^2·K)	Isı akış yönü		
	Yukarı	Yatay	Aşağı
Taşınım katsayısı; iç yüzey, h_{ci}	5,00	2,50	0,70
Taşınım katsayısı; dış yüzey, h_{ce}	20,00	20,00	20,00
Işınım katsayısı; iç yüzey, h_{ri}	5,13	5,13	5,13
Işınım katsayısı; dış yüzey, h_{re}	4,14	4,14	4,14
Not: İç yüzey için verilen değerler, ε = 0,9 için ve 20 °C'de değerlendirilen h_{r0} ile hesaplanmıştır. Dış yüzey için verilen değer, ε = 0,9, 10 °C'de değerlendirilen h_{r0} ve v = 4 m/s için hesaplanmıştır.			

Örneğin 2 cm alçı esaslı iç sıva ($\lambda_{h,iç\ sıva}$ = 0,70 W/m.K), 25 cm donatılı beton ($\lambda_{h,donatılı\ beton}$ =2,50 W/m.K) ve 3 cm çimento esaslı kaba sıvadan ($\lambda_{h,\ dış\ sıva}$ =1,60 W/m.K) oluşan bir taşıyıcı cephe elemanının ısıl geçirgenliği aşağıdaki gibi hesaplanır.



Şekil 9.1: Yalıtımsız Duvar Kesiti

$$\frac{1}{U} = R_{si} + \sum_{i=1}^{n} \frac{d_i}{\lambda_i} + R_{se} = \frac{1}{2,5 + 5,13} + \left(\frac{0,02}{0,7} + \frac{0,25}{2,5} + \frac{0,03}{1,6}\right) + \frac{1}{20 + 4,14}$$

$$\frac{1}{U} = 0,13 + (0,028 + 0,1 + 0,018) + 0,04$$

$$U = 3,157\ W/m^2\ K$$

Bir yapı bileşeninin U değeri büyüdükçe (kötüleştikçe) o yapı bileşeninin ısı geçişine karşı direnci azalır yani kışın ısı kayıpları, yazın ise istenmeyen ısı kazançları artar. Enerji verimli ve çevreye duyarlı yapılaşma için binaların U değerleri düşük yapı bileşenlerinden teşkil edilmesi ve ısıtma/soğutma ihtiyaçlarının asgariye indirilmesi gereklidir. Mevcut yapı bileşenlerinin U değerlerinin iyileştirilmesi ısı yalıtımı yapılması ile mümkündür.

Yukarıda yer alan taşıyıcı cephe elemanına 8 cm kalınlığında ısıl iletkenlik hesap değeri 0,040 W/m.K olan ısı yalıtım malzemesi uygulandığı durumda U değeri

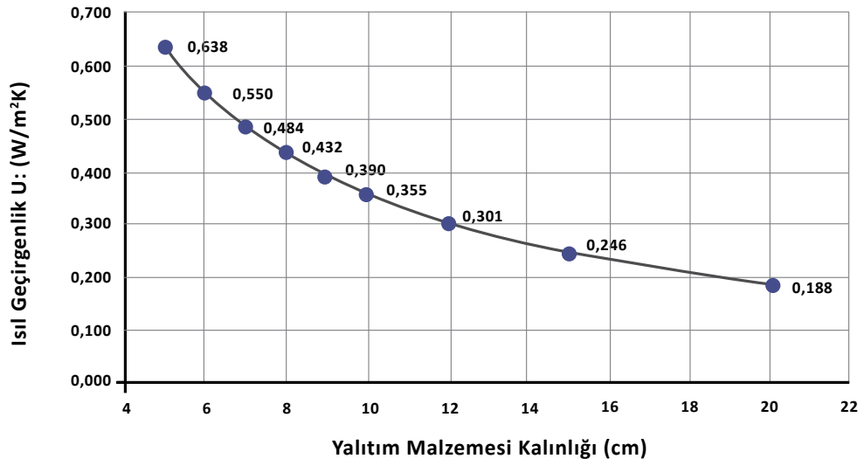
$$\frac{1}{U} = 0,13 + \left(\frac{0,02}{0,7} + \frac{0,25}{2,5} + \frac{0,03}{1,6} + \frac{0,08}{0,04}\right) + 0,04$$

Isı yalıtım malzemesi

$$\frac{1}{U} = 0,13 + (0,028 + 0,1 + 0,018 + 2,0) + 0,04$$

$$U = 0,432\ W/m^2\ K$$

olarak hesaplanır. Isı yalıtım malzemesinin sağlamış olduğu yüksek direnç sebebiyle cephe elemanından 1°C sıcaklık farkında birim alan başına gerçekleşen ısı kaybı 3,157 W'tan 0,432 W'a düşmüştür. Yalıtım malzemesinin kalınlığı arttıkça ısı kaybı azalacaktır.

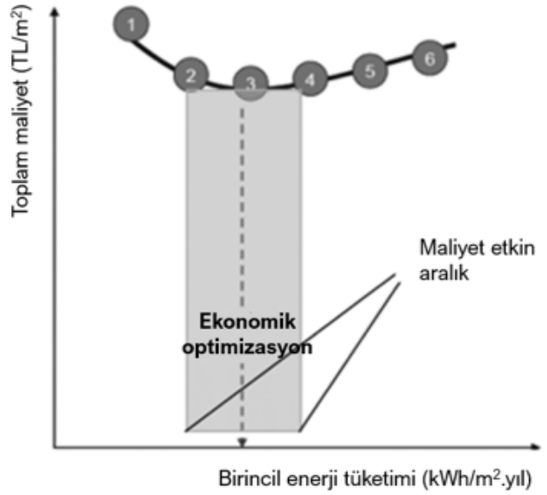


Şekil 9.2: Yalıtım Kalınlığına Bağlı Olarak Duvarın U Değerinin Değişimi

Yalıtım kalınlıklarının artışına bağlı olarak U değerlerindeki iyileşme, ısı kayıplarının ve istenmeyen ısı kazançlarının azalmasını sağlar. Buna bağlı olarak ısıtma ve soğutma ihtiyacı azaldığı için daha düşük kapasiteli ısıtma ve soğutma sistemlerinin kullanılması ve işletilmesi yeterli olacağından ilk yatırım ve işletme maliyetlerinde azalma meydana gelir. Isıtma ve soğutma sistemlerinin ilk yatırım maliyetlerinden elde edilecek tasarruf ile kalınlıklardaki artışa bağlı olarak oluşan ilave maliyetler büyük oranda karşılandığından, yapının kullanım ömrü boyunca işletme maliyetlerinden sağlanan verimlilik, bu uygulamaların kısa sürelerde (2-5 yıl) kendini amorti etmesini ve yaşam döngüsü analizlerinde oldukça kazançlı bir yatırım olarak öne çıkmasını sağlar.

9.2.2. Maliyet Etkin U-Değerleri

Bina ve yapı bileşenlerinin optimize edilmiş enerji performanslarının maliyet etkinlik seviyelerini hesaplamak için karşılaştırmalı bir metodoloji kullanılabilir. Ele alınacak bina için değerlendirilen farklı tedbir/çözüm/değişkenlere bağlı olarak birincil enerji tüketimi ve maliyet hesaplamaları yapılır ve her bir farklı çözüme dair birincil enerji tüketimini (x-ekseni: kWh yıllık birincil enerji/m² faydalı döşeme alanı) ve toplam maliyeti (y-ekseni: TL/m² faydalı döşeme alanı) ortaya koyan grafikler çizilebilir. Tedbirler/çözümler/değişkenlerin sayısı düşünüldüğünde spesifik bir maliyet eğrisi (farklı değişkenlerin veri noktalarıyla işaretlenmiş alanın aşağı sınırı) geliştirilebilir.

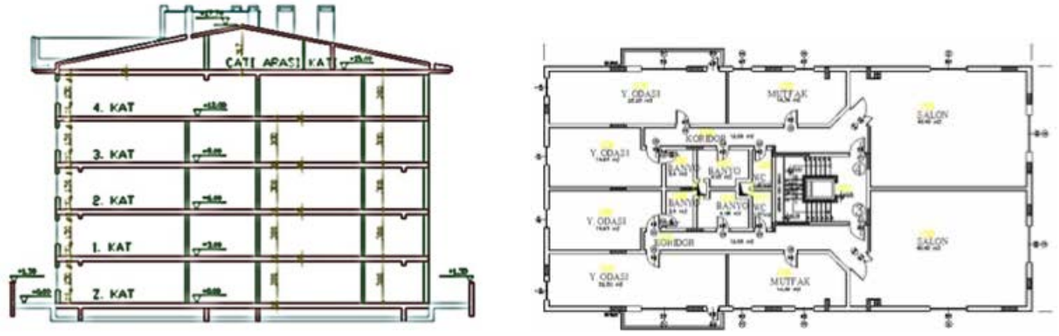


Şekil 9.3: Farklı Değişkenlerle Maliyet Etkinlik Aralığının Konumu [4]

En düşük maliyetli çözümlerin kombinasyonu eğrinin en alçak noktasıdır (Şekil 9.3'teki çözüm '3'). Bu en alçak noktanın yatay eksendeki konumu maliyet etkin minimum enerji performansı gerekliliklerini verir. Çözümler aynı veya benzer maliyetlere sahip olduğunda daha düşük birincil enerji kullanımına sahip çözüm (maliyet etkinlik aralığının sol sınırı) mümkün olduğunda maliyet etkinlik seviyesinin tanımlanmasında esas alınır.

Bu model ile farklı binalar için değişen iklim koşulları altında (hem arz hem de talep taraflarını dikkate alarak) maliyet etkin bina konfigürasyonları hesaplanabilir. Model, yerel şartlara adapte edilebilirdir. Fiziksel konular düşünüldüğünde, örneğin iklim koşulları ile yerel inşaat alışkanlıkları, saatlik ısıtma ve soğutma taleplerini hesaplamak için dikkate alınır. Hesaplanan ısıtma ve soğutma ihtiyaçları, yapı elemanları ve çeşitli enerji fiyatlarına yönelik dinamik maliyetler gibi mikro ve makro-ekonomik parametreler ile toplam maliyetlerin hesaplanmasında kullanılır. U değerleri ile ısıtma ve soğutma sistemlerinin binlerce kombinasyonu hesaplanabilir ve hesaplama süresi sonunda en düşük toplam maliyeti veren teknik konfigürasyon tespit edilebilir. Hesaplamalar hem yeni hem de tadilatı yapılacak binalara uygulanabilir.

Örnek olarak her katta 2 dairenin yer aldığı 288 m^2 oturma alanına sahip 5 katlı bir ısı yalıtımı yapılmış apartman için U değerlerindeki değişimin, ısıtma ve soğutma sistemlerinin üzerindeki etkileri aşağıda ortaya konulmuştur. Bahse konu binanın Ankara'da inşa edilmesi halinde U değerlerindeki iyileşme neticesinde ısıtma yükü yalıtımsız senaryoda 148,47 kW değerinden yalıtımlı senaryolarda 66,32 kW'a kadar düşmektedir. Kazan kapasitesindeki azalmanın yanı sıra radyatör, kapalı genleşme tankı, sirkülasyon pompası ve boru çapları da U değerlerindeki iyileşmeye bağlı olarak azalmaktadır.



Şekil 9.4: Örnek Binanın Plan ve Kesit Görüntüsü

Tablo 9.2: Örnek Bina Hesaplama Sonuçları

	U_{Duvar} W/m²K	$U_{Çatı}$ W/m²K	$U_{Döşeme}$ W/m²K	U_{Pen} W/m²K	Isıtma Yükü kW	Radyatör uzunluğu m	Kapalı genleşme tankı (lt) Lt	Sirkülasyon pompası m³/h
Yalıtımsız	1,485	3,40	3,44	2,4	148,47	133,4	136,2	12,77
Yalıtımlı Senaryo 1	0,50	0,30	0,45	2,4	83,75	51,0	76,8	7,20
Yalıtımlı Senaryo 2	0,28	0,24	0,40	1,8	71,46	42,4	65,6	6,15
Yalıtımlı Senaryo 3	0,21	0,16	0,30	1,6	66,32	38,8	60,8	5,70

Aynı binanın İzmir'de inşa edilmesi durumunda soğutma yükleri yalıtımlı senaryo 1'de 54,9 kW, daha iyi U değerlerine sahip yalıtımlı senaryo 2'de ise 42,8 kW olarak hesaplanmıştır.

9.2.3. Sağlık ve Konfor

Kapalı ortamlardaki ısıl koşullar, o ortamda yaşayan insanların konforunu ve sağlığını doğrudan ilgilendirir. İnsanların çalışma verimlerini büyük ölçüde bulundukları ortamın sıcaklığı ve bağıl nemi belirler. Çalışma ortamının ısıl koşulları, insanların bedensel ve zihinsel üretim hızını doğrudan etkiler. Çok soğuk ya da çok sıcak ortamların çalışma verimini düşürdüğü belirlenmiştir. Ortam sıcaklığının uygun olmamasının iş yerlerinde iş kazalarına yol açtığı da belirlenmiştir.

Isıl konfor üzerinden yapılan değerlendirmelerde dikkate alınan unsurlardan birisi de dış ortama bakan duvar, pencere vb. yapı elemanlarının iç yüzey sıcaklıkları ile ortam sıcakları arasındaki farktır. Dıştan yapılan ısı yalıtımı uygulamalarında tüm yapı elemanları, içten yapılan uygulamalarda ise iç yüzey kaplamaları sıcak tarafta kaldığından iç yüzey sıcaklığı ile iç ortam sıcaklığı arasındaki fark azalır. Isı yalıtımı ile mekânın her noktasında homojen bir sıcaklık sağlanır ve bölgesel sıcaklık farklılıklarından kaynaklanan hava akımları engellenir. Bu da hem konforlu hem de sağlıklı bir ortam sağlar.

İç ortamda üretilen su buharı, yapılara zarar veren bir potansiyele sahiptir. Binalarımızın içerisinde, nefes alıp vermek, hareket etmek, yemek pişirmek, su kaynatmak gibi yaşamsal faaliyetlerimiz nedeniyle ya da endüstriyel tesislerde prosese bağlı olarak su buharı açığa çıkar. İç ortamda üretilen su buharının basıncı ve ortamın bağıl nemi zamanla artar. Kış aylarında iç ortamın daha sıcak olması ve iç ortamda sürekli su buharı üretilmesi neticesinde iç ortamdaki su buharının kısmi buhar basıncı, dış havadaki su buharının kısmi su buharı basıncından daha yüksek olması sonucunu doğurur. Su buharı, basınç farkı nedeniyle ısı akımı ile aynı yönde hareket ederek yapı elemanının gözeneklerinden geçer ve dış ortama ulaşmaya çalışır. Su buharının yapı elemanı içerisindeki bu geçişi sırasında, doyma veya daha düşük sıcaklıkta bir yüzeyle temas etmesi durumunda buharın bir kısmı yoğuşarak su haline geçer. Yapı elemanlarında oluşan su yapıya ve konforumuza zarar verir.

Yoğuşma iç yüzeyde veya yapı elemanları içinde meydana gelebilir. Yüzeyde meydana gelen yoğuşma, neme karşı hassas olan korunmamış yapı malzemelerinde hasarlar oluşmasına neden olabilir. Nemli ortamlar, mikroorganizmaların üremesi için uygun koşulları yaratır. Bu da ortamdaki havanın solunum yolları için zararlı hale gelmesine yol açar. Nemli ortamlar ve bu ortamlardaki küf oluşumu, özellikle küçük çocukların astım hastalığına yakalanma riskini büyük ölçüde artırır. Standartlara uygun olarak yapılmış ısı yalıtımı, tüm bu sorunların oluşmasını önler.

Şekil 9.5: Yüzeysel Yoğuşma Görülen Duvarlardan Örnekler

Yapı elemanlarının ara yüzeylerinde meydana gelen yoğuşma, yapımızın yük taşıyıcı kısımlarında bulunan demirlerin paslanmasına neden olduğu için yapı ömrünü tehdit eden unsurlardan biridir. Yoğuşma riskinin azaltılması veya ortadan kaldırılması için, yapı bileşenlerinin içinden birim zamanda geçen su buharı miktarı sınırlandırılmalı ya da yapı bileşeninin tüm kesitindeki sıcaklık dağılımı doyma sıcaklığının üstünde olmalıdır. Yapı elemanlarının ara kesitlerinde meydana gelen yoğuşma ve zararlı etkilerin ortadan kaldırılması ancak uygun ısı yalıtımı ile mümkündür.

Soğutma sistemlerinde içerisinde düşük sıcaklıklarda akışkanların (su) taşındığı tesisatlar kullanılır. Bu tesisatlardaki boruların yüzeylerindeki sıcaklık iç ortama göre daha düşüktür. İç ortamdaki havanın içerisinde bulunan su buharı tesisatlardaki soğuk dış yüzeye çarparak yoğuşma riski taşır. Öte yandan yalıtım malzemesinin su buharı geçişine karşı gösterdiği direnç düşük ve alüminyum folyo gibi su buharı geçişinin sınırlandırıldığı uygun bir tedbir alınmamış ise yoğuşma yalıtım malzemesinin içerisinde meydana gelecektir. Tesisatlardaki yoğuşma konfor koşullarının bozulmasına ve tesisatların donarak veya paslanarak zarar görmesine yol açar. Tesisatlarda yoğuşmanın ve istenmeyen enerji kayıplarının oluşmaması için ısı yalıtımı uygulanmalıdır.

Yoğuşan su yapıya ve tesisatlara zarar verdiği için tasarım esnasında mutlaka yoğuşma tahkiki yapılmalıdır.

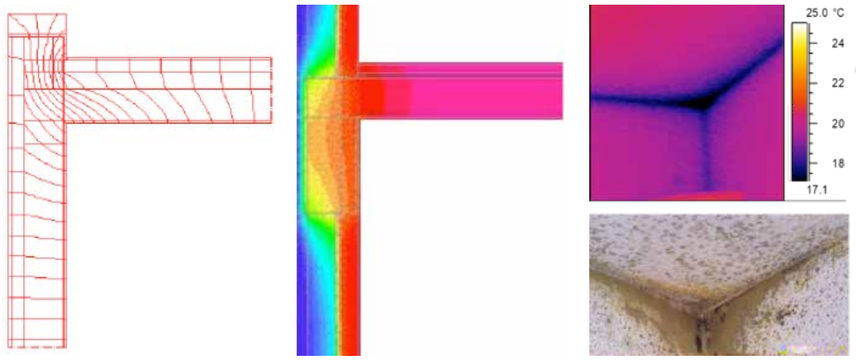
9.2.4. Isı Köprüleri

Isıl enerji, direncin düşük olduğu yüzeylerden geçme eğilimindedir. Isıl direnç yapı malzemesinin ısıl iletkenlik katsayısı ve kalınlığı ile ilişkili olduğu için farklı malzemeler ve/veya farklı kalınlıktaki katmanlar farklı ısıl direnç oluşturur. Farklı ısıl dirence sahip yapı bileşenlerinin birleşim yerlerinde noktasal veya doğrusal ısı köprüleri meydana gelir. Isı köprüsü, bitişik yüzeye göre bileşimi değişik, ısı kaybı binanın ortalama ısı kaybından daha yüksek ve kışın kararlı durum için iç yüzey sıcaklığının daha düşük olduğu bölümdür.

Isı köprülerinin bulunduğu bölgelerde;

- Isı kayıp ve kazançları artar,
- Ara kesitteki sıcaklık dağılımları ve iç yüzeydeki sıcaklık değerleri daha düşüktür. Düşük sıcaklıklı bu bölgelerde yoğuşma meydana gelir.

Bu nedenle enerji verimliliği sağlamak amacıyla ısı köprülerine karşı önlem alınması gereklidir. Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği'nin 9. maddesinin 3. bendinde; bina kabuğunu oluşturan duvar, döşeme, balkon, konsol, taban, tavan, çatı ve pencere/duvar birleşimlerinin ısı köprüsü oluşmayacak şekilde yalıtılması gerektiği belirtilmektedir. Isı yalıtım malzemeleri potansiyel ısı köprüsünü çevreleyen elemanlardan en yüksek ısıl dirence sahip katman oldukları için sürekli ve üniform kalınlıkta dıştan kesintisiz olarak uygulandıklarında doğrusal ve noktasal ısıl geçirgenlikler ihmal edilebilir.



Şekil 9.6: Isı Köprüleri

Ara kat döşemelerinin cepheyi kestiği yüzeylerde ısı köprüsü oluşma riski mevcuttur. Yukarıda örneği verilen 288 m² döşeme alanına sahip 5 katlı apartmanın ara kat döşemelerinde gerçekleşen özgül ısı kayıplarını karşılaştıralım. Yalıtım kalınlığının birbirinin aynısı olduğu aşağıdaki 3 farklı detay çözümünde ısı köprülerinden dolayı farklı ısı kayıpları meydana gelir.

Alternatif Detay 1'de sandviç duvar uygulaması tercih edilmiş ve ısı yalıtım malzemesi iki duvar katmanının arasına yerleştirilerek yalıtım yapılmıştır. Alternatif Detay 2'de sandviç duvar uygulamasına ilave olarak dolgu duvar katmanı yalıtım kalınlığı kadar dışarıya taşırılarak ara kat döşemelerinin alınlarına yalıtım yapılmıştır. Alternatif Detay 3'te ise yalıtım dıştan yapılmıştır. Tüm detaylarda kullanılan ısı yalıtım malzemesi aynı olup 8 cm kalınlığındadır.

Detayların doğrusal ısıl geçirgenlik katsayıları (ψ_e) için TS EN ISO 14683 standardında yer alan katalog değerler aşağıda verilmiştir. Hesaplamalarda dıştan dışa ölçüler esas alınmıştır. Ara kat döşemesi ile duvar birleşim yerinde meydana gelen ısı köprüsünün uzunluğu ara kat döşemesinin çevresine eşittir (*le* =(24+12)×2=72 m). Detayda yer alan yapı bileşenlerinin alan ve ısıl geçirgenlik değerleri aşağıdaki şekilde verilmiştir. İletim ve taşınım yoluyla gerçekleşen ısı transferi; yapı elemanlarından iletilen ısı kaybına, varsa ısı köprülerinden iletilen ısı kaybı eklenerek hesaplanır.

$$H_{tr} = \sum A \cdot U + \Psi_e \cdot l_e$$

Alternatif 1'deki sandviç duvar detayında yalıtım katmanının sürekliliği ara kat döşemesi tarafından kesilmektedir. Ara kat döşemesi yalıtımsız olduğundan iletken olup detayda en düşük ısıl dirence sahip elemandır. Bu sebeple detayda ısı köprüsü oluşmaktadır. Bu alternatif için özgül ısı kaybı aşağıdaki gibi hesaplanır.

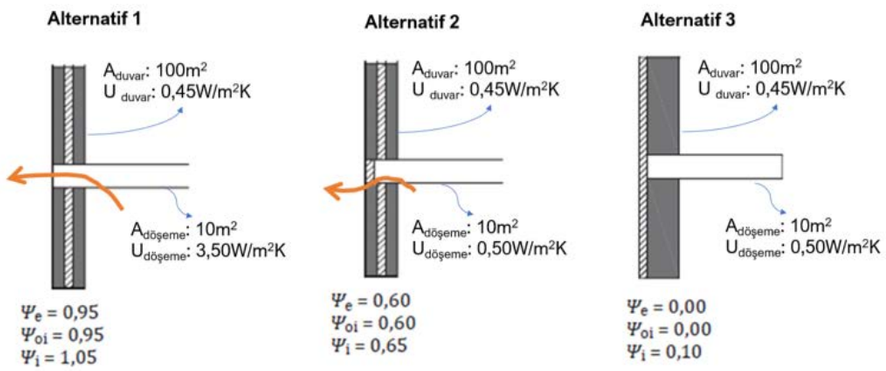
$$H_{tr,alternatif\ 1} = (100 \times 0{,}45 + 10 \times 3{,}50) + 0{,}95 \times 72 = 148{,}4\ W/K$$

Alternatif 2'deki sandviç duvar detayında da yalıtım katmanının sürekliliği ara kat döşemesi tarafından kesilmektedir. İlave olarak ara kat döşemesinin alnına dışarıdan aynı kalınlıkta yalıtım uygulanmıştır. Buna rağmen yalıtımın sürekliliği bozulduğundan bu detayda da ısı köprüsü oluşmaktadır. Bu alternatif için özgül ısı kaybı aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$H_{tr,alternatif\ 2} = (100 \times 0{,}45 + 10 \times 0{,}50) + 0{,}60 \times 72 = 93{,}2\ W/K$$

Alternatif 3'te yalıtım dıştan uygulanmıştır. Yalıtım katmanı homojen kalınlıkta olup kesintisiz olarak uygulandığından bu detayda oluşacak ısı köprüleri ihmal edilebilir. Dolayısıyla bu alternatif için özgül ısı kaybı aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$H_{tr,alternatif\ 3} = (100 \times 0{,}45 + 10 \times 0{,}50) + 0{,}00 \times 72 = 50{,}0\ W/K$$



Şekil 9.7: Değişik Cephe Detaylarında Isı Köprülerinin Isı Kaybına Etkileri

Yukarıdaki örnekten de görülebileceği gibi enerji verimliliği hedeflerine ulaşılabilmesi için bina kabuğunda yapılan yalıtım uygulamalarının bir bütünlük içerisinde sürekliliğinin sağlanması gereklidir. Isı yalıtımının sürekliliğinin bozulduğu durumlarda ısı köprüleri meydana gelir ve ısı kayıpları artar.

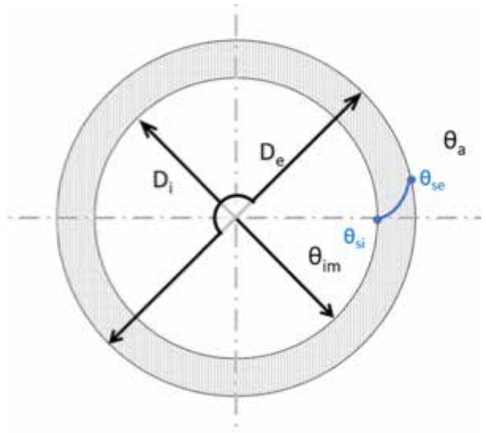
9.3. Tesisatlarda ve Endüstriyel Uygulamalarda Isı Yalıtımının Esasları

Alan şartlandırmasına yönelik ısıtma, soğutma ve havalandırma tesisatları ile herhangi bir endüstriyel prosesin gereği içerisinde hava, su, kızgın yağ, buhar gibi akışkanların taşındığı tesisatlar ve bu tesisatların vana, kolektör, depo, tank gibi elemanları ısı yalıtımı uygulamalarının gerçekleştirildiği bir diğer önemli uygulama alanıdır.

Tesisatlarda ve endüstriyel uygulamalarda ortam ile akışkan sıcaklığı arasındaki fark, binalarda ısı transferine neden olan iç ortam ve dış ortam sıcaklıkları arasındaki farktan çok daha fazla olabildiğinden meydana gelen ısı kayıp/kazançları da çok daha yüksektir. Bu yönüyle ele alındığında tesisat yalıtımı uygulamalarında sağlanan verimlilik binalara göre çok daha yüksek olup yalıtım sisteminin kendini göre ödeme süresi çok daha kısadır.

9.3.1. Boru ve Hava Kanalları İçin Isı Kaybı Hesabı

Kararlı durum koşullarında bir borudan geçen ısı miktarı aşağıdaki eşitliğe göre hesaplanır.



$$Q_T = U_{T,l} \cdot l \cdot (\theta_{im} - \theta_a)$$

θ_{im} : Akışkanın/iç ortamın sıcaklığı (^{0}C)
θ_a : Ortam sıcaklığı (^{0}C)
l : Borunun uzunluğu (m)
$U_{T,l}$: Doğrusal ısıl geçirgenlik (W/(m.K))
$R_{T,l}$: Doğrusal ısıl direnç ((m.K)/ W)

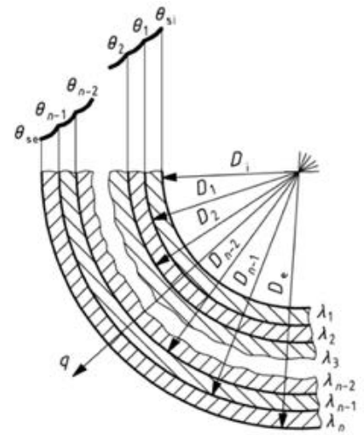
Şekil 9.8: Tek Katmanlı Yalıtımlı Boru Kesiti

Doğrusal ısıl geçirgenliğin ($U_{T,l}$) tersi olan doğrusal ısıl direnç ($R_{T,l}$), boru içerisindeki akışkanın ve borunun dışındaki havanın hareketlerinden kaynaklanan yüzeysel taşınım dirençleri ile boru ve üzerindeki yalıtım katmanlarının ısıl dirençlerinin toplamına eşittir.

$$\frac{1}{U_l} = R_{T,l} = R_{li} + R_l + R_{le}$$

$$\frac{1}{U_l} = \frac{1}{h_i \cdot \pi \cdot D_i} + R_l + \frac{1}{h_{se} \cdot \pi \cdot D_e}$$

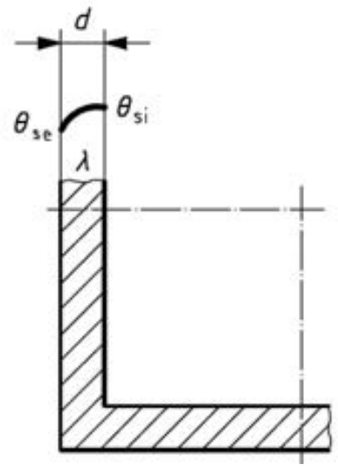
Borularda ısı taşıyıcı akışkanın yüzey direnci "R_{li}" küçüktür ve ihmal edilebilir. Bu sebeple hesaplamalarda akışkan sıcaklığı ile borunun iç yüzeyinin sıcaklığı birbirine eşit kabul edilir.



Şekil 9.9: Çok Katmanlı Yalıtımlı Boru Kesiti [8]

Yalıtımlı ve çok katmanlı borular için doğrusal ısıl direnç, her bir katmanın doğrusal ısıl dirençlerinin toplanması ile elde edilir. Hesaplamaları kolaylaştırmak amacıyla alüminyum folyo gibi çok düşük kalınlıklarda uygulanan ürünler ile çelik gibi iletken malzemelerden üretilmiş olan boruların ısıl dirençleri ihmal edilebilir.

$$R_l' = \frac{1}{2\pi} \sum_{j=1}^{n} \left(\frac{1}{\lambda_j} \ln \frac{D_{ej}}{D_{ij}} \right)$$



Şekil 9.10: Yalıtımsız Hava Kanalı Kesiti [8]

Hava kanallarında ise havanın yüzeysel direnci "R_i" hesaplanmalıdır. Hesaplamaları kolaylaştırmak amacıyla düşük kalınlıklarda uygulanan ve sac gibi iletken malzemelerden üretilmiş olan hava kanallarının ısıl dirençleri ihmal edilebilir.

İletimle ısı transferine yönelik büyüklükler matematiksel olarak doğrudan Fourier'in ısı iletim yasasından elde edildiğinden, bu büyüklükler matematiksel olarak doğrulanmış ve uluslararası kabul görmüş büyüklüklerdir. Ancak taşınım ve ışınım için, pratik kullanımda bazı ampirik formüller dışında Newton'un soğuma yasasına veya Stefan-Boltzman'ın ısıl ışıma yasasına matematiksel olarak dayandırılabilir büyüklükler yoktur. Özellikle taşınım için, birçok farklı denklem laboratuvar verilerine dayanılarak geliştirilmiştir. Bu sebeple yüzeysel dirençlerin hesaplamalarında ampirik formüller kullanılır.

$$Q_T = U_T \cdot A \cdot (\theta_{im} - \theta_a)$$

θ_{im} : Akışkanın/iç ortamın sıcaklığı (^{0}C)
θ_a : Ortam sıcaklığı (^{0}C)
A : Alan (m^2)
U_T : Isıl geçirgenlik (W/(m.K))
R_T, : Isıl direnç ((m.K)/W)

$$\frac{1}{U} = R_T$$

9.3.2. Yüzeysel Isı Transfer Katsayıları

Genel olarak, yüzeysel ısı transfer katsayısı, h, ışınım ve taşınım bileşenlerinden oluşur ve aşağıdaki formülle hesaplanır.

$$h = h_r + h_{cv}$$

Burada "h_r" yüzeysel ısı transfer katsayısının ışınım bileşenini oluştururken "h_{cv}" yüzeysel ısı transfer katsayısının taşınım bileşenidir. "h_r" yüzeyin sıcaklığı ve yayıcılığına bağlıdır. Yayıcılık, yüzeyin ışınım katsayısı ile siyah cisim ışınım sabiti arasındaki oran olarak tanımlanır.

$$h_r = a_r C_r$$

a_r : sıcaklık faktörü
C_r : ışınım katsayısı

Işınım katsayısı $C_r = \varepsilon \cdot \sigma$ formülü ile hesaplanır. Burada, "ε" yüzeyin yayıcılığı iken "σ", Stefan-Boltzmann sabitidir (5,67.10^{-8} W/(m^2·K^4)). Sıcaklık faktörü, a_r, ise aşağıdaki denklem ile hesaplanır.

$$a_r = \frac{(T_1)^4 - (T_2)^4}{T_1 - T_2}$$

200 K sıcaklık farkına kadar, yüzey sıcaklığı ve çevrenin sıcaklığının aritmetik ortalaması "T_{av}" kullanılarak sıcaklık faktörü yaklaşık olarak $a_r \approx 4 \cdot (T_{av})^3$ formülü ile bulunabilir.

"h_{cv}" ise genel olarak hava hareketi, sıcaklık, yüzeyin yönü, yüzeyin malzemesi gibi çeşitli faktörlere bağlıdır. Taşınım için, bina içindeki yüzeysel ısı transfer katsayısı ile açık havadaki yüzeysel ısı transfer katsayısı birbirinden farklıdır. Dolayısıyla iç yüzeyin taşınım katsayısı "h_i" ile dış yüzeyin taşınım katsayısı "h_{se}" birbirinden farklıdır. Borular ve depolar için çoğu durumda iç yüzey sıcaklığının iç ortam sıcaklığına eşit olduğu varsayılarak "h_i" ihmal edilebilir.

9.3.2.1. Bina İçindeki Kanal ve Borular İçin Yüzeysel Isı Transfer Katsayısının Taşınım Bileşeninin (h_{cv}) Hesaplanması

Yatay ve dikey kanallar ile dikey borular için h_{cv};

- Laminer akış ($H^3\Delta\theta \leq 10$ m^{3}K) için $h_{cv} = 1{,}32 \cdot \sqrt[4]{\frac{\Delta\theta}{H}} = 1{,}32 \cdot \sqrt[4]{\frac{|\theta_{se} - \theta_a|}{H}}$

- Türbülanslı akış ($H^3\Delta\theta > 10$ m^{3}K) için $h_{cv} = 1{,}74 \cdot \sqrt[3]{\frac{\Delta\theta}{H}}$ formülü ile hesaplanır.

Bina içindeki yatay borularda, h_{cv},

- Laminer akış ($D_e^3 \Delta\theta \leq 10\ m^3K$) için $h_{cv}=1{,}25 \cdot \sqrt[4]{\frac{\Delta\theta}{D_e}}$
- Türbülanslı akış ($D_e^3 \Delta\theta > 10\ m^3K$) için ise $h_{cv}= 1{,}21 \cdot \sqrt[3]{\Delta\theta}$ formülü ile hesaplanır.

9.3.2.2. Bina Dışındaki Kanal ve Borular İçin Yüzeysel Isı Transfer Katsayısının Taşınım Bileşeninin (h_{cv}) Hesaplanması

Yatay ve dikey kanallarda;

- Laminer hava akışı ($v \cdot H \leq 8\ m^2/s$) için $h_{cv}= 3{,}96 \cdot \sqrt[4]{\frac{v}{H}}$
- Türbülanslı hava akışı ($v \cdot H > 8\ m^2/s$) için $h_{cv}= 5{,}76 \cdot \sqrt[4]{\frac{v^4}{H}}$ formülü ile hesaplanır.

Yatay ve dikey borularda ise;

- Laminer hava akışı ($v \cdot D_e \leq 8{,}55 \cdot 10^{-3}\ m^2/s$) için $h_{cv}= \frac{8{,}1 \cdot 10^{-3}}{D_e} + 3{,}14 \cdot \sqrt[4]{\frac{v}{D_e}}$
- Türbülanslı hava akışı ($v \cdot D_e > 8{,}55 \cdot 10^{-3}\ m^2/s$) için $h_{cv}= 8{,}9 \cdot \frac{v^{0,9}}{D_e^{0,1}}$

Burada;

θ_{se} : Kanalın/borunun yüzey sıcaklığı,
θ_a : Bina içindeki ortam havasının sıcaklığı,
H : Kanalın yüksekliği,
D_e : Borunun dış çapı
v : Hava hızıdır (m/s).

9.3.2.3. Dış Yüzeyin Yüzeysel Isı Transfer Katsayısının (h_{se}) Hesaplaması

Dış yüzey için yüzeysel ısı transfer katsayısı, h_{se},

- Bina içindeki D_e=0,25 m ile 1,0 m aralığındaki yatay borular için $h_{se}= C_H + 0{,}05 \cdot \Delta\theta$
- Bina içindeki tüm çaplardaki dikey borular ve duvarlar için $h_{se}= C_V + 0{,}09 \cdot \Delta\theta$

formülü ile hesaplanır.

Tablo 9.3: Toplam Dış Isı Yüzey Katsayısının Yaklaşık Hesaplanması İçin C_H ve C_V Katsayıları [8]

Yüzey	C_H	C_v	ε	C_r x 10^{-8} W/(m^2K^4)
Alüminyum, parlak haddelenmiş	2,5	2,7	0,05	0,28
Alüminyum, oksitlenmiş	3,1	3,3	0,13	0,74
Galvanizli sac, temiz	4,0	4,2	0,26	1,47
Galvanizli sac, tozlu	5,3	5,5	0,44	2,49
Östenitik çelik	3,2	3,4	0,15	0,85
Alüminyum çinko levha	3,4	3,6	0,18	1,02
Metalik olmayan yüzeyler	8,5	8,7	0,94	5,33

9.3.2.4. Dış Yüzey Direnci

Dış yüzeyin yüzeysel ısı transfer katsayısının (h_{se}) tersi, dış yüzeyin yüzeysel direncidir. Kanallar için dış yüzeyin ısıl direnci, R_{se}, aşağıdaki formül ile hesaplanır.

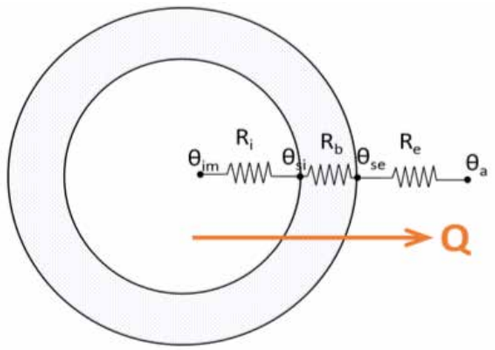
$$R_{se}= \frac{1}{h_{se}}$$

Boru yalıtımı için ise doğrusal yüzey ısı direnci, R_{le}, aşağıdaki formül ile hesaplanır.

$$R_{le}= \frac{1}{h_{se} \cdot \pi \cdot D_e}$$

9.3.3. Örnek Isı Kaybı Hesabı

Bir endüstriyel tesisin içerisinden geçen yatay konumdaki yalıtımsız çelik boru için doğrusal ısıl geçirgenlik katsayısı ve birim boyda transfer olan ısı miktarı aşağıdaki gibi hesaplanır.



Akışkan sıcaklığı	$\theta_{im} = 50^0C$
Ortam sıcaklığı	$\theta_a = 20^0C$
Borunun iç çapı	$D_i = 25$ mm
Borunun dış çapı	$D_e = 28$ mm

$\lambda_b = 40 W/(m.K)$

Şekil 9.11: Örnek Hesap-Yalıtımsız Boru Kesiti ve Veriler

9.3.3.1. Yalıtımsız Borunun Isıl Geçirgenliği

$$\frac{1}{U_l} = R_{li} + R_l + R_{le}$$

Boru içindeki akışkanın yüzey direnci "R_{li}" ihmal edilir. Tek katmanlı yalıtımsız çıplak boru için ısıl direnç "R_l" aşağıdaki formülle hesaplanır.

$$R_l = \frac{1}{2\pi\lambda} \cdot l_n \frac{D_e}{D_i} = \frac{1}{2\pi \cdot 40} \cdot l_n \frac{0{,}028}{0{,}025} = 0{,}00045$$

Dış yüzey için yüzeysel ısı transfer katsayısını (h) hesaplamak için ısı transfer katsayısının ışınım ve taşınım bileşenlerinin hesaplanması gereklidir.

$$h = h_r + h_{cv}$$

Sıcaklık farkı 200 K'nin altında olduğu için sıcaklık faktörü $a_r \approx 4 \cdot (T_{av})^3$ formülü ile bulunabilir. Çelik boru için yüzeyin yayıcılığı $\varepsilon = 0{,}15$ alınarak ısı transfer katsayısının ışınım bileşeni hesaplanır.

$$h_r = a_r C_r = 4 \cdot (T_{av})^3 \cdot \varepsilon \cdot \sigma = 4 \cdot (35 + 273{,}13)^3 \cdot 0{,}15 \cdot 5{,}67 \cdot 10^{-8} = 1\ W/m^2\ K$$

Dış yüzey sıcaklığı tahmin edilerek ve yatay borudaki akışın karakteristiği esas alınarak taşınım bileşeni için kullanılacak denklem belirlenir. Örnekte akış laminer olduğundan taşınım bileşeni aşağıdaki gibi hesaplanır.

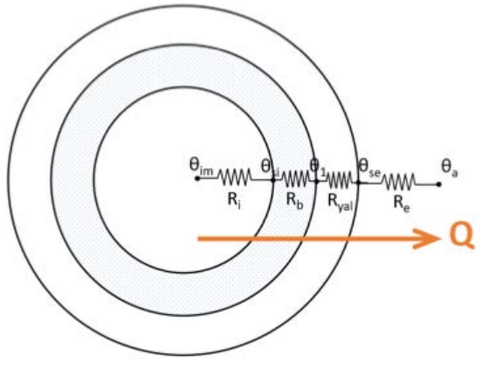
$$h_{cv} = 1{,}25 \cdot \sqrt[4]{\frac{\Delta\theta}{D_e}} = 1{,}25 \cdot \sqrt[4]{\frac{|\theta_{se} - \theta_a|}{D_e}} = 7{,}15\ W/m^2.K$$

Dış yüzey için yüzeysel ısı transfer katsayısı, $h_{se} = h_r + h_{cv} = 1 + 7{,}15 = 8{,}15\ W/m^2\ K$ olarak bulunur. Doğrusal yüzey ısı direnci R_{le} ve U aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$R_{le} = \frac{1}{h_{se} \cdot \pi \cdot D_e} = \frac{1}{8{,}15 \cdot \pi \cdot 0{,}028} = 1{,}4\ m.K/W$$

$$\frac{1}{U_l} \quad R_{li} + R_l + R_{le} = 0 + 0{,}00045 + 1{,}4$$

$U_l = 0{,}72\ W/(m.K)$



Akışkan sıcaklığı	$\theta_{im} = 50^0C$
Ortam sıcaklığı	$\theta_a = 20^0C$
Borunun iç çapı	$D_i = 25$ mm
Borunun dış çapı	$D_e = 28$ mm
Yalıtım kalınlığı	$D_y = 30$ mm
Yalıtımlı borunun dış çapı	$D_e = 88$ mm

$\lambda_b = 40$ W/(m.K)

Şekil 9.12: Örnek Hesap-Yalıtımlı Boru Kesiti ve Veriler

9.3.3.2. Yalıtımlı Borunun Isıl Geçirgenliği

Yalıtımlı borunun ısıl direnci "R_l", boru ve yalıtım katmanının ısıl dirençlerinin toplandığı aşağıdaki formülle hesaplanır.

$$R_l' = \frac{1}{2\pi} \sum_{j=1}^{n} \left(\frac{1}{\lambda_j} \ln \frac{D_{ej}}{D_{ij}} \right) = \underbrace{\frac{1}{2\pi \cdot 40} \cdot \ln \frac{0{,}028}{0{,}025}}_{R_{boru} = 0{,}00045} + \underbrace{\frac{1}{2\pi \cdot 0{,}040} \cdot \ln \frac{0{,}088}{0{,}028}}_{R_{yalıtım} = 4{,}556} = 4{,}557 \text{ (m.K)/W}$$

Hesaplamaları kolaylaştırmak için borunun ısıl direnci dikkate alınmayabilir.

Yalıtım katmanının "ε" yüzeyin yayıcılığı 0,94 alınarak ısı transfer katsayısının ışınım bileşeni $h_r = 5{,}44\ W/m^2\ K$ ve ısı transfer katsayısının taşınım bileşeni $h_{cv} = 2{,}91\ W/m^2\ K$ olarak hesaplanır. Doğrusal yüzey ısı direnci R_{le} ve U aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$R_{le} = \frac{1}{h_{se} \cdot \pi \cdot D_e} = \frac{1}{8{,}35 \cdot \pi \cdot 0{,}088} = 0{,}433\ m.K/W$$

$$\frac{1}{U_l} = R_{li} + R_l + R_{le} = 0 + 4{,}556 + 0{,}433$$

$$U_l = 0{,}20\ W/(m.K)$$

9.3.4. Yalıtım Kalınlıklarının Belirlenmesi

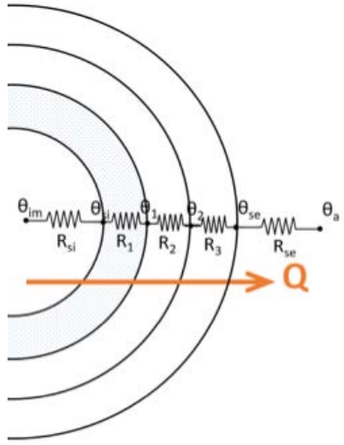
Tesisatlarda kullanılacak olan yalıtım malzemeleri ve kalınlıkları;

- Yasal mevzuat,
- Maliyet etkinlik (enerji verimliliği hedefi, geri ödeme süresi, erişilebilirlik, ekonomiklik vb. parametreler),
- Hat boyu izin verilen sıcaklık değişimleri (enerji verimliliği hedefi, akışkanın proses çıkış veya giriş sıcaklıkları ile ilgili sınırlamalar),
- Sıcak hatlarda yüksek yüzey sıcaklığına bağlı yaralanmaların önlenmesi, iş sağlığı ve güvenliği (yüzey sıcaklığı ile ilgili sınırlamalar),
- Soğuk hatlarda yoğuşmanın önlenmesi (yüzey sıcaklığı ile ilgili sınırlamalar),
- Donma veya donmaya başlama süreleri gibi muhtelif prosese veya duruma özel kriterler esas alınarak belirlenir.

Pratikte her zaman yukarıda anılan kriterlerin birkaçı birlikte değerlendirilerek yalıtım malzemesi ve kalınlığının tayini yapılmaktadır. Bu gibi durumlarda yukarıda anılan kriterlerin birbirinin alternatifi olmadığı ve kriterlerin hepsinin karşılanması gerektiği unutulmamalıdır.

05.12.2008 tarih ve 27075 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği'nin 11. maddesi uyarınca; binaların ısıtma, soğutma, havalandırma ve klima gibi enerji kullanımını etkileyen tesisatlarında kullanılan borular, kollektörler ve bağlantı malzemeleri, vanalar, havalandırma ve iklimlendirme kanalları, sıhhi sıcak su üreticileri ve depolama üniteleri, yakıt depoları ve diğer mekanik tesisat ekipmanları, ısı köprüsüne yol açmayacak şekilde ve yüzey sıcaklığı ile iç ortam sıcaklığı arasında 5°C'den fazla fark ve yüzeyde yoğuşma olmayacak şekilde yalıtılması gereklidir. Aynı yönetmelikte ayrıca şartlandırılan mekanların içerisinde yer alan kanalların, ısıl direnci 0,6 m^2K/W'tan küçük olmayacak şekilde, diğer mekanlarda yer alan ve yalıtılması gereken kanalların ısıl direnci 1,2 m^2K/W'tan küçük olmayacak şekilde yalıtılması öngörülmektedir.

Ara kesitlerin sıcaklıkları her katmanın direncinin veya yüzey direncinin toplam dirence göre oranı esas alınarak belirlenir. R_1,..., R_n, ayrı ayrı katmanların ısıl dirençleridir ve R_{si} ve R_{se}'nin sırasıyla iç ve dış yüzeylerin ısıl yüzey dirençleri olduğu düşünüldüğünde ara kesit ve yüzey sıcaklıkları aşağıdaki gibi hesaplanır.



$$\theta_{si} = \theta_{im} - \frac{R_{si}}{R_T} \cdot (\theta_{im} - \theta_a)$$

$$\theta_1 = \theta_{im} - \frac{R_{si} + R_1}{R_T} \cdot (\theta_{im} - \theta_a)$$

$$\theta_2 = \theta_{im} - \frac{R_{si} + R_1 + R_2}{R_T} \cdot (\theta_{im} - \theta_a)$$

$$\theta_{se} = \theta_{im} - \frac{R_{si} + R_1 + R_2 + R_3}{R_T} \cdot (\theta_{im} - \theta_a)$$

veya

$$\theta_{se} = \theta_a + \frac{R_{se}}{R_T} \cdot (\theta_{im} - \theta_a)$$

Şekil 9.13: Çok Katmanlı Bir Boru İçin Yüzeysel Dirençler ve Tabakaların Isıl Dirençlerine Göre Sıcaklık Dağılımı Denklemleri

9.3.5. Tesisatlarda Yoğuşma

İçerisinde düşük sıcaklıklarda akışkanların (su vb.) taşındığı soğuk hatlardaki yüzey sıcaklıklarının iç ortam havasındaki su buharının doyma (çiğlenme) sıcaklığının altında olması durumunda, havanın içerisinde bulunan su buharı tesisatlardaki soğuk dış yüzeye çarparak yoğuşur. Öte yandan yüzeyde meydana gelen yoğuşma sadece yüzey sıcaklığını etkileyen parametrelere değil, aynı zamanda iç ortam havasının bağıl nemine de bağlıdır. Bağıl nem arttıkça yoğuşma riski de artar. Tesisatlarda meydana gelen yoğuşma konfor koşullarının bozulmasına ve tesisatların paslanarak zarar görmesine yol açar.

Tesisatlarda yoğuşmanın önlenmesi için uygun ısı yalıtımı malzemelerinin doğru kalınlıklarda uygulanması gerekir. Uygun kalınlıkta ısı yalıtım malzemesi kullanarak dış yüzey sıcaklığının ortam havasındaki su buharının doyma sıcaklığının üstüne getirilmesi sağlanabilir. Ancak tek başına yalıtım kalınlığının doğru tayin edilmiş olması yoğuşmanın önlenmesinde yeterli değildir. Su buharının yalıtım malzemesinin içerisinden geçerek soğuk tesisat borusuna ulaşması durumunda yalıtım malzemesinin içerisinde veya boru yüzeyinde yoğuşma meydana gelir. Dolayısıyla yoğuşmanın önlenmesi için hem uygun kalınlıkta yalıtım malzemesi kullanılarak tesisatın dış yüzey sıcaklığı doyma sıcaklığının üstünde tutulması hem de yalıtım malzemesi içerisinden su buharı geçişinin önlenmesi gereklidir. Bu amaçla soğuk hatlarda su buharı geçişine karşı yüksek dirence sahip ürünler kullanılmalıdır. Isı yalıtım malzemesinin su buharı difüzyon direnci tek başına yeterli değil ise üzerine alüminyum folyo gibi harici bir buhar kesici katmanla kaplanması gereklidir.

Yoğuşma Hesabı Örneği:

İç ortam havasının sıcaklığının 20°C, bağıl neminin %90 olduğu tesiste, içerisinde -20°C'de soğutucu akışkan taşıyan bir tesisat borusu yüzeyinde yoğuşma olmaması için 125 mm kalınlığında yalıtım malzemesi uygulanması ve üzerinin galvaniz sac ile kaplanması öngörülmektedir.

Akışkan sıcaklığı : θ_{im} = -20°C;
Ortam havası sıcaklığı : θ_a = 20°C;
Yalıtımsız boru çapı : D_i = 0,273 m;
Ortam havasının bağıl nemi : ϕ = %90.

Çiğlenme sıcaklığı, ortam havasının sıcaklığı ve bağıl nemi dikkate alınarak belirlenir. 20°C için su buharının doyma basıncı 2337 Pa'dır. Bu durumda iç ortam havasındaki su buharının kısmi buhar basıncı P_{si}= 0,90 x 2337 = 2103,3 Pa olarak belirlenir. İç ortam havasındaki su buharının kısmi buhar basıncına karşılık gelen doyma sıcaklığı çiğ noktası sıcaklığına eşittir. Doymuş buhar basıncının bir fonksiyonu olarak sıcaklık, aşağıda verilen denklemler veya su buharının doyma basıncı ile sıcaklık arasındaki ilişkiyi gösteren tablolardan bulunabilir.

$P_s \geq 610{,}5$ Pa için

$$\theta = \frac{237{,}3 \; log_e \left(\frac{p_{si}}{610{,}5}\right)}{17{,}269 - log_e \left(\frac{p_{si}}{610{,}5}\right)}$$

$P_s < 610{,}5$ Pa için

$$\theta = \frac{265{,}5 \; log_e \left(\frac{p_s}{610{,}5}\right)}{21{,}875 - log_e \left(\frac{p_s}{610{,}5}\right)}$$

İç ortam havasındaki su buharının kısmi buhar basıncına karşılık gelen doyma sıcaklığı 18,31°C olarak bulunur. Bu durumda yalıtımlı tesisatın dış yüzey sıcaklığının 18,3°C'nin üzerinde olması durumunda yüzeyde yoğuşma meydana gelmeyecektir.

Tesisat yalıtımı uygulamalarında kullanılacak olan ısı yalıtım malzemesinin ısıl iletkenliği, malzemenin iki yüzeyindeki sıcaklıkların ortalaması dikkate alınarak belirlenir. Örnekte iç tarafta borunun ısıl direnci ihmal edildiği için -20°C, dış yüzeyde ise galvaniz sacın ısıl direnci ihmal edildiği için çiğ noktası sıcaklığı 18,3°C esas alındığında ısı yalıtım malzemesinin hesaplamalarda kullanılacak ısıl iletkenlik değeri -0,85°C için üreticinin yapmış olduğu beyan esas alınarak belirlenir. Örnekte -0,85°C için üreticinin beyanının 0,039 W/m.K olduğu kabul edilmiştir.

İç ve dış yüzey için yüzeysel ısı transfer katsayıları ve tüm katmanların ısıl dirençleri hesaplanır. Hesaplamalarda iç yüzey ile akışkan sıcaklığı eşit alındığından iç yüzey için yüzeysel ısı transfer katsayısı "0" alınır.

$$R_{l\,boru} = \frac{1}{2\pi\lambda} \cdot \ln \frac{D_1}{D_i} = \frac{1}{2\pi \cdot 40} \cdot \ln \frac{0{,}0273}{0{,}0243} = 0{,}0005 \; m^2.K/W$$

$$R_{l\,yalıtım} = \frac{1}{2\pi\lambda} \cdot \ln \frac{D_2}{D_1} = \frac{1}{2\pi \cdot 0{,}039} \cdot \ln \frac{0{,}2773}{0{,}0273} = 9{,}46 \; m^2.K/W$$

$$R_{l\,galv} = \frac{1}{2\pi\lambda} \cdot \ln \frac{D_2}{D_1} = \frac{1}{2\pi \cdot 60} \cdot \ln \frac{0{,}2793}{0{,}2773} = 0{,}00002 \; m^2.K/W$$

Galvaniz sac kaplamanın "ε" yayıcılığı 0,44 alınarak ısı transfer katsayısının ışınım bileşeni h_r= 2,5 W/m^2 K ve ısı transfer katsayısının taşınım bileşeni h_{cv}= 1,76 W/m^2 K olarak hesaplanır. Doğrusal yüzey ısı direnci, R_{le} aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$R_{le} = \frac{1}{h_{se} \cdot \pi \cdot D_e} = \frac{1}{4{,}26 \cdot \pi \cdot 0{,}2793} = 0{,}268 \; m.K/W$$

Dış yüzeyin sıcaklığı hesaplanan dirençlerin toplam dirence oranına göre aşağıdaki gibi bulunur.

$$\theta_{se} = \theta_a + \frac{R_{se}}{R_T} \cdot (\theta_{im} = \theta_a) = 20 + \frac{0{,}268}{9{,}46 + 0{,}268} \cdot (-20\text{-}20) = 18{,}9°C$$

Hesaplanan yüzey sıcaklığı θ_{se} (18,9°C), doyma sıcaklığından (18,3°C) büyük olduğu için yüzeyde yoğuşma oluşma riski yoktur yani başka bir deyişle yalıtım kalınlığı uygundur.

9.3.6. Isı Yalıtımıyla İş Sağlığı ve Güvenliği İlişkisi

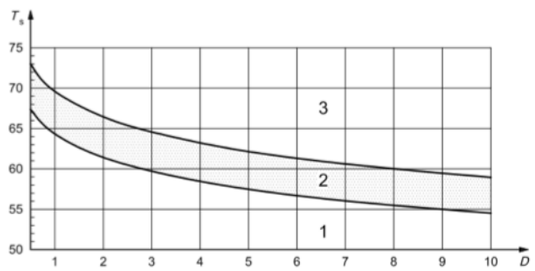
İçerisinde yüksek sıcaklıklarda akışkan taşınan veya muhafaza edilen tesisatlarda oluşan dış yüzey sıcaklıkları;

- Vana vb. elemanların kullanımına bağlı bilinçli eylemlerde veya istemsiz temaslarda kişilerin yaralanmalarına (yanık oluşumu) neden olma ve
- Hattın çevresinde bulunan diğer teçhizat ya da ekipmanın sıcaklık etkisine bağlı olarak zarar görmesine sebebiyet verme potansiyeline sahiptir.

Tablo 9.4: Deriye Temas Eden Sıcaklıklar ve Etkileri [32]

Hissedilen	Deri rengi	Sıcaklık (°C)	Süreç	Yaralanma
Hissizlik	Beyaz	72 68	Protein pıhtılaşması	Kalıcı
	Benekli Kırmızı ve beyaz	64 **60** 56	Doku içeriğinin ısıl inaktivasyonu	İyileşmesi muhtemel
Maksimum acı Şiddetli acı	Parlak Kırmızı	52 48		
Ağrı eşiği	Açık Kırmızı	44 40		İyileşebilir
Sıcak Ilık	Kızarıklık	36 32	Normal metabolizma	Yok

Bilinçli veya istemsiz olarak sıcak katı bir yüzeyle temas edildiğinde yanıklar meydana gelebilir. Yanıkların oluşumu ve şiddeti; yüzeyin sıcaklığı, yüzeyin malzemesi, cilt ile yüzey arasındaki temas süresi, yüzeyin yapısı ve yüzeyle temas eden kişinin hassasiyeti (örn. çocuk veya yetişkin) gibi bir dizi faktöre bağlıdır.



D: Temas süresi (s)
T_s: Yüzey sıcaklığı (°C)

1: Yanık yok
2: Yanık eşiği
3: Yanık/Yanma

Şekil 9.14: Sıcak, Pürüzsüz Kaplamasız Metal Yüzeyle Temas Edilmesi Durumunda Yanık Eşiği

ASTM C1055 Standard Guide for Heated System Surface Conditions that Produce Contact Burn Injuries (Temas Yanığı Yaralanmaları Üreten Isıtmalı Sistem Yüzey Koşulları için Standart Kılavuz) standardında tasarımların endüstriyel uygulamalar için olası temas süresinin 5 s olarak alınması gerektiği belirtilmektedir.

Isı yalıtımı uygulamaları ile yüzey sıcaklıkları güvenli değerlere düşürülerek hattın çevresinde bulunan diğer teçhizat ya da ekipmanın ve bu tesisat hatlarında görevli personelin sıcaklık etkisinden korunması sağlanır. İş sağlığı ve güveliği açısından yüksek sıcaklıklarda akışkanların taşındığı tüm tesisat elemanlarının dış yüzey sıcaklığı 60°C'yi aşmayacak şekilde yalıtılması gereklidir. Galeriler vasıtasıyla kamuya açık alanlardan geçirilen tesisatlarda dış yüzey sıcaklıkları daha da düşürülmeli ve ilave olarak bariyer yapılarak dışarıdan erişim engellenmelidir.

9.3.7. Tesisatlarda Isı Köprüsü

Mekanik tesisatlarda özellikle yalıtım katmanının sürekliliğinin bozulması ısı köprülerinin oluşmasına sebebiyet verir. Yalıtımın sürekliliğinin bozulduğu en yaygın uygulamalardan birisi de vanaların yalıtılmamasından kaynaklanmaktadır. Vanaların yalıtılmaması sıcak hatlarda ciddi miktarda ısı kayıplarının meydana gelmesine neden olurken aynı zamanda iş sağlığı ve güvenliği açısından da risk teşkil etmektedir. Soğuk hatlarda ise, yalıtımsız vanalar istenmeyen ısı kazançları ve yoğuşmaya neden olur. Vanalardaki ısı kayıpları hesabı, eşdeğer boru uzunluğu ile pratik olarak hesaplanmaktadır. Isı kayıpları vananın çapına, vananın bina içinde veya dışında olmasına ve içinden geçen akışkan sıcaklığına göre farklılık göstermektedir. Vanalar, yalıtım malzemeleri ile kaplanarak vana ceketi veya vana kutuları vasıtasıyla mutlaka yalıtılmalıdır.

Askı ve montaj işlemlerinin çıplak boruya yapılması, ısı köprüsüne neden olan en yaygın uygulama sorunlarından birisidir. Flanşlar, bağlantı parçaları ve boru askı elemanları gibi bağlantı parçalarının yalıtımının yapılmaması nedeniyle ciddi enerji kayıpları meydana gelmektedir.

05.12.2008 tarih ve 27075 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği'nce boruların ve klima kanallarının askıya alınmaları ile kalıcı veya sabit mesnetle desteklenmelerinde ısı kayıplarının ve ısı köprülerinin oluşmasına izin verilmemesi gerekmektedir. Askı ve bağlantı elemanları yalıtımlı boru üzerinden uygulanmalıdır. Yalıtımlı boru uygulama yüzeyine asılırken, maruz kalacağı yük dolayısıyla yalıtım kalınlığının azalmaması için yük yayıcı destek parça kullanımı veya askı bölgelerinde mukavvim ürünlerin kullanımı gibi tedbirler alınmalıdır.

9.4. Isı Yalıtım Malzemeleri

Isı yalıtım malzemeleri genel olarak binalar ve bina tesisatı ile endüstriyel uygulamalar olmak üzere iki alanda kullanılmaktadır. Isı yalıtım malzemelerinin kullanım amacına uygun olarak seçilmesi ve projelendirilmesi için muhtelif özelliklerinin bilinmesi gereklidir. Bu özelliklerden en önemlisi kuşkusuz ki ısıl direnç ve ısıl iletkenliktir. Yük altındaki uygulamalarda basma dayanımı ve basma sünmesi, soğuk hatlarda ve içten yapılan yalıtım uygulamalarında su buharı difüzyon direnç katsayısı, kullanım sıcaklığı ve yangına karşı tepki öne çıkan diğer özelliklerdendir.

Yapı Malzemeleri Yönetmeliği uyarınca bina ve tesisatlarda kullanılacak olan ısı yalıtım malzemelerinin CE işareti ile pazara arz edilmeleri zorunludur. Bazı ısı yalıtım malzemelerinin Yapı Malzemeleri Yönetmeliği kapsamında tabi oldukları uluslararası standartlar aşağıda listelenmiştir. Ürün standartlarında kullanım amacıyla ilişkili olabilecek özellikler, bu özelliklere dair eşik değerler veya sınıflar, ölçüm ve beyan usulleri gibi birçok husus yer almaktadır.

Tablo 9.5: Kullanım Alanlarına Göre Isı Yalıtım Malzemelerinin Tabi Oldukları Standartlar

Malzeme	Tabi olduğu standart	Malzeme	Tabi olduğu standart
Cam Yünü ve Taş Yünü	TS EN 13162	Cam Yünü ve Taş Yünü	TS EN 14303
Ekspande Polistiren Köpüğü (EPS)	TS EN 13163	Elastomerik Kauçuk Köpüğü (FEF)	TS EN 14304
Ekstrüde Polistiren Köpüğü (XPS)	TS EN 13164	Cam Köpüğü (CG)	TS EN 14305
Poliüretan (PUR)	TS EN 13165	Kalsiyum Silikat (CS)	TS EN 14306
Fenol Köpüğü (PF)	TS EN 13166	Ekstrüde Polistiren Köpüğü (XPS)	TS EN 14307
Cam Köpüğü (CG)	TS EN 13167	Poliüretan Köpüğü (PUR / PIR)	TS EN 14308
Ahşap Yünü Levhalar (WW)	TS EN 13168	Ekspande Polistiren Köpüğü (EPS)	TS EN 14309
Genleştirilmiş Perlit (EPB)	TS EN 13169	Polietilen Köpüğü (PEF)	TS EN 14313
Genleştirilmiş Mantar (ICB)	TS EN 13170	Fenol Köpüğü (PF)	TS EN 14314
Ahşap Lifli Levhalar (WF)	TS EN 13171	Püskürtme PUR/PIR Köpüğü	TS EN 14319-1
Püskürtme PUR/PIR Köpüğü	TS EN 14315-1		
Polietilen Köpüğü (PEF)	TS EN 16069		

Belli başlı ısı yalıtım malzemelerine dair üretim bilgileri, genel tanımlamalar ve ürünlerin özelliklerine dair TS 825 Binalarda Isı Yalıtımı Kuralları standardı ve ilgili ürün standartlarında yer alan bilgiler aşağıda verilmiştir.

9.4.1. Isı Yalıtım Malzemelerinde Aranan Teknik Özellikler

9.4.1.1. Isıl İletkenlik ve Isıl Direnç Kavramları

Isı yalıtım malzemeleri; ısı kayıp ve kazançlarının azaltılmasında kullanılan, diğer yapı malzemeleri ile mukayese edildiğinde daha düşük kalınlıklarda daha yüksek ısıl direnç sağlamak amacıyla üretilmiş, hafif özel ürünlerdir. Isı yalıtım malzemelerinin en temel özelliği ısıl iletkenliğinin düşük olması ve ısı geçişine karşı gösterdikleri direncin yüksek olmasıdır. Isıl iletkenlik, bir malzemenin ne kadar ısı ilettiğinin ölçüsüdür. Genel olarak ısıl iletkenlik 1 m^2 yüzey alanına sahip 1 m kalınlığındaki bir malzemenin karşılıklı yüzeyleri arasında 1°C sıcaklık farkı olması durumunda transfer olan ısı miktarıdır. Isıl iletkenlik malzemelere dair bir özelliktir. Bir başka deyişle her malzemenin muhtelif yöntemler ile ölçülen bir ısıl iletkenliği vardır. Bazı malzemeler için TS 825 standardında tanımlanmış, iletim yoluyla transfer edilen ısı miktarının ölçüsü olan ısıl iletkenlik katsayıları aşağıda örnek olarak verilmiştir.

Tablo 9.6: Muhtelif Malzemelerin Isıl İletkenlik Hesap Değerleri [3]

Malzeme	Isıl İletkenlik Hesap Değeri W/(m.K)
Metaller	35,0 - 384,0
Donatılı beton	2,20 - 2,50
Donatısız beton	1,65 - 2,10
Tuğla	0,19 ila 1,40
Gaz beton	0,11 ila 0,29
MW, EPS, XPS, PUR/PIR vb. ısı yalıtım malzemeleri	0,020 ila 0,045

Isıl direnç ise malzeme kalınlığının ısıl iletkenliğe bölünmesi ile elde edilen fiziksel bir büyüklüktür ve ürünün performansını göstermektedir. Temel olarak bir uygulama detayının ısıl direncinin büyümesi tasarruf edilen enerji miktarının da artması anlamına gelmektedir.

$$\text{ısıl direnç } (R) = \frac{\text{kalınlık } (d)}{\text{ısıl iletkenlik } (\lambda)}$$

Örneğin; 30 cm kalınlığında ısıl iletkenlik katsayısı 0,60W/m.K olan bir yapı malzemesinin ısıl direnci 0,50 m^2.K/W iken 8 cm kalınlığında ısıl iletkenlik katsayısı 0,04 W/m.K olan bir ısı yalıtım malzemesinin ısıl direnci 2,0 m^2.K/W'tır. Özetle 8 cm kalınlığındaki ısı yalıtım malzemesi; 30 cm kalınlığındaki bir yapı malzemesinden 4 kat daha fazla ısıl dirence sahiptir.

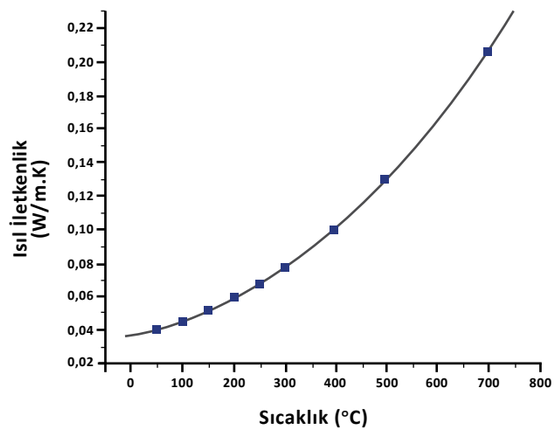
Bu yönüyle ele alındığında düşük kalınlıklarda kullanılan her türlü ürün ve film kalınlığında uygulanan boya vb. malzemeler yeterli ısıl direnci sağlayamadıkları için arzulanan enerji verimliliği hedeflerine ulaşılmasında tek başlarına kullanılamaz.

9.4.1.1.1. Isıl İletkenlik ve Sıcaklık İlişkisi

Bir malzemenin ısıl iletkenlik katsayısı, maruz kaldığı sıcaklığa göre değişir. Binalar için ısı yalıtım malzemelerinin maruz kaldığı sıcaklıklar, dış iklim koşulları ile iç konfor koşulları arasında olacağından çok büyük değişiklik arz etmez. Genel olarak binalar için iç ortamın 20°C, dış ortamın 0°C olduğu kabulü ile 10°C'deki ısıl iletkenlik hesap değerleri kullanılır.

Not: Bazı kagir birimlerin ve sıva, perlit, kalsiyum silikat gibi poroz yapıya sahip olan malzemelerin ısıl iletkenlikleri nem muhtevalarına göre de değişkenlik arz edebilmektedir.

Bina tesisatı ve endüstriyel uygulamalarda ise ısı yalıtım malzemesinin maruz kalabileceği sıcaklıklar çok büyük değişkenlik arz edebilir. Ürünler kriyojenik uygulamalara ya da çok düşük hava sıcaklıklarına maruz kalabildikleri gibi kızgın yağ, buhar hatları ya da fırınlarda çok yüksek sıcaklıklara da maruz kalabilir. Maruz kalınan sıcaklıklardaki değişkenlik nedeniyle tesisat yalıtımı uygulamalarında kullanılacak ısı yalıtım malzemesinin ısıl iletkenliği, malzemenin iç ve dış yüzeyindeki sıcaklıkların ortalaması dikkate alınarak belirlenir. Projelendirme aşamasında, seçilen malzemenin maruz kalacağı kullanım sıcaklığı belirlendikten sonra üretici tarafından bu sıcaklıkta beyan edilen ısıl iletkenlik katsayıları kullanılmalıdır.



Şekil 9.15: Sıcaklık İle Isıl İletkenliğin Değişimi

9.4.1.1.2. Kalınlığın Önemi

Yalıtım malzemelerinin basma dayanımlarından yüksek yüke maruz bırakılması veya kalınlığından daha düşük dar bir alana sıkıştırılması, tesisatlara sarılırken sıkılması vb. sebepler ile kalınlığı azalırsa ürünün ısıl direnci ve dolayısıyla performansı da aynı oranda azalacaktır. Örneğin 100 mm kalınlığında uygulanacak olan bir ısı yalıtım malzemesinin üzerine yük uygulanması nedeniyle kalınlığı 80 mm'ye düşerse ürünün de performansı %20 oranında azalır.

9.4.1.2. Su Buharı Difüzyon Direnç Faktörü (μ) ve Su Buharı Difüzyonuna Karşı Direnç (Sd) Kavramları

Bina kabuğu tasarımında bağıl nem değerinin, kısa süreler için bile 0,8'den yüksek olması durumunda iç yüzeylerde küf oluşumu riski vardır. Yüzeydeki nem miktarının fazla olması; telafisi olmayan fiziksel değişikliklere (dökülme, kabarma vb.), kimyasal reaksiyonlara (paslanma vb.) ve biyolojik gelişmelere (ahşabın çürümesi vb.) neden olarak konforumuzu bozar. Yapı elemanlarının ara yüzeylerinde meydana gelen yoğuşma, yapımızın yük taşıyıcı kısımlarında bulunan demirlerin paslanmasına neden olduğu için yapı ömrünü tehdit eden unsurlardan biridir.

Su buharı difüzyon direnç faktörü, bir malzemenin durgun havadan kaç kat daha fazla su buharı geçişine direnç sağladığının ölçüsüdür. Su buharı difüzyon direnç faktörü malzemelere dair durgun hava referans alınarak belirlenen bir özelliktir. Bir başka deyişle her malzeme, muhtelif yöntemler ile ölçülen ve 1 (durgun havaya eşdeğer) ila ∞ arasında değişen bir su buharı difüzyon direnç faktörüne sahiptir. Bazı malzemeler için TS 825 ve TS 2164 standartlarında tanımlanmış olan su buharı difüzyon direnç faktörleri aşağıda verilmiştir.

Tablo 9.7: Muhtelif Malzemelerin Su Buharı Difüzyon Direnç Faktörleri [3]

Malzeme	Su buharı difüzyon direnç faktörü (μ)
Cam Yünü ve Taş Yünü	1,0
EPS	20-100
XPS	80-250
Polimer Bitümlü Örtüler	20.000
Polietilen Folyo	80.000
Cam	1.000.000
Metaller	1.000.000

Su buharı difüzyonu eş değer hava tabakası kalınlığı (Sd) ise su buharı difüzyon direnç faktörü (μ) ve malzeme kalınlığının (d) çarpılması ile elde edilen fiziksel bir büyüklüktür ve ürünün su buharı geçişine karşı gösterdiği performansı ifade eder. Sd değeri, bir yapı elemanı katmanının su buharının geçişine gösterdiği dirence eşdeğer direnci gösteren hareketsiz hava tabakasının kalınlığı olarak tanımlanır. Temel olarak bir uygulama detayının Sd değerinin büyümesi yapı elemanının su buharı geçişine karşı direncinin arttığı anlamına gelmektedir. Sd değeri 1500 m ve üzerinde olan yapı elemanlarının pratik olarak su buharı geçirmediği kabul edilir.

Sd = μ x d

Sd: Su buharı difüzyonu eşdeğer hava tabakası kalınlığı (m),
μ : Su buharı difüzyon direnç katsayısı (Birimsiz),
d : Yapı malzemesi tabakasının kalınlığıdır (m).

Örneğin; 4 mm kalınlığında, su buharı difüzyon direnç katsayısı 1.000.000 olan cam plakanın Sd değeri 4000 m iken 40 cm kalınlığında, su buharı difüzyon direnç katsayısı 5 olan bir malzemenin Sd değeri 2,0 m olmaktadır. Özetle 4 mm kalınlığındaki cam, örnekte ele alınan 40 cm kalınlıkta bir yapı malzemesinden 2000 kat daha fazla dirence sahiptir.

Bu yönüyle ele alındığında özellikle yapı elemanının dış tarafından yalıtım yapılamayan durumlarda mutlaka yoğuşma tahkiki yapılmalıdır. Yoğuşma riskinin azaltılması veya ortadan kaldırılması için, yapı bileşenlerinin içinden geçen su buharı miktarı sınırlandırılmalı ya da yapı bileşeninin tüm kesitindeki sıcaklık dağılımı doyma sıcaklığının üstünde olmalıdır. Bu da yapı bileşeninin dış iklim koşullarından korunmasıyla, yani yapı elemanının dış tarafından yapılan ısı yalıtım uygulamaları ile sağlanır. Böylece yapı bileşenlerinin ısı yalıtımının sıcak tarafında kalmaları sağlanır ve yoğuşma sıcaklığının üstünde tutulur. Dolayısı ile yapı elemanlarının içerisinden geçen su buharının düşük sıcaklıklı bir kesitle karşılaşması engellenerek yoğuşmanın zararlı etkilerinden korunulur.

Muhtelif sebeplerle dıştan ısı yalıtımının yapılamadığı detaylarda içten ısı yalıtımı uygulamalarına başvurulur. İçten ısı yalıtımı uygulamaları ile iç yüzeyin sıcaklığı su buharının doyma sıcaklığının üzerinde tutularak küf, mantar, vb. oluşumu engellenir. Ancak bu uygulamalarda, yapı bileşeni iklim koşullarına maruz kalacağından soğuk olacaktır. Dolayısıyla, ısı yalıtım malzemesinden geçerek yapı malzemesine ulaşan su buharı yoğuşacaktır. Bu sebeple, meydana gelebilecek yoğuşmanın yapı malzemelerine zarar vermesini önlemek amacıyla yapı bileşeni içerisinden geçen su buharı miktarının sınırlandırılması gereklidir. Bu amaçla içten yapılan uygulamalarda, uygun kalınlıkta, buhar difüzyon katsayıları yüksek olan ısı yalıtım malzemeleri veya buhar kesici niteliğe sahip polietilen folyo, alüminyum folyo vb. ürünler ile önlem alınmalı, buhar difüzyon katsayıları düşük olan ısı yalıtım malzemeleri tercih edilmelidir. Buhar kesicinin kullanıldığı detaylarda buhar kesici katmanın sıcak tarafta olacak şekilde yani yalıtım malzemesinin iç ortama bakan tarafına uygulanması gereklidir.

9.4.1.3. Kullanım Sıcaklığı

Kullanım sıcaklığı, belirli bir kalınlıktaki ısı yalıtım malzemesinin tanımlanmış limitler içerisinde fonksiyonlarını sürdürebildiği sıcaklık aralığıdır. Genel olarak ısı yalıtım malzemelerinin maruz kaldıkları sıcaklıklarda, görünümlerinin bozulmamasının yanı sıra boyutsal kararlılıklarını sürdürebilmeleri, ısıl dirençlerini muhafaza edebilmeleri ve mekanik mukavemetlerini korumaları beklenir. Kullanım sıcaklık aralığı dışındaki sıcaklıklara maruz kalan ısı yalıtım malzemelerinde kalınlık azalması, büzülme veya çatlama gibi fiziksel bozulmalar meydana gelebilir. Organik bir bağlayıcı içeren ürünlerin bağlayıcılarının buharlaşması veya yanması nedeniyle formunu ve bu bağlamda kalınlığını kaybetmesi, elyaf yapılarında bozulma veya sinterlenme gibi ısıl direnci azaltıcı değişimler meydana gelebilir.

Özetle her ısı yalıtım malzemesinin kalınlık ve diğer özelliklerini kaybetmeye başladığı yani deforme olmaya başladığı bir alt ve üst sıcaklık noktası bulunur. Maruz kalınan sıcaklıklar düşünüldüğünde tüm ısı yalıtım malzemelerinin kullanım sıcaklıklarının binalardaki kullanımlara uygun olduğu söylenebilir. Ancak tesisatlarda ve endüstriyel uygulamalarda maruz kalınabilecek sıcaklıklar, malzemelerin kullanım sıcaklık aralıklarının dışına çıkabilir. Bu nedenle, kullanılacak ısı yalıtım malzemesinin uygulandığı yerde maruz kalacağı sıcaklık önceden belirlenmeli ve bu sıcaklığa uygun malzeme seçilmelidir.

Tablo 9.8: Muhtelif Malzemelerin Su Buharı Difüzyon Direnç Faktörleri [3]

Soğuk Hatlar $\theta_{im} \leq 6°C$	Ilık Hatlar $6°C < \theta_{im} < 100°C$	Sıcak Hatlar $\theta_{im} \geq 100°C$
Polietilen	Polietilen	Cam Yünü
Kauçuk Köpüğü	Kauçuk Köpüğü	Taş Yünü
Cam Yünü *	Cam Yünü *	Kauçuk Köpüğü **
Taş Yünü*	Taş Yünü *	Cam Köpüğü
EPS	Cam Köpüğü	Seramik Yünü
XPS	Poliüretan	Kalsiyum Silikat
Poliüretan		

T: Akışkan veya Ortam Sıcaklığı

* Soğuk ve ılık hatlarda mevcut akışkan sıcaklığının, ortam sıcaklığından daha düşük olması durumunda kullanılan cam yünü, taş yünü gibi lifli ısı yalıtım malzemelerinin yüzeyinin yoğuşma riskine karşı kesinlikle alüminyum folyo veya buhar kesici bir malzemeyle sürekli olarak kaplanması ve sızdırmazlığının sağlanması gerekir.

** Sıcak hatlarda yüksek akışkan sıcaklıklarına dayanıklı özel olarak üretilen kauçuk köpüğü kullanılmalıdır.

9.4.1.4. Basınç Dayanımı

Basınç dayanımı, ısı yalıtım malzemelerinin yüke maruz kalabileceği detaylarda kalınlığını ve dolayısıyla ısıl performansını muhafaza edebilmesi açısından önemli bir parametredir. Bu özellik, basınç yükleri altında üründe ne kadar deformasyon oluşacağının bir göstergesidir. Genel olarak binalarda kullanılan ısı yalıtım malzemeleri için %10 deformasyonda basınç dayanımı kullanılmaktadır. Bazı özel uygulamalarda %10'un dışında %1, %2 veya %5 deformasyonda basınç dayanımı değerleri de kullanılabilir.

9.4.1.5. Yangına Karşı Tepki Sınıfları

Yapılarda bulunan tesisatlar;

- Yangın başlatmamalı,
- Yangına aktif olarak katkıda bulunmamalı,
- Yangın yayılımı sınırlı olmalı,
- Yakındaki yapı elemanları veya nesneler üzerinde tehlike yaratmamalı,
- Yangın halinde etkin yangın söndürme tedbirleri alınabilmeli ve kurtarma işlemleri mümkün olmalıdır.

Bu bakımdan detaylarda kullanılan malzemelerin yangına maruz kaldıklarında nasıl davranacağının bilinmesi yangın güvenliği açısından kritik öneme haizdir. Isı yalıtım malzemeleri de dahil olmak üzere tüm yapı malzemeleri tutuşma, açığa çıkan ısı miktarı, alev yayılımı, damlacık teşekküllü ve duman oluşumu bakımından sınıflandırılır. Sınıflandırma; A1, A2, B, C, D, E, F sembolleri kullanılarak tanımlanmıştır. Duman oluşumu ve damlacık teşkili "s" ve "d" ilave sınıflandırmaları kullanılarak ifade edilmiştir. Duman oluşumunun sınıfları s1, s2, s3 ve damlacık teşkilinin sınıfları d0, d1, d2'dir.

A1	Hiçbir şekilde yangına katkıda bulunmayan malzemeler.
A2	Yangına aşırı derecede sınırlı boyutlarda katkıda bulunan malzemeler.
B	Yangına çok sınırlı boyutlarda katkıda bulunan malzemeler.
C	Yangına sınırlı boyutlarda katkıda bulunan malzemeler.
D	Yangına kabul edilebilir boyutlarda katkıda bulunan malzemeler.
E	Yangına karşı tepki performansı kabul edilebilir olan malzemeler.
F	Yangına karşı tepki performansı belirlenemeyen malzemeler.
s1	Duman oluşumu çok sınırlı.
s2	Duman oluşumu sınırlı.
s3	Duman oluşumu s1 ve s2 sınıflarının gerekliliklerini karşılamayan.
d0	Alev damlacıkları veya parçacıkları meydana gelmeyen.
d1	Alev damlacıkları veya parçacıkları çabucak sönen.
d2	d0 ve d1 sınıflarının gerekliliklerini karşılamayan.

Yalıtım malzemesi seçiminde; Türkiye Binalarda Yangından Korunması Hakkında Yönetmelik esaslarına uyulmalıdır.

9.4.2. Cam Yünü

İnorganik bir hammadde olan silis kumunun yüksek basınç altında 1200-1250°C'de ergitilerek ince eleklerden geçirilip elyaf haline getirilmesi sonucu oluşturulan, açık gözenekli bir ısı yalıtım malzemesidir. Bina ve tesisatlarda kullanılmak üzere değişik yoğunluklarda (8-100 kg/m^3) farklı kaplama malzemeleri ile şilte, levha veya boru formunda üretilebilir.

Binaların duvarlarında içten yapılan uygulamalarda, ara bölme veya sandviç duvar uygulamalarında, çatı döşemelerinde şilte formunda serilerek, eğik çatılarında mertek aralarında ve yükseltilmiş döşeme gibi ürünün yüke maruz kalmadığı döşeme uygulamalarında tercih edilir. Tesisatlarda ise hava kanallarında, ısıtma, kızgın yağ gibi sıcak hatlardaki tesisat borularında ve vana vb. tesisat elemanlarında kullanılır.

Kullanım sıcaklığı -50/+250°C aralığındadır. Kaplamasız olarak kullanıldığında A1 veya A2 sınıfı yanmaz bir malzemedir. Kullanılacak olan kaplamaya göre yangına karşı tepki sınıfı değişebilir. TS 825'e göre ısıl iletkenlik hesap değeri λ = 0,035-0,050 W/m.K'dir.

Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ = 1'dir. Bu sebeple içten ısı yalıtımı uygulamalarında ve düşük sıcaklıklı akışkanların taşındığı tesisatlarda alüminyum folyo gibi buhar kesici ile birlikte kullanılmaları gerekir.

Hacimce su emme %3-10'dur. Suya maruz kalması durumunda ısıl direnci düşeceğinden, bu ürün su yalıtımı tedbirlerinin alındığı veya binanın ara bölme duvar gibi iç bölgelerinde veya içten yapılan ve su ile temas etme riski bulunmayan detaylarda tercih edilmelidir.

9.4.3. Taş Yünü

İnorganik bir hammadde olan bazalt ve diabez taşlarının 1350-1400°C sıcaklıklarda, ince eleklerden geçirilip elyaf haline getirilip bunların organik bağlayıcılar ile sıcaklık ve basınç altında levha haline getirilmesi sonucu oluşturulan, açık gözenekli bir ısı yalıtım malzemesidir. Bina ve tesisatlarda kullanılmak üzere değişik yoğunluklarda (30-200 kg/m^3) farklı kaplama malzemeleri ile şilte, levha veya boru formunda üretilebilir.

Binaların duvarlarında dıştan veya içten yapılan uygulamalarda, ara bölme veya sandviç duvar uygulamalarında, teras çatı uygulamalarında, yüzer döşeme gibi ürünün yüke maruz kaldığı veya yükseltilmiş döşeme gibi ürünün yüke maruz kalmadığı döşeme uygulamalarında tercih edilir. Tesisatlarda ise hava kanallarında, ısıtma, kızgın yağ gibi sıcak hatlardaki tesisat borularında ve vana vb. tesisat elemanlarında kullanılır.

Kullanım sıcaklığı -50/+650~750°C aralığındadır. Kaplamasız olarak kullanıldığında A1 veya A2 sınıfı yanmaz bir malzemedir. Kullanılacak olan kaplamaya göre yangına karşı tepki sınıfı değişebilir. TS 825'e göre ısıl iletkenlik hesap değeri λ = 0,035-0,050 W/m.K'dir.

Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ = 1'dir. Bu sebeple içten ısı yalıtımı uygulamalarında ve düşük sıcaklıklı akışkanların taşındığı tesisatlarda alüminyum folyo gibi buhar kesici ile birlikte kullanılmaları gerekir.

Hacimce su emme %2,5-10'dur. Suya maruz kalması durumunda ısıl direnci düşeceğinden, bu ürün su yalıtımı tedbirlerinin alındığı veya binanın ara bölme duvar gibi iç bölgelerinde veya içten yapılan ve su ile temas etme riski bulunmayan detaylarda tercih edilmelidir.

Basma dayanımı 0,5 ile 500 kPa arasında değişir. Yüksek basma dayanımına sahip olan ürünler döşeme gibi yük altındaki uygulamalarda kullanılabilir.

9.4.4. Ekspande (Genleştirilmiş) Polistiren Köpüğü (EPS)

Polistiren hammaddesinin su buharı ile temas etmesi durumunda hammaddesinde bulunan pentan gazının genleşmesiyle büyük bloklar halinde şişirilerek ve sıcak tel ile kesilerek veya levha şeklinde kalıp içerisinde şişirilerek de üretilen bir ısı yalıtım malzemesidir.

Binaların özellikle duvarlarında dıştan yapılan uygulamalarda, bazı teras çatı ve döşeme uygulamalarında tercih edilir. Ülkemizde tesisatlarda ısı yalıtımı amacıyla EPS kullanılmamaktadır.

Kullanım sıcaklığı -50/+75~80°C aralığındadır. Yangına tepki sınıfı D veya E'dir. TS 825'e göre Isıl iletkenlik hesap değeri λ = 0,035-0,040 W/m.K'dir.

Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ = 20-100'dür. İçten yapılacak uygulamalarda sıcak tarafta buhar kesici kullanımına yapılacak yoğuşma tahkikine göre karar verilmelidir.

Hacimce su emme %1-5'tir. Basma dayanımı 30 ile 500 kPa arasında değişir. Yüksek basma dayanımına sahip olan ürünler döşeme gibi yük altındaki uygulamalarda kullanılabilir.

9.4.5. Ekstürüde (Haddelenmiş) Polistiren Köpüğü (XPS)

Polistiren hammaddesinin ekstrüzyon (haddeleme) ile çekilmesiyle üretilen ortak çeperli kapalı hücre yapısına sahip ısı yalıtım malzemeleridir. Pürüzsüz (ciltli), pürüzlü veya pürüzlü kanallı yüzey biçimleri bulunmaktadır. Değişik yoğunluklarda levha veya boru biçiminde üretilebilir.

Binaların duvarlarında dıştan yapılan uygulamalarda, özellikle toprak temaslı duvar ve toprağa basan döşemelere yapılan uygulamalarda ve ters teras çatı uygulamalarında tercih edilir. Ülkemizde tesisatlarda ısı yalıtımı amacıyla XPS kullanılmamaktadır.

Kullanım sıcaklığı -50/+75~80°C aralığındadır. Yangına tepki sınıfı D veya E'dir. TS 825'e göre ısıl iletkenlik hesap değeri λ = 0,030-0,040 W/m.K'dir.

Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ = 80-250'dir. İçten yapılacak uygulamalarda sıcak tarafta buhar kesici kullanımına yapılacak yoğuşma tahkikine göre karar verilmelidir.

Hacimce su emme %0-0,5'tir. Düşük su emme değerleri dolayısıyla suya maruz kalınabilecek teras çatı veya toprak temaslı detaylarda su yalıtım katmanının dış tarafında kullanılabilir.

Basma dayanımı 100 ile 1000 kPa arasında değişir. Yüksek basma dayanımına sahip olan ürünler araç trafiğine açık döşemeler dahil yük altındaki uygulamalarda kullanılabilir.

9.4.6. Poliüretan Köpüğü (PUR/PIR)

Poliüretan terimi fonksiyonel izosiyanatların en az iki hidroksil grubu içeren bileşiklerle katılma reaksiyonu sonucunda plastik (polimer) oluşturması anlamına gelir. Poliüretan, ismini (PU) bu reaksiyon sonucu oluşan üretan grubundan alır. Bu sınıftaki malzemeler üre, amid, eter, ester bağları da içerebilir. Bundan dolayı poliüretan ismi çok değişken yapıda polimerler için kullanılır.

PUR/PIR farklı yoğunluklarda (≥30kg/m^3) levha, sandviç panel ve püskürtme yöntemiyle kullanılan bir ısı yalıtım malzemesidir. Binalarda çift cidar arası uygulamalarda püskürtülerek veya yaygın olarak endüstriyel yapılarda kullanılan sandviç çatı ve cephe panellerinde kullanılabilmektedir. Ülkemizde tesisatlarda ısı yalıtımı amacıyla PIR dolgulu kendinden yalıtımlı hava kanalları kullanılabilmektedir.

Kullanım sıcaklığı -200/+110°C aralığındadır. Yangın geciktirici kullanımına bağlı olarak PUR için yangına tepki sınıfı D, E veya F olabilir. PIR ürünlerde B sınıfına kadar ürün elde edilebilir. TS 825'e göre ısıl iletkenlik hesap değeri λ = 0,025-0,040 W/m.K arasında değişkenlik gösterir.

Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ = 30-100'dür. İçten yapılacak uygulamalarda sıcak tarafta buhar kesici kullanımına yapılacak yoğuşma tahkikine göre karar verilmelidir.

Hacimce su emme maksimum %3'tür. Basma dayanımı 25-800 kPa arasında değişir. Yüksek basma dayanımına sahip olan ürünler döşeme vb. yük altındaki uygulamalarda kullanılabilir.

9.4.7. Ahşap Yünü Levhalar (WW)

Ahşap talaşının belirli bir bağlayıcı ile sıkıştırılarak levha halinde değişik yoğunluklarda (460-650 kg/m^3) üretilen bir ısı yalıtım malzemesidir.

Binaların duvarlarında içten, eğimli çatılarında mertek altına yapılan uygulamalarda ve asma tavanlarda tercih edilebilir. EPS ve taş yünü ısı yalıtım levhalarının iki yüzeyine ahşap yünü levhaların lamine edilmesi

ile elde edilen kompozit paneller halinde duvarların dıştan ısı yalıtımında da kullanılabilir. Bu ürün tesisatlarda ısı yalıtımı amacıyla kullanılmaz.

Yangına tepki sınıfı B, s1, d0'dır. TS 825'e göre ısıl iletkenlik hesap değeri λ=0,065-0,090 W/m.K'dir.

Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ = 2-5'tir. Bu sebeple, içten ısı yalıtımı uygulamalarında polietilen folyo gibi buhar kesiciler ile birlikte kullanılmaları gerekir.

Basma dayanımı 200 ile 1000 kPa arasında değişir.

9.4.8. Cam Köpüğü (CG)

Cam köpüğü, hücresel dolgu malzemesi ile birleştirilmiş atık cam kırıklarından oluşur. Bu iki bileşen bir kalıba yerleştirilerek yaklaşık 510°C'ye kadar ısıtılır. Isıtma işlemi süresince kırılmış cam tanecikleri eriyerek sıvı hale geçer. Hücresel dolgu malzemesinin ayrışması sonucunda karışım genleşip kalıbı doldurur. Karışımın milyonlarca birbirine bağlı, üniform ve kapalı hücre oluşturmasıyla değişik yoğunluklarda (100-150 kg/m^3) cam köpüğü elde edilir.

Binaların özellikle toprak temaslı duvar ve toprağa basan döşemelerine yapılan uygulamalarda ve ters teras çatı uygulamalarında kullanılabilir. Tesisatlarda ısı yalıtımı amacıyla özellikle sıvılaştırılmış doğal gaz gibi özel akışların taşındığı borular ve kriyojenik uygulamalar başta olmak üzere sıcak ve soğuk hatlarda kullanılabilmektedir.

A sınıfı yanmaz malzemedir. Kullanım sıcaklığı -260/+430°C aralığındadır. TS 825'e göre ısıl iletkenlik hesap değeri λ = 0,045-0,060 W/m.K'dir.

Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ = ∞'dur. Su emme değeri %0'dır. Düşük su emme değerleri nedeniyle suya maruz kalınabilecek teras çatı veya toprak temaslı detaylarda su yalıtım katmanının dış tarafında kullanılabilir. Basma dayanımı 430 ile 8800 kPa arasında değişir. Kimyasal maddelere dayanıklıdır.

9.4.9. Fenol Köpüğü (PF)

Fenol-formaldehit bakalitine anorganik şişirici ve sertleştirici maddeler katılarak elde edilir. Muhtelif yoğunluklarda levha ve boru biçiminde alüminyum folyo, metal vb. kaplamalar ile donatılabilen bir ısı yalıtım malzemesidir.

Binaların duvarlarında, çatılarında ve yük altında döşemelerde kullanılabilir. Tesisatlarda ise fenolik köpük dolgulu kendinden yalıtımlı hava kanalları ve alüminyum folyo kaplı kanal levhaları ve boru yalıtımları ısı yalıtımı amacıyla kullanılabilmektedir.

Yangına tepki sınıfı kaplamasız B,s2,d0, alüminyum folyo kaplamalı C,s2,d0'dır. TS 825'e göre ısıl iletkenlik hesap değeri λ = 0,030-0,045 W/m.K'dir. Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ = 10-50'dir. Kullanım sıcaklığı -180/+120°C aralığındadır.

9.4.10. Genleştirilmiş Perlit Levhalar (EPB)

Bünyesinde %2-4 oranında bağlı su bulunduran ve camsı bir kayaçtır. Perlitin en önemli özelliği ısıtılarak yumuşama sıcaklığına getirildiğinde orijinal hacminin 4-24 katına çıkabilmesidir. Perlit temel olarak silika ve alüminyum bileşimlerinden oluşmuş olsa da kolaylıkla nem absorbe edebilen higroskopik katkılar da içerebilir. Ham perlitin kırılıp değişik ebatlardaki eleklerden geçirilerek tasnif edilmesinin ardından 800-1150°C'ye kadar hızlı bir şekilde ısıtılarak bünyesindeki özsuyun buharlaşması ile patlaması sonucu granül halinde genleştirilmiş perlit elde edilir. Levha veya granül olarak torbalara konularak kullanılabilir.

Levha formundaki ürünler duvarlarda, döşemelerde ve çatılarda; deniz yatağı formunda plastik torbalara doldurulan ürünler ise çatı döşemelerinde kullanılabilir. Tesisatlarda ısı yalıtımı amacıyla sıcak hatlarda boru formunda genleştirilmiş perlit kullanılabilir.

A sınıfı yanmazdır. TS 825'e göre ısıl iletkenlik hesap değeri λ = 0,045-0,065 W/m.K'dir Kullanım sıcaklığı -250/+1000°C aralığındadır.

Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ = 5'tir. Bu sebeple içten yapılacak ısı yalıtımı uygulamalarında ve düşük sıcaklıklı akışkanların taşındığı tesisatlarda yapılacak uygulamalarda buhar kesici ile birlikte kullanılmaları gerekir.

9.4.11. Mantar Levhalar (ECB)

Ağaçlardan soyulan mantar temizlenip prosesten geçirilerek granül haline getirilir. Granüller kurutma cihazında temizleme ve tıraşlama prosesinden elde edilen mantar tozlarının yakılması ile üretilen kızgın buhara tabi tutulur. Mantar bloklar bu prosesten sonra kurutma cihazından çıkarılarak su ile soğutulur ve 2 hafta süresince dinlenmeye bırakılır. Bu sürenin ardından testere ile talep edilen kalınlıklarda kesilerek değişik yoğunluklarda (80-500 kg/m^3) mantar levhalar elde edilir.

Binaların döşemelerinde yapılan uygulamalarda tercih edilebilir. Tesisatlarda ısı yalıtımı amacıyla kullanılmaz.

Yangına tepki sınıfı E sınıfıdır. TS 825'e göre ısıl iletkenlik hesap değeri λ = 0,045-0,055 W/m.K'dir. Kullanım sıcaklığı -180/+100°C aralığındadır.

Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ = 5-10'dur. Bu sebeple, içten yapılacak ısı yalıtımı uygulamalarında polietilen folyo gibi buhar kesiciler ile birlikte kullanılmaları gerekir.

9.4.12. Ahşap Lifli Levhalar (WF)

Ahşap lifli ısı yalıtım malzemeleri ladin, köknar gibi ağaç yongalarından elde edilir. Ahşap yongaları termo-mekanik olarak hamur haline getirilip ince şeritler halinde kesilir. Elyaflar, su itici katkılar (%2 parafin) püskürtülür ve ardından kurutulur. Kurutulmuş elyaflara %4 oranında poliüretan esaslı reçine püskürtülmesinin ardından levha biçimine getirilerek değişik yoğunluklarda (110-450 kg/m^3) üretilir.

Binaların duvarlarında içten veya dıştan, eğimli çatılarında mertek üstü veya altı uygulamalarda ve yük taşıyan döşemelerde tercih edilebilirler. Bu ürün tesisatlarda ısı yalıtımı amacıyla kullanılmaz.

TS 825'e göre ısıl iletkenlik hesap değeri λ = 0,035-0,070 W/m.K'dir Kısa süreli su emme değeri 0,5-2,0 kg/m^2'dir. Basma dayanımı 5 ile 150 kPa arasındadır.

Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ = 5'tir. Bu sebeple, içten yapılacak ısı yalıtımı uygulamalarında polietilen folyo gibi buhar kesiciler ile birlikte kullanılmaları gerekir.

9.4.13. Polietilen Köpüğü (PEF)

Ekstrüzyon metoduyla, boru veya levha şeklinde üretilen polietilen esaslı malzemelerdir. Tesisat yalıtımında kullanılmak üzere ortalama 35 kg/m^3 yoğunluğunda levha ve boru biçiminde, alüminyum folyo kaplamalı veya kaplamasız olarak üretilir.

Binalarında duvarlarında içten ve özellikle yük altında kalan döşemelerde kullanılabilir. Genel olarak tesisatlarda ise ılık ve soğuk hatlarda alüminyum folyo kaplı polietilen köpüğünden mamul levhalar ve boru yalıtımları, sıcak hatlarda ise kaplamasız levha ve boru biçiminde ürünler ısı yalıtımı amacıyla kullanılabilmektedir. Düşük sıcaklıklı akışkanların taşındığı tesisatlarda, yoğuşma tahkiki yaparak buhar kesici olarak alüminyum folyo kullanımının gerekliliğine karar verilmelidir.

Yangına tepki sınıfı D, E veya F'dir. Kullanım sıcaklığı: -40/105°C'dir. Isıl iletkenlik hesap değeri λ≤0,040 W/(m.K)'dir. Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ≥3000'dir.

9.4.14. Elastomerik Kauçuk Köpüğü (FEF)

Ekstrüzyon metoduyla, boru veya levha şeklinde üretilen elastomerik kauçuk köpüğü esaslı malzemelerdir. Tesisat yalıtımında kullanılmak üzere 40-75kg/m^3 yoğunluklarında levha ve boru biçiminde, alüminyum folyo kaplamalı veya kaplamasız olarak üretilir.

Tesisatlarda özellikle ılık ve soğuk hatlarda kullanılırlar. Sıcak hatlarda ise kaplamasız levha ve boru biçiminde ürünler ısı yalıtımı amacıyla kullanılabilmektedir. Düşük sıcaklıklı akışkanların taşındığı tesisatlarda, yoğuşma tahkiki yaparak buhar kesici olarak alüminyum folyo kullanımının gerekliliğine karar verilmelidir. Kauçuk köpüğünden mamul ısı yalıtım malzemeleri binalarda kullanılmaz.

Yangına tepki sınıfı B, C, D veya E'dir. Farklı duman oluşumu ve damlama sınıfına sahip ürünler piyasada bulunabilir. Kullanım sıcaklığı: -50/150°C'dir.

Isıl iletkenlik hesap değeri 10°C'de 0,030-0,040 W/m.K'dir. Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ≥3000 ile μ≥10.000 arasında değişmektedir.

9.4.15. Kalsiyum Silikat (CS)

Kalsiyum silikat; kum, kireç ve su gibi karışımı oluşturan doğal malzemeler kalıp içeresine yerleştirilerek ve mekanik veya hidrolik preslerle şekillendirilerek kurutucuya alınır. Kurutucu içerisinde 8 ila 16 bar basınçta buhar ile sıcaklık 200°C'ye kadar yükseltilir. Birkaç saat kurutucuda bırakılan malzeme uygun boyutlarda kesilerek paketlenir. Tesisat yalıtımında kullanılmak üzere, formülasyona bağlı olarak 200-400 kg/m^3 yoğunluklarında levha ve boru formunda üretilir.

Fırın gibi yüksek sıcaklıklara maruz kalınacak özel alanlarda kullanılır. Tesisatlarda ısı yalıtımı amacıyla sıcak hatlarda boru formunda olan ürünler kullanılabilir.

Yangına tepki sınıfı A sınıfı yanmazdır. Kullanım sıcaklığı -170/1100°C'dir.

Isıl iletkenlik hesap değeri 0,050-0,095 W/m.K'dir. Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ=5-10'dur.

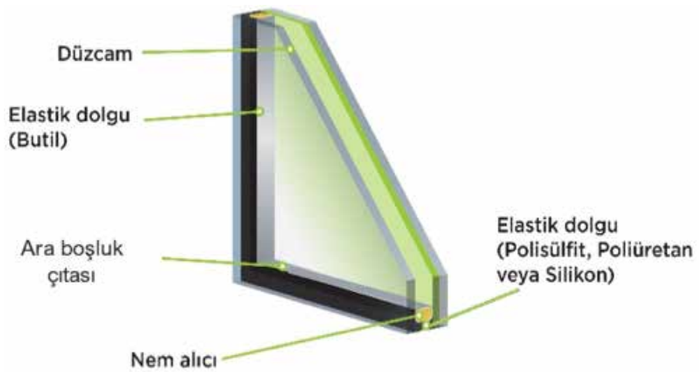
9.4.16. Seramik Yünü

Seramik yünü, seramik elyaflarının inorganik bağlayıcılar kullanılarak vakum ile şekillendirilmesi ile levha, şilte, vb. formlarda üretilir. Yangına tepki sınıfı A sınıfı yanmazdır. Isıl iletkenlik hesap değeri 0,035-0,040 W/m.K'dir. Su buharı difüzyon direnç katsayısı μ=1'dir. Kullanım sıcaklığı -1200/1400°C'dir.

Fırın gibi yüksek sıcaklıklara maruz kalınacak özel alanlarda kullanılır. Tesisatlarda ısı yalıtımı amacıyla sıcak hatlarda şilte veya boru formunda olan ürünler kullanılabilir.

9.5. Yalıtım Camları

Yalıtım camı üniteleri iki veya daha çok sayıda cam plakanın, aralarında ortam basıncına uygun kuru hava veya gazları barındıracak şekilde fabrika şartlarında bir araya getirilmesi ile oluşur. Ünite içerisinde kullanılan camların özelliğine göre binalarda camlarda meydana gelen ısı kayıpları azaltılırken aynı zamanda güneş kontrolü de sağlanabilir.



Şekil 9.16: Yalıtım Camı Üniteleri

Yalıtım camı ünitesini oluşturan camların kalınlığının ısı yalıtımına katkısı ihmal edilebilecek kadar azdır. Yalıtım camı ünitelerinin ısı yalıtım değerini etkileyen 3 faktör bulunmaktadır.

a. Yalıtım Camı Ünitesinin Ara Boşluk Genişliği
Yalıtım camı ünitelerinde optimum ara boşluk genişliği 16 mm'dir. Daha ince ya da kalın ara boşluk çıtası kullanılması durumunda ısı yalıtım değerleri olumsuz etkilenmektedir.

b. Yalıtım Camı Ünitesinin Ara Boşluk Dolgusu
Ünitelerin ara boşluğunda standart olarak kuru hava mevcuttur. Ara boşluğa hava yerine Argon gazı doldurulması durumlarında ünitenin yalıtım değeri iyileştirilmektedir. Isı geçirgenlik katsayısı (U değeri), camlarda ısı yalıtımının ölçütüdür. Daha düşük U değeri, daha iyi bir ısı yalıtımı ve daha az ısınma masrafı demektir.

Tablo 9.9: Sıradan Kaplamasız Çift Cam Ünitesi U değeri

Ürün Özelliği	Cam Kombinasyonu	U değeri (W/m²K)	
		Hava	Argon
Sıradan kaplamasız çift cam ünitesi	4+16+4	2,7	2,6

c. Kaplamalı Yalıtım Camı Kullanılması
Yalıtım camı ünitelerinde kaplamalı camların kullanılmasıyla ısı kontrolü ya da ısı ve güneş kontrolü bir arada sağlanabilir. Kaplamalı yalıtım camları temperlenebilir ek özelliği ile ısı ve güneş kontrolüne ek olarak emniyet de sağlar.

Şekil 9.17: Yalıtım Camı Ünitelerinde Yüzey İsimlendirmeleri

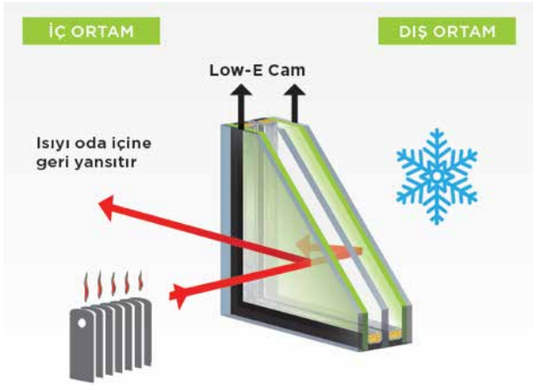
9.5.1. Low-E Kaplamalı Camla Isı Kontrolü

Yüksek nitelikli ısı kontrol kaplamalı Low-E camlar ile üretilen yalıtım camı üniteleriyle ısı kontrolü sağlamak mümkündür. Low-E kaplamalı camlar ile ısı kayıpları %50 oranında azaltılarak etkin ısı yalıtımı sağlanır. Bu sayede yakıt masrafları düşer.

Şekil 9.18: Low-E Isı Kontrol Kaplamalı Yalıtım Camı Ünitesi

Low-E kaplamalı yalıtım camı ünitesinde Low-E kaplama dış camın ara boşluğa bakan yüzeyinde (2. yüzey) veya iç camın ara boşluğa bakan yüzeyinde (3. yüzey) bulunabilir. Low-E kaplamalı yalıtım camı üniteleri oda içi nem oranına bağlı olarak kışın soğuk günlerinde oda içine bakan cam yüzeylerindeki buğulanmayı geciktirir. Aynı zamanda, doğal gün ışığından da ödün vermez.

Bunun yanında, maksimum ısı yalıtımı için geliştirilen hem dış hem de iç cam plakasında yüksek nitelikli ısı kontrol kaplamalı Low-E camların kullanıldığı üçlü yalıtım camı üniteleri ile ısı yalıtımını daha da iyileştirmek mümkündür.



Şekil 9.19: İki Plakası Low-E Isı Kontrol Kaplamalı Üçlü Yalıtım Camı Ünitesi

İki plakası da Low-E kaplamalı üçlü yalıtım camı üniteleri ile sıradan çift camlara göre 4 kat, bir plakası Low-E kaplamalı yalıtım camlarına göre 2 kat daha iyi ısı yalıtımı sağlamak mümkündür. Aynı zamanda, iki plakası da Low-E kaplamalı üçlü yalıtım camı üniteleri ısı kayıplarını sıradan çift cama göre %77 oranında azaltır.

Üçlü yalıtım camı ünitelerinde, Low-E kaplama dış camın ara boşluğa bakan yüzeyinde (2. yüzey) ve iç camın ara boşluğa bakan yüzeyinde (5. yüzey) bulunmalıdır.

Tablo 9.10: Low-E Kaplamalı Çift Cam ve Üçlü Yalıtım Camı Üniteleri İçin U Değerleri

Ürün Özelliği	Cam Kombinasyonu	U değeri (W/m^2K)	
		Hava	Argon
Low-E kaplamalı yalıtım camı ünitesi	4(#)+16+4	1,4	1,1
2 plakası Low-E kaplamalı üçlü yalıtım camı ünitesi	4(#)+16+4+16+(#)4	0,8	0,6

(#) Kaplamalı yüzeyi göstermektedir.

9.5.2. Solar Low-E Kaplamalı Camla Isı ve Güneş Kontrolü

Yüksek nitelikli ısı ve güneş kontrol kaplamalı solar Low-E camlar ile üretilen yalıtım camı üniteleriyle ısı ve güneş kontrolü sağlamak mümkündür. Solar Low-E kaplamalı camlar ile ısı kayıpları %50, güneş ısısı girişi %40 oranında azaltılarak etkin ısı yalıtımı ve güneş kontrolü sağlanır. Bu sayede kışın yakıt, yazın klima masrafları düşer. Soğutma için harcanan enerjinin ısıtma için harcanan enerjiden daha fazla olduğu göz önünde bulundurulduğunda, kullanılacak camın etkin güneş kontrol özelliğine sahip olmasının önemi büyüktür.

Şekil 9.20: Solar Low-E Isı Kontrol Kaplamalı Yalıtım Camı Ünitesi

Solar Low-E kaplamalı yalıtım camı ünitesinde solar Low-E kaplama dış camın ara boşluğa bakan yüzeyinde (2. yüzey) bulunmalıdır.

Solar Low-E kaplamalı yalıtım camı üniteleri oda içi nem oranına bağlı olarak kışın soğuk günlerinde oda içine bakan cam yüzeylerindeki buğulanmayı geciktirir. Aynı zamanda doğal gün ışığından da ödün vermez.

Bunun yanında, maksimum ısı yalıtımı ve güneş kontrolü için geliştirilen ve dış cam plakasında yüksek nitelikli ısı ve güneş kontrol kaplamalı solar Low-E camın, iç cam plakasında ise yüksek nitelikli ısı kontrol kaplamalı Low-E camın kullanıldığı üçlü yalıtım camı üniteleri ile ısı yalıtımını ve güneş kontrolünü daha da iyileştirmek mümkündür.

Şekil 9.21: Dış Camında Solar Low-E, İç Camında Low-E Kaplama Bulunan Üçlü Yalıtım Camı Ünitesi

Dış cam plakasında solar Low-E kaplamalı camın, iç cam plakasında ise Low-E kaplamalı camın kullanıldığı üçlü yalıtım camı üniteleri ile sıradan çift camlara göre 4 kat, bir plakası solar Low-E kaplamalı yalıtım camlarına göre 2 kat daha iyi ısı yalıtımı sağlamak mümkündür.

Aynı zamanda, dış cam plakasında solar Low-E kaplamalı camın, iç cam plakasında ise Low-E kaplamalı camın kullanıldığı üçlü yalıtım camı üniteleri, sıradan çift cama göre ısı kayıplarını %77 oranında, güneş ısısı girişini ise %48 oranında azaltır.

Üçlü yalıtım camı ünitelerinde, solar Low-E kaplama dış camın ara boşluğa bakan yüzeyinde (2. yüzey) ve Low-E kaplama iç camın ara boşluğa bakan yüzeyinde (5. yüzey) bulunmalıdır.

Tablo 9.11: Solar Low-E Kaplamalı Çift Cam ve Üçlü Yalıtım Camı Üniteleri İçin U değerleri

Ürün Özelliği	Cam Kombinasyonu	U değeri (W/m^2K)	
		Hava	Argon
Solar Low-E kaplamalı yalıtım camı ünitesi	4(#)+16+4	1,4	1,1
Dış camında Solar Low-E ve iç camında Low-E kaplama bulunan üçlü yalıtım camı ünitesi	4(#)+16+4+16+(#)4	0,8	0,6

(#) Kaplamalı yüzeyi göstermektedir.

9.5.3. Renkli ve Reflektif Camlarla Güneş Kontrolü

Camda güneş kontrolü, cam hamuruna renk verici maddelerin ilave edilmesiyle elde edilen harmandan renkli düz cam ile ya da renkli veya renksiz düz cam üzerine yapılan reflektif kaplamalarla sağlanabilmektedir. Reflektif kaplamalı camlar arkasındaki yapısal unsurları gizleyebildiği için gündüz kullanımının ağırlıklı olduğu giydirme cepheli ticari yapılar için uygun çözümlerdir. Ancak, gece manzarasının önemli olduğu yapılar ile konutlar ve mağaza vitrinlerinde kullanıma uygun değildir. Çünkü bu tip camlar ışığın kuvvetli olduğu tarafta ayna görüntüsü sergilemektedir.

Renkli ve reflektif camlarla güneş kontrolü sağlanmasına rağmen bu camların ısı yalıtım özelliği olmayıp ısı yalıtımı sağlanması için çift cam ünitelerinde Low-E kaplamalı camlar ile kullanılması gerekmektedir. Yalıtım camı ünitelerinde dış camın ara boşluğa bakan yüzeyindeki (2. yüzey) renkli ve reflektif camlar güneş kontrolü sağlarken, iç camın ara boşluğa bakan yüzeyindeki (3. yüzey) Low-E kaplama ile ısının oda içerisine geri yansıması sağlanır.

9.6. Isı Yalıtım Uygulamaları

9.6.1. Duvarlarda Isı Yalıtımı

Dışa bakan, kullanılan/ısıtılan bir hacimle kullanılmayan/ısıtılmayan iç ortamı birbirinden ayıran duvarlara ısı yalıtımı yapılması gereklidir. Söz konusu yüzeylerde ısı yalıtım malzemeleri farklı teknikler ile duvarın iç yüzeyine, dış yüzeyine veya iki katmanlı duvarlarda iç ve dış katmanın arasına uygulanabilir.

9.6.1.1. Duvarların Dıştan Yalıtımı

Bu uygulamalarda ısı yalıtım malzemesi duvarın dış tarafında yer aldığından cephe korunmakta ve sıcak kalmaktadır. Dolayısıyla iç ortamda üretilen su buharı, duvar içerisinden geçerken doyma sıcaklığının altında bir ara yüzey ile temas etmeyeceğinden yoğuşma meydana gelmez. Ayrıca cephenin tamamının korunması nedeniyle ısı köprüleri de meydana gelmez. Tekniğine uygun olarak dıştan yapılan uygulamalar, ısı köprüsü ve yoğuşmadan kaynaklanan sorunları tamamen ortadan kaldırdığı için teknik olarak ideal çözümdür.

Şekil 9.22: Duvarların Dıştan Yalıtımı

Dış cephe ısı yalıtım sistemleri; bu uygulamalar için özel üretilmiş ısı yalıtım levhaları, ısı yalıtım yapıştırıcısı, ısı yalıtım sıvası, sıva (donatı) fileleri, dübeller ve son kat kaplama malzemelerinden oluşmaktadır. Yukarıda anılan sistem bileşenlerinden herhangi birinin diğer bileşenler veya yüzey ile arasında uyumsuzluk bulunması genel olarak tüm uygulamanın performansını etkilemektedir. Bu sebeple, dış cephe ısı yalıtım sistemlerinden beklenen sürekli, kararlı ve yüksek performans kalitesini ve sistem üreticisi firmaların ürün garantisini elde etmek için paket olarak piyasaya sunulan dış cephe ısı yalıtım sistemleri tercih edilmelidir.

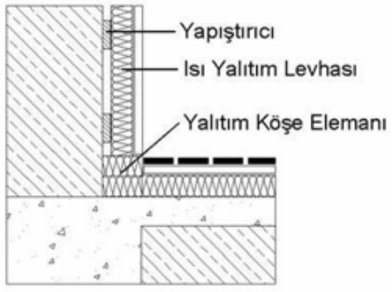
9.6.1.2. İçten Isı Yalıtımı

Bu uygulamalarda ısı yalıtım malzemesi duvarın iç tarafında yer aldığından cephe soğuk kalmaktadır. Dolayısıyla iç ortamda üretilen su buharının söz konusu soğuk duvara temas etmesi durumunda yoğuşma meydana gelecektir. Bu sebeple içten yapılan uygulamalarda kullanılan ısı yalıtım malzemelerinin ya su buharı geçişine karşı dirençlerinin yüksek olması ya da su buharı geçişine karşı dirençleri yüksek olan buhar kesici malzemeler ile birlikte kullanılarak duvara ulaşan su buharı miktarının sınırlandırılması gerekmektedir. Kullanılan ısı yalıtım malzemesinin su buharı difüzyon direnci ve kalınlığına göre TS 825'te verilen yöntemle yoğuşma tahkiki yapılarak, buhar kesicinin sıcak tarafta kullanılıp kullanılmamasına ilgili mühendisler tarafından karar verilmelidir. Gerekmesi durumunda buhar kesicinin ek yerlerinde, geçirimsizlik sağlayan buhar kesici bantlar kullanılmalı ve buhar kesici katman tespit elemanları ile delinmemelidir.

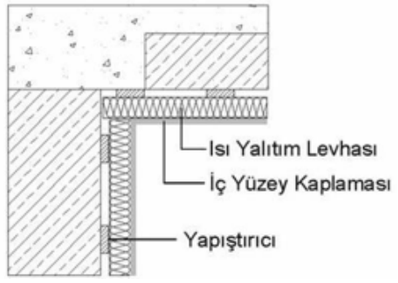
Isı yalıtım malzemelerinin duvarların iç yüzeyine uygulanması nedeniyle cephenin tamamının korunamadığı bu detaylarda oluşan ısı köprülerine karşı özel önlem alınması gerekmektedir. Bu detayda iç yüzeyden yalıtım uygulanmasına karşın tavan ve döşeme betonlarının alınlarına yalıtım yapılamadığından bu bölgelerin ısı geçişine karşı direnci zayıf kalmaktadır. Bir enerji türü olan ısı, içerisinde iletken demir donatıların bulunduğu ve yalıtımın uygulanamaması sebebiyle direncin düşük olduğu yüzeylerden transfer olarak ısı köprülerine neden olmaktadır.

Şekil 9.23: Binalarda Meydana Gelen Isı Köprüleri

Isı köprülerinin meydana gelmesi durumunda enerji kayıplarının yanı sıra söz konusu yüzeyin dış iklim koşullarından korunamamasından ötürü yoğuşma sorunları da meydana gelmektedir. İlgili yönetmeliğe göre, kat döşemeleri ile birleşimlerde ısı köprülerini önleyecek şekilde tavan-döşeme iç yüzeyine en az 50 cm dönülerek yalıtım yapılmalıdır. Isı yalıtım levhalarının tavana uygulanması esnasında mekanik tespit elemanları da kullanılmalıdır. Buhar kesici tabakalar tavan ve döşemelere devam ettirilmelidir.

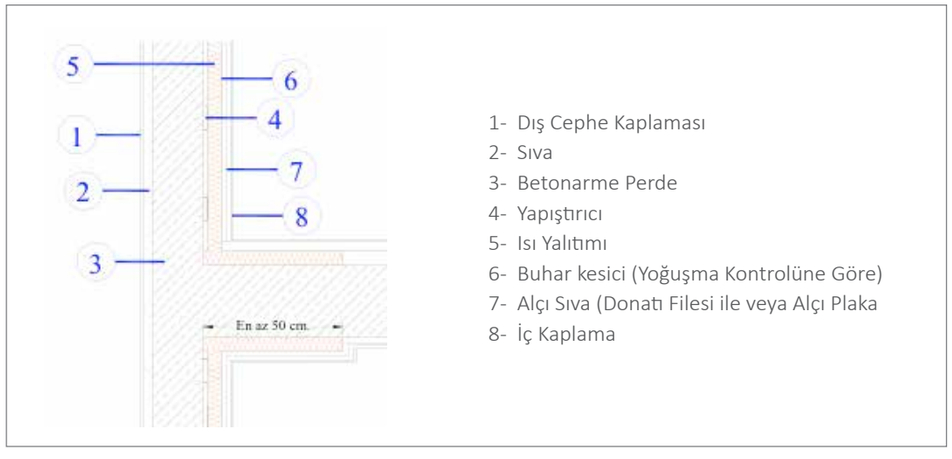


Şekil 9.24a: Duvar-Tavan Birleşim Detayı



Şekil 9.24b: Duvar-Döşeme Birleşim Detayı

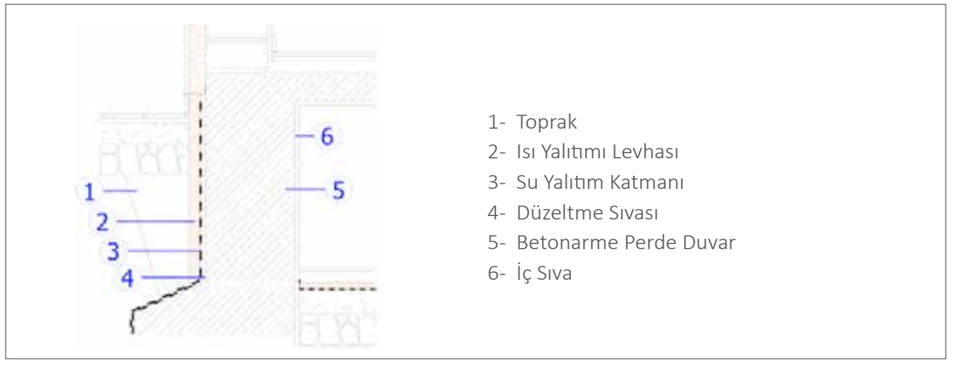
Üreticilerin tavsiyeleri doğrultusunda uygun ısı yalıtım malzemesinin üzerine sıva yaparak, alçı ile kompozit ısı yalıtım malzemeleri kullanarak veya profillerin arasına yerleştirip üzerine alçı levha gibi iç yüzey kaplamaları uygulayarak detaylar tatbik edilebilir.



Şekil 9.25: Duvarların İçten Isı Yalıtımı

9.6.1.3. Toprak Altı Dış Duvarlarda ve Temellerde Isı Yalıtımı

Isı yalıtım levhaları, zemin altında kullanılan hacimlerin ısı yalıtımında ve su yalıtım katmanının toprak dolgunun yapılması sırasında mekanik etkilere karşı koruması amacıyla kullanılır.



Şekil 9.26: Toprak Altı Dış Duvarlarda Isı Yalıtımı

Toprak altı dış duvarların yüzeyi düzeltilip su yalıtımı yapıldıktan sonra, ısı yalıtım levhaları yapıştırılarak veya serbest olarak temel duvarı üzerine şaşırtmalı olarak ek yerlerinde derz oluşmayacak şekilde yerleştirilir.

Su yalıtım katmanının korunması ve delinmemesi gerekir. Bu nedenle ısı yalıtım levhalarının montajında dübel kullanılmaz. Isı yalıtım levhalarının su yalıtım katmanının üzerine üreticisinin tavsiyesi doğrultusunda geçici olarak yapıştırılır. Isı yalıtımının yapıştırılmasından kısa bir süre sonra kademeli olarak toprak dolgu yapılır. Eğer kademeli toprak dolgu işlemi yapılmayacak ise ısı yalıtım levhalarının dış tarafına baskı duvarı örülür.

9.6.1.4. Çift Duvar Arası (Sandviç Duvar) Isı Yalıtım Uygulamaları

Bu uygulamalarda ısı yalıtım malzemeleri iki duvar katmanı arasında yer alır. Sandviç duvar uygulamaları, boşluklu veya boşluksuz olarak iki şekilde uygulanabilir. Ayrıca yalıtım katmanı geçen su buharının boşluklu uygulamalarda duvarlar arasındaki boşlukta veya boşluksuz uygulamalarda ise yalıtım malzemesi ile dışa bakan duvar katmanı arasında yoğuşma riski bulunmaktadır. Bu sebeple ısı köprülerine ve yoğuşmaya karşı önlem alınmalı ve kolon, kiriş, hatıl döşeme alnı vb. ısı köprüsü oluşturabilecek tüm yapı elemanlarının tamamı ısı yalıtımı tabakası ile dıştan kaplanmalıdır.

Şekil 9.27: Sandviç Duvarlarda Isı Yalıtımı

9.6.2. Çatılarda Isı Yalıtımı

Çatılar; yağmur, kar vb. dış iklim koşullarına, iç ortam ile dış ortam arasındaki su buharı kısmi basıncı ve sıcaklık farkı nedeniyle buhar difüzyonuna ve ısı geçine maruz kalmaktadır. Bu sebeple, çatılarda havalandırma tedbirleri de göz önüne alınarak ısı ve su yalıtımı uygulamaları bir arada ele alınmalıdır. Yapılacak olan uygulamalarla iç ortam ile dış ortam arasındaki sıcaklık farkından kaynaklanan ısı transferinin azaltılması, dış ortama buhar çıkışının mümkün olduğu kadar kolaylaştırılması, buna karşın yağmur, kar gibi yağışlardan kaynaklanan suyun yapıya sirayet etmemesi sağlanmalıdır.

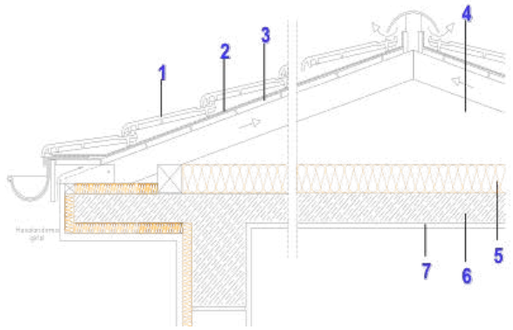
Çatılarda yapılan ısı yalıtım uygulamaları; çatının eğimine, ısı ve su yalıtım malzemelerinin birbirlerine göre olan konumlarına, çatı konstrüksiyonlarına ve çatıların kullanım amacına bağlı olarak farklı detaylarda gerçekleştirilir.

9.6.2.1. Eğimli Çatılarda Isı Yalıtım Uygulamaları

Eğimli çatılar; çatı kaplaması, çatı konstrüksiyonunun üzerine oturduğu döşeme ve çatı arası boşluğundan oluşur. Çatı arası boşluğunun kullanılıp kullanılmaması, eğimli çatılarda ısı yalıtımı uygulamalarında farklılıklara neden olur. Çatı arası kullanılmayan eğimli çatılarda ısı yalıtımı çatı konstrüksiyonu seviyesinde yapılırken, çatı arası kullanılan eğimli çatılarda ise ısı yalıtımı uygulamaları çatı seviyesinde gerçekleştirilmektedir.

9.6.2.1.1. Çatı Arası Kullanılmayan Eğimli Çatılar

Bu detayda ısı yalıtımı çatı konstrüksiyonun oturduğu betonarme döşeme üzerine uygulanır. Isı yalıtımı ile çatı kaplaması arasındaki boşlukta meydana gelebilecek soğuk yüzeyler yoğuşmaya neden olabilir. Saçak alnı veya altında bırakılan ve mahyaya kadar süren havalandırma boşlukları tüm çatı düzleminde eşit olmalıdır. Döşeme üzerine serilen ısı yalıtımı malzemeleri, duvarlarda uygulanan ısı yalıtım malzemeleri ile ilişkilendirilerek ısı köprüleri önlenmelidir.



1- Çatı Örtüsü
2- Su Yalıtımı
3- Çatı Tahtası
4- Havalandırılan Çatı Arası Boşluğu
5- Isı Yalıtımı
6- Döşeme Paneli
7- Tavan Sıvası

Şekil 9.28: Çatı Arası Kullanılmayan Çatılarda Isı Yalıtımı

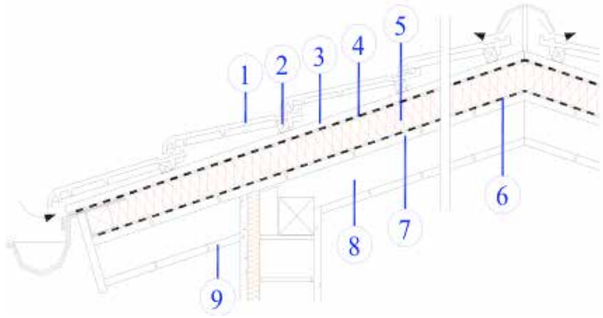
Çatı döşemelerine uygulanan ısı yalıtım malzemelerinin üzeri herhangi bir şekilde su buharı geçişine karşı dirençli ürünler ile (polietilen folyo, plastik örtü vb.) örtülmemelidir. Bu detayda havalandırma hayati öneme sahiptir. Yalıtım malzemesinden geçen su buharı yapılan havalandırma boşluğu ile atmosfere atılmalıdır. Isı yalıtım malzemesinin toz, kir vb. dış etkilerden korunmasının istenildiği durumlarda, üstü cam tülü gibi buhar geçirgen (nefes alan) bir ürünle kaplanmış ısı yalıtım malzemeleri kullanılabilir.

Camyünü şilteler yük taşımadıklarından bu malzemelerin üzerine yük gelmemeli ve üzerinde yürünmemelidir. Çatı arasında yürünmesi gerektiğinde, ahşap kadronlar üzerine yürüme yolu inşa edilmelidir. Şilte tipi ürünler yerine levha formunda sert ısı yalıtım malzemeleri kullanılacak ise ısı yalıtım malzemesinin üzerine ayırıcı tabaka yerleştirilip yüksek dozlu şap uygulaması yapılmalıdır.

9.6.2.1.2. Çatı Arası Kullanılan Eğimli Çatılar

Bu detaylarda ısı yalıtım uygulamaları çatı seviyesinde uygulanır. Isı yalıtımı ile çatı kaplaması altında yer alan su yalıtım malzemesi arasında meydana gelen soğuk bölgede yoğuşmanın oluşması nedeniyle ısı yalıtım malzemesi suya maruz kalabilir. Bu sebeple su buhar geçirgenliğine karşı direnci yüksek olan su yalıtım malzemelerinin kullanıldığı detaylarda, ısı yalıtımı ile su yalıtım malzemeleri arasında havalandırma boşluğu bırakılmalıdır. Bu detaylarda su buharı geçişinin önlenmesi amacıyla buhar kesici katman veya bir yüzü alüminyum folyo kaplı ısı yalıtım malzemeleri kullanılabilir.

Nefes alan su yalıtım örtülerinin kullanıldığı detaylarda ise nefes alan su yalıtım örtüleri ısı yalıtım malzemesinin dışa bakan tarafına serilmeli ve nefes alan su yalıtım örtüsü ile çatı kaplaması arasında uygun koşullarda havalandırma boşluğu bırakılmalıdır.



1- Çatı örtüsü
2- Kiremit tespit çıtası
3- Baskı çıtası
4- Nefes alan su yalıtım örtüsü
5- Isı yalıtımı
6- Buhar kesici
7- Çatı tahtası
8- Mertek
9- Tavan kaplaması

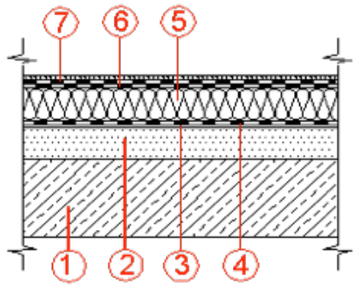
Şekil 9.29: Çatı Arası Kullanılan Çatılarda Isı Yalıtımı

9.6.2.2. Teras Çatılarda Isı Yalıtım Uygulamaları

Teras çatılar ise çatı eğiminin %5'in altında olduğu çatılardır. Teras çatılar, kaplama malzemesi ve çatı konstrüksiyonundan oluşmakta ve herhangi bir boşluk bulunmamaktadır. Su yalıtım malzemesi ile ısı yalıtım malzemesinin birbirine göre konumlarına göre teras çatılarda "geleneksel teras çatılar" ve "ters teras çatılar olmak üzere iki farklı detay uygulanabilir.

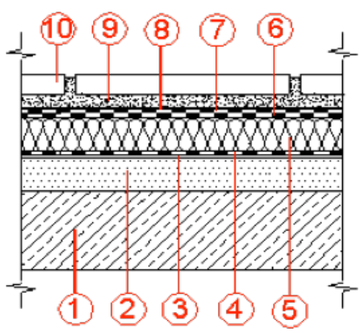
9.6.2.2.1. Geleneksel Teras Çatılar

Bu detaylarda su yalıtım katmanı ısı yalıtımının üzerinde yer almaktadır. Bu uygulamada su buharının ısı yalıtımının içerisinden geçerek su yalıtım örtüsü altında birikmesi ve yoğuşması sonucu ısı yalıtımının işlevini kaybetmesini ve örtülerin tahrip olmasını önlemek için, ısı yalıtımının altına (sıcak tarafa) yüksek performanslı buhar kesici/dengeleyici uygulanmalıdır. Buhar kesici katman, ek yerleri üst üste bindirilerek kesintisiz bir şekilde uygulanmalı ve buhar kesici tabaka en az 15 cm ısı yalıtım malzemesi üzerine döndürülmeli ve mümkünse üstteki su yalıtım örtüsü ile birbirine birleştirilmelidir. Bu detayda çatı sistemi, alttan buhar kesici ile su buharına karşı korunurken, üstte uygulanan su yalıtım örtüsü suyun yapı elemanlarına ulaşmasını önler. Çatı-duvar birleşimlerinde ısı yalıtım malzemesinin sürekli olması sağlanmalıdır. Betonarme teras sıcak çatılarda ısı yalıtımı mutlaka parapet kenarlarına döndürülmeli ve duvar ısı yalıtımı ile ilişkilendirilmelidir.



1- Betonarme döşeme
2- Eğim betonu
3- Astar
4- Buhar kesici
5- Isı yalıtım malzemesi
6- Su Yalıtım Malzemesi (UV dayanımlı sentetik örtü veya polimer bitümlü 1. kat örtü)
7- Mineral kaplı 2. kat polimer bitümlü örtü

Şekil 9.30: Üzeri Gezilemeyen Geleneksel Teras Çatı Detayı



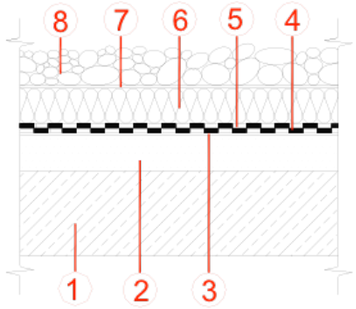
1- Betonarme döşeme
2- Eğim betonu
3- Astar
4- Buhar kesici
5- Isı yalıtım malzemesi
6- Su Yalıtım örtüsü (Bitümlü örtü ise 2 kat, sentetik örtü ise tek kat)
7- 2. Kat polyester keçe taşıyıcılı Polimer Bitümlü Örtü (sentetik örtü kullanılıyorsa gerek yok)
8- Ayırıcı tabaka
9- Harç
10- Kaplama tabakası

Şekil 9.31: Üzeri Gezilebilen Geleneksel Teras Çatı Detayı

9.6.2.2.2. Ters Teras Çatılar

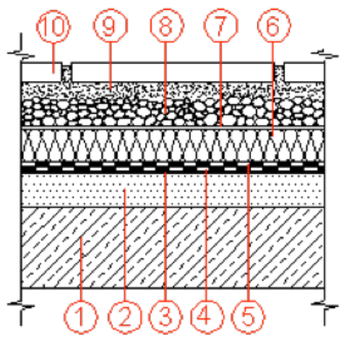
Bu detaylarda yapılan ısı yalıtımı uygulamalarında ısı yalıtımı su yalıtım örtüsünün üzerinde yer alır. Isı yalıtım malzemesi su yalıtım malzemesinin üzerinde yer aldığından su yalıtım örtüsü, tüm yıl boyunca oda sıcaklığına yakın ve değişmeyen bir ortamda kalarak ısıl şoklardan etkilenmez. Bu uygulamada eğim betonunun üzerinde yer alan su yalıtım örtüleri aynı zamanda buhar kesici görevi görür.

Duvar ve çatı yalıtımları birbiri üzerine bindirilerek ısı köprüleri engellenmelidir. Bu amaçla parapetlere dıştan ısı yalıtımı uygulaması yapılarak ısı yalıtımının sürekliliği sağlanmalıdır. Ters teras çatılarda ısı yalıtım malzemesi olarak üreticilerin tavsiyeleri doğrultusunda su emmeyen, kapalı gözenekli, yüksek donma çözülme direncine sahip, basma ve sünme mukavemeti yüksek olan levhalar kullanılmalıdır.



1- Betonarme döşeme
2- Eğim betonu
3- Astar
4- Su yalıtım katmanı (Bitümlü örtü ise 2 kat, sentetik örtü ise tek kat veya sürme esaslı ürünler)
5- 2. Kat polimer bitümlü örtü (sadece bitümlü örtüler ile yapılan detaylarda)
6- Isı yalıtım malzemesi
7- Filtre katmanı
8- Çakıl

Şekil 9.32: Üzeri Gezilemeyen Ters Teras Çatı Detayı



1- Betonarme döşeme
2- Eğim betonu
3- Astar (Gerekmesi durumunda)
4- Su yalıtım katmanı (Bitümlü örtü ise 2 kat, sentetik örtü ise tek kat veya sürme esaslı ürünler)
5- 2. Kat polyester keçe taşıyıcılı polimer bitümlü örtü (sadece bitümlü örtüler ile yapılan detaylarda)
6- Isı Yalıtım Malzemesi
7- Filtre katmanı
8- Çakıl
9- Harç
10- Kaplama tabakası

Şekil 9.33: Üzeri Gezilebilen Ters Teras Çatı Detayı

9.6.3. Döşemelerde Isı Yalıtımı

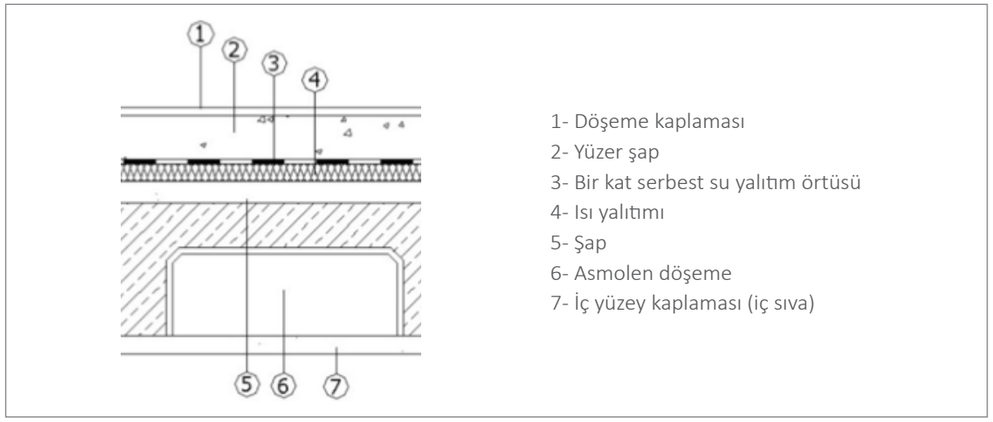
Döşemeler binalarda enerji kayıp ve kazançlarının olduğu diğer bir yapı elemanıdır. Genel olarak toprağa basan döşemelerde, ısıtmanın merkezi olarak yapılmadığı apartmanlarda katlar arasında ve garaj, depo vb. ısıtılmayan hacimlerin üzerinde yer alan döşemelerde ısı yalıtımı yapılmalıdır.

Toprağa basan döşemeler, yeraltı sularına, iç ortam ile zemin arasındaki su buharı kısmi basıncı ve sıcaklık farkı nedeniyle buhar difüzyonuna ve ısı geçişine maruz kalmaktadır. Toprağa basan döşemelerde ısı yalıtımı uygulamaları betonarme döşemenin altına veya üzerine yapılabilir.

Döşeme betonunun üzerinde yapılan ısı yalıtımı uygulamalarında yapının en dışında yer alan su yalıtım malzemelerinin su buharı geçişine karşı göstermiş oldukları direnç nedeniyle yapıyı terk edemediği için ısı yalıtım malzemesini geçen su buharının soğuk yüzeyle karşılaşarak yoğuşması söz konusudur. Bu detayda döşemede yoğuşma meydana gelmemesi için sıcak tarafta mutlaka buhar kesici kullanılmalıdır.

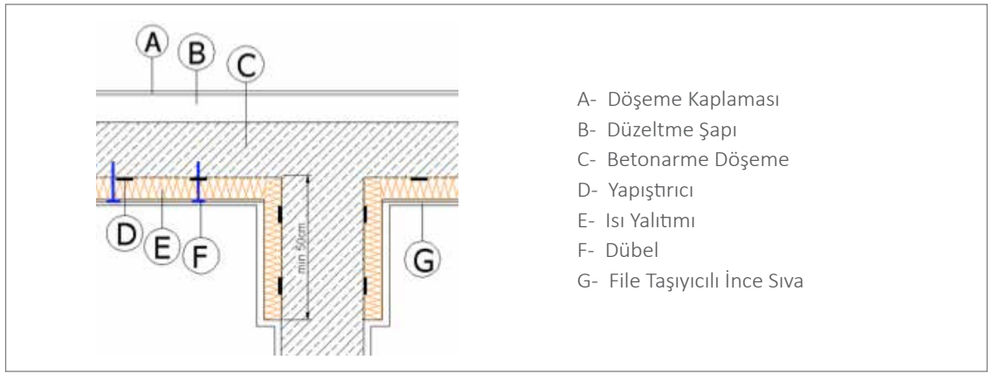
Döşeme betonunun altında yapılan ısı yalıtımı uygulamalarında ise detay sıcak kaldığından iç ortamda buhar kesici kullanımına gerek yoktur. Yalıtımın döşeme betonunun altında yapıldığı uygulamalarda yalıtım malzemesini geçen su buharı soğuk yüzeyle karşılaşmayacağından yoğuşma meydana gelmez. Buna karşılık ısı yalıtım malzemesi su yalıtım malzemesinin altında yer aldığı için su ile temas halinde olacağından basma ve sünme mukavemetinin yanı sıra su emmemesi ve yeterli donma çözünme dayanımına sahip olması gereklidir.

Isıtılan hacim içerisinden yapılan ara kat uygulamalarında döşeme betonu ısı yalıtım malzemesi tarafından korunmadığından soğuktur. Dolayısıyla ısı yalıtım malzemesini geçen su buharının döşeme betonunda yoğuşma ihtimali bulunmaktadır. Bu detaylarda ısı yalıtım malzemesinin su buharı difüzyonuna karşı göstermiş olduğu dirence bağlı olarak sıcak tarafta buhar kesici tabaka kullanılması gereklidir. Buhar kesici aynı zamanda şap ile ısı yalıtım malzemesi arasında ayırıcı katman görevi görür.



Şekil 9.34: Ara Kat Döşemelerinde Yapılan Uygulamalar

Isıtılmayan hacimlerin tavanından yapılan uygulamalarda ısı yalıtım malzemesi döşeme betonunun dış tarafındadır. Buradan hareketle döşeme betonunun sıcak olacağı ve dolayısıyla yoğuşma olmayacağı düşünülse de yalıtımın sürekliliğinin bozulduğu kolon birleşimlerinde risk bulunduğu göz önüne alınmalıdır. Isı köprülerine sebebiyet veren bu riskli bölgelerde ısı yalıtımı uygulamasının en az 50 cm kolonlarda devam ettirilmesi gerekmektedir. Isı yalıtım malzemeleri ısıtılmayan hacimlerin tavanına yapıştırıcı vasıtasıyla döşenir. Yapıştırıcının kurumasının ardından dübeller vasıtasıyla mekanik olarak tespit edilir. Uygulama, ısı yalıtım malzemelerinin üzerine fileli bir ince sıva yapılması ile tamamlanır.



Şekil 9.35: Isıtılmayan Hacimlerin Tavanından Yapılan Uygulamalar

9.6.4. Tesisat Yalıtımı Uygulamaları

Genel olarak tesisat yalıtımı; tesisat boruları için boru biçiminde prefabrik ısı yalıtım malzemeleri ve havalandırma kanalları ve diğer tank, vb. yüzeyler için levha/şilte şeklindeki ısı yalıtım malzemeleri ile uygulama yüzeyi boşluksuz şekilde kaplanarak yapılır.

Tesisat elemanlarının üzerinin kaplanarak yalıtım yapılmasına alternatif olarak yalıtım malzemelerinden kanal vb. tesisat elemanlarının kullanıma hazır olarak üretilmesi de söz konusudur. Yalıtımlı esnek hava kanalları, alüminyum kaplı poliüretan kanallar ve cam yünü prefabrik kanallar gibi kendinden yalıtımlı borular ve havalandırma kanalları kullanılabilir.

Genel olarak tesisatlar çalışır durumdayken asla yalıtım uygulaması yapılmamalıdır. Yalıtım yapıldıktan sonra 36 saat geçmeden önce tesisatlar çalıştırılmamalıdır. Boya, yapıştırıcı uygulamasından sonra azami 5 gün içerisinde yapılmalıdır. Çelik borular ve kapların üzerindeki pas çıkartılmalı ve bir kat antipas boyası uygulanıp 24–48 saat boyunca kurumaya bırakılmalıdır.

Soğuk hatlarda yoğuşma sorunlarının önlenmesi, atmosfere açık alanlarda veya toprağın içerisinde bulunan tesisatların dış iklim koşullarından korunması ve bazı ısı yalıtım malzemelerinin güneşin ultra-viole ışınlarından etkilenmemesi için kaplamasız ısı yalıtım malzemelerin üzerine kaplama yapılabilir. Isı yalıtım malzemelerinin üstleri, galvaniz veya alüminyum ceketlerin uygulanması ve PVC giydirilmesi şeklinde kaplanabilir. Kendinden fabrika yapımı alüminyum folyo kaplı ısı yalıtım malzemelerinde ise, bindirme payı üstündeki yapışkan bant ve buhar kesici folyo vasıtasıyla uygulama tamamlanır.

9.6.4.1. Kauçuk Köpüğü ve Polietilen Köpüğünden Mamul Ürünlerle Yapılan Uygulamalar

Yeni yapılan tesisatlarda boru biçimindeki ısı yalıtım malzemesi açık ucundan boruya geçirilir. Yalıtım malzemesi boruya geçirildikten sonra uçlarından kısa ve sık tüylü bir fırça kullanılarak özel yapıştırıcıyla boruya yapıştırılarak tutturulur. Yalıtım malzemelerinin birbirleri ile birleşecek her iki ucuna da yapıştırıcı sürülür. Yapıştırıcının çok fazla kurumasına müsaade etmeden prefabrik boru elemanlarının uçları birleştirilerek tam yapışmanın sağlanması için kenarlarından kuvvetlice bastırılır.

Hali hazırda döşenmiş tesisat borularının açık ucu bulunmadığı için yalıtım malzemesinin boruya geçirilmesi ancak bir tarafından kesilmesi ile mümkündür. Bu sebeple boru biçimindeki yalıtım malzemesi uzunlamasına keskin bir bıçak vasıtasıyla kesilir. Yalıtım malzemesinin keskin bıçak vasıtasıyla açılan yarıktan tesisat borusuna geçirilmesinin ardından yarık boyunca oluşan her iki kenara da eşit miktarda yapıştırıcı sürülür. Yapıştırıcı uygulanan malzeme bir süreliğine kurumaya bırakılır. Bekleme süresinin ardından oluşan yarıkların her iki tarafından basınç uygulanarak birleştirme işlemi yapılır.

9.6.4.1.1. Dirseklerde Yapılan Uygulamalar

Tesisatlardaki dirsekler, borularda kullanılan yalıtım malzemelerine eşit veya daha büyük kalınlıklarda prefabrik yalıtım malzemelerinin kullanılması ile yalıtılabilir. Döşenmiş tesisatlardaki 90°'lik dirseklerin borularda kullanılan yalıtım malzemeleri ile aynı kalınlıkta uygulama yapılması için yeterli uzunlukta boru biçimindeki ısı yalıtım malzemesi uzun ağızlı bir bıçakla 45°'lik açı ile kesilir. Kesilen parçalardan bir tanesini çevirip diğer bir parça ile dik açı oluşturacak şekilde yapıştırıcı ile yapıştırılır. Yapıştırıcının kurumasının ardından oluşan dirsek elemanının iç kısmından uzunlamasına bir yarık açılır. Oluşturulan dirsek elemanı bu yarık vasıtasıyla tesisat dirseğine yerleştirilir. Yarık boyunca meydana gelen her iki kenara da eşit miktarda yapıştırıcı sürülür. Yapıştırıcı kuruduktan sonra yarıkların her iki kenarından basınç uygulanarak dirsek elemanının montajı tamamlanır.

9.6.4.1.2. Büyük Çaplı Borularda Yapılan Uygulamalar

Prefabrik ürünlerin bulunmadığı büyük çaplı borularda yalıtım uygulaması levha/şilte formundaki ürünler ile yapılır. Gerekli ölçülerin tespit edilebilmesi için, uygulanacak levha biçimindeki ısı yalıtım malzemesinden ince bir şerit kesilir. Şerit biçimindeki ısı yalıtım malzemesi, borunun etrafına sarılır ve 1–2 mm ilave sıkıştırma payı da göz önüne alınarak uygulama yapılacak borunun çevresi tebeşirle işaretlenerek belirlenir. Alınan ölçüye göre levha biçimindeki ısı yalıtım malzemesi dikkatlice kesilir ve levhanın uzun kenarlarına yapıştırıcı sürülerek kurumaya bırakılır. Daha sonra yalıtım levhası borunun etrafına sarılarak yapıştırıcı sürülmüş kenarlar (ortadan başlayarak uç kısımlara doğru) bastırılarak birleştirilir. Yalıtım malzemelerinin birbirleri ile birleşecek her iki ucuna da yapıştırıcı sürülür ve uçlar birbirlerine doğru kuvvetlice bastırılarak uygulama tamamlanır. Uygulamada iki farklı yalıtım elemanının kenar birleşim yerlerinin aynı hizada olmamasına dikkat edilmelidir.

9.6.4.1.3. Tank vb. Yassı Yüzeylerde Yapılan Uygulamalar

Tank vb. yassı yüzeylerde yalıtım uygulamalarına başlamadan önce yalıtılacak tüm yüzeyin özel temizleyici ile dikkatlice temizlenmesi gerekir. Temizleme işleminin ardından, kullanılacak yalıtım malzemesinden kesilen ince bir şeritle tankın yüksekliği ve çevresi ölçülür. Alınan ölçüler ısı yalıtım levhasına aktarılır. Isı yalıtım levhası aktarılan ölçülere göre kesilir. Isı yalıtım malzemesinin tüm yüzeyine spatula ile uygulama yapılacak tüm yüzeye ise fırça ile yapıştırıcı sürülür. Isı yalıtım malzemesi tanka yapıştırılır ve kenarları yapıştırıcı vasıtasıyla birleştirilir. Tankın gövdesinde kendinden yapışkanlı ısı yalıtım malzemeleri de kullanılabilir.

Yanal alanları yalıtılmış olan tesisat elemanlarının bombeli kısımlarından şerit biçimindeki ısı yalıtım malzemesi vasıtasıyla ölçü alınır. Şerit üzerinde, ölçülen uzunluğun yarısı ölçülerek işaretlenir. Şerit üzerine işaretlenen ölçüler ısı yalıtım malzemesine aktarılır ve yarıçap hesaplanarak bombeli kısmı kapatacak olan daire çizilir.

Isı yalıtım levhası üzerine çizilmiş olan daire, kenarlarında pürüz olmayacak şekilde işaretli yerlerden dikkatlice kesilir. Kesilen parça ile uygulama yapılacak yüzeye yapıştırıcı sürülür. Bekleme süresinin ardından kesilen parça bombeli yüzeye yerleştirilir ve ortadan dışa doğru kaymamasını önleyecek şekilde bastırılarak yapıştırılır.

Bombeli parçanın yapışmasının ardından yanal alanlarla bombeli kısımların birleşim yerlerine yapıştırıcı sürülür. Yapıştırıcı kuruduktan sonra gövdedeki ısı yalıtım malzemesinin kenarları ile bombe kısımlarının kenarları bastırılarak birleştirilir.

9.6.4.1.4. Kanallarda Yapılan Uygulamalar

Havalandırma kanallarında yapılacak olan uygulamalarda kendinden yapışkanlı veya yapışkansız levha biçimindeki ısı yalıtım malzemeleri kullanabilir. Levha biçimindeki ısı yalıtım malzemesinin uygulamanın yapılacağı yüzeye yapışmasını önleyecek kir, toz vb. her türlü unsur, yalıtılacak yüzeyden uzaklaştırılmalıdır. Bu amaçla uygulama öncesinde kanal yüzeyi özel temizleyiciler kullanılarak temizlenir. Uygulamanın yapılacağı kanalın yüzeyi ölçülerek levha biçimindeki ısı yalıtım malzemesi uygun boyutlarda kesilir.

Uygun ölçülerde elde edilen yalıtım levhaları eğer kendinden yapışkanlı değil ise hem uygulama yapılacak yüzeye hem de ısı yalıtım malzemesinin kanal üzerine gelecek yüzeyine yapıştırıcı sürülür ve yapıştırıcının kurumasının ardından ısı yalıtım malzemesinin kanal yüzeyine bastırılması ile yapıştırma işlemi tamamlanır.

Kendinden yapışkanlı ürünlerde ise yalıtılacak olan kanalın kenarından başlanarak yapışkanlı yüzeyi koruyan kâğıt yavaşça kaldırılırken aynı anda ısı yalıtım malzemesinin kanal yüzeyine bastırılması ile yapıştırma işlemi yapılır. Yapıştırma işlemine kanalın altından başlanmalı, yan yüzeyler ile devam edilerek en son üst yüzeye geçilmelidir. Aynı düzlemdeki ısı yalıtım malzemelerinin birbirlerine bakan kenarlarına yapıştırıcı vasıtasıyla yapıştırılması ile uygulama tamamlanır.

9.6.4.2. Cam Yünü veya Taş Yününden Mamul Ürünlerle Yapılan Uygulamalar
Yalıtım malzemesi; üzerinde bulunan boyuna yarıklar vasıtasıyla boruya geçirilip sıkıştırılarak dış çapa bağlı olarak galvaniz teller, plastik kayışlar veya çelik kayışlar ile uygun aralıkla bağlanır. Enine bağlantılarda; yalıtımlı borunun dış çapının 500 mm'nin altında olması durumunda galvaniz teller, dış çapın 500 mm'nin üzerinde olduğu durumlarda ise plastik veya çelik kayışlar kullanılır. Gerekli olan yalıtım kalınlığına iki kat uygulamanın yapılarak ulaşılması durumunda ek yerlerinin şaşırtılmasına dikkat edilmelidir. Tek kat yapılan uygulamalarda ek yerinin borunun alt kısımlarına gelmesine özen gösterilmelidir.

9.6.4.2.1. Dirseklerde Yapılan Uygulamalar
Dirsekler; borunun çapı (D) ve dirseğin yarıçapına (R) bağlı olarak boru biçimindeki ısı yalıtım malzemesinden tek bir parça veya birkaç parçanın kesilmesi ve her parçanın en az bir tel ile bağlanması suretiyle yalıtılır.

9.6.4.2.2. Büyük Çaplı Borularda Yapılan Uygulamalar
Prefabrik boru biçiminde ısı yalıtım malzemelerinin kullanılamadığı borularda yalıtım amacıyla kullanılabilecek ürünlerden birisi de rabitz teline dikilmiş taş yünü şiltelerdir. Bu detaylarda yalıtım malzemesi boru yüzeyine yapıştırılmadan uygulanır. Bu sebeple rabitz telli taş yünü şiltenin ağırlığından dolayı aşağı kaymaması için tüm düşey ve 45°'den fazla eğime sahip tesisatlarda boru üzerine monte edilmiş mesafe tutucular kullanılır.

Uygulamanın yapılacağı boru yüzeyinde bulunan yağ, kir, toz ve pas temizlenir ve iki kat sülyen ile boyanır. Boyanın kurumasının ardından düşey ve 45°'den fazla eğime sahip tesisat elemanları; uygun aralıklarla yerleştirilmiş lamalardan elde edilen mesafe tutucular boru yüzeyine kaynatılarak monte edilir. Uygun boyutta taş yünü şilteler kesilip yalıtım yapılacak yüzey üzerine sarılarak ve ek yerlerinde boşluk kalmayacak şekilde galvaniz tel ile taşıyıcı rabitz telinin içerisinden geçirilerek dikilir. Rabitz telli taş yünün dikilmesinin ardından uygun aralıklarla galvaniz tel ile bağlanır ve bağlama tellerinin uçları yalıtıma sokulur. Büyük çaplı borularda ise alüminyum yalıtım bantlarıyla bağlanır.

Uygulama, yalıtım malzemesinin dış etkilere karşı korunması amacıyla yalıtımlı borunun; alüminyum veya galvaniz sacın, alüminyum yalıtım bantlarıyla bağlanarak kaplanması ile tamamlanır.

9.6.4.2.3. Kanallarda Yapılan Uygulamalar
Klima ve havalandırma kanalları gibi yassı yüzeylerde ise bir yüzü alüminyum folyo kaplı cam yünü şilte ve levhalar kullanılır. Bir yüzü alüminyum folyo kaplı cam yünü şilteler, dikdörtgen veya dairesel kesitli havalandırma kanallarına uygulanabilir. Şilte biçimindeki bu malzemelerin boyuna her iki kenarında 5'er cm'lik alüminyum folyo bindirme payları bulunur. Cam yünü şilteler ile havalandırma kanallarının dış tarafından yapılan uygulamalarda, yalıtım malzemesi kendinden yapışkanlı özel tespit pimleri vasıtasıyla kanal yüzeyine sabitlenir.

Uygulama yüzeyinin temizlenmesinin ardından, kanal yüzeyine m^2'de 5 ila 6 adet kendinden yapışkanlı özel tespit pimleri yapıştırılır. Yalıtılacak kanal kesitine bağlı olarak kesilecek şilte uzunluğu tespit edilir. Malzemenin uygun ölçülerde kesilmesinin ardından, alüminyum folyo kaplı yüzeyi dış tarafa gelecek şekilde şilte pimlere geçirilerek kanal yüzeyini tamamen kapatacak şekilde sarılır. Malzemeyi delip geçen pimlere pim pulu takılır. Dış yüzeyde bulunan alüminyum folyo kaplamanın sürekliliğinin ve sızdırmazlığının sağlanması amacıyla şiltelerin birleşim yerlerindeki bindirme paylarının yapıştırılması, zımbalanması veya kendinden yapışkanlı alüminyum folyo bant sarılması ile uygulama tamamlanır. Kullanılan ısı yalıtım malzemesinin kalınlığının azalmaması için cam yünü şilteler veya kendinden yapışkanlı alüminyum folyo bantlar çok fazla gerilerek kanala sarılmamalı ve pim pulları takılırken malzemenin ezilmemesine dikkat edilmelidir.

Havalandırma kanallarının dış tarafından yapılan yalıtım uygulamalarında bir yüzü alüminyum folyo kaplı cam yünü levhalar da kullanılabilir. Uygulama yüzeyinin temizlenmesinin ardından, kanal yüzeyine m2'de 5 ila 6 adet kendinden yapışkanlı özel tespit pimleri yapıştırılır. Alüminyum folyo kaplı yüzeyi dış tarafa gelecek şekilde şilte pimlere geçirilerek kanal yüzeyi tamamen kaplanır. Cam yünü levhayı delip geçen pimlere pim pulu takılır. Cam yünü levhaların birleşim yerleri hava geçirmeyecek şekilde kendinden yapışkanlı alüminyum folyo bant ile yapıştırılarak uygulama tamamlanır.

9.6.4.3. Vanalar, Pislik Tutucu, Çek Valf vb. Elemanlarda Yapılan Uygulamalar
Tesisatlarda yer alan vana, çek valf, pislik tutucu vb. armatürlerdeki ısı kaybı/kazancını en aza indirmek ve soğutma sistemlerindeki armatürlerde yoğuşmayı önlemek amacıyla, levha biçimindeki elastomerik kauçuk köpüğünün vananın ölçülerine uygun olarak kesilip yapıştırılması ile ya da standart veya özel olarak imal edilmiş kullanıma hazır vana ceketi veya vana kutuları kullanılarak yalıtım yapılır.

Yalıtılacak vanaya uygun vana ceketi seçilir veya özel olarak hazırlanır. Uygulamaya geçilmeden önce vanalarda herhangi bir kaçak olup olmadığı kontrol edilir. Kaçak tespit edilmesi durumunda vanadaki arızalar giderildikten sonra uygulamaya geçilir. Vana ceketi vananın etrafına, vananın bağlı olduğu yalıtımlı boru üzerine flanşlardan itibaren en az 50 mm bindirme yapacak ve vananın boğaz kısmında boşluk bırakılmayacak şekilde sarılır. Vana ceketinin alt ve üst ipleri sıkıca bağlanarak vana ceketinin ilgili ekipmanı tam olarak sarması sağlanır. Paslanmaz çelik teller vasıtasıyla kopçaların birbirine sıkıca bağlanması veya yapışkan şeritler vasıtasıyla ağız kısımlarının sıkıca birleştirilmesi ile uygulama tamamlanır.

Hazır veya yerinde imal edilen vana kutuları ile vanalarda yalıtım uygulamaları yapılabilir. Sıcak hatlarda kullanılan tesisatlardaki vanaların boşluk kalmayacak şekilde rabitz telli taş yünü şilte ile sarılmasının veya levha formundaki diğer ısı yalıtım malzemeleri ile vanaların yalıtılmasının ardından vananın ölçülerine uygun olarak uygulama yerinde galvaniz sacdan vana kutuları imal edilir. İmal edilen vana kutuları yalıtımın üzerine geçirilerek klips ve kelepçeler vasıtasıyla sabitlenerek uygulama tamamlanır.

Soğuk hatlarda kullanıma hazır olarak imal edilen vana kutuları; dış yüzeyinde vana formunda üretilmiş PVC levhadan, iç yüzeyinde elastomerik kauçuk köpüğünden oluşur. Yalıtılacak olan vananın ölçülerine uygun olarak seçilen vana kutularının üzerlerinde yer alan kelepçeler montaj için açılır. Vana üzerine boşluk kalmayacak şekilde yerleştirilen vana kutuları; küçük çaplarda teller ile büyük çaplarda ise iki adet metal kelepçe ile sabitlenerek uygulama tamamlanır.

9.6.4.4. Askı ve Kelepçelerde Yapılan Uygulamalar

Askı ve kelepçelerde; kullanıma hazır veya yerinde üretilen yalıtım destek elemanları kullanılır. Uygulamanın yapılacağı yüzeyin temizlenmesinin ardından kullanılacak boru, levha veya şilte biçimindeki ısı yalıtım malzemesi uygun uzunlukta kesilir. Eğer destek elemanı boru biçimindeki bir ısı yalıtım malzemesinden elde edilmiş ise destek elemanının boruya geçirilebilmesi için malzeme bir tarafından kesilerek yarık açılır. Destek elemanları askı noktasında boruya geçirilir ve yapıştırıcı vasıtasıyla bu elemanların açık olan ek yerleri birleştirilir. Kelepçe veya askılar takılmadan önce, bağlantı elemanları ile yalıtımlı boru arasındaki baskıyı azaltacak ve yalıtımın kalınlığının azalmasını veya zedelenmesini önleyecek bir parça konur. Yalıtım destek elemanının boruya monte edilmesinin ardından kelepçe ve askı elemanları bağlanarak uygulama tamamlanır.

Uygulamanın yapılacağı yüzeyin temizlenmesinin ardından içerdiği yalıtım kalınlığı uygulanacak yalıtım kalınlığına eşit olacak şekilde boru biçimindeki kullanıma hazır destek elemanı seçilir. Destek elemanı ek yerlerinden açılarak askı noktasında boruya geçirilerek yapıştırıcı vasıtasıyla açık olan ek yerleri birleştirilir ve kendinden yapışkanlı bant ile kapatılır. Yalıtım destek elemanının boruya monte edilmesinin ardından kelepçe ve askı elemanları bağlanarak uygulama tamamlanır.

9.7. Pilot Proje: Artık Yuvam Daha Sıcak

Mevcut binalardaki enerji tasarruf potansiyelinin araştırılması ve kamuoyunun bilinçlendirilmesi amacıyla Mülga Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü (EIE) ve Isı Su Ses ve Yangın Yalıtımcıları Derneği (İZODER) iş birliğiyle "Artık Yuvam Daha Sıcak" isimli bir demonstrasyon projesi gerçekleştirildi. Bu proje kapsamında; aktif olarak kullanılan bir binanın enerji performansına dair ön analizlerin yapılması, söz konusu binanın enerji verimli hale getirilmesi için yapılması gereken tedbirlerin belirlenerek hayata geçirilmesi ve uygulamanın tamamlanmasının ardından tekrar ölçümlerin yapılarak elde edilen tasarrufun tespit edilebilmesi hedeflenmiştir.

9.7.1. Uygulama Öncesi Elde Edilen Veriler-Proje Bilgileri

Gerekli izinlerin alınmasının ardından Ankara'da bulunan, 1973 yılında inşa edilmiş ve yaklaşık 15.000 m^3 kapalı hacme, 3.609 m^2 ısıtılan alana sahip Sosyal Hizmetler ve Çocuk Esirgeme Kurumuna bağlı 50. Yıl Yetiştirme Yurdu, projenin uygulanacağı bina olarak belirlenmiştir. Ön etüt çalışmasında yapılan inceleme ve ilk ölçüm sonuçlarına göre;

- Binanın ısı yalıtımsız olduğu ve pencerelerinin enerji performansının iyi olmadığı,
- Pencerelerde bozulma olduğu,
- Kazanların bacalarında yapılan baca gazı ölçümlerinde oksijen oranının optimum değerden yüksek olduğu yani yanmanın verimli olmadığı,
- Kazanlarda iki kademeli brülör kullanıldığı,
- Isıtma sisteminde kullanılan sirkülasyon pompalarının sabit devirli olduğu,
- Aydınlatmada manyetik balastların tercih edildiği ve
- Radyatörlerin önünde dekoratif amaçlı panel, perde gibi engellerin olduğu tespit edilmiştir.

Ele alınan yapıda ısınma amaçlı yılda 68.600 m^3/yıl doğal gaz, sıcak su temini için yılda 26.400 m^3/yıl doğal gaz, aydınlatma ve elektrikli ev aletlerinin kullanımından dolayı 131.000 kWh/yıl elektrik enerjisi tüketildiği tespit edilmiştir. Ön etüt çalışmalarının neticesinde söz konusu binanın mevcut şartlardaki enerji tüketiminin ve enerji tasarruf potansiyelinin yüksek olduğu belirlenmiştir. Toplam enerji tüketimi içerisinde ısınma amaçlı kullanım %63'lük pay ile en yüksek orana sahiptir. Elektrik kullanımı toplam tüketimde %12, sıcak su temini için harcanan enerji miktarı ise %25'lik paya sahiptir.

Elde edilen ön etüt bilgileri ışığında söz konusu binada enerji verimliliğinin arttırılması için;

- Cephenin 6 cm kalınlığında ısı yalıtım malzemeleri ile dıştan ısı yalıtımının yapılması,
- Çatıda 12 cm kalınlığında ısı yalıtım malzemesi kullanılarak ısı yalıtımının yapılması,
- Mevcut pencerelerin, ısı kontrol kaplamalı camlamaların kullanıldığı 16 mm ara boşluğa sahip çift camlı PVC pencereler ile değiştirilmesi,
- Modülasyonlu brülör kullanımı ve gerekli ayarlar yapılarak yanma veriminin artırılması,
- Mevcut pompaların değişken devirli pompalar ile değiştirilmesi,
- Manyetik balastlı aydınlatma armatürlerinin yerine elektronik balastlı armatürlerin kullanılması önerilmiştir.

50. Yıl Yetiştirme Yurdu binasında enerji verimliliğinin artırılmasına yönelik olarak ele alınan önlemlerin belirlenmesinde söz konusu uygulamalarda kullanılan ürünlerin piyasada rahatlıkla bulunabilirliği göz önüne alınmıştır. Binada yapılacak ısı yalıtımı uygulamalarında; TS 825 standardında verilen gereklilikleri sağlayan minimum kalınlıkta malzeme kullanılmıştır. Ele alınan binada fiziki şartların uygun olmaması nedeniyle toprağa basan döşemelerde ısı yalıtımı uygulaması gerçekleştirilememiştir. Proje kapsamında kararlaştırılan önlemlere yönelik olarak duvar ve çatıda ısı yalıtımı uygulamaları, pencerelerin ısı kontrol kaplamalı çift camlı yalıtım camı üniteleri ile değiştirilmesi ve termostatik vanaların kullanımı gerçekleştirilebilmiştir.

9.7.2. Uygulama Sonrası Elde Edilen Veriler-Projenin Sonuçları

50. Yıl Yetiştirme Yurdu binasında enerji verimliliğinin artırılmasına yönelik olarak yapılan çalışmalar neticesinde elde edilen enerji tasarrufunun belirlenmesi için Mülga Elektrik İşleri Etüt İdaresi tarafından uygulama sonrasında ölçümlere dayanan ikinci bir etüt çalışması gerçekleştirilmiştir. Yapılan bu etüt çalışmasıyla; başlangıç aşamasında tayin edilen hedeflerden sapma meydana gelip gelmediğinin ve teorik çalışma ile pratik uygulama arasında oluşabilecek farklılıkların nedenlerinin analiz edilmesi hedeflenmiştir.

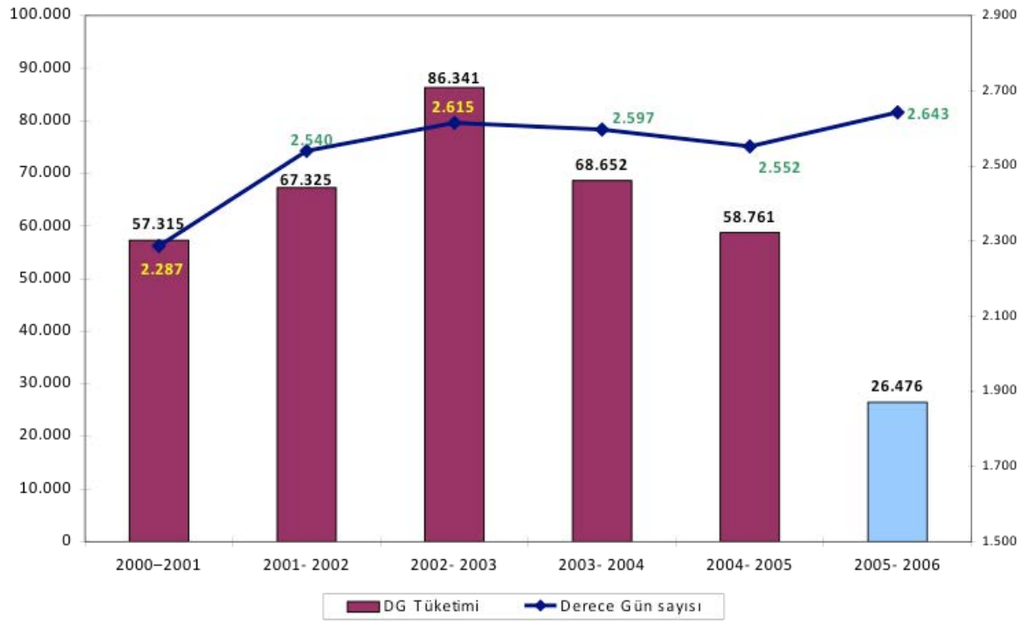
2000–2006 yılları arasında ısıtma sezonlarında tüketilen yıllık toplam doğal gaz tüketimi ve kış aylarındaki dış iklim şartları dikkate alınarak hesaplanan derece-gün başına yakıt tüketimleri belirlenmiştir. Derece gün sayısının artması, ısıtma yapılan gün sayısının arttığını gösterir. Yani söz konusu yılda kış mevsimi daha çetin geçmektedir. Aşağıda verilen tabloda yıllara göre derece gün sayıları ve doğal gaz sarfiyatları gösterilmiştir.

Tablo 9.12: Sezonlara Göre Doğal Gaz Tüketimleri [5]

Isıtma Sezonu	Isınma İçin Tüketilen Doğal Gaz miktarı (Sm^3)	Derece-Gün Sayısı	Derece-Gün Başına Tüketilen Doğal Gaz miktarı (Sm^3/DG)*
2000–2001	57.315	2.287	25
2001- 2002	67.325	2.540	27
2002- 2003	86.341	2.615	33
2003- 2004	68.652	2.597	26
2004- 2005	58.761	2.552	23
2005- 2006	26.476	2.643	10

**Uygulama yapılmadan önceki yıllarda derece-gün başına doğal gaz tüketimi ortalama 27 Sm^3 iken uygulama yapıldıktan sonraki 2005–2006 sezonunda doğal gaz tüketimi 10 Sm^3'e gerilemiştir. Buradan hareketle, yapılan uygulamaların etkisiyle %63 oranında enerji tasarrufu sağlanmıştır.*

Aşağıda verilen grafikte enerji verimliliği uygulamalarının gerçekleştirildiği 2005–2006 sezonuna ait derece-gün değerinin geçmiş yıllara oranla yüksek olduğu, kış mevsiminin daha soğuk geçtiği ancak, yalıtım yapılmış olması nedeniyle ısıtmaya harcanan yakıt tüketiminin geçmiş yıllara oranla çok daha az olduğu görülmektedir. Uygulamaların gerçekleştiği 2004-2005 kış sezonunda dahi bir önceki yıla göre yaklaşık %11,5 oranında enerji verimliliği sağlandığı görülmektedir.



Şekil 9.36: Yıllara Göre Derece Gün Sayıları ve Doğal Gaz Tüketimleri [5]

Yapılan yalıtım uygulamaları neticesinde derece gün başına tüketimlerden yola çıkarak ortalama 44.931 Sm^3 doğal gaz tasarruf elde edilmiştir. Yapılan uygulamalar; söz konusu binada kullanılan doğal gazın ortalama %63 oranında azalması ile her yıl ortalama 108 ton CO_2 emisyonunun atmosfere salınmaması anlamına gelmektedir. Yatırım maliyetleri göz önüne alındığında ısı yalıtım uygulamalarının geri ödeme süresinin 3,7 yıl olduğu tespit edilmiştir.

IZODER ve Mülga EİE iş birliği ile gerçekleştirilen bu projenin sonuçları; ısı yalıtım uygulamalarının maliyet etkin çözümler sunduğunu gerek iklim değişikliği ile mücadele gerek enerji güvenliği ile ilgili hedeflere ulaşılmasında en önemli araçlardan birisi olduğunu göstermektedir.

KAYNAKÇA

[1] Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği

[2] Yapı Malzemeleri Yönetmeliği (305/2011/AB)

[3] İZODER Bina ve Tesisatta Isı Yalıtımı Genel Teknik Şartnamesi

[4] İZODER – ECOFYS Türkiye U Değerleri Haritası Raporu

[5] Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü - SHÇEK 50. Yıl Yetiştirme Yurdu Binası Enerji Verimliliği Etüt Raporu

[6] TS 825: Binalarda ısı yalıtım kuralları

[7] TS 2164: Kalorifer tesisatı projelendirme kuralları

[8] TS EN ISO 12241:2008 Bina donanımları ve endüstriyel tesisatlar için ısıl yalıtımı - Hesaplama kuralları

[9] TS EN ISO 52016-1:2017 Binaların enerji performansı - Isıtma ve soğutma, iç sıcaklıklar ve mantıklı ve gizli ısı yükleri için enerji gereksinimleri - Bölüm 1: Hesaplama prosedürleri (ISO 52016-1: 2017)

[10] TS EN 13162+A1: Isı yalıtım mamulleri - Binalar için - Mineral yünlü (MW) fabrikasyon mamuller - Özellikler

[11] TS EN 13163+A2: Isı yalıtım mamulleri - Binalar için - Genleştirilmiş polistiren (EPS) fabrikasyon mamuller - Özellikler

[12] TS EN 13164+A1: Isı yalıtım mamulleri - Binalar için - Ekstrüde polistiren köpük (XPS) fabrikasyon mamuller - Özellikler

[13] TS EN 13165+A2: Isı yalıtım mamulleri - Binalar için - Rijit poliüretan köpük (PU) fabrikasyon mamuller - Özellikler

[14] TS EN 13166+A2: Isı yalıtım mamulleri - Binalar için - Fabrikasyon olarak imal edilen fenolik köpük (PF) - Özellikler

[15] TS EN 13167+A1: Isı yalıtım mamulleri - Binalar için - Hücresel camlı (CG) fabrikasyon mamuller - Özellikler

[16] TS EN 13168+A1: Isı yalıtım mamulleri - Binalar için - Rende yongalı (WW) fabrikasyon mamuller - Özellikler

[17] TS EN 13169+A1: Isı yalıtım mamulleri - Binalar için - Genleştirilmiş perlit levhalı (EPB) fabrikasyon mamuller - Özellikler

[18] TS EN 13170+A1: Binalar için ısı yalıtım mamülleri – Fabrika yapımı genleştirilmiş meşe mantarı mamulleri (ICB) – Özellikler

[19] TS EN 13171+A1: Isı yalıtım mamulleri - Binalar için - Odun lifli (WF) fabrikasyon mamuller - Özellikler

[20] TS EN 14303: Bina donanımı ve sanayi tesislerindeki tesisatlar için ısı yalıtım mamulleri - Fabrikada imal edilen mineral yünlü (MW) mamuller - Özellikler

[21] TS EN 14304: Bina donanımı ve sanayi tesislerindeki tesisatlar için ısı yalıtım mamulleri – Fabrikasyon esnek elastomerik köpük (FEF) mamuller – Özellikler

[22] TS EN 14305: Isı yalıtım mamulleri-Bina tesisatı ve endüstriyel uygulamaları için-Fabrikasyonla imal edilen gözenekli cam(CG) mamuller-Özellikler

[23] TS EN 14306: Isı yalıtım mamulleri-Bina tesisatı ve endüstriyel uygulamaları için-Fabrikasyonla imal edilen kalsiyum silikat (CS) mamuller-Özellikler

[24] TS EN 14307: Isı yalıtım mamulleri-Bina tesisatı ve endüstriyel uygulamaları için-Fabrikasyonla imal edilen polistiren (XPS) köpük mamuller-Özellikler

[25] TS EN 14308: Isı yalıtım mamulleri-Bina tesisatı ve endüstriyel uygulamaları için-Fabrikasyonla imal edilen sert poliüretan (PUR) ve sert poliizosiyanat (PIR) köpük mamuller-Özellikler

[26] TS EN 14309: Isı yalıtım mamulleri-Bina tesisatı ve endüstriyel uygulamaları için-Fabrikasyonla imal edilen genleştirilmiş polistiren (EPS) mamuller-Özellikler

[27] TS EN 14313: Bina donanımı ve sanayi tesislerindeki tesisatlar için ısı yalıtım mamulleri - Fabrikada imal edilen polietilen köpüklü (PEF) mamuller - Özellikler

[28] TS EN 14314: Isı yalıtım mamulleri - Bina tesisatı ve endüstriyel uygulamalar için - Fabrikasyon olarak imal edilen fenolik köpük (PF) mamuller - Özellikler

[29] TS EN 14319-1: Bina ekipmanları ve Endüstriyel Uygulamalar için ısı yalıtım ürünleri - Şantiyede oluşturularak dağıtılan sert poliüretan (PUR) ve polyisocyanurate köpük (PIR) ürünleri: Bölüm 1 Uygulamadan önce sert köpük dağıtım sistemi özellikleri

[30] TS EN 14315-1: Isı yalıtım mamulleri - Binalar için - Şantiyede hazırlanan rijit poliüretan (PUR) ve poliisokyanurat (PIR) köpük püskürtme mamuller - Bölüm 1: Uygulama öncesinde rijit köpük püskürtme sistemi için özellikle

[31] TS EN 16069 : Binalar için ısı yalıtım mamulleri – Polietilen köpüklü (PEF) fabrikasyon mamuller - Özellikler

[32] ASTM C1055: Standard Guide for Heated System Surface Conditions that Produce Contact Burn Injuries

9. Bölüm Çalışma Soruları

1. Aşağıda verilen ısı yalıtım malzemelerinden hangisi/hangileri A sınıfı yanmazdır?

I : Mineral yünler
II : Cam Köpüğü (CG)
III: Poliüretan Köpüğü (PUR)

A. Yalnız I
B. I ve II
C. Yalnız III
D. II ve III

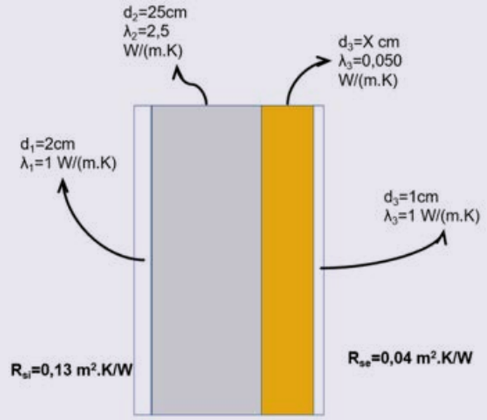
2. Aşağıda kalınlıkları verilen malzemelerden en iyi ısıl direnç değerine sahip olanı hangisidir?

A. 1 cm kalınlığında 0,025 W/mK ısıl iletkenlik değerine sahip malzeme.
B. 6 cm kalınlığında 0,04 W/mK ısıl iletkenlik değerine sahip malzeme.
C. 10 cm kalınlığında 0,10 W/mK ısıl iletkenlik değerine sahip malzeme.
D. 50 cm kalınlığında 1,00 W/mK ısıl iletkenlik değerine sahip malzeme.

3. Aşağıdakilerden hangisi yoğuşmanın oluşumunda etkili değildir?

A. İç ortam havası ile dış ortam havası arasındaki kısmi buhar basıncı farkı
B. Yapı malzemelerinin türü ve diziliş sırası
C. Duvar alanı
D. Yalıtım malzemesinin kalınlığı

4. Aşağıda verilen dış duvar detayının ısıl geçirgenlik katsayısının U=0,40W/m²K olması için yalıtım malzemesinin kalınlığı (d_3) kaç cm olmalıdır?



A. 8cm
B. 9cm
C. 10cm
D. 11cm

5. Aşağıda verilen ifadelerden hangisi tesisatlarda yapılan ısı yalıtımı uygulamalarının faydalarındandır?

I: Isıtma ve soğutma sistemlerinin ilk yatırım ve işletme bedelleri çok daha ekonomik olur.
II: Soğuk tesisat hatlarında yoğuşma problemini ortadan kaldırarak korozyonu önler.
III: Sıcak tesisat hatlarında; hattın çevresinde bulunan diğer teçhizatın ve çalışan personelin korunmasını sağlar.
IV: Durgun akışkanların bulunduğu tesisatlarda donma süresini uzatır.

A. Yalnız I
B. II ve III
C. I, II ve III
D. I, II, III ve IV

Bölüm 10:
Basınçlı Hava Sistemleri

10.1. Giriş

Basınçlı hava, sanayide mekanik sistemlere güç ve basınç sağlamak amacıyla yaygın olarak kullanılmaktadır. Hava kompresörleri, endüstriyel tesislerdeki en büyük motorlu sistemler arasında yer almaktadır. Basınçlı hava, endüstriyel işletmelerin büyük bir kısmında kullanılmaktadır. Genel olarak, endüstriyel motor sistemleri arasında en fazla elektrik tüketimi, pompalama ve imalat makinelerine bağlı sistemleri takiben basınçlı hava sistemleri tarafında gerçekleşmektedir. Dolayısıyla, yüksek enerji tüketimleri göz önüne alındığında basınçlı hava sistemlerinin de enerji verimliliğinin artırılması çalışmaları arasında önceliklendirmeye değer hedefler oldukları aşikardır. Basınçlı hava sistemleri ile ilgili olarak düşük maliyetli/maliyetsiz önlemlerden uzun vadeli yatırım projelerine kadar değişen enerji tasarrufu fırsatları mevcuttur. Endüstriyel kullanıcılar hedefledikleri ekonomik kriterlere ve bütçelerinin kullanılabilirliğine bağlı olarak söz konusu enerji tasarrufu fırsatları arasından istedikleri enerji tasarrufu önlemlerini seçebilirler.

Bir basınçlı hava sisteminin enerji yönünden değerlendirmesi, sistemin nihai kullanım alanları, dağıtım sistemi, merkezi tesisi ve ek olarak bunların her birinin işletme ve bakım uygulamaları bakımından incelenmesini içermelidir. Nihai kullanım alanlarındaki enerji tasarrufu eylemleri genellikle daha az ilk yatırım maliyeti gerektirmekte ve merkezi tesiste büyük değişiklikler yapmaksızın yüksek tasarruflara yol açabilmektedir. Bu doğrultuda bu bölümde, endüstrideki yaygın kullanımları, termodinamik ilkeleri, sistem bileşenleri ve çalışma özellikleri de dâhil olmak üzere basınçlı hava sistemlerinin temel nitelikleri ele alınacaktır. Ek olarak bu bölümde, enerji değerlendirme stratejileri, standart enerji verimliliği önlemleri ve enerji tasarrufları ölçümüne yönelik yöntemler de yine basınçlı hava sistemleri bağlamında açıklanacaktır. Bu kapsamda, iyileştirme projesi öncesi ve sonrasında ölçülen enerji kullanımları ve uygulanan önlemler neticesinde elde edilen enerji tasarrufları da dâhil olmak üzere, deneme ve yanılma yoluyla çeşitli enerji verimliliği önlemlerinin uygulandığı bir üretim tesisini içeren bir örnek vaka çalışması sunulmuştur.

10.2. Basınçlı Havanın Kullanım Alanları

Basınçlı havanın endüstride yaygın olarak kullanılmasının nedeni, özellikle üretim süreçlerinde kullanım için uygun ve esnek bir güç ve basınç kaynağı olmasıdır. Pnömatik ekipman, daha düşük ilk yatırım maliyetleri ve bakım-onarım ve parça değiştirme ihtiyaçlarının azlığı nedeniyle motorlu ekipmana alternatif olarak tercih edilebilmektedir. Pnömatik ekipman elektrik akımı içermemesi yönüyle elektrik kıvılcımının yangına neden olabileceği yanıcı maddelerin bulunduğu ortamlarda yaygın olarak tercih edilmektedir. Bununla birlikte, basınçlı havanın doğasında var olan ısı ve sürtünme kayıpları ve kısmi yük durumundaki verimsizlik kaynaklı olarak, basınçlı havadan elde edilen güç, motorlu ekipmana göre 2-5 kat daha az enerji tasarrufludur. Enerji verimliliği daha düşük olmakla birlikte kalıplama gibi bazı uygulamalarda alternatifinin olmaması yüksek basınçlı havayı, üretim sürecinin ana bileşenlerinden biri kılmaktadır. Basınçlı havanın yaygın endüstriyel nihai kullanım alanları aşağıda açıklanmıştır.

10.2.1. Pnömatik Aletler

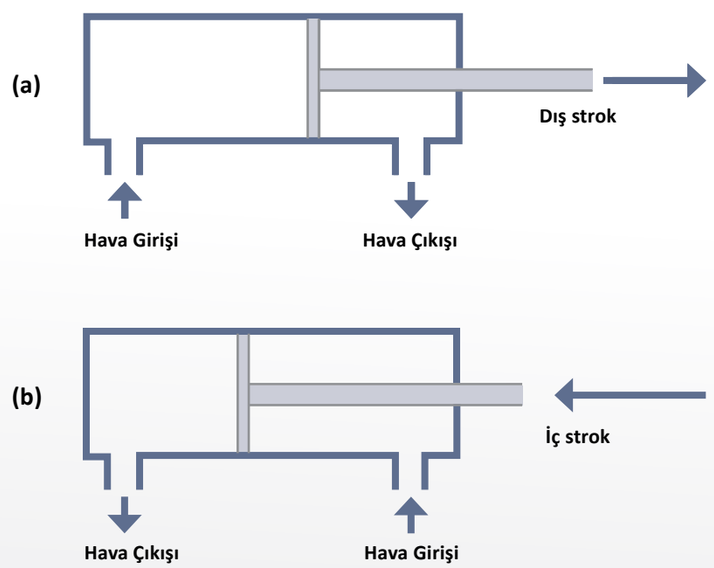
Öğütücüler, darbeli anahtarlar, matkaplar, zımpara makineleri, testereler vb. gibi el aletleri endüstrinin her alanında kullanılmaktadır. Bir basınçlı hava hattına bağlı olan bu aletler hava basıncı ve hava akışı ile çalışır. Pnömatik aletleri çalıştırmak için gereken hava basıncı için endüstri standardı 6 barg'dir (gösterge basıncı). Pnömatik bir el aleti örneği Şekil 10.1'de gösterilmiştir. Buna göre, basınçlı hava, tutacağın altında bulunan hortum bağlantısından alete girmekte ve iş bittikten sonra aletten çıkarılmaktadır.

Şekil 10.1: Pnömatik El Aleti

10.2.2. Pnömatik Silindirler

Pnömatik silindirler, robotik uygulamalar, parçaların taşınması, damgalama presleri ve dövme çekiçleri, ağır nesnelerin kaldırılması vb. endüstriyel işlemlerde doğrusal hareket sağlamak amacıyla basınçlı hava tahrikli piston kolunun kullanıldığı sistemlerdir. Pnömatik silindirlerde, silindire iletilen basınçlı hava, bir elektromanyetik valf tarafından kontrol edilmektedir. En yaygın iki pnömatik silindir türü, tek etkili ve çift etkili silindirlerdir.

Tek etkili silindir, her stroktan sonra pistonun tekrar orijinal konumuna geri dönmesini sağlayan bir yay ile donatılmıştır. Çift etkili silindirde ise, piston kafasının her iki tarafında birer tane olmak üzere, akış durumunu değiştirerek pistonu ileri geri hareket ettiren iki basınçlı hava girişi bulunmaktadır. Çift etkili bir silindir ve strok konumları Şekil 10.2'de gösterilmektedir.



Şekil 10.2: Çalışır Haldeki Çift Etkili Pnömatik Silindir: (a) Dış Strok ve (b) İç Strok

10.2.3. Hava Jeti

Hava jetleri, nozullardan, çelik veya bakır borulardan veya kanatlardan kaynaklanan açık hava akışlarıdır. Hava jetleri, parçaların taşınması, temizlenmesi, kurutulması veya soğutulması gibi farklı amaçlarla kullanılabilmektedir. Hava jetlerinin bir üretim sürecine dâhil edilmeleri kolay ve basit bir işlem olmakla birlikte, sabit hava tüketimleri dolayısıyla yüksek enerji maliyetlerine yol açabilir. Düşük hava kullanımlı nozullar, hava jeti açma/kapama kontrolcüleri veya basınçlı havadan düşük basınçlı hava akışlarına geçiş suretiyle hava jetlerinin neden olduğu fazla enerji tüketimi azaltılabilir.

10.2.4. Havalandırma ve Karıştırma

Sıkıştırılmış hava bazen havalandırma veya karıştırma işlemleri gibi amaçlarla doğrudan bir sıvı içine enjekte edilebilmektedir. Organik maddeyi ayrıştıran mikroplara oksijen sağlamak amacıyla atık su arıtımında gerçekleştirilen havalandırma işlemi buna bir örnektir. Bir diğer örnek ise, kimyasal banyonun özelliğini korumak için gerçekleştirilen karıştırma işlemidir. Basınçlı hava kullanılarak havalandırma ve karıştırma yapılması çok düşük enerji verimliliğine sahip bir yöntem olduğundan, mümkün olduğunda düşük basınçlı üfleyiciler, motorlu pompalar veya motorlu karıştırıcılar gibi yöntemlerle değiştirilmelidir.

10.2.5. Üflemeli Kalıplama

Üflemeli kalıplama, içi boş ısıtılmış plastiğe basınçlı hava enjekte edilerek istenen biçimin elde edilmesi işlemidir. Üflemeli kalıplama kullanılarak elde edilen ürünlere bir örnek plastik içecek şişeleridir. Üflemeli kalıplamada ihtiyaç duyulan sıkıştırılmış hava basıncı değerleri, diğer birçok üretim sürecinde ihtiyaç duyulan hava basıncı değerlerinden çok daha yüksek olup 40 barg'yi aşabilmektedir. Dolayısıyla üflemeli kalıplamada kullanılan basınçlı havanın yerine başka bir yöntem kullanılamamaktadır. Bununla birlikte, üflemeli kalıplamada kullanılan yüksek basınçlı havanın geri kazanılarak yakındaki düşük basınçlı uygulamalarda yeniden kullanımına yönelik enerji tasarrufu amaçlı sistemler geliştirilmiştir.

10.2.6. Diyaframlı Pompalar

Pnömatik diyaframlı pompalar, pompalama sürecinde basınçlı havanın kullanıldığı pozitif deplasmanlı pompalardır. Bu tür pompalar, standart santrifüj pompaların uygun olmadığı katı parçacıklar içeren aşındırıcı sıvıların kimyasal işlenmesinde veya taşınmasında sıklıkla kullanılmaktadır. Enerji tasarrufu açısından pnömatik diyaframlı pompaların uygulamaya bağlı olarak elektrikli diyaframlı pompalar veya santrifüj pompaları ile değiştirilebilmesi mümkündür. Bununla birlikte, özellikle uçucu veya yanıcı maddelerin bulunduğu ve bu nedenle elektrik akımlarının tehlikeli olabileceği uygulamalar gibi bazı uygulamalarda enerji tasarrufuna bakılmaksızın pnömatik pompaların kullanımı gerekli görülmektedir.

10.2.7. Edüktörler

Edüktörler, yüksek hacimsel debili bir hava akımı elde etmek için basınçlı havanın kullanıldığı özel venturi etkili hava nozullarıdır. Edüktörler, kaynakta daha düşük basınçlı havanın kullanılmasını gerektiren üfleme uygulamalarında kullanılmaktadır. Akış amplifikatörü (güçlendiricisi) olarak da adlandırılan bu nozullar, basınçlı hava akımının hız-basınç etkisini kullanarak yan taraflarında bulunan bir porttan ortam havasını çekmektedir. Toplam hava akımının üçte ikisi kadarını oluşturabilen ortam havasının bu yolla prosese alınması bu miktarda hava için ilave kompresör kullanılmasından kaçınılmasını sağlar.

10.2.8. Enerji Depolama

Basınçlı hava, havayı büyük depolama tanklarına veya yeraltı rezervuarlarına basan kompresörler kullanılarak bir enerji depolama ortamı olarak da kullanılabilmektedir. Bu kompresörler yenilenebilir enerji kaynakları bol olduğunda yenilenebilir yollarla elde edilen elektrikle veya elektrik maliyetleri düşük olduğunda, şebeke elektriği kullanılarak çalıştırılabilmektedir. Depolanan hava daha sonra yenilenebilir enerji kaynaklarının daha az olduğu veya elektrik fiyatlarının arttığı durumlarda bir türbin aracılığıyla boşaltılarak elektrik üretiminde kullanılabilmektedir.

Temiz ve tehlikesiz olması ve çok az çevresel risk taşıması yönüyle basınçlı havanın diğer enerji depolama yöntemlerine göre bazı avantajları söz konusudur. Diğer taraftan, başlıca dezavantajı ise, havayı sıkıştırmak için kullanılan enerjinin yaklaşık %80'inin ısıya dönüşmesinden kaynaklanan düşük enerji dönüşüm verimidir. Bununla birlikte, basınçlı havanın üretiminin yol açtığı atık ısının çoğu yararlı amaçlar için geri kazanılabilirse ve basınçlı hava elektrik fiyatları ucuz olduğunda üretilip elektrik fiyatları pahalı olduğunda kullanılabilirse çok maliyetli olmayabilir. Depolanmış basınçlı hava kritik altyapılarda acil durum yedek gücü olarak da kullanılabilmektedir. Bu nedenle bu tür durumlarda basınçlı havadan elde edilen toplam fayda, sadece enerji ekonomisi bağlamındaki faydasının ötesine geçmektedir.

10.3. Basınçlı Hava İlkeleri

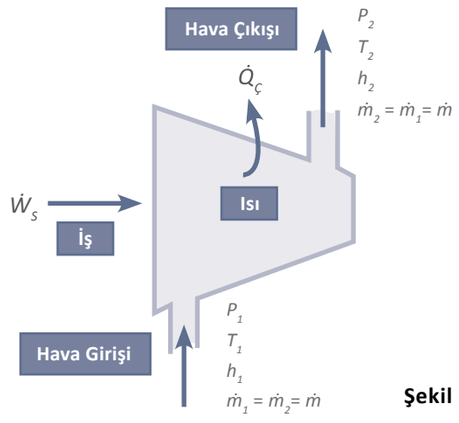
Basınçlı hava sistemleri termodinamik ve akışkanlar mekaniği ilkelerine dayanmaktadır. Dolayısıyla, arzu edilen sistem çıktısı için ne kadar enerji girişi sağlanması gerektiğinin yanı sıra, sistemde değişiklikler veya iyileştirmeler yapılması yoluyla ne kadar enerji tasarrufunda bulunulabileceğinin belirlenebilmesi için bu ilkelerin göz önüne alınması gerekmektedir.

10.3.1. Hava Sıkıştırma: Politropik Bir Süreçtir

Sıfırın altındaki sıcaklık koşulları hariç olmak üzere endüstriyel uygulamalar için sıkıştırılan havanın ideal gaz olarak davrandığı kabul edilebilir. İdeal gaz ilkelerine göre havanın sıkıştırılarak basıncının artırılması, havanın sıcaklığında artışa yol açar. Bu durumda oluşan ısının uzaklaştırılması gerekecektir. Endüstriyel hava kompresörlerinde, havanın spesifik hacminin ve dolayısıyla kompresör güç gereksinimlerinin nispeten düşük tutulabilmesi amacıyla havanın sıkıştırılması ile eş zamanlı olarak bir soğutma işlemi uygulanmaktadır. Havanın sıkıştırılması işlemi, soğutma dolayısıyla adyabatik bir işlem değildir. Yine bu işlem sırasında hava sıcaklığı arttığından, işlem tamamen izotermal de değildir. Dolayısıyla havanın sıkıştırılması işlemi adyabatik ve izotermal işlemler arasında yer alan politropik bir işlemdir. [1]

Hava atmosferik basınç altında kompresöre girmekte, sonrasında silindirde sıkıştırılarak basıncı ve sıcaklığı artmakta ve oluşan ısı transfer edilmektedir. Bir kompresörünün giriş ve çıkış basıncı (*P*), sıcaklık (*T*), entalpi (*h*) ve kütlesel debi *(ṁ)* değerlerini içeren temel enerji-denge diyagramı Şekil 10.3'te gösterilmiştir. Bir kompresördeki kinetik ve potansiyel enerji değişiklikleri çok küçük olduğundan ihmal edilebilir. [1] Giriş ve çıkıştaki hava akımları arasındaki temel fark, entalpi farkıdır. Kompresöre beslenmesi gereken güç ($\dot{W}_g$) Eş. 10.1'de gösterilmiştir. Buna göre güç, uzaklaştırılan ısı miktarının ($\dot{Q}_ç$), giriş/çıkış havası entalpilerinin (*h*) farkının ve (kararlı bir süreçte giriş ve çıkış değeri aynı olan) kütlesel debisinin bir fonksiyonudur.

$$\dot{W}_g = \dot{m}\,(h_2 - h_1) + \dot{Q}_ç \qquad (10.1)$$

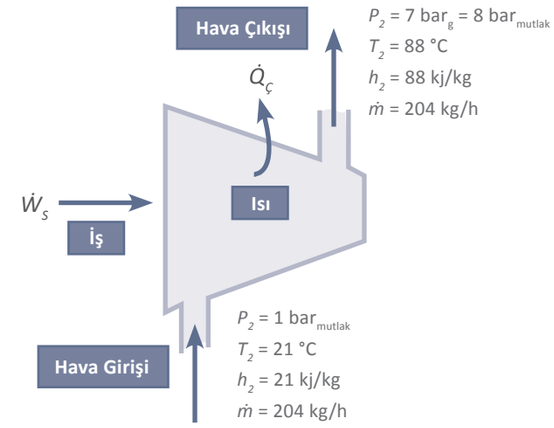


Şekil 10.3: Hava Kompresörü Enerji Dengesi

10.3.2. Enerji Dengesi Örneği

Endüstriyel bir hava kompresörü genel itibarıyla atmosferik basınçtaki [deniz seviyesinde 1 bar_{mutlak} (tam vakuma kıyasla ifade edilen basınç)] ve 21°C'deki (21 kJ/kg entalpideki) havanın emilerek bu havanın 7 bar_g (8 bar_{mutlak}) basıncına sıkıştırılması yoluyla çalışır. Normal işleyiş kapsamında bir döner-yağlamalı hava kompresörünün güvenilir performans gösterebilmesi için basılan havanın sıcaklığının 93°C'den daha düşük olması gerekmektedir. [1]

Basınçlı hava çıkış sıcaklığı 88°C, entalpisi 88 kJ/kg ve kütlesel debisi 204 kg/h olan bir kompresörün enerji dengesi Şekil 10.4'te gösterilmektedir.



Şekil 10.4: Hava Kompresörü Enerji Dengesi Örneği

Bir üreticiye göre, bir kompresörde verilen işin (elektrik enerjisi) yaklaşık %78'i, havanın sıkıştırılması işlemi sırasında ya iç sıvı soğutması ya da kompresörden doğrudan atmosfere ısı transferi yoluyla yayılmaktadır. [2] Bu nedenle, Eş. 10.1'in sağ tarafında bulunan ve atılan ısıyı temsil eden $\dot{Q}_ç$ teriminin, entalpi kazanç teriminin $\dot{m}(h_2\text{-}h_1)$ kabaca 3,5 katı olduğunu varsaymak mantıklı olacaktır. Bu varsayım temelinde Eş. 10.1'i aşağıda gösterildiği şekilde yeniden ifade etmek mümkündür:

$$\dot{W}_g = \dot{m}\,(h_2\text{-}h_1) + \dot{Q}_ç = \dot{m}\,(h_2\text{-}h_1) + 3{,}5\,\dot{m}\,(h_2\text{-}h_1) = 4{,}5\,\dot{m}\,(h_2\text{-}h_1)$$

Buna göre, Eş. 10.1 kullanılarak kompresör gücü aşağıdaki gibi hesaplanabilir:

$$\dot{W}_g = 4{,}5 \times 204\ \frac{kg}{h} \times (88\text{-}21)\ \frac{kJ}{kg} = 17{,}1\ kW$$

Giriş gücü, kompresörü çalıştırmak için gereken şaft gücünü temsil etmektedir. Şafta güç sağlayan motorun %92 verimle çalışan bir elektrik motoru olduğu varsayımıyla, ihtiyaç duyulan motor giriş gücü aşağıdaki gibi hesaplanabilir:

$$P_{el} = \frac{17,1}{0,92} = 18,6\ kW$$

170 Sm^3/h sıkıştırılmış hava debisinde kompresörün özgül gücü (kW/Sm^3/h oranı) 0,11 kW/Sm^3/h olacaktır. Bu değer, tam yükte havayı 7 bar_g basınca sıkıştıran kompresörler için verilen 0,1-0,14 kW/Sm^3/h aralığına uygun bir değerdir.

10.3.3. Hava Akışı ve Basınç İlişkileri

Basınçlı hava sistemleri, atmosfer basıncındaki ortam havasını arzu edilen sistem basıncına sıkıştıran sistemlerdir. Ticari hava kompresörlerinin çıktı değerleri, endüstri tarafından tanımlanan standart sıcaklık (20°C) ve standart basınçtaki (1 bar) [3] (ve dolayısıyla 1,2 kg/m^3 yoğunluktaki) havanın debisi Sm^3/h cinsinden verilmektedir. Yüksek rakımlı coğrafi bölgelerde ise, standart sıcaklıkta atmosferik havanın basıncı 1 bar ve yoğunluğu da 1,2 kg/m^3'ten daha düşüktür. Dolayısıyla, standart sıcaklık ve basınç değerlerinden farklı sıcaklık ve basınç değerlerine sahip bir hava sıkıştırıldığında, havanın eşdeğer debisi, Sm^3/h yerine gerçek m^3/h cinsinden rapor edilmektedir.

İdeal gaz hal denkleminden türetilen Eş. 10.2, bir hava akımının gerçek hacimsel debisi (V_a) ile standart hacimsel debisi (V_s) arasındaki ilişki, gerçek atmosferik basınç (P_{atm}) ve gerçek atmosferik sıcaklık (T_{atm}) ve standart basınç [P_{std} (1 bar)] ve standart sıcaklık [T_{std} (293K)] değerlerine dayalı olarak gösterilmektedir.

$$V_a = V_s \left(\frac{P_{std}}{P_{atm}}\right)\left(\frac{T_{atm}}{T_{std}}\right) \qquad (10.2)$$

Örneğin, 510 Sm^3/h standart hacimsel debisinde çalışan bir kompresörün 0,841 bar atmosfer basıncı ve 20°C (293K) ortam sıcaklığında yüksek rakıma sahip bir şehirdeki gerçek hacimsel debisi 606 m^3/h olacaktır. Gerçek hacimsel debi (V_a) ve standart hacimsel debinin (V_s), standart sıcaklık ve basınca sahip (20°C ve 1 bar) bir ortamda birbirine eşit olduğuna dikkat ediniz.

Basınçlandırma işlemi sırasında havanın yoğunluğu, soğutmanın uygun şekilde gerçekleşmesi koşuluyla, basınç artışıyla neredeyse birebir orantılı bir şekilde artacaktır. Basınçlı hava atmosferik havadan daha yoğun olduğu için, m^3/h cinsinden hacimsel debi kompresör çıkışında kompresörün girişindekine kıyasla çok daha düşük olacaktır (Kompresör giriş ve çıkışındaki kütlesel debilerin eşit olduğuna dikkat ediniz). Bir hava kompresörünün çıkış hacimsel debisi (m^3/h), çıkışta sıcaklığın atmosfer sıcaklığıyla aynı kalması koşuluyla, giriş hacimsel debisinden (m^3/h) atmosferik basınca kıyasla basınçta gerçekleşen artışla orantılı bir miktar daha azdır. Bu koşullar altında, bir kompresörün çıkış (sıkıştırılmış) hacimsel debisi ($V_ç$) ile giriş (veya gerçek) hacimsel debisi (V_g) arasındaki ilişki, mutlak çıkış hava basıncı (P) ve atmosfer basıncı (P_{atm}) cinsinden Eş. 10.3'te gösterilmektedir.

$$V_ç = V_g \frac{P_{atm}}{P} \qquad (10.3)$$

Buna göre, örneğin 850 m^3/h debide çalışan bir kompresör, 1 bar atmosferik havayı 6,2 bar_g basınca (7,2 bar_{mutlak}) sıkıştırırken 118 m^3/h çıkış (sıkıştırılmış) debisi üretecektir. Dolayısıyla, özel yüksek basınç işlemleri için kullanılan endüstriyel basınçlı hava sistemleri hariç olmak üzere standart endüstriyel basınçlı hava sistemleri 5,5 bar_g ile 8,6 bar_g arasında basınca sahip hava üretir.

10.3.4. Tersinmezlikler

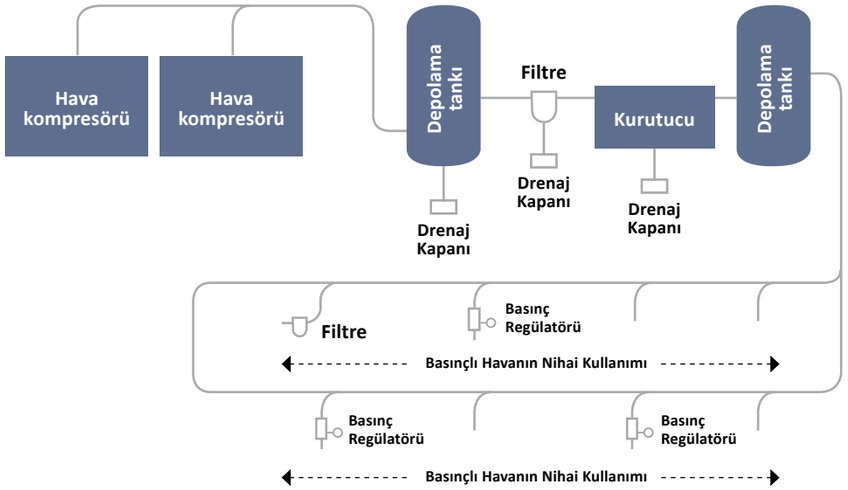
Tersinir olmayan süreçler, çevreleri üzerinde etkide bulunmaksızın veya dış etkenlerin müdahalesi olmaksızın orijinal durumuna geri döndürülmesi mümkün olmayan süreçlerdir. Tersinmezlikler, bir sistem içindeki iş (potansiyel) kullanılabilirliğini azaltır ve dolayısıyla daha fazla enerji girdisini gerektirir. Basınçlı hava sistemlerinin doğasında var olan bir tersinmezlik, sıkıştırılmış havadan çevre yönünde gerçekleşen ısı transferidir. Bu ısı transferi, sıkıştırma işleminin verimini artırsa da temel sonucu mekanik işin ısıya dönüştürülmesidir.

Normal şartlarda bir basınçlı hava sistemine giren elektrik enerjisinin %80-93'ü ısıya dönüşmekte [1], geriye kalan %7-20'si ancak iş yapmak için kullanılabilmektedir. Buna göre, tam yükte düzgün bir şekilde çalışan kompresörler, yaklaşık 7 bar_g sıkıştırma basıncında 1,7 Sm^3/h başına 0,17 kW ile 0,24 kW arasında güç gerektirmektedir.

Basınçlı hava sistemlerinde yaygın olan bir başka tersinir olmayan süreç, havanın bazı son kullanım noktalarında, basınçlı hava sistemi tarafından sağlanan basınçtan daha düşük bir basınca ihtiyaç duymalarıdır. Bu durumda havanın basıncı bir basınç regülatörü tarafından düşürülür veya kısılır. Gerçekte ihtiyaç duyulandan biraz daha yüksek bir basınç sağlamak ihtiyatlı bir hareket olmakla birlikte, sağlanan ve gerçekte ihtiyaç duyulan basınç arasındaki fark ne kadar büyük olursa, havanın basıncının kısılması kaynaklı enerji kaybı da o kadar büyük olmaktadır. Havanın basıncının kısılması bağlamında enerji tasarrufu sağlayabilecek bazı alternatif yöntemler arasında kompresör çıkış basıncının düşürülmesi veya tek bir basınçlı hava sisteminin farklı basınç seviyelerine sahip birden çok sisteme ayrıştırılması gibi yöntemler yer almaktadır. Basınçlı havanın 0,67 bar_g hava sağlayan bir kompresör tarafından sağlanması durumunda, 1,7 Sm^3/h hava çıkışı başına yaklaşık 0,03 kW – 0,07 kW güce ihtiyaç duyulacak, böylece gerekli güç çok azalacaktır.

10.4. Basınçlı Hava Merkezi Tesisi ve Dağıtım Sistemi

Basınçlı havanın en yaygın olarak kullanıldığı alanlardan bazıları Bölüm 10.2'de gösterilmiştir. Basınçlı hava, merkezi bir tesiste üretilmekte ve sonrasında bir dağıtım sistemi aracılığıyla dağıtılmaktadır. Bu sistemin ana parçaları hava kompresörleri, kurutucular, borular, depolama tankları, filtreler, basınç regülatörleri ve kondens drenaj kapanlarıdır. Tipik endüstriyel basınçlı hava sistemlerinin bir örneği Şekil 10.5'te gösterilmiştir.



Şekil 10.5: Endüstriyel Basınçlı Hava Sistemi Örneği

10.4.1. Hava Kompresörleri ve Soğutma Sistemi

Hava kompresörleri, atmosferik havanın sıkıştırıldığı, soğutulduğu ve daha sonra dağıtım sistemine gönderildiği çıkış noktasıdır. Sıkıştırma işlemi havanın sıcaklığını artırdığından, üretilen ısının uzaklaştırılması gerekmektedir. Sıcak basınçlı hava daha sonra aşağıdaki yöntemlerden biri kullanılarak soğutulur.

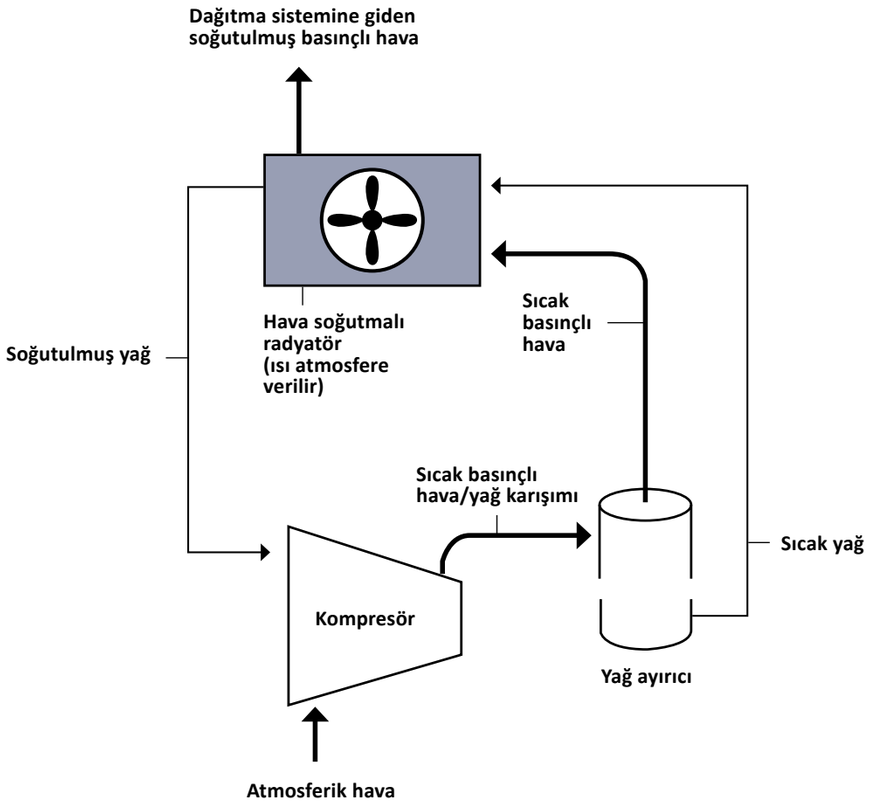
Hava Soğutmalı Yağ Sirkülasyonu:
Vidalı kompresörlerde yaygın olarak kullanılan bu yöntemde havanın sıkıştırılması işleminin ürettiği ısıyı uzaklaştırmak için sıkıştırma hacmi ile hava soğutmalı radyatör arasında sürekli olarak dolaşan bir yağ akışından faydalanılmaktadır. Bu yağ akışı bir yandan yağlama sağlamakta diğer yandan da hava sıkıştırma işlemi tarafından üretilen ısının uzaklaştırılması amacıyla sıkıştırma hacmine enjekte edilmektedir. Sonrasında sıkıştırılmış hava ve yağ bir karışım halinde sıkıştırma odasından yağ ayırıcıya veya yağ karterine tahliye edilmektedir. Silindirik şekilli yağ karterinde yağ ve hava karışımı yerçekimi ve onunla birlikte merkezkaç kuvvetleri kullanılarak birbirlerinden ayrılmaktadır. Yağdan ayrılan hava dağıtım hattına girerken havadan ayrılan yağ ise radyatöre (ısı değiştiricisine) gider. Böylece soğuyan yağ daha sonra sıkıştırma hacmine geri enjekte edilerek döngü tekrarlanır.

Su Soğutması:
Bazı hava kompresörleri havanın sıkıştırılması işleminin ürettiği ısının uzaklaştırılmasında su soğutması kullanmaktadır. Su soğutması işlemi genellikle bir havadan suya ısı değiştiricisi aracılığıyla gerçekleştirilmektedir. Su soğutmasında kullanılan su doğrudan bir soğutma kulesinden sirküle edilmektedir. Kompresörlerin soğutulması çiller kullanımını gerektirecek kadar düşük su sıcaklıkları gerektirmediğinden bir soğutma grubu (çiller) tarafından soğutulmuş suyun kullanılması gereksizdir. Bu nedenle bazı endüstriyel tesislerde bir soğutucu kullanmak yerine şebeke suyunun kullanıldığı açık devre soğutma sistemi de tercih edilir. Ancak ısıtılmış suyun doğrudan kanalizasyona boşaltıldığı durumlarda açık devre soğutma yöntemi de ekonomik olmaktan çıkmaktadır. Dolayısıyla aslında ne çiller kullanılan kapalı devre sistemi ne de şebeke suyunun kullanıldığı açık devre soğutma sistemi tercihe şayan yöntemler değildir. Havanın sıkıştırılması işleminin ürettiği ısıyı uzaklaştırırken ısınan suyun tamamı endüstriyel proses suyu veya kullanma sıcak suyu gibi başka amaçlar için kullanılabilecek olursa, açık devre soğutma sisteminin ekonomik bir şekilde kullanımı mümkün olabilir.

Hava Soğutma Kanatçıkları:
Hava sıkıştırma hacimleri, pistonlu bir kompresör üzerindeki kanatçıklı silindir kafaları gibi ısıyı yayabilecek kanatçıklar içerecek şekilde tasarlanabilmektedir. Ek olarak, ısıyı daha iyi dağıtabilmelerini sağlamak amacıyla, söz konusu kanatçıklar tipik olarak fan soğutmalı şekilde tasarlanmaktadır.

Kademeli Soğutma:
Birçok kompresör havanın basıncının kademeli olarak artırılmasını sağlayacak şekilde çok kademeli olarak tasarlanmıştır. Çok kademeli tasarım özellikle santrifüj kompresörler ve yağsız vidalı kompresörler arasında yaygındır. Bu yöntemde her iki kademe arasında sıkıştırılmış hava ya hava soğutmalı kanatçıklar ya da radyatör tipi ısı değiştiricileri veya su soğutmalı ısı değiştiricileri kullanılarak soğutulmaktadır.

Düzgün çalışma koşullarında sıkıştırılmış hava, sıkıştırma hacmini 93°C'nin biraz altındaki sıcaklıklarda terk etmektedir. Bu havanın üretim tesisinde güvenle kullanılabilmesi ve havadaki sıkıştırılmış su buharının etkin bir şekilde uzaklaştırılabilmesi için ek olarak soğutulması gerekmektedir. Bu nedenle, çoğu basınçlı hava sistemi, sıkıştırma hacmini terk eden havanın sıcaklığının daha da azaltılması amacıyla son soğutucularla donatılmıştır. Son soğutucular hava soğutmalı veya su soğutmalı olabilmektedir. Örnek olarak, hava soğutmalı yağın sirküle edildiği bir soğutma sisteminin söz konusu olduğu bir basınçlı hava sisteminde, yağ soğutucusu ve son soğutucu genellikle aynı fanlı radyatör aracılığıyla ısıyı uzaklaştırmaktadır. Şekil 10.6'da yukarıda bahsi geçtiği şekilde radyatörün hem yağ soğutucusu hem de hava son soğutucusu olarak görev yaptığı hava soğutmalı yağ sirkülasyon sistemine sahip bir hava kompresörü gösterilmektedir.



Şekil 10.6: Hava Soğutmalı-Yağ Sirkülasyon Sistemli Hava Kompresörü

10.4.2. Kurutucular

Hava sıkıştırıldığında, havadaki buhar da sıkışmakta ve dağıtım sisteminde birikebilecek kadar büyük miktarlarda nem yoğuşmaktadır. Basınçlı hava son soğutucudan çıktığında hava içindeki nem doymuş haldedir. Dolayısıyla, çok az bir miktar daha soğuduğunda nem (havadaki su buharı) yoğuşmaya başlar. Sürecin bu noktasında, yoğuşan kısmın drenaj kapanları yoluyla tahliye edilmesi gerekmektedir. Sonrasında ise ek nemin giderilmesi ve havanın nem sorunlarına neden olmayacak kadar kuru olmasının sağlanması için kurutucular kullanılmaktadır.

Üretim sürecine veya basınçlı havanın son kullanımına bağlı olarak, daha yüksek kurutma seviyelerine ihtiyaç duyulabilmektedir. Örneğin, daha yüksek nem içerikli hava, yüksek çözünürlüklü bir matbaa makinesinde genel amaçlı bir kereste fabrikasına göre daha fazla risk taşır. Dolayısıyla, uygulamaya uygun bir kurutucu seçilmelidir. Başlıca iki basınçlı hava kurutucu tipi; soğutmalı kurutucular ve nem absorbent kurutucudardır. Nem absorbent kurutucular, soğutmalı kurutuculara kıyasla havayı daha fazla kurutmakta ancak, aynı zamanda daha fazla enerji harcamaktadır.

Soğutmalı Kurutucular

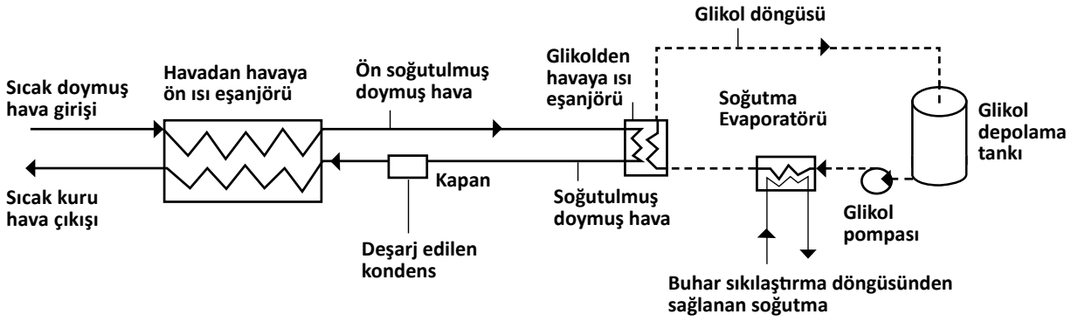
Soğutmalı kurutucularda, sıkıştırılmış havanın yoğuşma noktasının altındaki bir sıcaklık değerine kadar soğutulması için bir soğutma çevrimi kullanılmaktadır. Yoğuşan nem, su olarak uzaklaştırılır. Soğutmalı kurutucuların çoğunda ön soğutma için ayrıca bir ısı değiştiricisi kullanılır. Birinci ısı değiştiricisi, gelen sıcak basınçlı hava akımı ile giden soğuk basınçlı hava akımı arasındaki ısı aktarımını gerçekleştirmektedir. Bu ısı değiştiricisi, gelen havanın ikinci ısı değiştiricisine girmeden önce ön soğutulmasını sağlar. Aynı zamanda, ana soğutucudan çıkan havanın yeniden ısıtılması da burada sağlanır.

Soğutma çevrimli kurutucularda ana soğutucu olarak, bir buhar sıkıştırmalı soğutma çevriminde soğutulan glikol çözeltisi kullanılır. Ana soğutucu, sıkıştırılmış havayı soğutur. Glikol çözeltisinin belirli bir sıcaklık aralığında tutulması için ev tipi buzdolabına benzer şekilde işleyen bir buhar sıkıştırmalı soğutma çevrimi kullanılır. Isı taşıyıcı olarak glikol çözeltisinin kullanıldığı bir soğutma çevrimli kurutucu Şekil 10.7'de gösterilmiştir.

Doğrudan soğutmalı kurutucularda ise, ana ısı değiştiricisi, soğutma çevrimindeki soğutucu akışkanın basınçlı havayı soğuttuğu bir ısı değiştiricisidir. Doğrudan kurutucularda arada termal kütle (glikol çözeltisi) yoktur ve bu nedenle sürekli çalışmaları ve sıcak gaz baypası gibi daha az verimliliğe sahip bir sıcaklık kontrol yöntemi kullanmaları gerekmektedir. [1]

Her iki soğutmalı kurutucu tipinde de sistem, havayı yoğuşmanın gerçekleştiği 4-7°C sıcaklık aralığına kadar soğutmaktadır. [4] Ardından yoğuşan nem bir kondenstop aracılığıyla uzaklaştırılmakta ve kurutulan ve soğutulan hava kurutucudan çıktıktan sonra ilk ısı değiştiricisinden geçerken yeniden ısıtılmaktadır.

Enerji tasarrufu açısından bakıldığında, dolaylı kurutucular (glikol çözeltisi devreli), özellikle kısmi yük koşullarında doğrudan kurutuculara kıyasla daha az enerji kullanmaları nedeniyle tercih edilmektedir. Bununla birlikte, soğutmalı kurutucuların kullanıldığı bir basınçlı hava sisteminde kurutucular tarafından kullanılan enerjinin miktarı, sistemin geneli tarafından kullanılan enerjinin yalnızca küçük bir yüzdesini temsil ettiğinden enerji tasarrufu açısından bakıldığında kurutucular ikincil önemdeki hedeflerdir. Soğutmalı kurutucular Sm^3/h başına yaklaşık 3,5 ila 4,7 W güç çeker. Bu güç tüketimi değerleri, normal bir basınçlı hava sisteminin toplam güç tüketiminin %3-4'üne karşılık gelmektedir. [4] Diğer taraftan, daha enerji yoğun olmaları sebebiyle nem çekici kurutuculara enerji tasarrufu hedeflenirken daha fazla önem verilmesi gerekmektedir.



Şekil 10.7: Glikol Termal Kütleli Döngüsel Soğutmalı Kurutucu

Nem Absorbent (Desikant) Tipi Kurutucular

Nem çekici kurutucularda sıkıştırılmış havada bulunan nemi çekmek üzere silika jel vb. nem çekiciler (desikant) kullanılmaktadır. Nem çekici kurutucular, soğutmalı kurutuculara kıyasla daha iyi kurutma sağlamakla birlikte, daha enerji yoğun sistemlerdir. Standart bir nem çekici kurutucuda, nem çekici maddenin bulunduğu ve kurutma görevini sırayla yerine getiren iki farklı bölme yer almaktadır. Nem bakımından doymuş haldeki sıkıştırılmış hava, birinci bölmeden geçirilerek kurutulmaktadır. Birinci bölmedeki nem çekici neme doyduğunda hava diğer bölmeye yönlendirilmekte ve bu sırada birinci bölmedeki nem alıcı rejenere edilmektedir. Rejenerasyon için yine basınçlı hava kullanılmakta ve bu hava dışarı atılmaktadır. Rejenerasyonda basıncı düşürülen hava kullanılmaktadır. Düzgün çalışan bir kurutucu sistem, sıkıştırılmış havanın kabaca %15'ini tüketmektedir. [5] Basınçlı hava kullanılarak gerçekleştirilen nemden arındırma işleminin süresi ve sıklığı ya bir zamanlayıcı tarafından ya da bir nem sensörü tarafından kontrol edilmektedir. Zamanlayıcı tarafından kontrol edilen nemden arındırma işlemi döngüleri tam akış koşullarını sağlayacak şekilde tasarlandığından kısmi yüklerde daha fazla havanın kullanımı söz konusu olmaktadır. Nem sensörleri ise tam tersine uygun miktarda havanın kullanılmasını ve fazla havanın tüketilmemesini sağlamaya yardımcı olmaktadır.

Nem çekici kurutucular nemi gidermek için basınçlı hava kullanılarak gerçekleştirilen nemden arındırma işlemi ile eş zamanlı olarak veya bunun yerine ek olarak ısı da kullanabilmektedir. Söz konusu ısı elektrik dirençli veya buhar kullanılarak üretilebilmektedir. Basınçlı hava kullanılarak gerçekleştirilen nemden arındırma işlemi ile eş zamanlı olarak ısının da kullanıldığı uygun şekilde tasarlanmış nem çekici kurutucular nemden arındırma işlemi için sadece basınçlı havanın kullanıldığı nem çekici kurutuculara kıyasla %25-50 daha az enerji tüketebilmektedir. [5]

Daha az enerji yoğun bir diğer nem çekici kurutucu seçeneği ise, bir fan tarafından sağlanan hava yoluyla nemden arındırma işleminin gerçekleştirildiği nem çekici kurutucudardır. [1] Basınçlı havalı nem çekici kurutuculara benzer şekilde, üflemeli havalı nem çekici kurutuculardada nemden arındırma işleminin süresi ve sıklığı bir nem sensörü tarafından kontrol edildiğinde enerji verimliliği artmaktadır.

Sıkıştırma ısıtıcılı kurutucular, yukarıda açıklanan ısıtıcılı nem çekici kurutucu sistemlere benzer bir şekilde çalışmaktadır. Bununla birlikte sıkıştırma ısıtıcılı kurutucular, elektrik veya buhar yerine hava sıkıştırma işleminden elde edilen atık ısıyı kullanmaları sebebiyle, toplamda daha az enerji tüketmektedir. Sıkıştırma ısıtıcılı kurutucular, çift hazneye veya tek bir döner kurutucu tambura sahip olabilmektedir. Santrifüjlü kompresörler veya yağsız döner vidalı kompresörlerde olduğu gibi sıkıştırma ısıtıcılı kurutucuların da kullanımının en uygun olduğu sistemler uzaklaştırılan ısının yüksek sıcaklıkta olduğu basınçlı hava sistemleridir. [1]

Nem absorbent kurutucular sıkıştırılmış havayı yaklaşık -4°C çiy noktası sıcaklığında tahliye etmektedir. [5] Tahliye edilen havanın nem oranının bu kadar düşük olması sebebiyle nihai kullanım noktalarında herhangi bir nem sorunu yaşanmaz. Ancak, enerji maliyeti önemli tutarlara ulaşabilir. Dolayısıyla bir enerji tasarrufu önlemi olarak, mümkün olduğunda, nem absorbent kurutuculara kıyasla soğutmalı kurutucuların ve basınçlı havanın tahliye edilmediği diğer kurutucuların kullanılması önerilmektedir.

10.4.3. Boru Tesisatı

Basınçlı hava, bir boru tesisatı aracılığıyla son kullanım noktalarına dağıtılmaktadır. Bu amaçla en yaygın olarak çelik veya bakır gibi metal borular, bazı durumlarda da polivinil klorür (PVC) gibi plastik malzemelerden yapılmış borular kullanılmaktadır. Boruların doğru çaplarda olması, sistemin basınçlı havayı verimli bir şekilde iletme yeteneği bakımından kritik öneme sahiptir. Çünkü dağıtım borularının çapları eğer çok küçük olursa, sistemdeki basınç düşüşü aşırı derecede yüksek olabilir. Tesis yöneticileri yüksek basınç düşüşlerini genellikle kompresör tahliye basıncı ayarlarını yükselterek ve/veya sisteme yeni kompresörler ekleyerek telafi etmeye çalışmaktadır. Bununla birlikte, iki yöntemden hangisi kullanılırsa kullanılsın sistemin toplam enerji gereksinimi daha da artacaktır.

Belirli bir uzunluğa (L) ve çapa (D) sahip bir borudan akan bir akışkandaki sürtünme basınç düşümü (ΔP); akış hızına (v), boru malzemesi ve boyutuna bağlı olarak değişen sürtünme faktörünün (f) bir fonksiyonudur. Bu, aşağıdaki şekilde ifade edilebilir. Burada (ρ) akışkanın yoğunluğudur. [6]

$$\Delta P = f \frac{L}{D} \frac{\rho V^2}{2} \qquad (10.4)$$

Bir akışkanın hızı, hacimsel debisinin, borunun kesit alanına bölümüne eşittir. Kesit alanı, Eş. 10.5'teki temel geometrik ilişki ile gösterildiği üzere, boru çapının bir fonksiyonudur.

$$V = \frac{\dot{V}}{A} = \frac{\dot{V}}{\frac{\pi D^2}{4}} = \frac{4\dot{V}}{\pi D^2} \qquad (10.5)$$

Eş. 10.5 ile elde edilen hız değeri Eş. 10.4'te yerine yazılarak Eş. 10.6 elde edilir.

$$\Delta P = f \frac{L}{D} \frac{\rho V^2}{2} = 8 f L \rho \frac{\dot{V}^2}{\pi^2 D^5} \qquad (10.6)$$

İki farklı boru çapında aynı akışkan (basınçlı hava) debisinin akması halinde, basınç düşüşlerinin birbirlerine oranı Eş. 10.7'de belirtildiği gibi yazılabilir.

$$\frac{\Delta P_1}{\Delta P_2} = \left(\frac{f_1}{f_2}\right)\left(\frac{D_2}{D_1}\right)^5 \qquad (10.7)$$

Sürtünme faktörü, f, farklı çapa sahip borular için farklı değerler alabilmektedir ve bunun için Moody Diyagramı kullanılır. Burada belirli bir hacimsel debide akışkan taşıyan az pürüzlü bir borunun sürtünme faktörünün, genellikle iki katı çapa sahip ve aynı hacimsel debide akışkan taşıyan benzer malzemeli düz bir borunun %10'unu aşmadığı görülür. [6] (Farklı çapa sahip pürüzlü boruların sürtünme faktörleri ise az pürüzlü borulara kıyasla daha fazla farklılık göstermektedir.) Basınçlı hava sistemine göre tasarlanmış boruların çoğu için çaptan bağımsız olarak sürtünme faktörünün kabaca aynı olduğu varsayılabilir. Dolayısıyla Eş.10.7'de sürtünme faktörü oranı göz ardı edilebilir. Böylelikle, belirli bir debi için bir boru boyunca gerçekleşen basınç düşüşünün sabit bir değerin (C), boru çapının beşinci kuvveti ile bölümü ile orantılı olduğu varsayılabilir.

$$\Delta P = \frac{C}{D^5} \qquad (10.6)$$

Dolayısıyla, belirli bir basınçlı hava uygulamasındaki basınç düşüşü, boru çapı %50 artırıldığında yaklaşık %87, iki katına çıkarıldığında ise yaklaşık %97 oranında azalacaktır. [7] Bağıl pürüzlülük faktörleri daha yüksek olan borularda basınç düşüşü daha büyük olacaktır. Akışkan boruların bağıl pürüzlülüğü borular ne kadar eski ise o kadar yüksek olmaktadır.

Basınçlı Hava ve Gaz Enstitüsü (CAGI), dağıtım borularındaki havanın hızının 6 m/s değerini geçmemesini ve sistemlerin, tüm sistemdeki basınç düşüşünün ilk çıkış basıncının %10'unu aşmayacak şekilde tasarlanmasını tavsiye etmektedir. [8]

Kompresör ile nihai kullanım noktası arasındaki basınç düşüşünün 0,7 bar değerini aşmaması tavsiye edilmektedir. [9] Bununla birlikte, birçok çağdaş tasarımda 0,2 bar basınç düşüşü hedeflenmektedir. [9] Standart tasarım tablolarında gösterilenlerin ötesinde, zamanla ve aşınmayla artan türbülans ve boru pürüzlülüğü gibi faktörlerin de basınç düşüşüne yol açtığını belirlemiştir. Bu tür faktörler, boruların uygun çapta tasarlanmalarının önemini artırmaktadır.

Ayrıca yerel kayıpları azaltmak için, 90°'lik dönüşlerin ve T-parça sayısının sınırlanması, yalnızca gerekli olan valflerin tesis edilmesi ve mümkün olan her yerde döngü (kapalı bir sistem yapısı) oluşturulması ve böylece basıncın son kullanım alanlarına daha eşit dağıtılması tavsiye edilmektedir. Döngü yerine kollektör sistemi kullanılması durumunda, kompresörlerin en uzağında bulunan nihai kullanım noktaları basınçsız hale gelebilmektedir. Döngü yapılması ile ekstra bir depolama hacminin de borularda sağlanabileceğine dikkat etmek gerekir. Ayrıca, paslanmaz çelik gibi pürüzsüz bir boru malzemesinin seçimi sistemin sürtünme kayıplarını azaltacaktır.

10.4.4. Depolama Tankları

Yeterli hacme sahip depolama tankları, basınçlı hava sistemi tasarımının önemli bir bileşenidir. Depolama tankları, hava talebindeki artışlar ve dalgalanmalar sırasında dahi sistem basıncının nispeten sabit kalmasını sağlayan bir hava deposu işlevi görmektedir. Uygun bir hava depolaması yoksa eğer, gün içerisinde basınçlı hava sistemindeki hava talebinde yaşanabilecek herhangi bir ani artış, ani basınç düşmelerine neden olabilecektir. Anlık basınç düşmelerini telafi etmek için, tesis yöneticileri genellikle tahliye basıncı ayarlarını yükseltir ki bu da gereğinden fazla enerjinin kullanılmasına neden olmaktadır. Dolayısıyla, depolama tanklarının kullanılması, anlık talep dalgalanmalarının karşılanmasında enerji açısından daha verimli bir stratejidir. Ek olarak, depolama tankları, aç/kapa veya yükleme/boşaltma modlarında çalışan kompresörlerin sık bir şekilde devreye girmelerini engellemektedir. Aç/kapa modunda çalıştırılan kompresörlerin daha az sıklıkla devreye girmelerinin sağlanmasıyla motor ömürleri uzatılabilmektedir. Yine yükleme/boşaltma modunda çalışan kompresörlerin daha uzun aralıklarla devreye girmeleri, yağ karterlerinin basıncının azaltılabilmesi için ihtiyaç duyulan zamanı sağlamakta ve kompresörler yüksüz halde iken yağ karterlerinin daha düşük bir basınçta çalışabilmesine olanak tanımakta, böylece enerjiden tasarruf edilebilmektedir. Yükleme/boşaltma modunda düzgün şekilde çalışan bir hava kompresörünün karter basıncının boşaltma döngüsü sırasında tamamen boşaltılabilmesi için 60-90 saniye zamana ihtiyaç vardır. [10]

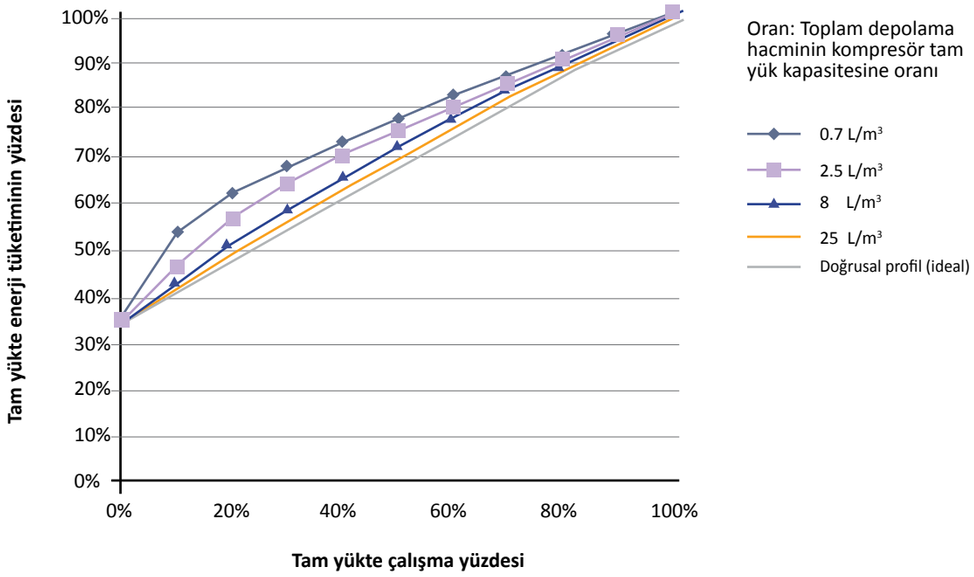
Depolama kapasitesinin artması, giriş modülasyonlu veya değişken hızlı çalışma modlarında çalışan kompresörlerin, sistemin enerji tüketimini önemli ölçüde etkilemeyecek şekilde daha sabit bir çalışma profilini sürdürmesine olanak tanımaktadır. Depolama kapasitesinin artması sayesinde ek olarak, hava talebi dalgalanmaları sırasında hazırda bekleyen yedek kompresörler devreye alınarak çok kompresörlü sistemlerde enerji kaybının önüne geçilebilmektedir.

Depolama kapasitesinin yükleme/boşaltma modunda çalışan bir kompresörün toplam güç tüketimi üzerindeki etkisi Şekil 10.8'de gösterilmektedir. Buna göre, depolama kapasitesi bir kompresörün

tam yüklü haldeki nominal kapasitesinin 1 m^3/h başına 8 L altına düştüğünde enerji girdisinin belirgin şekilde artacağı açık bir şekilde görülebilmektedir.

Endüstri kaynakları, depolama hacminin, kompresörün tam yüklü haldeki kapasitesi 1m^3/h başına 10-15 L olacak şekilde tasarlanması tavsiyesinde bulunmaktadır. [10] Genel bir ilke olarak, daha fazla depolama daha fazla fayda sağlayacağından, depolamanın aşırı olması diye bir durum söz konusu değildir.

Depolama tankları, kompresörler ve tüm son kullanımlar arasında bir tampon görevi görebilmeleri için sistemin besleme tarafında kompresörlerin yakınında bir yerde bulunmalıdır. Depolama tanklarının konumlandırılmasında yaygın olarak kullanılan bir strateji, depolama tanklarından birinin, hava kurutucuya girmeden önce kondensin doymuş havadan ayırılabilmesi için akış yönünde son soğutucunun hemen yanına, yerleştirilmesidir. Diğer bir depolama tankı ise birincil sistem deposu olarak işlev görmek üzere genellikle akış yönünde kurutucunun hemen yanına yerleştirilir. Sistemin geneline monte edilen ek depolama tankları, özellikle yüksek son kullanım noktalarına yakın olduğunda, pnömatik ekipmanın kesintisiz bir şekilde uygun basıncı almasını sağlar.



Şekil 10.8: Çeşitli Depolama Hacimlerinde Yükleme/Boşaltma Modunda Çalışan Bir Tekli Kompresör Sistemi Örneği İçin Güç Girdisi ve Hava Akışı Çıktısı Grafiği [11]

10.4.5. Besleme Tarafı Akış Kontrol Vanaları (Opsiyonel)

Basınçlı hava sistemlerinde opsiyonel olarak depolama tanklarının hemen çıkışına besleme tarafı akış kontrol vanaları yerleştirilebilmektedir. Besleme tarafı akış kontrol vanaları, dağıtım sistemine sağlanan hava basıncını düzenlemekte ve hava sistemi besleme tarafı ile kullanım tarafı arasında tampon görevi görmektedir. Bir besleme tarafı akış kontrol vanasının öngörülen işlevini yerine getirebilmesi için vananın öncesi depolama tanklarındaki hava basıncının, kullanma tarafındaki basınçtan 0,7-1,4 bar_g daha yüksek olması gerekmektedir. Bu şart sağlandıktan sonra besleme tarafı akış kontrol vanası çıkış basıncını sabit bir değere ayarlamakta ve böylelikle nihai kullanım hava talebi kaynaklı dalgalanmalara hızlı bir şekilde yanıt verebilmektedir.

Besleme tarafı akış kontrol vanalarının avantajları arasında, daha istikrarlı bir sistem basıncının sağlanması ve sistem basıncı değişiklikleri meydana geldiğinde daha hızlı bir şekilde tepki verilebilmesi sayılabilir. Bununla birlikte, bu kontrol vanalarının birincil dezavantajı ise, işlevini yerine getirebilmesi için hava kompresörünün daha yüksek bir basınç ayarında çalışmasının gerekmesi ve dolayısıyla daha fazla enerji harcanmasıdır. Söz konusu nedenle bir kompresörün çalışma basıncının 1 bar yükseltilmesi, üretilen hava hacmi başına enerji kullanımını %5-8 oranında artıracaktır.

10.4.6. Filtreler

Havada bulunan asılı katı maddeleri ve sıvıları uzaklaştırmak için borulara basınçlı hava filtreleri takılmaktadır. Filtreler, katı parçacıkları ve sıvıları santrifüj etkisiyle yakalayan ve yakalanan bu katı ve sıvı parçacıkların aşağı doğru akacak kadar ağır olana kadar birikmesine neden olan, ince gözenekli bir ağ yapısı içermektedir. Filtrelerin manuel olarak veya otomatik kapanlar aracılığıyla düzenli olarak boşaltılmaları gerekmektedir. Filtreler, bakımları iyi yapılmadığı takdirde önemli miktarda basınç kaybına ve hava kaçağına neden olabilmektedir.

10.4.7. Basınç Regülatörleri

Basınç regülatörleri, bir son kullanım noktasının öncesindeki basıncı azaltmak amacıyla borulara monte edilen vanalardır. Bir basınç regülatörü, basınç göstergesindeki herhangi bir basınç değerine ayarlanabilmektedir. Basınç regülasyonu, son kullanım noktasında daha az havanın tüketilmesini ve ayrıca basınç regülatörünün sonrasındaki sızıntılardan kaynaklanan kayıpların azaltılmasını ve enerjiden tasarruf edilmesini sağlamaktadır. Bununla birlikte, yüksek basınçta hava üretimi ve bu havanın akış yönlü regülasyonu, prosesin doğası gereği verimsizdir. Bunun yerine daha iyi bir alternatif, mümkün olduğu yerlerde basınç regülatörüne duyulabilecek ihtiyacı azaltmak için basınçlı havanın daha düşük bir basınçta üretilmesidir. Bir tesisin son kullanımları büyük çoğunluğu itibarıyla az basıncı gerektiriyorsa, yüksek basınçlı ve düşük basınçlı olmak üzere ikiye ayrılmış bir basınçlı hava sistemi tasarımı, yüksek seviyede basınç regülasyonunu gerektiren tek bir basınçlı hava sistemi tasarımından daha verimli olacaktır.

10.4.8. Kondens Drenaj Kapanları

Kondens, basınçlı hava sistemi boyunca birkaç noktada toplanmaktadır. Bu konumlar arasında kurutucular, depolama tankları ve filtreler bulunmaktadır. Drenaj kapanları açılmak suretiyle kondensi sistemden tahliye eden vanalardır. Kondens, basınçlı hava sistemi basıncı tarafından dışarı atılmaktadır. Geleneksel bir zamanlayıcı kontrollü drenaj kapanı, zaman ayarlı bir döngü içinde belirli aralıklarla açılıp kapanmaktadır. Örneğin, zamanlayıcı kontrollü bir drenaj kapanı, her iki dakikada bir beş saniye açılacak şekilde ayarlanabilir. Genellikle zamanlayıcı kontrollü drenaj kapanları, özellikle basınçlı hava talebinin düşük olduğu dönemlerde, kondensi boşaltmak için gerekenden daha uzun süre açık kalmaktadır. Bir drenaj kapanının gerekenden daha uzun süre açık kalması, basınçlı havanın boşa harcanması anlamına gelmektedir.

Kayıpsız kondens drenaj kapanları, basınçlı hava kaybına neden olmaksızın yalnızca kondensi tahliye etmek üzere tasarlanmış enerji açısından verimli alternatiflerdir. Kayıpsız kondens drenaj kapanlarının içerdiği elektronik veya pnömatik bir aktüatörle birleştirilmiş bir şamandıra veya seviye kontrolü, yeterli miktarda kondens biriktiğinde vananın açılmasını ve basınçlı hava kaybına neden olmadan önce belirli bir kondens miktarına ulaşıldığında vananın kapatılmasını sağlamaktadır.

10.5. Hava Kompresörü Tipleri

Endüstride en yaygın olarak kullanılan hava kompresörü tipleri döner vidalı, pistonlu ve santrifüj kompresörlerdir. Her bir kompresör tipinin avantajları ve dezavantajları vardır. Dolayısıyla bir sistem için hangi kompresör tipinin uygun olup olmadığı, uygulamaya bağlıdır. Blower'ler de (basınçlı hava üfleçleri) öncelikle birer endüstriyel hava taşıyıcısı olmaları yönüyle yine bu bölümde ele alınmaktadır.

10.5.1. Döner Vidalı Hava Kompresörleri

Döner vidalı bir kompresör, birbirine geçen iki döner sarmal vidadan oluşmaktadır. Hava, dönen vidalar arasındaki boşluktan ileri doğru itilmekte ve bu boşluğun hacminin gittikçe azalmasıyla sıkıştırılmaktadır. Döner vidalı kompresörler, endüstriyel uygulamalarda yaygın olarak kullanılmaktadır. Avantajları arasında diğer kompresör türlerine göre daha az bakım gerektirmeleri ve daha uygun fiyatlı olmaları sayılabilir. Ayrıca döner vidalı kompresörler, kısmi yük halinde verimliliği artıran bir değişken frekans hız sürücüsü (DFS) ile de kullanılabilmektedir.

Yağsız döner vidalı modeller daha temiz ve steril hava gerektiren uygulamalar için kullanılır. Bunlar, hassas kontrol mekanizmalı, kaplamalı ve genellikle çok kademeli şekilde özel olarak tasarlanır. Yağsız vidalı kompresörler, standart kompresörlere göre daha pahalıdır ve standart kompresörlere benzer enerji gereksinimlerine sahiptir. Vida bloğu genellikle seramik kaplamalı olup yağ yerine yumuşak su ile sıkıştırma işlemini yapar. Yağın olmaması nedeni ile yağ partiküllerinin ya da buharının istenmediği gıda ve/veya hastane uygulamalarında tercih edilir.

Döner vidalı kompresörlerin bir dezavantajı, DFS ile donatılmamış olmaları halinde kısmi yük verimlerinin düşmesidir. Bu verim düşüşü hava depolaması yetersiz olduğunda veya kompresör, giriş modülasyon modunda çalıştığında daha da fazladır. Döner vidalı kompresörlerin tam yükte özgül gücü ($kW/m^3/h$) karakteristik olarak pistonlu ve santrifüj kompresörlerin arasında bir yerdedir.

Döner vidaya benzer şekilde çalışan ancak endüstride yaygın olarak kullanılmayan, başka döner tip kompresörler de mevcuttur. Bunlar arasında başlıca döner kanatlı ve scroll hava kompresörleri bulunmaktadır. [12]

10.5.2. Pistonlu Hava Kompresörleri

Bir pistonlu hava kompresörü, sisteme giren havayı sıkıştıran bir veya daha fazla ileri-geri hareketi yapan pistonlu silindirden oluşmaktadır. 0,746-15 kW arasında güce sahip olan pistonlu kompresörler yaygın olarak atölyelerde ve küçük ölçekli endüstriyel uygulamalarda kullanılmaktadır. Pistonlu kompresörler, döner vidalı kompresörlerin popülerlik kazanmasından önce büyük endüstriyel uygulamalarda daha yaygın olarak kullanılmıştır.

Pistonlu kompresörlerin önemli bir avantajı, özellikle kısma veya baypas kontrol kullanılan kompresörlerle karşılaştırıldığında kısmi yük verimliliklerinin daha yüksek olmasıdır.

Pistonlu kompresörler tamamen aç-kapa kontrolle çalışabilir veya bir veya daha fazla silindirleri yüksüz hale getirilerek kademeli çalışabilir. Bir silindir yüksüz halde iken, bir vana (veya birden fazla vana) havanın silindiri baypas etmesine izin verir, böylece silindir basınçlı hava üretimine katkıda bulunmadığı gibi enerji de harcamaz. Bu kontrol mekanizmalarının her biri, bir pistonlu kompresörün enerji tüketiminin sistemden çıkan basınçlı hava miktarıyla neredeyse birebir orantılı olmasını sağlar. Vidalı kompresörlere benzer şekilde, pistonlu kompresörlerin de yağlı ve yağsız modelleri mevcuttur; ancak yağsız modeller dört kata kadar daha fazla bakım gerektirebilmektedir. [13]

Pistonlu kompresörlerin bir dezavantajı, tam yüklü halde iken verimlerinin karakteristik olarak döner vidalı veya santrifüj kompresörlerden daha düşük olmasıdır.

10.5.3. Santrifüj Kompresörler

Bir santrifüj hava kompresörü, havayı hızla dönen çarkının merkezine çeker ve sonrasında çektiği havayı merkezkaç kuvvetini kullanarak sıkıştırmak için dışarı doğru ivmelendirir. Çoğu santrifüj kompresör, hava basıncının kademeli olarak artmasını sağlayan çoklu kademeler içermektedir. Bu kademeler arasında ek olarak ara soğutucular bulunmaktadır.

Santrifüj kompresörler nispeten büyük uygulamalarda kullanılmaktadır. Dolayısıyla 75 kW'tan daha az güce sahip santrifüjlü kompresörler nadirdir. Santrifüj kompresörlerin avantajlarından biri, diğer kompresör tiplerine kıyasla karakteristik olarak tam yüklü halde iken verimin yüksek olmasıdır. Santrifüj kompresörlerin bir diğer avantajı ise, yağlama gerekmediğinden doğal olarak yağsız hava üretmeleridir. Bu nedenle santrifüjlü kompresörler, steril oda üretimleri ve yiyecek ve içecek kaplarının kalıplanması gibi yağsız hava gerektiren büyük kapasiteli işlemler için popüler bir seçimdir.

Diğer yandan, santrifüj kompresörlerin dezavantajı, kısmi yüklerde verimlerinin nispeten düşük olmasıdır. Santrifüj kompresörlerde debi, diğer tipteki kompresörlerde kullanılan değişken hız veya aç-kapa modlarına göre verimi daha az olan bir giriş yönlendirici kanadı tarafından kontrol edilir. Santrifüj kompresörde, akışın belirli bir eşik değerin altına düşmesi durumunda, makine arızası da dâhil olmak üzere donanım hasarına neden olabilecek (purge) geri akış oluşması tehlikesi vardır. Santrifüj kompresörlerde dalgalanmayı önlemek için hava çıkışında, düşük hava talebi dönemlerinde kompresörden yeterli hava akışını sağlamak adına atmosfere açılan bir blöf valfi bulunur.

Blöf havası boşa harcanan enerjiyi temsil eder ve faydalı hava çıkışından bağımsız olarak kompresör güç çekişinin nispeten sabit kalmasını sağlar. Santrifüj kompresörlerde kullanılabilecek daha verimli bir kontrol yöntemi, sürekli olarak hava deşarj etmek yerine, giriş kılavuz kanadını tamamen kapatarak kompresörü boşaltma yöntemidir. Bu kontrol yöntemi, santrifüj kompresörlerde yaygın olarak kullanılan bir seçenek haline gelmiştir.

Bu nedenlerle, santrifüj kompresörlerin tam yüklü halde çalıştıkları sürenin maksimuma çıkarılması ve mümkün oldukça kısmi yüklü halde çalıştırılmalarından kaçınılması kullanımlarının optimizasyonu açısından önemlidir.

10.5.4. Basınçlı Hava Üfleçleri

Pozitif deplasmanlı döner üfleç, havalandırma, karıştırma, proses kurutma, parça taşıma ve temizleme gibi düşük basınçlı uygulamalarda kullanılabilir. Üfleçler tipik olarak 1,7 bar_g deşarj basıncı ile sınırlıdır ve düşük basınçlı uygulamalarda hava kompresörlerine kıyasla enerji açısından daha verimli bir alternatiftir. [8] Daha az basınç artışları nedeniyle, üfleçler aynı debide bir hava kompresörünün kullandığı enerjinin 1/20 ila 1/2'sini kullanır. Ayrıca, üfleçler hava kompresörlerinden daha az soğutma ve kurutma gerektirir.

10.5.5. Kompresörlerin Verim Açısından Karşılaştırılması

Üç hava kompresörü tipi arasında tam yükte en yüksek verime sahip kompresör santrifüj kompresörlerdir. Santrifüj kompresörleri, döner vidalı kompresörler ve tam yükte nispeten düşük verime sahip olan pistonlu kompresörler takip etmektedir.

Çoklu kompresör tesisini içeren bir enerji çalışmasında, 7 bar_g deşarj basıncında santrifüj kompresörün, döner vidalı kompresörün ve pistonlu kompresörün tam yükte özgül güçlerinin sırasıyla 0,1, 0,125 ve 0,14 kW/(Sm^3/h) olduğu belirtilmiştir. [14] Buna karşın, kısmi yükte pistonlu kompresörler gücün neredeyse tamamının çıkış debisine dönüştüğü bir verim profiline sahiptir. Sabit hızlı döner vidalı ve santrifüj kompresörlerin kısmi yükte verimleri ise oldukça düşmektedir. Diğer taraftan üfleçler, düşük basınçlı yapıları nedeniyle, yüksek basınçlı muadillerine göre %50-95 daha az özgül güçte çalışmaktadır. Bir pistonlu kompresörden ve benzer boyutta bir döner vidalı veya santrifüj kompresörden oluşan iki kompresörlü bir sistem durumunda, sistem tam yüklü halde iken, önceliğin döner vidalı veya santrifüj kompresöre ve kısmi yükte iken de önceliğin pistonlu kompresöre verilecek şekilde ayarlanması doğru bir uygulama olacaktır. Bu kontrol sekansı sayesinde, döner vidalı veya santrifüj kompresörün tam yüklü haldeki yüksek veriminden ve pistonlu kompresörün de kısmi yükteki yüksek veriminden yararlanılabilecektir.

10.6. İşletme Karakteristikleri

Talep edilen hava miktarı ve hava talebinin zaman içindeki seyri, bir basınçlı hava sisteminin çalışmasını ve enerji tüketimini belirleyen iki en önemli unsurdur. Hava talebi hem son kullanımlardan hem de sızıntılardan etkilenmektedir. Bir kompresörün tam kapasitenin yüzdesi cinsinden yük faktörü de yine enerji tüketimi üzerinde önemli bir etkiye sahiptir.

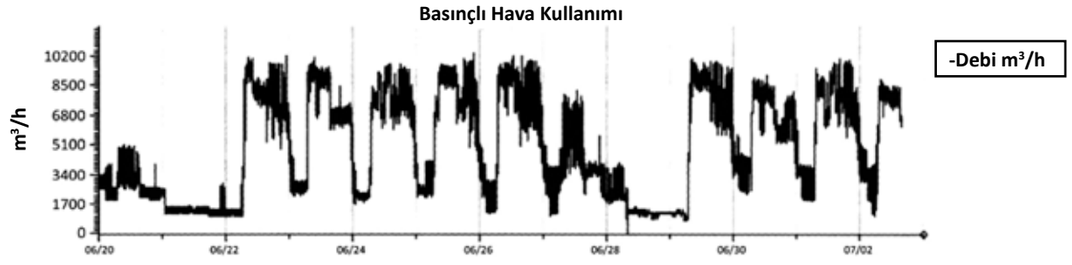
10.6.1. Güç ve Enerji Tüketimi İlişkisine Genel Bir Bakış

Uygun çalışan endüstriyel hava kompresörleri, tam yüklü halde ve standart 7 barg basınçta çalışırken üretilen 1 Sm^3/h başına 0,1 kW ile 0,14 kW arasında güç çekmektedir. Standart hava kompresörleri, 1,05 ile 1,15 arasında bir motor servis faktörü ile tasarlanmıştır. Buna göre, tam yüklü halde iken nominal motor gücünün %105-115'ini yüklenebilir. Servis faktörü değeri, ekipmanın etiketinden veya üretici tarafından sağlanan teknik özelliklerinden elde edilebilir. Hava kompresörleri, saha ölçümlerine göre tam yüklü halde iken nominal gücü başına 0,82-0,92 kW arasında güç çekmektedir. Kısmi yüklü halde iken bir kompresörün özgül gücü (kW/(Sm^3/h) oranı) tam yüklü haldeki özgül gücüne kıyasla artmaktadır.

10.6.2. Yük Profilleri

Bir basınçlı hava sisteminin yük profili, uygulamaya bağlı olarak gün ve hafta boyunca değişebilen son kullanım talepleri tarafından belirlenmektedir. Endüstriyel bir basınçlı hava sisteminin yükünün gündüz üretim faaliyetlerinin en yoğun olduğu zamanlarda en yüksek olması ve üretim faaliyetlerinin yoğun olmadığı vardiyalar sırasında veya üretim dışı dönemlerde azalması yaygın bir durumdur.

Şekil 10.9'da bir tesise hizmet veren çoklu kompresör sisteminin basınçlı hava talebi gösterilmektedir. Bu tesis hafta içinde sabah saat 6:00 ile gece saat 12:00 arasında iki ana vardiya ve gece saat 12:00 ile sabah saat 06:00 arasında küçük bir vardiya olmak üzere ve Cumartesi günleri bir vardiyanın çalıştığı ve Pazar günlerinin ise kapalı olduğu bir tesistir. Basınçlı hava yükü hafta içinde sabah saat 06:00 ile gece saat 12:00 arasında pik yapmakta, Cumartesi vardiyasında biraz ve hafta içi gece vardiyasında gece saat 12:00 ile sabah saat 06:00 arasında ise iyice düşmektedir. Tesisin kapalı olduğu Pazar günleri gibi basınçlı hava talebinin 1.700 Sm^3/h altına düşmesi durumu tesisin atıl olduğuna işaret etmektedir.



Şekil 10.9: Hafta İçinde İki Ana Vardiyanın Çalıştığı Bir Üretim Tesisinin Basınçlı Hava Kullanım Profili

10.6.3. Kaçaklar

Bir sistemdeki basınçlı hava kaçakları, ekipmanın aşındığı, hasar gördüğü, yanlış monte edildiği veya iyi bakım yapılmadığı noktalarda meydana gelir. Kaçaklar endüstride yaygın olarak meydana gelmekte ve genellikle, kompresörün ürettiği havanın büyük bir bölümü kaçaklar tarafından tüketilmektedir. Diğer endüstriyel gazların aksine hava zehirli değildir ve doğal olarak sağlığa tehdit oluşturmaz. Bu nedenle, onarımı daha az aciliyet gerektiren hava kaçakları aylarca hatta yıllarca onarılmayabilmektedir. Düzenli şekilde basınçlı hava kaçaklarının tespit ve bakımına yönelik bir programın uygulanmadığı bir üretim tesisinin basınçlı hava üretiminin tipik olarak %20 veya daha fazlası kaçaklar tarafından tüketilir. [1] Kaçakların düzenli şekilde tespit edilmeleri ve bakımlarının yapılması, bir basınçlı hava sisteminin verimliliğinin sağlanmasında esastır. Bir kaçak veya açık menfez kaynaklı hava kaybının miktarı, deliğin çapına ve hat basıncına bağlıdır. [15]

Bir tesisin genel hava kaçağı miktarı, eğer üretim profili biliniyorsa ve üretim dışı dönemler mevcutsa belirlenebilir. Çünkü üretim dışı dönemlerdeki hava çıkışı doğrudan hava sızıntısına karşılık gelecektir. Şekil 10.9'da sistemin hava kaçaklarının, Pazar günleri (6/21 ve 6/28) gözlenen hava çıkışı 1190 m^3/h değerine eşit olduğu görülmektedir.

10.6.4. Basınçlı Hava Sızıntılarının Maliyeti

Basınçlı hava kaçakları enerji kullanımını artırdığından bir ek maliyet oluşturmaktadır. Şekil 10.9'da gösterilen 1190 Sm^3/h hava kaçakları yılın tüm saatlerinde meydana geldiği, tesisin hava kompresörlerinin 0,32 kW/Sm^3/h özgül güce sahip olduğu ve ortalama elektrik tarifesinin 2,88 TL/kWh olduğu göz önüne alındığında, basınçlı hava sızıntılarının yıllık maliyeti yaklaşık olarak,

$$1190\ \frac{Sm^3}{h}\ \text{x}\ 0{,}32\ \frac{kw}{\frac{Sm^3}{h}}\ \text{x}\ 8760\ \frac{h}{a}\ \text{x}\ 2{,}88\ \frac{TL}{kWh} = 9.607.127\ \frac{TL}{a}$$

olarak bulunur.

10.6.5. İhtiyaçtan Fazla Boyutlandırmanın Etkileri

Hava kompresörleri, tasarlanan yükü karşılayacak şekilde boyutlandırılmalıdır. Hava kompresörlerinin ihtiyaçtan fazla olacak şekilde boyutlandırılması, kısmi yük verimsizliklerine yol açacaktır. Bir kompresörün özgül gücü (kW/Sm^3/h), aç-kapa modunda olmadığı sürece yükünün azalmasıyla birlikte kademeli olarak artar. Yük değişkenlik gösterdikçe kompresörler de kısmi yükte çalışacaktır. Kompresörlerin ihtiyaçtan fazla boyutlandırılması, doğru boyutlandırılmış olmaları halinde çalışacakları sürelerden daha uzun süreler boyunca daha düşük kısmi yük koşullarında çalışmalarına neden olur. Kompresörün doğru bir şekilde boyutlandırılması ve kademelendirilmesi, bir sistemin istenen verim seviyelerinde çalışmasını sağlayabilir. Kompresörün çalışma modu aynı zamanda kısmi yük verimini de etkilemektedir. Bu nedenle, kompresörün hangi modda çalışacağına dair akıllıca karar verilmelidir.

10.7. Kompresörlerin Çalışma Modları ve Çalışma Modlarına Göre Değişen Kısmi Yük Verimleri

Bir hava kompresörünün basınç ve akış kontrol sekansı çalışma modu tarafından belirlendiğinden çalışma modu kompresörün enerji tüketimini doğrudan etkilemektedir. Endüstriyel hava kompresörlerinde mevcut olan birincil çalışma modları, aç-kapa, sürekli çalışma (blöflü), modülasyonlu (oransal), yükleme/boşaltma, ikili-otomatik ve değişken hızlı çalışma modlarıdır. Bu modlara, kompresör veya kontrol sistemi üreticisine bağlı olarak benzer başka adlar da verilebilmektedir. Belirli modlar belirli kompresör türlerine özgüdür ve ticari kompresör modelleri genellikle iki veya daha fazla olası modda çalıştırma seçenekleriyle donatılmıştır. Kompresörün kontrol panelinden kompresörün hangi modda çalıştırılacağı seçilebilir.

10.7.1. Aç-Kapa Çalışma Modu

Aç-kapa modunda, sistemdeki basınç, düşük basınç limitine ulaştığında kompresör otomatik olarak çalışmaya başlamakta ve yüksek basınç limitine ulaştığında ise otomatik olarak kapanmaktadır. Aç-kapa modu, motorun veya sistemin belirli bölümlerinin açılıp kapanması ile karakterize edilir. Örneğin, 4 kW veya daha düşük güce sahip pistonlu kompresörler aç-kapa modunda çalışırken, motor durup kalkar, daha büyük pistonlu kompresörlerde ise silindirler tek tek %100 kapasitede çalışacak şekilde açılır ve kapasiteleri %0 olacak şekilde kapatılır. Sistemin belirli bölümlerinin bu şekilde sırayla açılıp kapatılması, kullanılan basınçlı hava gücü ve basınçlı hava çıkışı arasında doğrusala yakın bir profili ve dolayısıyla ideal verime sahip bir kısmi yük profili sonucunu vermektedir.

10.7.2. Sabit Çalışma Modu (Blöflü)

Sabit çalışma modunda, bir hava kompresörü, nominal basınçta hava üretirken sabit olarak tam yükte çalışır. Kısmi yük koşullarında ise nihai kullanım tarafından talep edilmeyen fazla hava dışarı yönlendirilerek bir blöf vanası aracılığıyla atmosfere salınmaktadır. Atmosfere salınan hava hiçbir yararlı amaca hizmet etmez. Kompresör sabit çalışma modunda iken, hava talebinden bağımsız olarak, neredeyse her zaman tam yükte çektiği kadar güç çeker. Santrifüj kompresörler ve bazı döner vidalı kompresörler yaygın olarak sabit çalışma modunda çalıştırılmaktadır.

10.7.3. Giriş Modülasyonlu Çalışma Modu

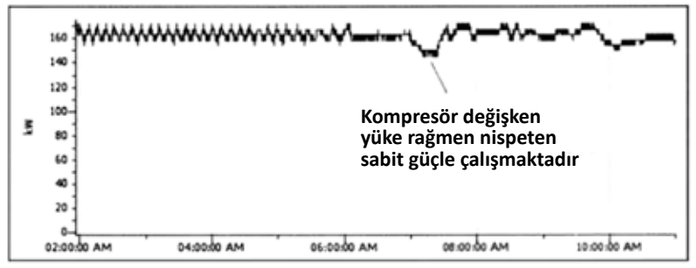
Giriş modülasyonlu modunda, kompresörün motoru tam devirde çalışmakta ve modülasyonlu giriş kanatları (veya benzeri bir vana) sıkıştırılmış hava debisini kontrol etmektedir. Bu giriş vanası, sabit bir deşarj basıncını elde edecek şekilde konumunu sürekli olarak hava gereksinimlerine göre ayarlamaktadır. Bu kontrol yönteminde hava deşarj basıncı nispeten sabit tutulabilse de kısma işlemi, doğası itibariyle enerji açısından verimsiz bir işlemdir. Giriş modülasyonlu bir kompresörün güç çekişi, hava çıkışı %0'a yaklaşırken tam yüklü halde iken çektiği gücün yaklaşık %70'ine yaklaşmaktadır. [16] Giriş modülasyonlu çalışma modu, sadece döner vidalı kompresörlerde ve diğer döner tipteki pozitif deplasmanlı hava kompresörlerinde kullanılmaktadır.

10.7.4. Yükleme/Boşaltma Çalışma Modu

Yükleme/boşaltma modunda hava kompresörünün motoru tam hızda çalışmakta ve kompresörün giriş vanası kompresörün %100 ve %0 kapasitede çalışmasını sağlayacak şekilde açılıp kapanarak sistem deşarjının basıncını ayarlanan aralıkta tutmaktadır. Giriş vanası tam açıkken, kompresör tam yüklü halde iken ürettiği hava debisini üretmekte, tamamen kapalı haldeyken de basınçlı hava üretmemektedir. Elektromanyetik blöf vanası otomatik olarak açılarak kompresörün karter basıncının düşmesini sağlamaktadır. Karter basıncının azaltılması basınçlı havanın üretilmediği dönemlerde kompresörün daha az güç çekmesini mümkün kılmaktadır. Çok sayıda saha ölçümü, uygun çalışan kompresörlerin yüksüz haldeyken tam yüklü halde çektikleri gücün %30-45'ini çekmeye devam ettiklerini ortaya koymaktadır. Diğer kaynaklarda ise kompresörlerin yüksüz haldeyken tam yüklü halde çektikleri gücün en az %25'ini ve en fazla da %60'ını çektikleri belirtilmiştir. [13,18] Döner vidalı kompresörler genellikle yükleme/boşaltma modunda çalışmak üzere tasarlanmaktadır.

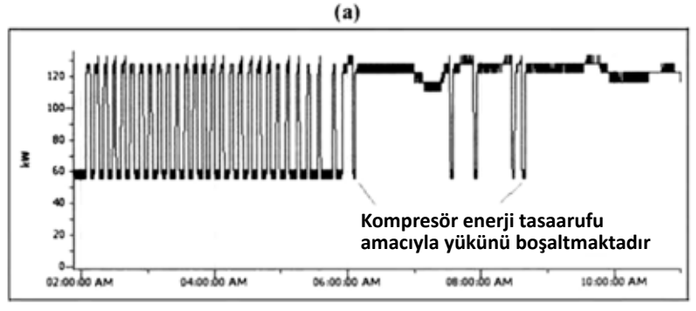
Şekil 10.10'da giriş modülasyon modunda çalışan 150 kW gücündeki bir döner vidalı hava kompresörünün ve (b) yükleme/boşaltma modunda çalışan 110 kW gücündeki benzer bir kompresörün dokuz saatlik güç profilleri gösterilmektedir.

(a)



(a)

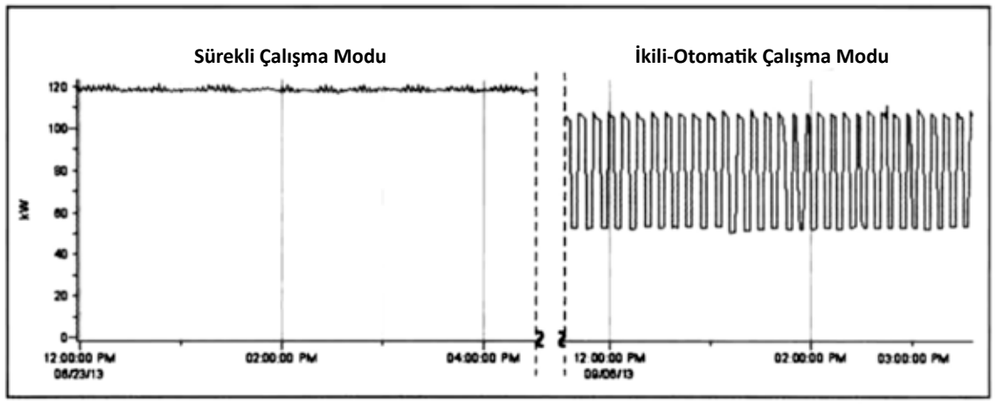
(b)



Şekil 10.10:
(a) Giriş Modülasyon Modunda Çalışan 150 kW Gücündeki Bir Döner Vidalı Hava Kompresörünün ve (b) Yükleme/Boşaltma Modunda Çalışan 110 kW Gücündeki Benzer Bir Kompresörün Güç Profilleri

10.7.5. İkili-Otomatik Çalışma Modu

İkili-otomatik çalışma modu bir bakıma giriş modülasyonlu çalışma modu ile yükleme/boşaltma modunun karışımı bir çalışma modudur. İkili-otomatik çalışma modunda, kompresör kademeli bir şekilde hava çıkışı düşük bir eşik değerine varıncaya kadar çalışmasını modüle etmekte ve eşik değerine ulaşıldığı noktada da yükünü tamamen boşaltmaktadır. İkili-otomatik modun avantajı, yüksek yüklerde sistem basıncının nispeten sabit kalması ve düşük yüklerde de arzulanan verimin sağlanabilmesidir. Kompresör ikili-otomatik modda çalışırken kısmi yük verimi, giriş modülasyon modundakine kıyasla daha yüksek, ancak yükleme/boşaltma modundakine kıyasla daha düşüktür. İkili-otomatik modda çalışan kompresörler arasında döner vidalı ve santrifüj kompresörler yer almaktadır. Santrifüj kompresörlerdeki modülasyon mekanizması genellikle bir değişken giriş kanadı içermektedir. Şekil 10.11'de sabit çalışma modunda iken daha sonra ikili-otomatik moda geçirilen bir santrifüj hava kompresörünün öğleden sonraki güç profili gösterilmektedir. Çalışma modunda yapılan söz konusu değişiklikle hava tüketimi değişmemesine rağmen, enerji kullanımı %33 oranında azalmıştır.



Şekil 10.11: Sürekli Çalışma Modunda İken Daha Sonra İkili-Otomatik Moda Geçirilen 110 kW Gücündeki Bir Santrifüj Hava Kompresörünün Güç Profili

10.7.6. Değişken Deplasmanlı Çalışma Modu

Değişken deplasmanlı çalışma modunda arzu edilen basınç, döner vidalı kompresörün etkin sıkıştırma odası hacmini değiştiren bir vana veya bir dizi vana aracılığıyla elde edilmektedir. Sıkıştırma odası boyunca dizili vanalar, kısmen sıkıştırılmış havanın çıkış noktasına deşarj edilmesi yerine kompresörün girişine geri baypasını sağlamak için açılmaktadır. Vanalar, hava talebinin azalmasıyla daha da açılır. Değişken deplasmanlı çalışma modu, giriş modülasyonlu çalışma moduna kıyasla daha yüksek, yükleme/boşaltma moduna kıyasla da karşılaştırılabilir bir kısmi yük verimliliği sağlar. Değişken deplasmanlı bir kompresörün hava çıkışı %0'a yaklaşırken güç çekişi tam yüklü halde çektiği gücün yaklaşık %25'ine yaklaşmaktadır. [1]

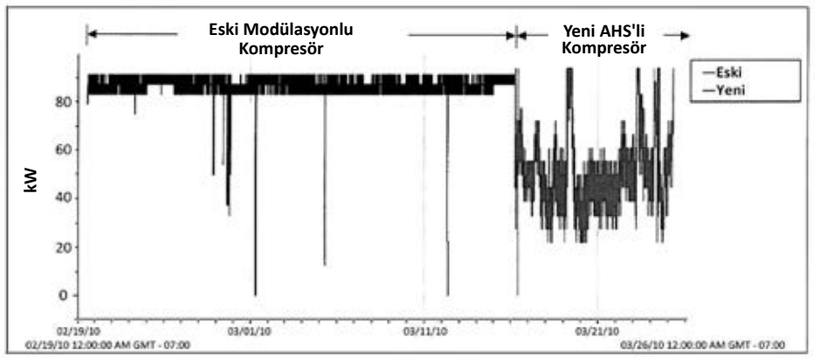
10.7.7. Ayarlanabilir Hızlı Çalışma Modu

Ayarlanabilir hızlı çalışma modunda arzu edilen basınç kompresör dönme hızını değiştiren bir ayarlanabilir hızlı sürücü (AHS) veya benzer bir cihaz aracılığıyla elde edilmektedir. Ayarlanabilir hızlı hava kompresörleri özel olarak tasarlanıp üretilmekte ve satın alma fiyatları genellikle sabit hızlı emsallerinden daha yüksek olmaktadır. Ayarlanabilir hızlı çalışma modu, kısma veya hava akışı kısıtlamaları gibi işlemleri içermediğinden, sabit çalışma veya giriş modülasyonlu çalışma moduna veya yükleme/boşaltma modlarına kıyasla daha yüksek kısmi yük verimine sahiptir. Ayarlanabilir hızlı çalışma modu, esasen döner vidalı kompresörlerde kullanılmaktadır. Ayarlanabilir hız kontrolü hem sistem basıncının sabit tutulmasını hem de daha yüksek kısmi yük veriminin elde edilmesini sağlayabilmektedir. Ayarlanabilir hızlı çalışma modundaki bir kompresörün güç çekişi, hava çıkışı %0'a yaklaştıkça tam yüklü haldeyken çektiği gücün yaklaşık %10-15'ine yaklaşmaktadır. [1] Sürecin doğası itibarıyla AHS'lerin elektriksel dönüşüm süreçlerinde yaşadıkları kayıplar dolayısıyla hava çıkışı %0'a yaklaşsa dahi güç çekişi hiçbir zaman %0'a yaklaşmamaktadır.

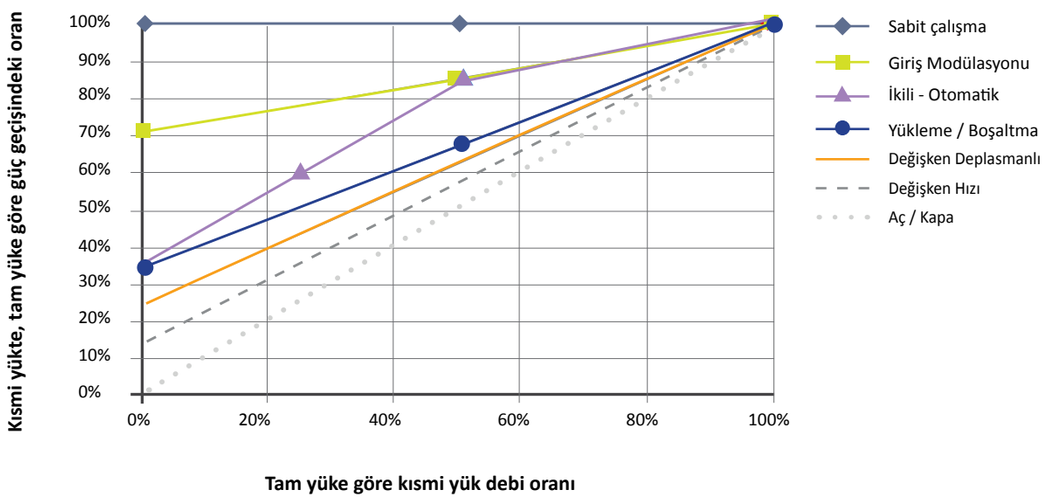
Şekil 10.12'de, ayarlanabilir hızlı modda çalışan 75 kW gücündeki bir döner vidalı hava kompresörü ile değiştirilen giriş modülasyon modunda çalışan 75 kW gücündeki döner vidalı hava kompresörünün güç profili sunulmaktadır. Ayarlanabilir hızlı çalışma modunda çalışan döner vidalı hava kompresörünün güç çekişi, giriş modülasyon modunda çalışan döner vidalı hava kompresörüne kıyasla, toplam enerji kullanımında %43'lük bir azalma sağlamaktadır.

10.7.8. Çalışma Modlarının Özeti

Çeşitli hava kompresörü çalışma modları için kısmi yük performans eğrileri Şekil 10.13'te özetlenmektedir. Yükleme/boşaltma modundaki hava kompresörlerinin, yüksüz haldeyken tam yüklü haldeyken çektikleri gücün %35'ini çektikleri varsayılmaktadır. İkili-otomatik modundaki hava kompresörlerinin ise, yükün tamamen boşaltılması öncesinde kapasitelerini %50 oranında modüle ettikleri varsayılmakla birlikte, bu oran kompresör modeline ve ayarlara bağlı olarak değişebilmektedir.



Şekil 10.12: Giriş Modülasyon Modunda Çalışan 75 kW Gücündeki Bir Döner Vidalı Hava Kompresörünün ve Bu Kompresörlerle Değiştirilen AHS'li Yeni Değişken Hızlı Kompresörün Güç Profilleri



Şekil 10.13: Kısmı Yüklü Halde İken Farklı Modlarda Çalışan Hava Kompresörlerinin Performans Eğrileri

10.8. Enerji Değerlendirmesine İlişkin Saha Veri ve Bilgileri

Enerji tasarrufu fırsatları açısından bir basınçlı hava sisteminin uygun şekilde değerlendirilebilmesi için tüm sistemin daha iyi anlaşılmasını sağlayacak şekilde ilgili saha verisi ve bilgileri bir araya getirilmelidir. Sistemin daha iyi bir şekilde anlaşılması, enerji tasarrufu projeksiyonlarında daha yüksek doğrulukla daha fazla sayıda fırsatın tanımlanabilmesini sağlayacaktır.

Bu alt bölümde bir basınçlı hava sisteminin kapsamlı olarak değerlendirilebilmesi için toplanması gereken saha bilgilerinin önemli bileşenleri açıklanacaktır.

10.8.1. Son Kullanımlar

Bir basınçlı hava sisteminin enerji yönünden değerlendirilmesine son kullanım noktalarından başlamak faydalı olacaktır. Çünkü sistemin en uzak noktalarında basınçlı hava gereksiniminde gerçekleşecek azalmaların geriye doğru dalga etkisi yaratarak merkezi tesiste katlanarak artan enerji tasarrufuyla sonuçlanması mümkündür. Bir değerlendirme sırasında sorulması ve cevaplanması gereken temel sorulardan bazıları şunlardır:

- Basınçlı havanın kullanıldığı başlıca ekipman parçaları hangileridir?
- Bu ekipman parçaları ne zaman ve ne sıklıkla kullanılmaktadır?
- Söz konusu ekipman parçaları çoğunluğu itibarıyla ne kadar hava basıncı gerektirmektedir?
- En yüksek basıncı gerektiren ekipman hangisidir ve ne kadar basınç gerektirmektedir?
- Gereğinden daha büyük olacak şekilde boyutlandırılmış, boşuna enerji harcayan veya gereksiz hava uygulamaları var mıdır?
- Herhangi bir pnömatik ekipmanın benzer işleve sahip elektrik motoruyla çalışan bir ekipmanla değiştirilmesi olasılık dâhilinde midir?

Son kullanım ekipmanının tüm önemli parçalarının belirlenmesine yönelik olarak gerçekleştirilecek bir tesis araştırması birçok fayda sağlayacaktır. Bu araştırma ile aynı zamanda tesisin hava tüketiminin ekipman parçasına göre yüzdesel dağılımı da belirlenebilir.

10.8.2. Çalışma Basıncı

Hava kompresörlerindeki, depolama tanklarındaki, kompresörlerden en uzak noktalardaki ve sistem içindeki ara noktalardaki sıkıştırılmış hava basıncı değerleri not edilmelidir. İyi tasarlanmış bir basınçlı hava sistemi, sistem genelinde basınç göstergelerine sahip olmalıdır. Bununla birlikte, enerji etüt proje ekibinin yanlarında, sistem içindeki çabuk ayrılan bağlantı noktalarına bağlanarak noktasal basınç okuması yapabilecek, portatif bir basınç ölçüm cihazı taşımaları uygun olacaktır.

Kompresörlerdeki basınç, son kullanım basıncını 0,7 bar daha fazla aşıyorsa bu durum not edilmelidir. Ek olarak, son kullanım basıncı tesisteki en yüksek basınç gereksinimini aşıyorsa bu durum da yine not edilmelidir. Bu durumların her biri enerji tasarrufu fırsatları sunar.

10.8.3. Kaçaklar

Basınçlı hava kaçakları, hava hortumlarında, bağlantılarda ve pnömatik ekipmanlarda yaygındır. Bu kaçakların tanımlanması, belgelenmesi ve onarım sırasında yerlerinin kolay bir şekilde belirlenebilmesi için etiketlenmesi gerekmektedir. Temel ve düşük maliyetli bir kaçak tespit yöntemi, tesis içerisindeki herhangi bir işitilebilir kaçağın çıplak kulakla duyulmaya çalışılarak not edilmesidir. Bununla birlikte, bu yöntemin gürültülü üretim tesislerinde uygulanması zordur. Yine bu yöntem kullanılarak daha küçük ve duyulması daha zor olan kaçakların tespiti de kolay değildir. Kaçak tespitinde en iyi uygulama olarak kabul edilen ultrasonik sızıntı tespit ekipmanı kullanılarak bu sorunlar aşılabilir. Ultrasonik kaçak detektörleri, hava kaçaklarından kaynaklan çok yüksek frekanslı sesi tespit edebilir. El tipi cihazlar olup en gürültülü endüstriyel koşullarda dahi hava dağıtım sistemindeki küçük kaçakların bulunması için kullanılabilmektedir. Sistemin taranan kısmının büyüklüğüne bağlı olarak tespit edilen kaçakların sayısı da daha fazla olacaktır. Bu nedenle, kapsamlı bir kaçak araştırması yapılabilmesini sağlayacak yeterlilikte zaman ayrılması önemli bir husustur. Onarılan her bir kaçak enerji tasarrufunu artıracaktır.

10.8.4. Depolama Kapasitesi

Bir basınçlı hava sisteminin enerji yönünden değerlendirilmesi sırasında sistemdeki tüm basınçlı hava depolama tankları boyut ve konum bilgileri ile birlikte kaydedilmelidir. Uygun şekilde tasarlanmış bir sistemde, daha büyük tankların hava kompresörlerinin yanına veya yakınına, daha küçük tankların ise son kullanım noktalarının yakınına yerleştirilmesi beklenir. Dağıtım boruları da depolama işlevi gördüklerinden, yaklaşık boru çaplarının ve uzunluklarının not edilmesi faydalı olacaktır. Sistemin toplam depolama kapasitesi, işler haldeki kompresörlerin tam yüklü haldeki debi başına depolama hacimleri (7,8 L/m^3/h) değerine yakın veya daha az bir değere sahipse, depolama kapasitesini artıracak şekilde bir enerji tasarrufu fırsatı var demektir. Bu prensip hem tekli kompresör sistemleri hem de aç-kapa çalışma modunda çalışan çoklu kompresör sistemleri için geçerlidir.

10.8.5. Kompresör Sayısı, Kompresör Tipi, Modeli ve Gücü

Sistemdeki tüm kompresörlerin envanteri, her bir kompresörün tipini, markasını, modelini ve boyutunu içerecek şekilde eksiksiz olarak kaydedilmelidir. Bu bilgiler, sistemin hava kapasitesinin, tam yüklü haldeyken çektiği gücün ve çalışma özelliklerinin belirlenebilmesi için gereklidir. Kompresörlerin özelliklerine etiket değerlerinden ve üreticiler tarafından sağlanan teknik şartnamelerinden ulaşılabilir.

10.8.6. Çalışma Modları

Her bir kompresörün çalışma modu (giriş modülasyonlu, yükleme/boşaltma, ikili-otomatik) not edilmelidir. Kompresörün hangi modda çalıştığı genellikle kompresörün dijital ekranında veya eski kompresörlerde ise manuel kadranında görülebilmektedir. Bazı durumlarda, çalışma modu bir kontrol rutini veya enerji yönetim sistemi kullanılarak da ayarlanabilmektedir. Bu gibi durumlarda, çalışma modu basit bir görsel gözlemle kolayca tespit edilemeyebileceğinden, daha ayrıntılı bir kontrol sistemi araştırması yapılmasına ihtiyaç duyulabilir. Her durumda kompresörün çektiği akımın veya gücün belirli bir zaman aralığında düzenli olarak kaydedilmesi, kompresörün çalışma modunun belirlenmesinin veya kullanıldığı öne sürülen çalışma modunun doğrulanmasının etkili bir yoludur. Bu kayıtlar çeşitli çalışma modu profilleriyle karşılaştırılarak, enerji tasarrufu sağlayacak şekilde, bir kompresörün çalışma modunun daha verimli bir çalışma modu ile değiştirilip değiştirilemeyeceği tespit edilebilir.

10.8.7. Kademeli Çalışma Düzeni

Bir kompresör tesisinin çalışma düzeni, genel verimliliğinin önemli bir bileşenini oluşturmaktadır. Bu nedenle, çok kompresörlü bir sistemde çalışma düzenine dikkat edilmesi önemlidir. Kademeli çalışma, kompresörlerin yük koşullarına bağlı olarak belirli bir sıra içerisinde devreye girmelerini ifade etmektedir. Yaygın olarak kullanılan bir kademeli çalışma düzeni basıncın kaskat hale getirilmesini, bir diğeri ise bir merkezi kontrol mekanizmasının kullanılmasını içermektedir.

Kaskat basınç her kompresörün aktivasyon basınç değerinin birbirinden biraz farklı olacak şekilde ayarlanması yoluyla çoklu kompresör sisteminin kademelendirilmesini ifade etmektedir. Buna göre, örneğin, ikinci kompresörün aktivasyon basınç değeri birinci kompresöre göre biraz daha düşük, üçüncü kompresörün aktivasyon basınç değeri de ikinci kompresöre göre biraz daha düşük olacaktır. Böylece, birinci kompresör tek başına talebi karşılayamadığında ikinci kompresör devreye girecek, birinci ve ikinci kompresörler birlikte talebi karşılayamadıklarında ise üçüncü kompresör devreye girecektir.

Merkezi bir kontrol mekanizması, enerji açısından en verimli kompresör kombinasyonlarını gözeterek kompresörlerin daha stratejik bir şekilde kademelendirilmesini sağlar. Düzgün bir şekilde yapılandırıldığında, bir merkezi kontrol mekanizması, hava talebinin gerektirdiği kadar çok sayıda kompresörün tam yükle ve sadece bir kompresörün (tercihen en küçük veya en yüksek kısmi yük verimine sahip olan kompresör) kısmi yükte çalışmasını sağlar. Dolayısıyla, iki veya daha fazla özdeş olmayan kompresör içeren ve bir merkezi kontrol mekanizması aracılığıyla kademelendirilmemiş bir basınçlı hava sistemi varsa, bir merkezi kontrol mekanizmasının kurulumu yapılmak suretiyle değerlendirilebilecek bir enerji tasarrufu fırsatı da var demektir.

10.8.8. Kurutucu Tipleri ve Kapasiteleri

Tüm kurutucuların envanteri, her bir kurutucunun tipi (soğutmalı veya nem absorbent), modeli ve üretici firma bilgisi ile birlikte kaydedilmelidir. Debi ve güç tüketimi gibi kurutucuya özgü değerlere, etiketlerden veya üreticiler tarafından sağlanan teknik şartnamelerden ulaşılabilir.

10.8.9. Deşarj Çiy Noktası Sıcaklığı

Çiy noktası sıcaklığı basınçlı havadaki nem içeriğini gösterir ve enerji denetimi sırasında belgelenmesi faydalıdır. Uygun tesis edilmiş basınçlı hava kurutucularının gösterge veya ekran panellerinde çiy noktası sıcaklığı yer almalıdır. Deşarj çiy noktası sıcaklığı son kullanım süreci için gereken sıcaklıktan daha düşükse, kurutucunun enerji tüketimini azaltmak için bir fırsat var demektir.

10.8.10. Enerji Ölçümleri ve Kayıt Altına Alınması

Kompresörün çektiği akımın veya gücün belirli bir zaman aralığında düzenli olarak kaydedilmesi, ayrıntılı bir enerji değerlendirmesinin önemli bir bileşenidir. Akım bilgisinin kaydedilmesi, akım trandüserlerinin (CT'ler) bir veya daha fazla ana elektrik kablosuna bağlanmasını gerektirir. Güç bilgisinin kaydedilmesi ise, akım transdüserlerinin ve üç fazlı tam güç kaynağına bağlı voltaj problarının bağlanmasını gerektirmektedir. Bu cihazlar, ölçülen verileri kaydeden ve saklayan veri kaydedicilere bağlanmalıdır. Okumalar 1 dk sürelerle veya daha kısa aralıklarla gerçekleştirilmelidir. Daha yüksek çözünürlük ve daha net güç profillerinin elde edilmeye çalışıldığı durumlarda okumaların daha kısa aralıklarla yapılması önerilmektedir. Bir basınçlı hava sistemi, haftadan haftaya tutarlılık gösteren bir sürece hizmet ediyorsa, akım ve güç değerleri en az 2 haftalık bir süre boyunca ölçülüp kaydedilmelidir. Sürecin zamanla değiştiği durumlarda ise, ölçüm ve kayıt işlemi iki haftadan daha uzun ve tesisin çalışma spektrumunu tam anlamıyla temsil edebilecek kadar uzun bir süre zarfında gerçekleştirilmelidir.

Hava kompresörlerinin değerlerinin kaydedilmesi sayesinde enerji yöneticisi belirli bazı görevleri yerine getirebilecek ve böylece daha kapsamlı bir enerji değerlendirmesinde bulunabilecektir. Söz konusu görevler şunlardır:

- Enerji modellemesi ve tasarrufların sayısallaştırılması amacıyla temel bir enerji tüketimi değerinin geliştirilmesi,
- Çalışma modu hakkında daha net bilgilerin elde edilmesi,
- Saha değerlendirmelerinin yapılamadığı zamanlar olan geceler ve hafta sonları da dâhil olmak üzere, güç profilinin sürekli olarak gözlemlenmesi,
- Tam yüklü haldeyken çekilen güç, düşük modülasyon aralığında çekilen güç ve yük boşaltıldığında çekilen güç gibi belirli çalışma özelliklerinin gözlemlenmesi ve
- Özellikle birden fazla kompresörün kısmi yüklü halde çalıştığı veya daha fazla kompresörün belirli bir yük için gerekenden daha uzun süre çalıştığı durumlarda olmak üzere, kademeli çalışma düzeninin iyileştirilmesi fırsatlarının keşfedilmesi.

Mümkün olduğu durumlarda, tesisten gelen basınçlı hava debisinin izlenmesi de faydalı olacaktır. Basınçlı hava debi kayıtları, son kullanım talep profilini ortaya çıkarır ve güç kayıtlarıyla birlikte değerlendirildiğinde enerji yöneticisinin sistemin kW/Sm^3/h verimini belirlemesine olanak tanır. Güç ve debi verileri, kompresör veriminin, debinin bir fonksiyonu olarak gösterildiği doğrusal regresyonlar oluşturacak şekilde birleştirilebilir. [17] Bununla birlikte, basınçlı hava debisinin sağlıklı ve hassas bir şekilde izlenmesi maliyetli bir süreç olduğundan yaygın bir şekilde uygulanmamaktadır.

10.9. Talep Tarafı Enerji Tasarrufu Fırsatları

Basınçlı hava sistemlerinin enerji değerlendirmelerinde ilk olarak ele alınmasının sağladığı faydalardan biri, nihai kullanım noktaları kaynaklı talebin değerlendirilmesidir. Talebe bağlı olarak havanın azaltılması giderek merkezi tesisteki enerji tasarruflarını artırabilir. Merkezi tesis kompresörünün değiştirilmesi veya kapasitesinin artırılmasından önce, hava talebinin azaltılması daha az ve daha küçük boyutlu kompresörleri yeterli kılabilir. Böylece, proje maliyetleri ve hayat boyu bakım maliyetleri azaltılabilir. Talep tarafı enerji tasarrufu önlemleri genellikle düşük uygulama maliyetleri ve bu maliyetlerin kısa geri ödeme sürelerine sahip olmaları ile karakterize edilebilir.

10.9.1. Basınçlı Hava Kaçaklarının Bakım ve Onarımı

Yapılacak kapsamlı bir basınçlı hava kaçak araştırması, basınçlı hava sistemi değerlendirmesinin ayrılmaz bir parçasıdır. Hava kaçağı bakım programı olmayan üretim tesislerinde, genel olarak %20'lik bir toplam kayıp-kaçak oranı gözlenmektedir. [1] Hava kaybına ek olarak, kaçaklar, sistem basıncında gereksiz düşüşlere yol açarak deşarj basıncının sürecin gerektirdiğinden daha yüksek bir değere ayarlanmasına yol açabilmektedir. Kayıpların etkisini göstermek amacıyla kayıpların ilgili çap değerine sahip orifisten olduğu kabulü ile hat basıncı ve çaplara göre kayıp miktarları deneysel olarak belirlenmiştir. Kaçakların temsil edildiği orifis çaplarına ve hat basıncına göre kaçak kaynaklı hava kayıp miktarları Tablo 10.1'de gösterilmektedir. [15]

Tablo 10.1: Eşdeğer Orifis Çapına ve Hat Basıncına Bağlı Basınçlı Hava Kaybı Değerleri (m^3/h) [15]

Hat Basıncı (bar)	Eşdeğer Orifis Çapı (mm)					
	0,4	**0,8**	**1,6**	**3,2**	**6,4**	**9,5**
0,51	0,51	2,0	8,1	32,5	130,0	293
0,56	0,56	2,2	9,2	36,3	145,3	327
0,63	0,63	2,5	10,0	40,3	160,7	361
0,69	0,69	2,7	11,0	44,1	176,3	397
0,83	0,83	3,4	13,4	53,6	213,6	481

Kaçak oranları, orifisin yaklaşık boyutunun belirlenmesi ve standart değerler kullanılması (bkz. Tablo 10.1) veya çalışma saatleri sonrasında sistem basınç düşüşü testinin uygulanması yoluyla tahmin edilebilir.

Sistem basınç düşüşü testi, tüm kompresörler ve nihai pnömatik kullanım ekipmanı kapatıldıktan sonra, merkezi bir depolama tankının yüksek basınçtan ($P_{h,g}$) düşük basınca ($P_{l,g}$) düşme süresinin (t,[s]) ölçülmesini içerir. Test sırasındaki hava kaybı yalnızca kaçaklardan kaynaklanmaktadır. $P_{l,g}$ değeri, $P_{h,g}$ değerinden önemli ölçüde (%75 veya daha yüksek oranda) düşük olmadığı durumlarda, test sırasında sistem basıncı normal çalışma koşullarından sapmayacağından, daha sağlıklı test sonuçlarının elde edilmesi mümkün olacaktır. Test sonuçları ile birlikte tüm sistem depolama tanklarının ve borularının toplam hacmi (V_{tpl}) ve atmosfer basıncı (P_{atm}) bilindiğinde Eş. 10.9 kullanılarak yaklaşık kaçak miktarı [m^3/s] hesaplanabilir.

$$\textit{Yaklaşık kaçak miktarı} = \frac{1 - \frac{P_{l,g}}{P_{h,g}}}{t} \; V_{tpl} \; \frac{P_{h,g}}{P_{atm}} \qquad (10.9)$$

Kaçaklar onarıldığında, sistemin güç tasarrufu, Eş. 10.10'da gösterildiği gibi, basınçlı hava kaybı azalmasına (AR), tam yüklü haldeki özgül güce (SP) ve hava debisi sıfıra yaklaşırken kompresörün yüksüz halde çektiği gücün tam yüklü halde çektiği güce oranına (FPNL) dayalı olarak hesaplanabilir.

$$\textit{Tasarruf} = AR \times SP \times (1 - FPNL) \qquad (10.10)$$

Bir kompresörün tam yüklü haldeki özgül gücü (SP) kabaca ortalama 0,11 kW/Sm^3/h'dir. Şekil 10.13'te gösterilen hava debisi grafiği ile tutarlı olarak, çeşitli kompresör çalışma modları için ortak olan FPNL değerleri Tablo 10.2'de gösterilmektedir.

Tablo 10.2: Çeşitli Kompresör Çalışma Modları İçin Ortak Olan Yüksüz Halde Çekilen Gücün Tam Yüklü Halde Çekilen Güce Oranı (FPNL)

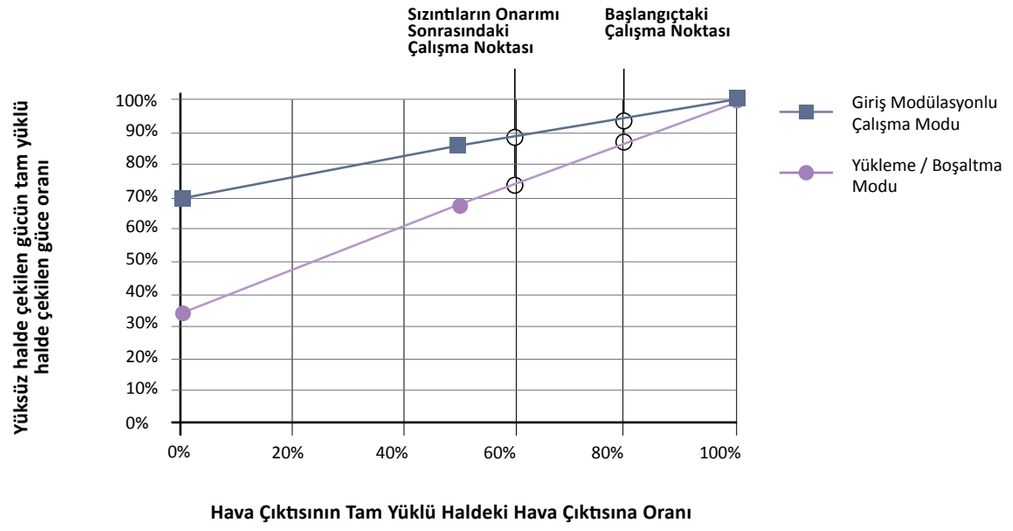
Çalışma Modu	Ortak FPNL Değeri
Blöflü Sabit Çalışma	1,00
Giriş Modülasyonlu	0,70
İkili-otomatik (Çıkış ≥ 50%)	0,70
İkili-otomatik (Çıkış < 50%)	0,35
Yükleme/Boşaltma	0,35
Değişken Deplasmanlı	0,25
Değişken Hızlı	0,15
Aç/Kapa	0,00

Eş. 10.10, kaçak azaltma önlemlerine veya azaltılmış basınçlı hava çıkışıyla sonuçlanan herhangi bir önleme uygulanabilir.

Örnek 10.1: Bir basınçlı hava sisteminde 350 Sm^3/h'lik hava kaybını giderecek kadar kaçak onarıldığında, a) giriş modülasyonlü çalışma modunda çalışan bir kompresör ve b) yükleme/boşaltma modunda çalışan bir kompresör sisteminde güçten ne kadar tasarruf edilmiş olur?

a) 350 Sm^3/h x 0,11 kW/Sm^3/h x (1 – 0,7) = 11,55 kW ve
b) 350 Sm^3/h x 0,11 kW/ Sm^3/h x (1 – 0,35) = 25,025 kW olarak bulunur.

Her iki senaryodaki kompresörün de 1.700 Sm^3/h kapasiteye sahip olduğu ve tamirden önce 1.360 Sm^3/h kapasitede çalıştırıldığı kabul edildiğinde, hem giriş modülasyonlu modda çalışan kompresör hem de yükleme/boşaltma modunda çalışan kompresör durumunda elde edilebilecek tasarruflar grafiksel olarak Şekil 10.14'te gösterilmektedir.



10.9.2. Yüksek Verimli Hava Nozullarının Kullanımı

Çeşitli üretim süreçlerinde ürün taşıma, parçaların hareket ettirilmesi, kurutma veya hurda/talaş kaldırma gibi sebeplerle hava jetlerine ihtiyaç duyulmaktadır. Çoğu durumda, basınçlı hava jetleri için ucu açık çelik veya bakır borular kullanılmaktadır. Ucu açık borular büyük miktarlarda basınçlı hava

tüketmekte olup havayı kuvvet ve hız elde etmek amacıyla kullanmak üzere tasarlanmamıştır. Örneğin ⅛" iç çapa sahip bir boru, Tablo 10.1'e göre 7 bar basınçta yaklaşık 44 Sm^3/h basınçlı hava tüketecektir. Basınçlı hava tüketimini azaltmak ve sistemin performansını artırmak için ucu açık borulara özel olarak tasarlanmış hava tasarruflu nozullar takılabilir.

Hava tasarruflu nozullar, belirli bir hava tüketimi değeri bazında açık borulara kıyasla daha fazla güç sağlayan yüksek hızlı bir hava akımı oluşturur. Hava tasarruflu nozulların oluşturduğu yüksek hızlı hava, ortam havasını içine çekerek hacmi ve kuvveti artırmış olur. ⅛" çapa sahip bir boruya takılacak şekilde tasarlanmış bir hava tasarruflu nozul 15 Sm^3/h tüketir; bu da hava tüketiminde yaklaşık ⅔ oranında azalma sağlandığı anlamına gelmektedir. Spesifik nozul tiplerinin hava tüketim miktarlarına, üreticiler tarafından sağlanan teknik dokümanlardan ulaşılabilir. Eş. 10.10, uygulamalardaki kaçaklar kaynaklı kayıpların telafisi yoluyla elde edilebilecek enerji tasarruflarının belirlenmesinde olduğu gibi, hava tasarruflu nozulların kullanımına veya basınçlı hava tüketimini azaltan diğer herhangi bir önlemin uygulanmasına bağlı olarak elde edilebilecek enerji tasarruflarının belirlenmesi için de kullanılabilir.

10.9.3. Otomatik Elektromanyetik Valflerin Kullanımı

Endüstriyel uygulamalarda basınçlı hava jetlerine genellikle bir periyodun belirli bir bölümünde veya aralıklarla ihtiyaç duyulmaktadır. Bunun bir örneği, konveyör üzerinden üç saniyede bir geçen parçaları kurutan bir hava jetidir. Bir parça geçtikten sonraki üç saniye boyunca hava akışı devam etmesine rağmen herhangi bir parçayı kurutmaz. Bir yakınlık sensörü ile birleştirilmiş bir otomatik elektromanyetik valflerin takılması halinde ise, her bir parça geçtikten sonra yakınlık sensörü elektromanyetik valfe hava akışını kapatması için sinyal göndereceğinden, sadece bir parça kurutulacağı zaman hava akışı sağlanacaktır. Valf bir sonraki parça geldiğinde yeniden açılacaktır. Bu tür bir düzenlemeyle toplam basınçlı hava tüketimi azaltılabilir.

10.9.4. Basınçlı Hava Jetlerinin Pozitif Deplasmanlı Üfleçlerle Değiştirilmesi

Bazı durumlarda, ihtiyaç duyulan basınca bağlı olarak, basınçlı hava jetleri, daha düşük basınçlı pozitif deplasmanlı üfleçlerle değiştirilebilmektedir. Akışkanların karıştırılması, havalandırma ve ürün taşıma gibi uygulamalar, 1,7 bar_g'den daha az basınca ihtiyaç duyulması kaydıyla, bir üfleç kullanılarak gerçekleştirilebilmektedir. Aynı hava debisini (Sm^3/h) üretmek için 7 bar_g'lik hava kompresörüne kıyasla bir üfleç %50 veya daha az oranda enerjiye ihtiyaç duyar.

Örnek 10.2: 850 Sm^3/h debideki basınçlı havanın kullanıldığı bir işlem için iki alternatif vardır. Basınçlı hava üreten, yükleme/boşaltma modunda çalışan, 0,10 $kW/Sm^3/h$ özgül güce sahip (FPNL oranı: 0,35) bir kompresörle veya 0,05 $kW/Sm^3/h$ özgül güce sahip bir üfleçle değiştirilmesi durumunda elde edilecek net güç tasarrufu nedir?

Eş. 10.10'da verilen kompresör tasarrufundan yeni üflecin birim enerji kullanımının çıkarılmasıyla;

[850 Sm^3/h x 0,10 $kW/ Sm^3/h$ x (1 – 0,35)] - (850 Sm^3/h x 0,05 $kW/ Sm^3/h$) = 12,75 kW
olarak hesaplanır.

10.9.5. Pnömatik Aletlerin Elektrikli Aletlerle Değiştirilmesi

Basınçlı hava yoluyla iletilen güç, motorlu ekipman yoluyla iletilen güce kıyasla 2 ila 5 kat daha fazla enerji tükettiğinden, mümkün olduğu durumlarda pnömatik aletler yerine elektrikli aletlerin seçilmesi önerilmektedir. Elektrikli aletler, pnömatik sistemlere kıyasla önemli ölçüde daha yüksek elektriksel verim sağlamaktadır. Ek olarak, hava hortumlarında ve bağlantılarda görülen ve pnömatik aletlerin karakteristik sorunu olan kaçaklar, elektrikli aletlerde söz konusu değildir. Bir üretim tesisinde pnömatik aletlerden elektrikli aletlere geçildiğinde kompresöre daha az ihtiyaç duyulacağından bakım maliyetleri de azalacaktır. Bununla birlikte, elektrikli ekipmanın kullanımının uygun olmadığı uçucu gazlar veya yanıcı kimyasallar içeren ortamlarda en güvenli seçenek yine pnömatik ekipman olmaktadır.

10.9.6. Gerekmediği Durumlarda Basınçlı Havanın Kesilmesi veya Elimine Edilmesi

Basınçlı havanın kullanılmayan veya devre dışı bırakılmış proses ekipmanı içinde etkin durumda kalması endüstride alışılmadık bir durum değildir. Bu tür durumlarda eğer müdahalede bulunulmazsa hava vanaları açık kalır, nozullar havayı boşaltmaya devam eder ve kaçaklar artar. Kullanılmayan endüstriyel ekipman içindeki vanaların kapatılması ve deşarj deliklerinin kapatılması, hızlı ve ucuz bir enerji tasarrufu yöntemidir. Devre dışı bırakılmış veya belirli süreler için kullanılmayan (örneğin, mesai sonrası endüstriyel vardiyalar) ekipmanda bu tür önlemler düşünülebilir.

10.10. Dağıtım Sistemindeki Enerji Tasarrufu Fırsatları

Basınçlı hava son kullanımlarının öncesindeki basınç düşüşleri, basınç dalgalanmaları ve hava kayıpları nedeniyle verimsizliklerin yaşandığı bir dağıtım sisteminin tamamı söz konusudur. Bu bağlamda merkezi tesiste enerji tasarrufu elde edilebilmesinin yolları arasında akış kısıtlamalarının en aza indirilmesi, yeterli hava depolama kapasitesinin sağlanması ve gerektiği kadar az havanın dışarı atılması sayılabilir.

10.10.1. Sistem Basıncındaki Düşüşün Azaltılması

İyi tasarlanmış bir basınçlı hava dağıtım sisteminde kompresör ile son kullanım noktası arasındaki basınç düşüşü 0,7 bar'dan fazla olmamalıdır. [9] Dağıtım borusunun çapının çok küçük olduğu durumlarda hava akışının hızının yükselmesiyle söz konusu basınç düşüşü 0,7 bar değerini aşabilir. CAGI (Basınçlı Hava ve Gaz Enstitüsü), dağıtım borularındaki havanın hızının 6 m/s değerini geçmemesi tavsiyesinde bulunmaktadır. [8]

Bir basınçlı hava sistemindeki basınç düşüşünün 0,7 bar değerini aşması durumunda sorunu düzeltmek için atılabilecek adımlar arasında hava filtrelerinin ve kurutucuların temizlenmesi ve bakımı sayılabilir. Böylelikle, çıkışta bulunan borulardaki birikintiler giderilerek ve nemden kaynaklanan korozyon azaltılarak basınç düşüşündeki artış azaltılabilir. Bu tür bakım prosedürlerinin uygulanmasına rağmen basınç düşüşündeki artış yeterince azaltılamıyor ise, sorun, boruların küçük boyutlu, aşınmış veya paslanmış olmasından veya 90° açılı dirseklerin, T- bağlantı parçalarının veya sistem içindeki ölü noktaların fazlalığından kaynaklanıyor olabilir. Bu durumda, bahsi geçen özellikleri gösteren boru bölümleri daha az 90° açılı dirsekler ve T- bağlantı parçaları içerecek şekilde yeni pürüzsüz (düşük sürtünme faktörlü) uygun boyuttaki borularla değiştirilmelidir. Ek olarak, boru sistemi içerisinde bir devre oluşturacak şekilde borunun ölü nokta içeren bölümlerinin birbirine bağlanması, boru içerisinde basıncın eşit bir şekilde dağıtılmasına ve farklı basınca sahip konumların sayısının azaltılmasına yardımcı olacaktır.

Dağıtım borularının değiştirilmesi veya yeniden tasarlanması pahalı bir çözüm yöntemi olmasına ve çoğu zaman bu çözümle elde edilebilecek enerji tasarrufu çözümün maliyetini dahi karşılayamayacak olmasına rağmen, bu türden uygun bakım çözümleri sistemin genel işlevselliği ve uzun ömürlülüğü açısından önemlidir. Son kullanım havasını azaltma önlemlerinin (bkz. Bölüm 10.9) uygulanması da yine borudaki hızı azaltarak basınç düşüşünün azaltılmasına yardımcı olur. Sistemdeki basınç düşüşü azaltılabilirse, kompresör deşarj basıncı da azaltılabilir ve böylelikle son kullanım işlevselliğinden ödün vermeden enerji tasarrufu sağlanabilir.

10.10.2. Basınçlı Hava Depolama Kapasitesinin Artırılması

Bir basınçlı hava sistemindeki hava depolama sistemi, hava depolama tanklarını ve tüm dağıtım borularını kapsamaktadır. Yeterli depolama olduğu takdirde, hava talebi dalgalanmaları ve farklılaşmaları sırasında bile sistem basıncı nispeten sabit tutulabilir. Yeterli depolama olmadığında, hava talebindeki dalgalanmalar anlık basınç düşüşlerine neden olarak daha yüksek bir sistem basıncına ihtiyaç varmışçasına yapay bir ihtiyaç yaratır. Bu yapay basınç ihtiyacının genel olarak kompresör deşarj basıncı ayarlarının artırılması yoluyla karşılanması daha yüksek enerji tüketimine neden olmaktadır. Hava talebindeki dalgalanmalar, hazır bekler haldeki kompresörleri aniden devreye sokabilir ve herhangi bir fayda üretmeksizin daha uzun süre çalışmalarına neden olabilir. Yeterli depolama, tüm bu sorunların azaltılmasına yardımcı olur.

Yeterli depolama ayrıca aç/kapa veya yükleme/boşaltma modunda çalışan kompresörlerde devreye girip çıkma sıklığını da azaltır. Devreye girip çıkma sayısının azalması, motorun daha az aşınmasını sağlar ve yükleme/boşaltma modunda kompresör yüksüz halde iken karterin basıncının boşaltılabilmesi için daha fazla zaman yaratır. Karter basıncının düşük kaldığı sürelerin uzaması daha fazla enerji tasarrufu demektir. Bu nedenle, endüstri kaynakları, bir basınçlı hava sisteminin depolama kapasitesinin kompresörün tam yüklü haldeki debisi (Sm3/h) başına 10-14 Litre arasında olacak şekilde tasarlanmasını tavsiye etmektedir. [10] Depolama kapasitesinin söz konusu miktarın üzerinde olması elde edilecek faydaları daha da artıracaktır.

Örnek 10.3: 4,4 m^3 hava depolama kapasitesine sahip ve yükleme/boşaltma modunda %50 kapasite ile 850 Sm^3/h basınçlı hava üretmek üzere çalıştırılan 1.700 Sm^3/h kapasitedeki bir kompresörün depolama kapasitesi/basınçlı hava çıktısı oranı 2,6 $L/m^3/h$ değerindedir. Yukarıdaki kompresör çalışırken Şekil 10.8'e göre tam yüklü halde iken çektiği gücün yaklaşık %75'i kadar güç çekecektir. Hava depolama kapasitesi 22 m^3 değerine (12,9 $L/Sm^3/h$ oranına) yükseltilecek şekilde sisteme tanklar eklenirse, bu defa kompresör çalışırken tam yüklü halde iken çektiği gücün yaklaşık %70'i kadar güç çekecektir. Kompresörün tam yüklü halde iken 180 kW güç çektiği varsayılırsa, güç tasarrufu yaklaşık olarak,
180 kW x (75% - 70%) = 9 kW olacaktır.

10.10.3. Kayıpsız Kondens Drenaj Kapanlarının Monte Edilmesi

Basınçlı hava sisteminden kondensi tahliye etmek için hava kompresörü soğutucuları, kurutucuları, depoları ve filtrelerine drenaj kapanları yerleştirilmelidir. Endüstride yaygın olarak kullanılan drenaj kapanları, ayarlı bir süre boyunca aralıklı olarak açılan ve genellikle gereğinden fazla havayı tahliye eden zaman kontrollü ekipmanlardır. Drenaj kapanlarının bir alternatifi, neredeyse gereksiz hiç basınçlı hava tahliye etmeksizin sadece kondensi tahliye etmek üzere tasarlanmış şamandıra tabanlı, kayıpsız kondens drenaj kapanlarıdır. Kondens birikimi nedeniyle şamandıra yükseldiğinde, kapan açılmakta ve kondens tahliye edilmektedir. Yeterli miktarda kondens tahliye edildikten sonra şamandıra asgari seviyesine geri dönmekte ve böylece drenaj kapanı kapanmaktadır.

Mevcut bir standart drenaj kapanından kaynaklanan hava kaybı miktarı ve drenaj-zaman aralığı ve süresi biliniyorsa, kayıpsız bir drenaj kapanının kurulmasından elde edilebilecek güç tasarruflarının ölçülmesinde Eş. 10.10 kullanılabilir. Bu gibi durumlarda, hava kaybındaki azalmanın, mevcut zaman kontrollü drenaj kapanının hava tüketimine eşit olduğu varsayılabilir.

Örnek 10.4: 1'' çapında bir orifise sahip zaman kontrollü bir drenaj kapanı, her iki dakikada (120 saniye) bir beş saniye boyunca 177 Sm^3/h debide 6,9 barg basınçlı havayı tahliye etmektedir. Eğer 0,106 kW/Sm^3/h özgül güce ve 0,15 FPNL oranına sahip değişken hızlı bir kompresör ile beslenen bir basınçlı hava sistemindeki bu drenaj kapanı, kayıpsız bir drenaj kapanı ile değiştirilirse elde edilebilecek yaklaşık güç tasarrufu,

[177 Sm^3/h x (5 saniye/120 saniye) x 0,106 kW /Sm^3/h x (1 – 0,15)] = 0,66 kW
olarak hesaplanabilir.

10.10.4. Düşük Basınçlı Son Kullanımların Yüksek Basınçlı Son Kullanımlardan Ayrılması

Birçok üretim prosesi, tesiste iki veya daha fazla farklı basınç seviyesinin kullanımını gerektirmektedir. Örneğin, bir üflemeli kalıplama işlemi 41 bar_g veya daha fazla basınç gerektirebilmekte iken, tesisteki otomasyon ve aletler için kullanılan genel kullanımlı basınçlı hava 6,2 bar_g veya daha az basınç gerektirebilmektedir. Böyle bir durumda, tesisteki farklı basınç aralığı gereksinimlerine hizmet etmek için bir düşük basınçlı ve bir yüksek basınçlı hava sistemi olmak üzere iki ayrı basınçlı hava sistemi mevcut olduğunda, enerji tasarrufu sağlanabilecektir. Bu sistemlerin her birinin kendi ayrı dağıtım boru ağı ve kompresör seti olması gerekmektedir. Havayı 41 bar_g basınca sıkıştırmak için gereken enerji, aynı hava hacmini 6,2 bar_g'ye sıkıştırmak için gereken enerjinin iki katından fazla olduğundan, iki farklı basınç gereksinimi için ayrı basınç sistemlerinin kullanılması daha avantajlı olacaktır.

10.11. Merkezi Tesisteki Enerji Tasarrufu Fırsatları

Bir sistemin enerji tasarrufu açısından iyileştirilmesi kapsamında merkezi tesisin basınçlı hava sistemi modifiye edilebilir veya ilgili ekipmanlar yenileri ile değiştirilebilir. Merkezi tesisle ilgili olarak yapılacak iyileştirilmeler, enerji tasarrufu stratejilerinin hem hava talebi hem de hava dağıtım sistemi yönünde iki yönlü olarak uygulanmasının ardından gerçekleştirildiğinde özellikle etkilidir. Hava kullanımının azaltılması, enerji yüklerini azaltarak daha küçük boyutlu daha az sayıda kompresörün yeterli olmasını sağlayacağından sermaye maliyetlerini de azaltacaktır. Ek olarak, merkezi tesis stratejileri kapsamında basınçlı hava sisteminin kısmi yükteki verimliliği de artırılarak, hava talebinin azaltılması yoluyla da enerji tasarrufları artırılmaktadır.

10.11.1. Daha Verimli Çalışma Moduna Geçilmesi

Çeşitli hava kompresörü çalışma modları 10.7.8 no'lu alt bölümde özetlenmiş ve kompresörün kısmi yükte diğerlerinden daha yüksek verime sahip çalışma modlarına da yine bu alt bölüm kapsamında yer verilmiştir. Bu bölüm diğerlerinden daha yüksek kısmi yük verimine sahip modları da tanımlar. Şekil 10.13'ten, bir hava kompresörünün güç profili, Schmidt ve Kissack [20] tarafından türetilen aşağıdaki Eş. 10.11 kullanılarak kompresörün kapasitesinin bir fonksiyonu olarak ifade edilebilir.

$$FP = FC \times (1 - FPNL) + FPNL \qquad (10.11)$$

Eş. 10.11'de, FP bir hava kompresörünün çektiği gücün, tam yüklü halde çektiği güce oranı, FC kompresörün çalıştığı kapasitenin nominal kapasitesine oranı ve FPNL ise hava çıktısı sıfıra yaklaşırken kompresörün yüksüz halde çektiği gücün tam yüklü halde çektiği güce oranıdır. Çeşitli çalışma modları için FPNL değerleri Şekil 10.13 ile tutarlı olarak Tablo 10.2'de gösterilmektedir. Eş. 10.11'deki ve Tablo 10.2'deki değerler, belirli bir çalışma modunda belirli bir yükte kompresörün çekeceği gücü tahmin etmek için kullanılabilir. Güç profilleri kompresörün modeline, bakım durumuna ve sistemin depolama hacmine bağlı olarak değişebilmektedir. Kompresörlerin yüklü ve yüksüz halde çektiği güç değerleri ve modülasyon-güç aralığı gibi güç verilerinin kaydının tutulması, her bir kompresörün ayrı ayrı daha doğru güç profillerinin çıkarılmasına yardımcı olabilir. Eş zamanlı olarak basınçlı hava debi verilerinin de kaydı tutulursa, son derece doğru bir güç-çıktı profilinin geliştirilebilmesi mümkün olacaktır.

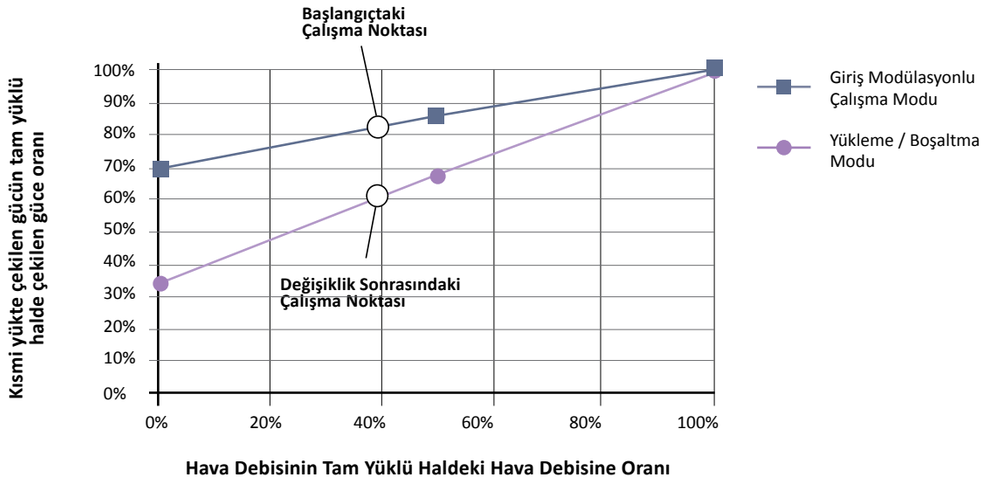
Standart endüstriyel döner vidalı hava kompresörleri başlıca giriş modülasyonlu çalışma modunda ve yükleme/boşaltma modda çalışmaktadır. Bu nedenle, yaygın bir enerji tasarrufu fırsatı, giriş modülasyonlu çalışma modunda çalışan bir kompresörün çalışma modunun yükleme/boşaltma moduna değiştirilmesidir. Bu değişiklik, son derece tutarlı bir çıkış basıncı gerektiren hassas prosesler ve testler hariç olmak üzere, üretim tesislerinin çoğunda uygulanabilir bir değişikliktir.

Örnek 10.5: Tam yüklü haldeki kapasitesinin ortalama %40'ı mertebesinde hava üreten bir kompresör giriş modülasyonlu çalışma modunda (FPNL = 0,7) çalışırken, yükleme/boşaltma moduna (FPNL = 0,35) geçirildiğinde tam yüklü haldeki güç tüketimine kıyasla güç tüketiminin yüzdesi (FP) aşağıda gösterilen oranda azalacaktır:

FP (giriş modülasyonlu) = [0,40 x (1 – 0,7)] + 0,7 = 0,82
FP (yükleme/boşaltma) = [0,40 x (1 – 0,35)] + 0,35 = 0,61

Kompresör tam yüklü halde iken 100 kW güç çekiyorsa, güç tasarrufu yaklaşık olarak,
100 kW x (0,82 – 0,61) = 21 kW olacaktır.

Bir kompresörün çalışma modunun giriş modülasyonlu çalışma modundan yükleme/boşaltma moduna değiştirilmesi yoluyla sağlanabilecek enerji tasarrufları grafiksel olarak Şekil 10.15'te gösterilmektedir.



Şekil 10.15: Çalışma Modunun Giriş Modülasyonlu Çalışma Modundan Yükleme/Boşaltma Moduna Değiştirilebilmesiyle Elde Edilebilecek Enerji Tasarrufu Grafiği

10.11.2. Daha Yüksek Verimli Bir Hava Kompresörünün Kullanılması

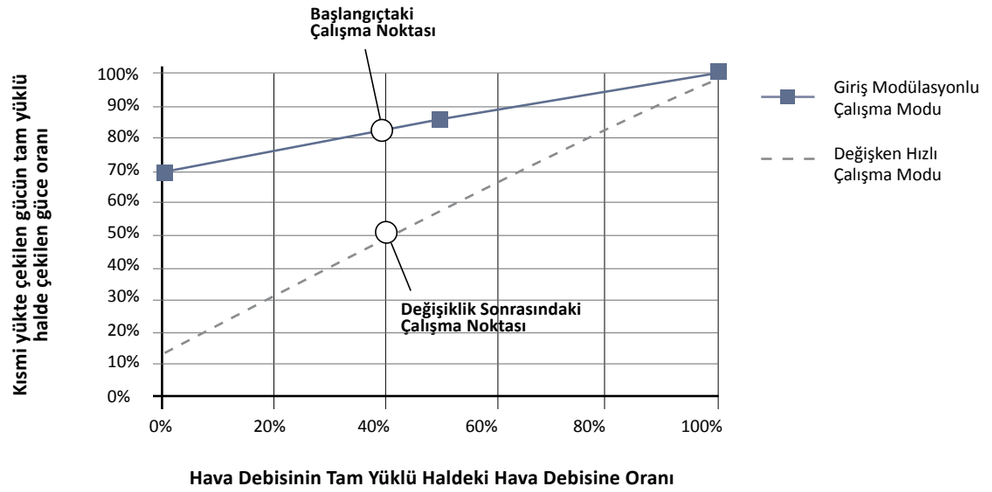
Bir hava kompresörünün çalışma modunun değiştirilmesinden sonra atılabilecek bir sonraki adım, kompresörün daha yüksek verimli yeni bir kompresörle değiştirilmesi olacaktır. Bu işlem yatırım gerektiren bir işlem olmakla birlikte, uygun şekilde yapılırsa basit bir çalışma modu değişikliğinden daha fazla enerji tasarrufu sağlayacaktır. Örneğin, eski bir kompresörün düşük kısmi yük verimi nedeniyle yeni bir değişken hızlı kompresörle değiştirilmesi ihtiyatlı ve popüler bir seçimdir. Sadece bir değişken hızlı kompresörün özel olarak bir sistemin basınç ayarında kullanılacak kompresör olarak kullanılması dahi tatminkâr düzeyde enerji tasarrufu sağlayabilir. İyi sıralanmış bir sistemde birkaç değişken-hızlı kompresörün kullanılması ise, eğer sistem sık sık kısmi yükte çalıştırılmıyor ise değişken hızlı kompresörlerin kısmi yük verim avantajından faydalanılamayacağından çok az ek fayda sağlayacaktır.

Örnek 10.6: Önceki örnekteki giriş modülasyonlu çalışma modundaki aynı hava kompresörü (FPNL = 0,7), benzer boyutlu bir değişken hızlı kompresör (FPNL = 0,15) ile değiştirilirse, tam yüklü haldeki güç tüketimine kıyasla güç tüketiminin yüzdesindeki (FP) azalış şu şekilde hesaplanır:

FP (giriş modülasyonlu) = [0,40 x (1 - 0,7)] + 0,7 = 0,82
FP (değişken hızlı) = [0,40 x (1 - 0,15)] + 0,15 = 0,49

Kompresör tam yüklü halde iken 100 kW güç çekiyorsa, güç tasarrufu yaklaşık olarak,
100 kW x (0,82 - 0,49) = 33 kW olacaktır.

Bir kompresörün çalışma modunun giriş modülasyonlu çalışma modundan değişken hızlı moduna değiştirilmesi yoluyla sağlanabilecek enerji tasarrufları grafiksel olarak Şekil 10.16'da gösterilmektedir.



Şekil 10.16: Çalışma Modunun Giriş Modülasyonlu Çalışma Modundan Değişken Hızlı Çalışma Moduna Değiştirilebilmesiyle Elde Edilebilecek Enerji Tasarrufu Grafiği

10.11.3. Otomatik Kapanmanın Etkinleştirilmesi

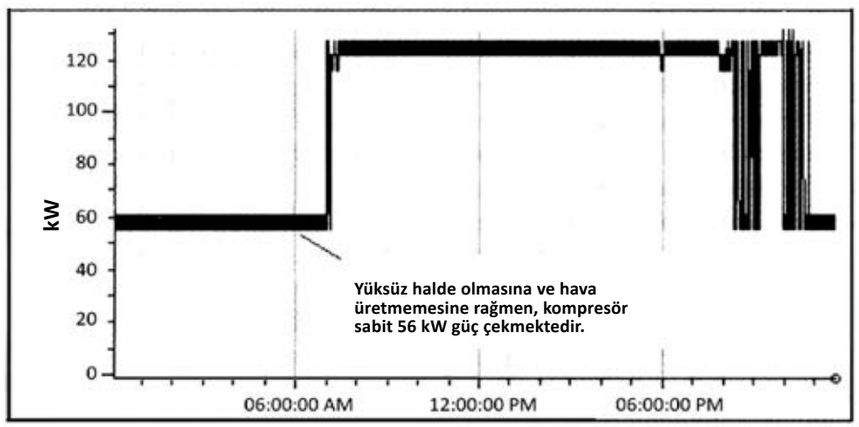
Basınçlı hava talebinin düşük olduğu dönemlerde, bir hava kompresörü yüksüz hale geldikten sonra birkaç saat boyunca yeniden yüklenmesi gerekmeyebilir. Yüksüz durumdayken, bir kompresör basınçlı hava üretmez, ancak yine de güç çeker. Dolayısıyla uzun süre yüksüz kalan bir kompresör boşa enerji harcamış olacaktır. Şekil 10.17'de otomatik kapanmanın etkinleştirilmediği bir hava kompresörünün güç okuması gösterilmektedir.

Çoğu ticari hava kompresörü, kullanıcı tarafından tanımlanan bir süre (genellikle 10 dakika) boyunca yüksüz halde kaldıktan sonra kapanma özelliğine sahiptir. Bu kontrol özelliği, talebin düşük olduğu dönemlerde enerji tasarrufu sağlarken daha sonra talep arttığında ve sistem basıncı belirli bir eşik değerin altına düştüğünde ise kompresörün yeniden etkinleştirilmesini sağlamaktadır. Otomatik kapanmanın düzgün şekilde etkinleştirildiği bir hava kompresörünün güç okumasına ait değerler Şekil 10.18'de gösterilmektedir.

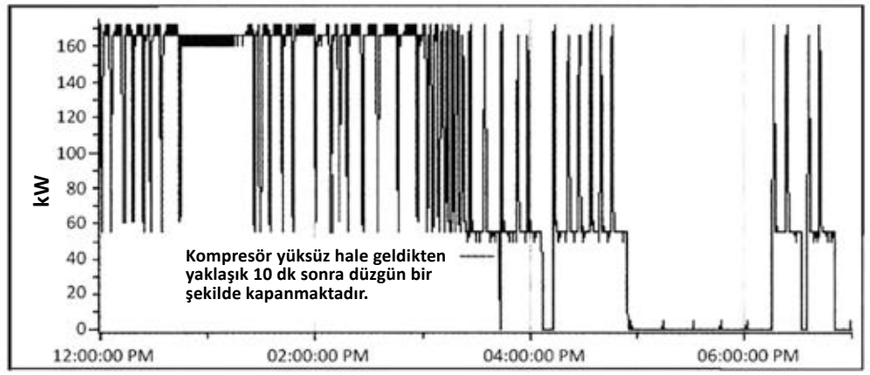
Otomatik kapanma özelliği, kompresörün kontrol panelinden etkinleştirilebilen bir ayar olup uygulanması oldukça kolaydır. Otomatik kapanma özelliğini kullanmanın getirdiği tasarruf potansiyelini gerçekleştirmenin etkili bir yolu kompresörün güç verilerinin sürekli olarak kaydedilmesidir.

Örnek 10.7: Bir hava kompresörü, yoğun olmayan bir gece üretim vardiyası kapsamında her gece 10 saat boyunca yüksüz halde 56 kW güç çekiyor ise, otomatik kapanma özelliğinin uygulanmasından elde edilebilecek yıllık enerji tasarrufu yaklaşık olarak:

56 kW x 10 saat/gece x 365 gece/yıl = 204.400 kWh/yıl
olacaktır.



Şekil 10.17: Otomatik Kapanmanın Etkinleştirilmediği Bir Hava Kompresörünün Güç Okuması



Şekil 10.18: Otomatik Kapanmanın Etkinleştirildiği Bir Hava Kompresörünün Güç Okuması

10.11.4. Sistemin Çalışma Basıncının Azaltılması

Genel bir kural olarak, her 0,138 bar'lık basınç azaltımı, basınçlı hava enerjisi tüketiminde yaklaşık %1'lik bir azalmayla sonuçlanır. [1] "Pressured Air Challenge" kuruluşu, birçok pnömatik makine ve aletin, 5,5 bar_g veya daha altı besleme basıncında çalışabileceğini öne sürmektedir. Pnömatik ekipman parçalarının çalışması nadiren 6,2 bar_g'den fazla basınç gerektirmektedir. Ayrıca, uygun şekilde tasarlanmış bir basınçlı hava sisteminde dağıtım sistemi kaynaklı basınç kaybı, kompresörler tarafından sağlanan basıncın %10'undan çok daha azına eşittir. [1] Bununla birlikte, birçok üretim tesisi hali hazırda 7,6 bar_g veya daha yüksek deşarj basınçlarında çalıştığından, üretimi olumsuz etkilemeksizin enerjiden tasarruf edilmesi mümkündür. Ek olarak, yukarıda açıklanan dağıtım sistemi enerji tasarrufu fırsatları ile sistemdeki basınç düşüşü azaltılabilirse, kompresörün deşarj basıncı ayarı da eşit miktarda düşürülerek daha düşük bir değere ayarlanabilecektir. Uygulama sırasında, basınçtaki ani düşüş kaynaklı anlık aşırı tepki riskine yol açmaksızın, basıncın ayarlanacağı uygun basınç değerinin bulunulabilmesi için basıncın kademeli olarak azaltılması gerekmektedir.

Atmosferik basınç koşullarında (P_{atm}) basınçlı hava deşarj basıncının yüksek basınç ayarından (P_h) düşük basınç ayarına (P_l) düşürülmesiyle elde edilebilecek kısmi enerji tasarrufu politropik sıkıştırma özelliklerine dayalı olarak Eş. 10.12 yoluyla bulunabilir. [21]

$$Tasarruf\ yüzdesi = \left[\left(\frac{P_h}{P_{atm}}\right)^{0,286} - \left(\frac{P_l}{P_{atm}}\right)^{0,286}\right] \Big/ \left[\left(\frac{P_h}{P_{atm}}\right)^{0,286} - 1\right] \qquad (10.12)$$

Örnek 10.8: Bir kompresörün deşarj basıncı, 1 bar_a atmosfer basıncında 7,6 bar_g'den (8,6 bar_{mutlak}) 6,9 bar_g'ye (7,9 bar_{mutlak}) düşürüldüğünde elde edilebilecek kısmi enerji tasarrufu yaklaşık olarak aşağıdaki şekilde hesaplanır:

$$\textit{Tasarruf yüzdesi} = \left[\left(\frac{8,6}{1}\right)^{0,286} - \left(\frac{7,9}{1}\right)^{0,286}\right] / \left[\left(\frac{8,6}{1}\right)^{0,286} - 1\right] = \%5,2$$

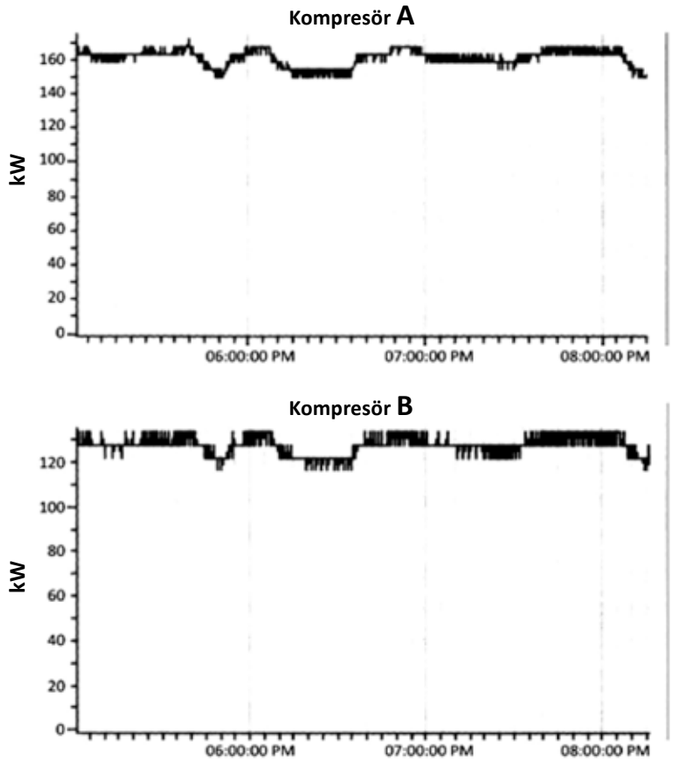
Eğer bu kompresör yükleme/boşaltma modunda tam yüklü halde 200 kW güç çekiyor ve %60 faktörüne sahipse, ortalama birim enerji tasarrufu yaklaşık olarak,

Tasarruf = 200 kW x 60% x 5,2% = 6,2 kW
olacaktır.

10.11.5. Sıralı Hava Kompresörleri

İki veya daha fazla özdeş olmayan kompresör içeren basınçlı hava sistemlerinin uygun kontroller olmaksızın optimum enerji verimliliği sağlayacak şekilde sıralanması zordur. Bu tür sistemlerde, kısmi yük koşullarında aynı zamanda çalışması gerekenden daha fazla kompresörün birlikte çalışması sonucu ortaya çıkmaktadır. Ek olarak, kompresörler deşarj (kompresör çıkış) basıncını dengeleme çabalarında birbirlerini engelleme eğilimindedir. Bu sorunlar, kompresörlerin tek bir merkezi konumdan ziyade bir tesis içerisinde birden fazla konumda konumlandırıldığı sistemlerde özellikle yaygındır.

Sıralı olmayan bir sistem içindeki iki hava kompresörünün güç okuması Şekil 10.19'da gösterilmektedir. Her iki kompresörün de gücünün eş zamanlı olarak yukarı ve aşağı yönde modüle edildiğine dikkat ediniz. Bir diğer deyişle, iki kompresörden hiçbirisi öncü veya gecikmeli kompresör olarak hareket etmemektedir. Hava kompresörlerinin uygun şekilde kademelendirilmesi üç ana stratejiyi içermektedir. Söz konusu stratejiler şunlardır: 1) asgari yükün üstesinden gelmek için mümkün olduğunca fazla sayıda kompresörün tam yüklü olarak çalıştırılması; 2) yükün dengelenmesi için sadece bir kompresörün kısmi yükte çalıştırılması ve 3) geriye kalan diğer kompresörlerin tamamen kapatılması. Asgari yük daha büyük kompresörler tarafından, yükün dengelenmesi işlevi ise daha küçük veya yüksek verimli kompresörler tarafından yerine getirilmelidir. Normal çalışma koşulları altında özel dengeleme kompresörü olarak yüksek kısmi yük verimliliğine sahip küçük bir kompresörün (değişken hızlı kompresörler tercih edilir) belirlenmesi iyi bir seçim olacaktır. Doğru kademelendirme, çoğu kompresörün en verimli şekilde (tam yüklü) çalışmasını, kısmi yükte çalışan kompresör sayısının en aza indirilmesini ve ihtiyaç bulunmayan tüm kompresörlerin kapalı tutulmasını sağlar. Bunu başarmanın yolu, bir sistemdeki tüm kompresörlerin birbirine bağlandığı ve en az miktarda enerji kullanılmasını sağlayacak şekilde kompresörleri otomatik olarak çalıştırmak üzere programlanmış merkezi bir sıralı kompresör sistemi kurulmasıdır. Sıralı bir sistemde, dağıtım sistemindeki stratejik bir noktaya tek bir basınç dönüştürücü kurulur ve basınç bu konumda izlenerek belirli bir basınç değeri korunur.



Şekil 10.19: Sıralı Olmayan Bir Basınçlı Hava Sistemindeki İki Kompresörün Güç Okuması

Otomatik kompresör kademelendirmesi, özellikle hava talebi bağlamında uygulanabilecek enerji tasarrufu önlemleri uygulandıktan ve buna bağlı olarak sistemin hava çıktısı azaltıldıktan sonra etkilidir. Bunun nedeni, kademelendirmenin kompresörlerin düşük yük koşullarında kapanma yeteneğini geliştirmesidir. Azaltılmış yükün kademelendirme ile birleştirilmesi bir veya daha fazla kompresörün kapanmasını mümkün kılarak büyük ölçüde enerji tasarrufu sağlar.

Örnek 10.9: Bir üretim prosesinin hava talebini karşılamak üzere her biri %50 kapasitede çalışan çeşitli tip ve boyutlarda üç hava kompresörünün yükü paylaştığı bir örnekte, kompresörlerin her biri Şekil 10.13'teki güç/çıktı verimlilik profilini takip etmektedir. Kompresörler mevcut durumda Tablo 10. 3'e göre çalışmaktadır. Kompresörler merkezi bir sıralı sistem dâhilinde çalışması durumunda Tablo 10.4'e göre çalışacak ve bunun sonucunda önemli miktarda enerji tasarrufu sağlanacaktır. Güç tasarrufu yaklaşık olarak,

Ortalama güç tasarrufu = 290,1 kW - 194,6 kW = 95,5 kW olacaktır.

Tablo 10.3: Kompresörlerin Asgari Güç/Çıktı Cinsinden Verim Profilleri

Komp. No	Çalışma Modu	Nominal Güç (kW)	Tam Yükte Nominal Debi (Sm^3/h)	Tam Yükte Ölçülen Güç (kW)	Kısmi Yük Debisi	Çalışma Debisi (Sm^3/h)	Kısmi Yük Debi Oranı	Fiili Çektiği Güç (kW)
1	Giriş Modülasyonlu	149	1427	151,2	50%	713	85%	128,5
2	Giriş Modülasyonlu	112	1070	113,4	50%	535	85%	96,4
3	Değişken Hızlı	112	1070	113,4	50%	535	57,5%	65,2
Toplam						**1.783**		**290,1**

Tablo 10.4: Kompresörlerin Merkezi Bir Sıralı Güç/Çıktı Cinsinden Verim Profilleri

Komp. No	Çalışma Modu	Nominal Güç (kW)	Tam Yükte Nominal Debi (Sm^3/h)	Tam Yükte Ölçülen Güç (kW)	Kısmi Yük Debisi	Çalışma Debisi (Sm^3/h)	Kısmi Yük Debi Oranı	Fiili Çektiği Güç (kW)
1	Kapalı	149	1427	151,2	0%	0	0%	0,0
2	Giriş Modülasyonlu	112	1070	113,4	100%	1070	100%	113,4
3	Değişken Hızlı	112	1070	113,4	66,6%	713	71,6%	81,2
Toplam						**1.753**		**194,6**

10.11.6. Yüksek Verimli Bir Kurutucunun Kullanılması

Basınçlı hava sistemi uygulamasına uygun yüksek verimliliğe sahip bir kurutucu, düzgün işleyen verimli bir sistemin bir diğer önemli bileşenidir. Geleneksel nem absorbent kurutucular büyük miktarlarda basınçlı hava tükettiklerinden, alternatif olarak soğutmalı kurutucuların kullanılması halinde enerji tüketimi önemli ölçüde azaltılabilir. Basınçlı hava sistemi için bir kurutucu satın alırken aşağıdaki öneriler dikkate alınmalıdır:

- Son kullanım havasının aşırı kuru olması gerekmiyorsa (yani ihtiyaç duyulan çiy noktası sıcaklığı 2°C'den daha az değilse), bir nem absorbent kurutucu yerine soğutmalı bir kurutucunun kullanılması,
- Soğutmalı bir kurutucu kullanılacaksa, açık çevrim kurutucu yerine kapalı çevrim bir kurutucunun seçilmesi,
- Bir nem absorbent kurutucunun zaruri olduğu durumlarda, kurutma işleminde ya bir fan ya da ısı ve havanın bir kombinasyonunu kullanan neme duyarlı bir kurutucunun seçilmesi ve
- Santrifüj kompresörler veya yağsız döner vidalı kompresörler kullanılıyorsa, kurutma işleminde atık ısıdan yararlanmak amacıyla bir sıkıştırma ısısı kurutucusunun seçilmesi.

Nihai kullanım süreçlerindeki değişiklikler dolayısıyla artık daha kuru havaya ihtiyaç duyulmadığı durumlarda, mevcut durumda kullanılmakta olan bir nem absorbent kurutucunun yerine yeni bir yüksek verimli soğutmalı kurutucu satın alınabilir. Bunun fizibilitesi çalışma saatlerine ve enerji maliyetlerine de bağlıdır.

Örnek 10.10: Bir basınçlı hava sistemi, yükleme/boşaltma modunda çalışan 0,10 kW/Sm^3/h özgül güçle (0,35 FPL oranı) çalışan ve 1.700 Sm^3/h basınçlı hava üreten bir döner vidalı hava kompresörünü ve üretilen havanın %15'ini tüketen bir nem absorbent kurutucuyu içermektedir. Üretilen hava yalnızca pnömatik silindir ve aletlere güç sağlamak için kullanılmaktadır. Dolayısıyla, havanın bir soğutmalı kurutucunun yapabileceğinden daha fazla kurutulmasına gerek yoktur. Nem absorbent kurutucunun 4 W/Sm^3/h tüketime sahip yeni ve verimli bir soğutmalı kurutucu ile değiştirilmesi durumunda yaklaşık olarak elde edilebilecek güç tasarrufu ve bunu takip eden tasarruflar aşağıdaki gibi olacaktır.

Mevcut nem absorbent kurutucu tarafından çekilen güç

$$= 1700 \ \frac{Sm^3}{h} \ \text{x } 0{,}15 \ \text{x } 0{,}1 \ \frac{kW}{\frac{Sm^3}{h}} \ \text{x } (1 - 0{,}35) = 16{,}5 \ kW$$

Soğutmalı kurutucu tarafından çekilmesi öngörülen güç

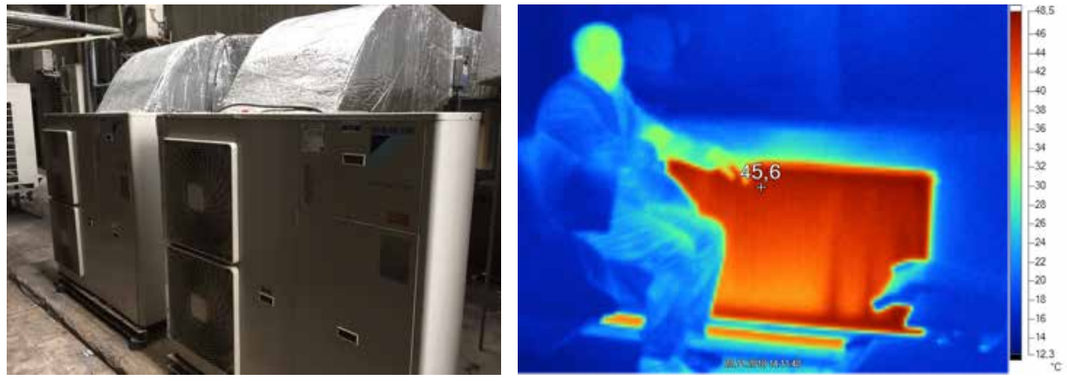
$$= 1700 \ \frac{Sm^3}{h} \ \text{x } 4 \ \frac{W}{\frac{Sm^3}{h}} \ \text{x} \frac{1}{1000} \ \frac{kW}{W} = 6{,}8 \ kW$$

Güç tasarrufu = 16,5 kW - 6,8 kW = 9,7 kW olacaktır.

10.11.7. Atık Isının Isıtma Amaçlı Kullanılması

Bir kompresörün ürettiği işin yaklaşık %78'i sıkıştırma işlemi sırasında ısıya dönüşmektedir. [2] Bu ısı, alanların ısıtılmasında kullanılabilecek şekilde yönlendirilebilirse kışın ısıtma maliyetleri düşürülebilecektir. Bunun için, hava soğutmalı bir kompresörün soğutulmasında kullanılan hava, bir kanal sistemi aracılığıyla kompresörlerin bulunduğu mekanik odaya bitişik hacimlere yönlendirilebilir. Buradan da kışın ısıtma

uygulamasının söz konusu olduğu açık hava endüstriyel tesislerinin doğrudan ısıtılması için buralara tahliye edilebilir. Ayrıca, bu atık ısı kanallar vasıtasıyla bir ısı pompası üzerinden geçirilerek havadan suya bir ısı pompası ile kışın ısıtma yazın kullanım sıcak suyu üretimi sağlanabilir. Her biri 16 kW olan iki adet ısı pompası sistemi basınçlı hava atık ısısının değerlendirilmesi amacıyla Gazi Üniversitesi Hastanesi'ne kurulmuştur. Şekil 10.20'de ise atık ısıdan sağlanan sıcak suyun ısıtma amacıyla kullanıldığı bir termal kamera görüntüsü verilmiştir. [25]



Şekil 10.20: Gazi Üniversitesi Hastanesi'nde Basınçlı Hava Sistemindeki Atık Isıdan Isı Pompalarıyla Sıcak Su Üretimi ve Isıtılan Mahaldeki Termal Kamera Görüntüsü

Eğer ısınan havayı taşımak için bir kanal sistemi kurulacaksa, kanallar havanın uygun bir akış hızına sahip olacağı şekilde tasarlanmalıdır. Aksi takdirde, kısıtlanan hava akışı kompresörün soğumasını tehlikeye atarak işlemin verimini etkileyebilecektir. Diğer taraftan, dış havanın sıcak olduğu dönemlerde, ısıtılmış havanın bina dışına veya iklimlendirilmemiş boş bir alana yönlendirilebilmesi amacıyla sisteme bir damper sistemi de dâhil edilmelidir. Aksi takdirde, söz konusu ısıtılmış hava, yaz aylarında bina sakinlerini rahatsız edebilir veya iklimlendirme için fazladan enerji harcamak durumunda kalınabilir. Damperler, sıcak mevsimden soğuk mevsime ve soğuk mevsimden sıcak mevsime geçişte, yılda iki kez manuel olarak ayarlanabilir veya bir alan termostatı ve otomatik aktüatörler aracılığıyla daha hassas bir şekilde kontrol edilebilir.

Örnek 10.11: Hava soğutmalı bir basınçlı hava tesisi ortalama 200 kW güç çekiyorsa ve enerjinin %78'inin atık ısıya dönüştüğü varsayılırsa, saat başına üretilen yaklaşık ısı miktarı,

200 kW x 78% = 156 kW olarak hesaplanır.

Bu ısı, yılda 100 gün boyunca %80 verimle çalışan doğal gaz ünitesi ısıtıcıları tarafından sağlanan hacim ısıtmasını etkili bir şekilde dengelemek için bitişikte bulunan 24 saat üretim yapılan hacme yönlendirilirse, yıllık doğal gaz tasarrufu yaklaşık olarak aşağıdaki gibi olacaktır.

$$\frac{\left(156\ kW \times 100\ \frac{gün}{yıl} \times 24\ \frac{h}{gün}\right)}{0{,}8} = 468.000\ \frac{kWh}{yıl}$$

Doğal gazın alt ısıl değerini 9,7 kWh/m³ olarak kabul edersek, yıllık tasarruf miktarı yaklaşık 48.250 m³ olacaktır.

10.11.8. Soğuk Havanın Sıkıştırılması

Soğuk hava, sıcak havadan daha yoğundur, bu nedenle sıkıştırılması için daha az enerjiye ihtiyaç duyulur. Dolayısıyla, basınçlı hava üretiminde daha sıcak olan mekanik oda havasını kullanmaktan ziyade daha soğuk olarak atmosfer havasının kullanılması daha avantajlı olacaktır. Bu bağlamda, eğer hava kompresörleri bir dış duvara bitişikse, atmosfer havası doğrudan bu iş için kurulmuş olan kanallar veya dolaylı olarak duvardaki mevcut havalandırma menfezleri aracılığıyla çekilerek enerji tasarrufu sağlanabilir. Eğer atmosfer havası doğrudan kanallar aracılığıyla çekilecekse, giriş havasında yaşanacak basınç düşüşünün ihmal edilebilir düzeyde kalmasını sağlamak için özen gösterilmelidir.

Çünkü giriş havasındaki basınç düşüşü 17 mbar'ı aşarsa, kompresörün enerji kullanımı %1'den daha yüksek bir oranda artacaktır. Bu da daha soğuk hava sıkıştırılarak elde edilecek tasarrufların çoğunun ortadan kalkması anlamına gelecektir.

ASHRAE [22] gibi kaynaklarda sunulan standart hava sürtünme kaybı çizelgeleri, atmosfer havası giriş kanalının boyutunun uygun hava akış hızına göre tasarlanmasında kullanılabilir.

Basınçlı hava giriş sıcaklığının yüksek sıcaklıktan (T_h) düşük sıcaklığa (T_L) düşürülmesiyle elde edilebilecek kısmi enerji tasarrufu politropik sıkıştırma özelliklerine dayalı olarak Eş. 10.13 ile bulunabilir. [5]

$$\%\ Tasarruf = \frac{T_h - T_l}{T_l} \qquad (10.13)$$

Örnek 10.12: Bir basınçlı hava tesisinin mekanik odasından yıl boyunca ortalama 27°C sıcaklıkta hava çekmesi yerine, yıl boyunca ortalama 13°C sıcaklıktaki dış havayı kullanması durumunda elde edilebilecek ortalama tasarrufu yüzdesi yaklaşık olarak aşağıdaki gibidir.

$$\% \ Tasarruf = \frac{T_h - T_l}{T_l} = \frac{300 - 286}{300} = \% \ 4{,}67$$

Bu basınçlı hava tesisi ortalama olarak 300 kW güce sahipse ve yılda 8.760 saat boyunca çalışıyorsa, bu durumda yıllık elektrik enerjisi tasarrufu da yaklaşık olarak,

= 300 kW x 8.760 h/yıl x 4,6% = 120.888 kWh/yıl
olarak hesaplanır.

10.12. Örnek Olay İncelemesi-Basınçlı Hava Sistemi İyileştirmesi

Yukarıda açıklanan enerji tasarrufu stratejileri bir elektrikli ekipman üretim tesisinde uygulamaya konulmuştur. İlgili elektrik talebi (kW) ve enerji (kWh) tasarruflarının projelendirilmesinde yukarıda belirtilen hesaplama yöntemleri kullanılmıştır. Fiilen elde edilen tasarruflar, enerji tasarrufu uygulamalarından önceki yıla ait tesis kullanım bilgilerinin, enerji tasarrufu uygulamalarından sonraki yıla ait tesis kullanım bilgileri ile karşılaştırmasıyla belirlenmiştir. Enerji kullanım verileri, karşılaştırılan söz konusu iki yıl arasında hava durumu ve üretim gibi diğer faktörlerin etkilerini giderecek şekilde istatistiksel regresyonlar kullanılarak normalize edilmiştir. Sonrasında, normalize edilmiş tasarruflar, yapılan projeksiyonların doğruluğunu ölçmek amacıyla orijinal tasarruf projeksiyonlarıyla karşılaştırılmıştır.

10.12.1. Örnekteki Tesisin Basınçlı Hava Sisteminin Özellikleri

Kompresör Düzeni: Bu üretim tesisinde sekiz adet vidalı hava kompresörü bulunmaktadır. Hava kompresörlerinin tamamı üretim saatlerinin çoğunda sürekli olarak çalıştırılmaktadır. Her bir kompresörün basınçlı hava çıkışını düzenlemek üzere, ilgili kompresörün hemen yakınında çıkışta ölçülen deşarj basıncına bağlı olarak ayarlanan bireysel kontrolcüler bulunmaktadır. Her kompresör ayrı ayrı kontrol edildiğinden, kompresörler tek bir sistem olarak değil, sekiz ayrı sistem olarak çalışmaktadır. Bu durum, kompresörlerin çoğunun veya tamamının aynı anda verimsiz kısmi yük koşullarında çalışmasına neden olmaktadır. Bir çift kompresör yükleme/boşaltma modunda çalışmakta, ancak kompresörlerin çoğu giriş modülasyonlu çalışma modunda çalışmaktadır. Kompresörlerin nominal güçleri, çalışma modları, ortalama ve talebin maksimum olduğu zamanki elektrik enerjisi tüketimleri (kaydedilen elektrik okumalarına göre) ve ortalama hava çıkışı dahil olmak üzere tesisin hava kompresörü envanteri Tablo 10.5'te gösterilmektedir.

Sistem Basıncı: Tüm kompresörlerin deşarj basıncı 8 bar_g ile 8,6 bar_g arasında olacak şekilde ayarlanmıştır. Tesisin yönetim ekibi, hiçbir pnömatik ekipman için 6,2 bar_g'den fazla hava basıncına ihtiyaç duyulmadığını ifade etmektedir.

Son Kullanım: Basınçlı hava, esasen tesisin üretim hatlarındaki, ucu açık çelik ve bakır boruların içinde parçaları hareket ettirmek ve taşımak için kullanılmaktadır. Pnömatik silindirler ve aletler de üretim sürecinin bir parçasıdır. Açık borular sürekli olarak havayı dışarı atmakta ve proses kesintiye uğradığı veya üretime ara verildiği süreler zarfında kapanmamaktadır. Bazı açık borular hiçbir işe yaramamakta ve sadece havayı dışarı atmaktadır. Bu borular çoğunlukla proses hattı modifikasyonlarından arta kalan borular olup, hiçbir zaman yerlerinden çıkarılıp kapatılmamıştır.

Diğer proses hatları, üretim için gerekli olandan daha fazla açık boru içermektedir. Tesiste basınçlı hava kaçakları yaygındır ve herhangi bir kaçak bakım programı uygulanmamıştır.

Nem Giderme: Nem, zaman ayarlı drenaj kapanları aracılığıyla, basınçlı hava sisteminin soğutucularından, kurutucularından ve depolarından atılmaktadır. Bu drenaj kapanlarının her biri, bir seferde yaklaşık beş saniye boyunca tekrar tekrar açılmakta ve her seferinde sırasında işitilebilir şekilde hava kaybetmektedir.

Tablo 10.5: Ölçülen Elektrik Tüketimi Bazında Tesis Hava Kompresörü Envanteri

Komp. No	Nominal Güç (kW)	Kompresör Tipi	Çalışma Modu	Yıllık Enerji Tüketimi* (kWh/yıl)	Maksimum Talep* (kW)	Ortalama Hava debisi** (Sm^3/h)
1	147	Vidalı	Giriş Modülasyon	1.363.918	166	1.236
2	110	Vidalı	Yükleme/Boşaltma	709.425	126	365
3	110	Vidalı	Giriş Modülasyon	449.736	129	396
4	110	Vidalı	Giriş Modülasyon	739.122	128	688
5	110	Vidalı	Giriş Modülasyon	661.177	127	528
6	147	Vidalı	Yükleme/Boşaltma	859.636	164	705
7	147	Vidalı	Giriş Modülasyon	682.048	173	594
8	220	Vidalı	Giriş Modülasyon	921.333	238	532
Toplam				**6.386.395**	**1.251**	**5.046**

* *Enerji tüketimi verileri 20 Haziran-19 Temmuz arasında kaydedilmiştir. Bu bir aylık süredeki maksimum talep rastlantısal olarak belirlenmiş ve yıllık enerji tüketim değerleri kaydedilen verilerin ekstrapolasyonu yoluyla tahmin edilmiştir.*

** *Hava çıktısı, kaydedilen kompresör gücü değerinin üretici firma tarafından sağlanan teknik şartnamelerden elde edilen kompresörün tam yüklü halde ürettiği hava çıktısı değeri ile çarpılması yoluyla hesaplanmıştır.*

10.12.2. Enerji Tasarrufu Fırsatları

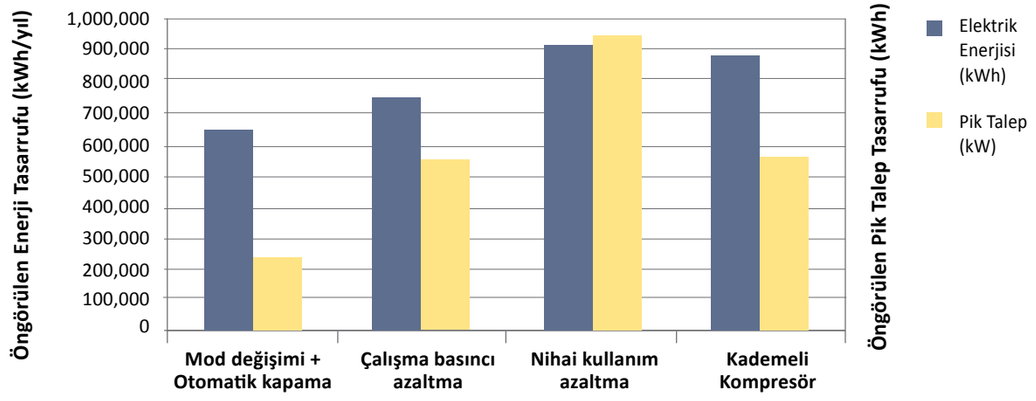
Basınçlı hava sisteminin fiziki olarak gözden geçirilmesi ve her bir kompresörün birkaç haftalık enerji tüketimi verileri kayıtlarının incelenmesi de dâhil olmak üzere basınçlı hava sisteminin analizi sonucunda, bir enerji tasarrufu fırsatları listesi belirlenmiştir. Bu fırsatlar arasında tüm kompresörlerin yükleme/boşaltma modunda çalıştırılması, otomatik kapanma özelliğinin etkinleştirilmesi, deşarj basıncının düşürülmesi, hava kompresörlerinin merkezi bir sıralı kompresör sistemi kapsamında kademelendirilmesi ve nihai kullanım kaynaklı hava talebinin azaltılması sayılabilir. Alınması tavsiye edilen nihai kullanım talebi önlemleri arasında, ucu açık borulara hava tasarruflu nozulların takılması, gereksiz hava borularının ortadan kaldırılması, kayıpsız drenaj kapanlarının takılması ve hava kaçaklarının onarılması önlemleri başarıyla uygulanmıştır. Yukarıda anlatılan yöntemler ve denklemler kullanılarak uygulanan her bir önlem sonucunda enerjiden ve maksimum talepten elde edilmesi öngörülen yıllık tasarruf miktarları ve her bir enerji tasarrufu projesinin uygulanmasına ilişkin maliyetler Tablo 10.6'da verilmiştir.

Tablo 10.6'daki enerjiden ve maksimum talepten elde edilmesi öngörülen yıllık tasarruf miktarlarına ilişkin projeksiyonlar grafiksel olarak Şekil 10.21'de gösterilmektedir.

Tablo 10.6: Öngörülen Tasarruf ve Proje Maliyetleri Bazında Uygulanan Enerji Tasarrufu Önlemleri

Enerji Tasarrufu Fırsatları	Öngörülen Yıllık Enerji Tasarrufu (kWh)	Maksimum Talepte Öngörülen Düşüş (kW)	Enerji Tasarrufu Projesi Maliyeti ($)
Kompresörlerin Çalışma Modunun Giriş Modülasyonundan Yükleme/Boşaltma Moduna Değiştirilmesi ve Otomatik Kapanmanın Etkinleştirilmesi	644.991	61	0
Kompresörlerin Çalışma Basıncının 8,2 bar_g'den 6,5 bar_g'ye düşürülmesi	754.805	139	0
Nihai Kullanım Tarafından Talep Edilen Basınçlı Havanın Azaltılması*	926.623	236	9.500
Hava Kompresörlerinin Kademelendirilmesi	888.095	143	31.500
Toplam	**3.214.513**	**579**	**41.000**

* *Açık borulara hava tasarruflu nozulların takılmasını, gereksiz hava borularının ortadan kaldırılmasını, nem giderme sistemine kayıpsız drenaj kapanlarının takılmasını ve hava sızıntılarının onarılmasını içermektedir.*

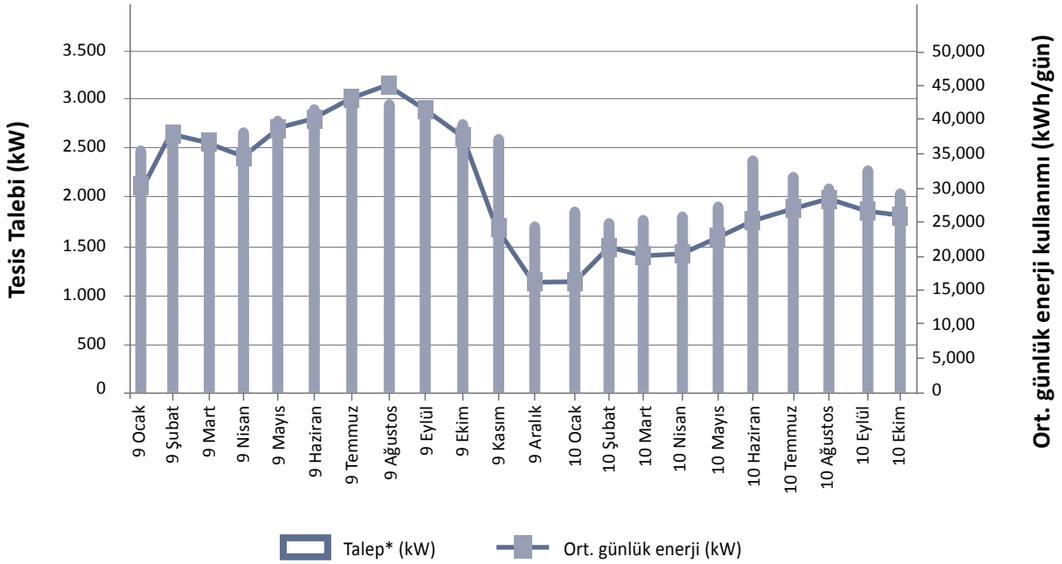


Şekil 10.21: Uygulanan Önlemler Sonucunda Enerjiden ve Maksimum Talepten Elde Edilmesi Öngörülen Tasarruflar

10.12.3. Fiili Enerji Tasarrufları

Tesisteki enerji verimliliği iyileştirmelerinin çoğu, tesis personeli ve uygulayıcılar tarafından Ekim ve Kasım aylarında gerçekleştirilmiştir. Şekil 10.22'de tesisin iki yıllık aylara göre elektrik enerjisi tüketimi (günlük ortalama değerler üzerinden) ve maksimum enerji talebi değerleri ve iyileştirmelerden sonra enerji tüketiminde gerçekleşen düşüşü göstermektedir.

Önceden sekiz kompresörün tamamı sürekli çalışmakta iken iyileştirmelerden bu yana, gündüz normal üretim saatlerinde sadece dört veya beş hava kompresörü çalışmaktadır. Gece vardiyası sırasında normalde sadece bir veya iki kompresör çalışmaktadır. 220 kW gücündeki 8 numaralı kompresörün iyileştirmelerden sonra devreye alınmasına ihtiyaç duyulmamıştır. Tesisin yönetim ekibi, eskimesi dolayısıyla iyileştirmelerden kısa bir süre önce hizmet dışı bırakılan 110 kW'lık 4 numaralı kompresörün yerine hızlı bir şekilde başka bir kompresör satın almayı planlarken iyileştirmeler sayesinde basınçlı hava yükü azaldığından yeni bir kompresör alınmasına ihtiyaç kalmamıştır. Böylece yeni bir kompresörün satın alma maliyetinden tasarruf edilmiştir. İyileştirmelerden sonra sızıntıların azalması, hava basıncının düşmesi ve hava jeti nozullarının ve kondens drenaj kapanlarının veriminin artması nedeniyle tesisteki gürültü seviyeleri de önemli ölçüde azalmıştır.



Şekil 10.22: Tesisin İki Yıllık Enerji Tüketimi ve Maksimum Enerji Talebi Değerleri (İyileştirmeler Ekim ve Kasım Aylarında Gerçekleştirilmiştir.)

10.12.4. Elektrik Tasarruflarının Normalize Edilmesi

Enerji kullanımının hava durumuna ve üretime göre normalize edilmesi amacıyla, istatistiksel bir enerji analizi yazılım programı kullanılarak hem iyileştirmelerin öncesindeki hem de sonrasındaki dönemler için çok değişkenli regresyonlar oluşturulmuştur. [23]

Yerel hava durumu istasyonu verileri uygulanmıştır. [24] Elektrik tasarrufu analizinde kullanılan veriler Tablo 10.7'de gösterilmektedir. Tesisin iyileştirmelerin öncesindeki ve sonrasındaki dönemlere ait enerji tüketiminin dış hava sıcaklığı ve tesis üretimi cinsinden çok değişkenli regresyonları grafiksel olarak Şekil 10.23'te gösterilmektedir. Şekil 10.23'te T(°C) dış ortam sıcaklığıdır ve P de yüz adetlik üretim cinsinden günlük ortalama üretimdir.

İlgili yılda ortalama günlük üretim 1.660 adet/gün olarak belirtilmiştir. Dış hava sıcaklık arşivlerine göre, ortalama sıcaklığın, 23,4°C'nin üzerinde olduğu 140 gün boyunca ölçülen ortalama sıcaklığın 28°C olduğu bulunmuştur. [24]

Bu veriler, Şekil 10.22'deki iyileştirmeler öncesindeki döneme ilişkin regresyon denkleminde yerine konulduğunda, iyileştirmeler öncesindeki döneme ait normalize yıllık enerji tüketimi 13.691.782 kWh olarak hesaplanmıştır. İyileştirmeler sonrasındaki döneme bakıldığında ise, ortalama sıcaklığın 17°C'nin üzerinde olduğu 205 gün boyunca ölçülen ortalama sıcaklık 25,8 °C olarak bulunmuştur. [24]

Bu veriler, Şekil 10.23'teki iyileştirmeler sonrasındaki döneme ilişkin regresyon denkleminde yerine konulduğunda, iyileştirmeler sonrasındaki döneme ait normalize yıllık enerji tüketimi 8.647.108 kWh olarak hesaplanmıştır.

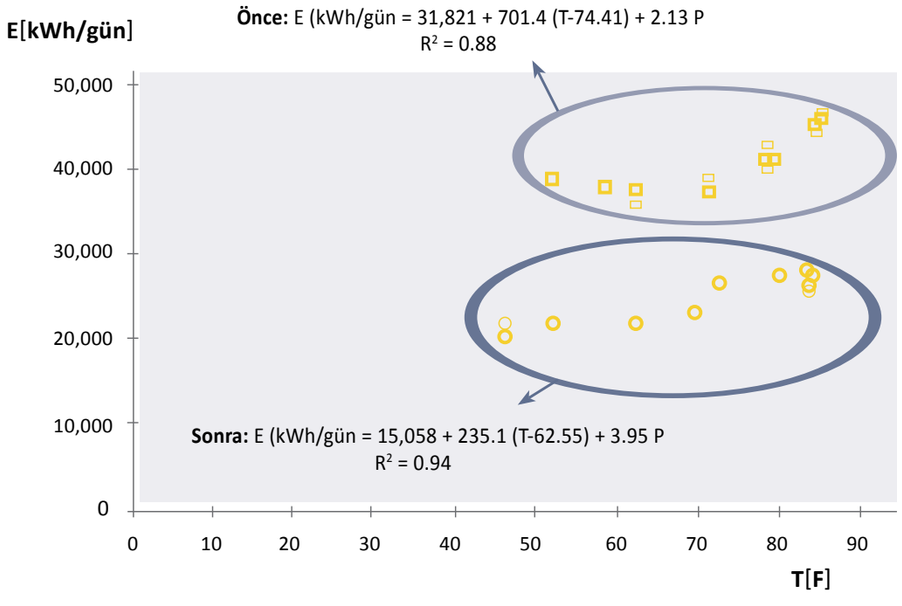
Tablo 10.7: Tesisin Aylık Maksimum Güç Talebi, Enerji Tüketimi ve Üretim Değerleriyle Dış Hava Sıcaklığı Değerleri

	Faturalandırma Tarihi	Gün Sayısı	Maksimum Güç Talebi (kW)	Aylık Enerji Tüketimi (kWh)	Ortalama Günlük Enerji Tüketimi (kWh/gün)	Ortalama Günlük Üretim (Yüz Birim/Gün)	Ortalama Dış Hava Sıcaklığı (°C)
İyileştirmelerden önceki döneme ait veriler	1/23/20**	37	2.486	1.124.284	30.386	Mevcut değil	8,3
	2/18/20**	26	2.540	980.916	37.728	2.559	10,8
	3/19/20**	29	2.631	1.068.060	36.830	2.328	14,8
	4/20/20**	32	2.670	1.112.292	34.759	2.247	16,8
	5/19/20**	29	2.786	1.121.733	38.680	2.436	25,9
	6/17/20**	29	2.910	1.157.678	39.920	2.229	26,4
	7/20/20**	33	3.072	1.427.735	43.265	2.366	29,2
	8/19/20**	30	2.968	1.355.990	45.200	2.393	29,6
	9/18/20**	30	2.942	1.248.521	41.617	2.421	26,0
	10/19/20**	31	2.754	1.168.195	37.684	2.108	22,0
	11/17/20**	29	2.598	701.065	24.175	Mevcut değil	14,8
İyileştirmelerden sonraki döneme ait veriler	12/17/20**	30	1.698	491.738	16.391	Mevcut değil	8,4
	1/20/20**	34	1.853	554.824	16.318	Mevcut değil	6,0
	2/17/20**	28	1.743	594.455	21.231	1.224	8,0
	3/17/20**	28	1.788	567.745	20.277	1.527	11,3
	4/19/20**	33	1.795	675.126	20.458	1.550	17,0
	5/19/20**	30	1.905	683.880	22.796	1.497	20,9
	6/17/20**	29	2.385	726.868	25.064	1.421	28,8
	7/20/20**	33	2.210	885.968	26.848	1.753	29,0
	8/18/20**	29	2.087	827.260	28.526	1.945	28,7
	9/20/20**	33	2.274	876.983	26.575	1.910	27,3
	10/20/20**	30	2.048	781.657	26.055	2.111	22,7

* *Not: İyileştirmeler Ekim ve Kasım aylarında gerçekleştirilmiştir. Dolayısıyla Aralık ayı basınçlı hava sistemindeki iyileştirmelerin tamamlandığı ilk faturalandırma ayı olmuştur.*

Tesisin ortalama aylık maksimum güç talebi ise iyileştirmelerden önceki dönemde 2.760 kW, iyileştirmelerden sonraki dönemde ise 1.981 kW olarak gerçekleşmiştir. Basınçlı hava sistemindeki iyileştirmelere ek olarak, ilk yılın sonları ve takip eden yılın başları itibariyle aydınlatma sisteminde de iyileştirmelerde bulunulmuş ve enjeksiyon kalıplama makinesi ısıtıcı bant yalıtımı uygulanmıştır.

Bu ek önlemler sonucunda, tesisin güç talebinde kaydedilen 31 kW'lık azalma kaynaklı olarak elde edilen enerji tasarrufunun 104.122 kWh/yıl olduğu tahmin edilmiştir. Enerji tasarrufları basınçlı hava sisteminin iyileştirilmesine ilişkin projelerle ilişkilendirilirken her iki değer de dikkate alınmalıdır. Tesisin iyileştirmelerin öncesindeki ve sonrasındaki elektrik enerjisi tüketimleri ve maksimum güç talebi değerleri arasındaki farklılıklara dayalı olarak basınçlı hava sistemi ile ilgili olarak alınan önlemlerden ve ek olarak aydınlatma ve enjeksiyon kalıplama sistemleri ile ilgili olarak önlemlerden elde edilen tasarrufların özeti Tablo 10.8'de sunulmuştur. İyileştirmelerden tam olarak bir yıl sonra her bir hava kompresörünün verileri iki haftalık bir süre boyunca kaydedilerek Tablo 10. 8'deki tasarruf rakamlarının sağlaması yapılmıştır.



Şekil 10.23: Tesisin Enerji Tüketiminin Tesis Üretimine ve Dış Ortam Sıcaklığına Karşı Çok Değişkenli Regresyonları

Tablo 10.8: Basınçlı Hava Sisteminde Yapılan İyileştirmeler Kaynaklı Tasarrufların Özeti

Elektrik Bileşeni	İyileştirmeler Öncesindeki Dönem	İyileştirmeler Sonrasındaki Dönem	Aydınlatma ve Enjeksiyon Kalıplama Önlemlerinden Elde Edilmesi Öngörülen Tasarruf	Basınçlı Hava Sistemine Yönelik Önlemlerden Elde Edilen Tasarruflar
Normalize Yıllık Elekt. Enerji Tüketimi* (kWh)	13.691.782	8.647.108	104.122	**4.940.552**
Ort. Aylık Maksimum Güç Talebi (kW)	2.760	1.981	31	**748**

* *Tesisin elektrik enerjisi kullanımı dış ortam hava sıcaklığı ve üretim değerlerine göre normalize edilmiştir.*

Tablo 10.8'deki yıllık tasarruf rakamlarını doğrulayacak şekilde, iyileştirmeler sonrası fiili enerji kullanımının iyileştirmelerden önceki dönemdeki tüketimin %62'sine ve maksimum güç talebinin de yine benzer şekilde %72'sine düştüğünü ortaya koymuştur. İyileştirmeler sonrası tasarruf miktarı ise, iyileştirmelerden önceki dönemdeki fiili enerji kullanımının %36'sına, maksimum güç talebindeki tasarruf da yine benzer şekilde önceki dönemdeki tüketimin %28'ine karşılık gelmektedir.

Öngörülen ve ölçülen enerji tüketimleri, maksimum güç talebi ve maliyet tasarrufları arasındaki farklar Tablo 10.9'da gösterilmektedir. Fiili tasarruflar (başlıca merkezi sıralı kompresör sisteminin devreye alınması-verimi ve nihai hava talebinin azaltılmasına yönelik) programın agresifliği nedeni ile öngörülen tasarrufları aşmıştır.

Yıllık 5.117.020 TL'lik tasarruf, 41.000 $'lık proje maliyetini (Tablo 10.6) iki aydan daha kısa bir süre içerisinde karşılamıştır.

Tablo 10.9: Öngörülen ve Ölçülen Tasarrufların Karşılaştırması

Tasarruf Kategorisi	Öngörülen Tasarruflar	Fiili Tasarruflar
Yıllık Enerji Tasarrufu (kWh)	3.214.513	4.940.552
Güç Talebi Tasarrufu (kW)	579	748
Yıllık Elektrik Maliyetleri Tasarrufu (TL)	3.269.480	5.117.020

10.13. Sonuç

Tüm endüstrilerde kullanılan basınçlı hava sistemleri en fazla endüstriyel elektrik enerjisi tüketen sistemler arasında yer almaktadır. Basınçlı hava sistemlerinin doğasında var olan verimsizlikler düşünüldüğünde, enerji tüketimini azaltmak için sayısız fırsat bulunmaktadır. Bu fırsatlar, kapsamlı sistem enerji değerlendirmeleri yapılarak bulunabilir. Kapsamlı bir sistem enerji değerlendirmesinde, havanın kullanıldığı nihai kullanım alanları, dağıtım sistemi ve merkezi tesis detaylı bir şekilde incelenmelidir. Nihai kullanım talebinin azaltılmasına yönelik önlemler dalga etkisi ile merkezi tesisin enerji tüketimini azaltacağından hızlı bir şekilde enerjiden tasarruf edilmesini sağlayabilir. Sistemin yükünün azaltılması amacıyla ilk olarak nihai kullanım ve dağıtım sistemi hedeflenirse, devamında merkezi tesiste yapılacak iyileştirmeler kapsamında daha küçük boyutlu ve daha az sayıda kompresör yeterli olacaktır. Böylece, önemli ölçüde enerji tasarrufu sağlanabilecek ve sermaye harcamalarından ve yaşam boyu bakım maliyetlerinden kaçınılabilecektir.

Bu bölümde sunulan ve son kullanım alanlarını, dağıtım sistemini ve merkezi tesisi hedefleyen enerji tasarrufu stratejileri sayesinde, örnek olay incelemesinde de ortaya konulduğu üzere, birçok durumda basınçlı hava sisteminin enerji tüketimi büyük oranda azaltabilir. Söz konusu örnek olay incelemesindeki fiili enerji tasarrufu, bu bölümde sunulan hesaplama yöntemlerinin tutarlılığını göstermiştir.

KAYNAKÇA

[1] **Compressed Air Challenge and U.S. Department of Energy** (2003). Improving Compressed Air System Performance. DOE/GO-102003-1822. Washington, D.C.: Lawrence Berkeley National Laboratory and Resource Dynamics Corporation.

[2] **Rauer, W. and Camber, M.** (2013, August). "Turning Air Compressors into an Energy Source."Kaeser Compressors, Inc. 6 July 2014, www.kaeser.com.

[3] **İnternet, https://www.nist.gov** Erişim tarihi: Ocak 2023.

[4] **Fox, T. and Marshall, R.** (2011, November). "Cycling Refrigerated Air Dryers—Are Savings Significant?" Compressed Air Best Practices, pages 26-32.

[5] **Kissocic, K.** (2014). "Energy Efficient Compressed Air Systems." Dayton, Ohio: University of Dayton, 7 July 2014, http://academic.udayton.edu/kissock.

[6] **Fox, R. and McDonald, A**. (1998). Introduction to Fluid Mechanics, Fifth Edition. New York, New York: John Wiley and Sons, Inc.

[7] **Kissock, K.** (2014). "Energy Efficient Fluid Flow." Dayton, Ohio: University of Dayton, 24 August 2014, http://academic.udayton.edu/kissock.

[8] **McCulloch, D. and CAGI Contributors** (2003). The Compressed Air and Gas Handbook, Sixth Edition. Cleveland, Ohio: Compressed Air and Gas Institute.

[9] **Van Ormer, H., Van Ormer, D. and Van Ormer, S.** (2005). The secret is in the pipe. Plant Services http://www.plantservices.com /articles /2005/250/?start=0, accessed 24 August 2014.

[10] **Abets, B. and Kelly, K.** (2011). "Optimizing Compressed Air Stor¬age for Energy Efficiency." In 2011 SAE World Congress Proceedings. Detroit, Michigan: SAE International.

[11] **Schmidt, C. and Kissock, K.** (2003). "Power Characteristics of Industrial Air Compressors." In 2003 IETC Proceedings. Houston, Texas: Energy Systems Lab, Texas A&M University.

[12] **Compressed Air and Gas Institute** (2014). "Rotary Air Compressor Selection Guide." Cleveland, Ohio. CAGI, 2 September 2014, www.cagi.org.

[13] **Fasano, B. and Davis, R.** (1998). Rotary strew or reciprocating air compressors Which one is right? Plant Engineering. http://www.plantengineeringcom/single-article/rotary-screw-or¬reciprocating-air-compressors-which-one-is-right/ 1563ecc56304 01b2d65756804:1867854ahtml, accessed 4 September 2014.

[14] **Van Ortner, D.** (2013, December). "Three Compressed Air Demand-Reduction Projects at a Glass Plant." Compressed Air Best Practices, pages 16-21.

[15] **Department of Energy** (2000). Energy Tips—Minimize Compressed Air Leaks. DOE/GO-102000-0988. Washington, D.C.: U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy.

[16] **Marshall, R.** (2012). "Optimization of Single-unit Compressed Air Systems." Energy Engineering, Vol. 109, No. 1, pages 10-35.

[17] **Zhang, B., Mingsheng, L., Li, Y. and Wu, L.** (2013). "Optimization of an Industrial Air Compressor System." Energy Engineering, Vol. 110, No.6, pages 52-64.

[18] **National Fire Protection Association** (2017). 16 August 2017, http://www.nfpa.org.

[19] **United States Department of Labor, Occupational Safety and Health Administration** (2017). 16 August 2017, https://www.osha.gov.

[20] **Schmidt, C., and Kissock, K.** (2004). "Estimating Energy Savings in Compressed Air Systems." In 2004 IETC Proceedings. Houston, Texas: Energy Systems Lab, Texas A&M University.

[21] **Kissock, K** (2012). "Compressed Air Systems Reduce System Pressure." Dayton, Ohio: University of Dayton Industrial Assessment Center, 25 August 2012, http://academic.udayton. edu/kissoct/http/IAC/default.htm.

[22] **ASHRAE** (2017). 2017 ASHRAE Handbook: Fundamentals. Atlanta, Georgia: ASHRAE.

[23] **Kissock, K.** (2000). "Energy Explorer." Version 2005-05-24. http://academic.udayton. edu/kissock/http/RESEARCH/EnergySoftware.htm.

[24] **Kissock, K.** (1999). UD EPA Average Daily Temperature Archive. The University of Dayton and United States Environmental Protection Agency. 9 December 2010, http://academic.udayton.edu/kissock/http/ Weather/default.htm.

[25] **Gulseven, C., ve Yılmazoğlu M.Z.,** (2019). "Heating water and tap water productionwith an air-to-water heat pump by using the waste heat of an oil-free air compressor", CLIMA 2019. https://doi.org/10.1051/e3sconf/201911106034

10. Bölüm Çalışma Soruları

1. Bir kompresörde havanın giriş entalpisi 20 kJ/kg, çıkış entalpisi 92 kJ/kg olarak biliniyor. Kompresörden ısı kaybı olmadığı kabulüyle, havanın kütlesel debisi 100 kg/h ise kompresör gücü ne olur?

A. 2 kW
B. 7 kW
C. 5 kW
D. 10 kW

2. Standart hacimsel debisi 1000 Sm^3/h olan bir kompresörün 0.8 bar atmosfer basıncı ve 32°C (305 K) ortam sıcaklığında gerçek hacimsel debisi ne olacaktır?

A. 2000 m^3/h
B. 1300 m^3/h
C. 1750 m^3/h
D. 900 m^3/h

3. Bir basınçlı hava sisteminde 350 Sm^3/h'lik hava kaybını giderecek kadar kaçak onarıldığında, 0,10 kW/Sm^3/h özgül güce sahip giriş modülasyonlü çalışma modunda çalışan bir kompresör sisteminde güçten ne kadar tasarruf edilmiş olur?
Bu kompresör için NFPL değeri 0,70 alınabilir.

A. 10,5 kW
B. 7,5 kW
C. 5 kW
D. 12,5 kW

4. 1'' çapında bir orifise sahip zaman kontrollü bir drenaj kapanı, her iki dakikada (120 saniye) bir beş saniye boyunca 177 Sm^3/h debide 6,9 bar_g basınçlı havayı tahliye etmektedir. Eğer 0,106 kW/Sm^3/h özgül güce ve 0,15 FPNL oranına sahip değişken hızlı bir kompresör ile beslenen bir basınçlı hava sistemindeki bu drenaj kapanı, kayıpsız bir drenaj kapanı ile değiştirilirse elde edilebilecek yaklaşık güç tasarrufu nedir?

A. 0,46 kW
B. 0,66 kW
C. 0,86 kW
D. 0,96 kW

5. Bir hava kompresörü, yoğun olmayan bir gece üretim vardiyası kapsamında her gece 10 saat boyunca yüksüz halde 56 kW güç çekiyor ise, otomatik kapanma özelliğinin uygulanmasından elde edilebilecek yıllık enerji tasarrufu yaklaşık olarak nedir?

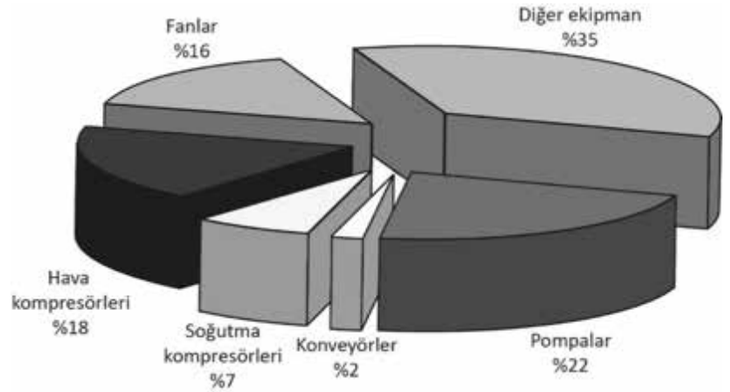
A. 100 bin kWh/yıl
B. 150 bin kWh/yıl
C. 200 bin kWh/yıl
D. 250 bin kWh/yıl

Bölüm 11:
Pompa ve Fan Sistemleri

11.1. Giriş

Pompa ve fan sistemleri akışkanların (sıvılar ve gazlar) çeşitli amaçlar için bir ortamdan başka bir ortama transfer edilmesinde kullanılması gereken akışkan (akım) makineleridir. Çeşitli tipte ve büyüklükte olabilen bu sistemler başta elektrik motorları olmak üzere tahrik edici çeşitli makinelerle çalıştırılabilmektedir. Endüstriyel elektrik yükünün yaklaşık %70'ini motor sistemleri oluşturmaktadır. Bu yükte, pompa ve fanların önemli bir payı bulunmaktadır. Avrupa Komisyonu tarafından yapılan araştırmalar, dünyadaki elektrikli motor enerji talebinin yaklaşık %38'inin pompa ve fan sistemlerinden kaynaklandığını ortaya koymuştur (Şekil 11.1). [1] Pompa ve fan sistemleriyle akışkan transferi için kullanılan bu büyük miktardaki enerji ihtiyacı, doğal olarak bu sistemleri enerji tasarrufu açısından başlıca aday haline getirmektedir.

Örneğin fan sistemlerinin enerji tüketimleri klima santralleri gibi bazı iklimlendirme (HVAC) sistem uygulamalarında toplam elektrik enerjisi kullanımının çok önemli bir kısmını oluşturmaktadır. Çok çeşitli ve geniş bir kullanıma ait olan pompa ve fan sistemleri bina (evsel), ticari ve tarımsal, temiz hava/su ve kirli hava/su vb. uygulamalar yanında iklimlendirme, tekstil, otomotiv, gıda, kimya, petrokimya, sağlık, çimento, demir-çelik, ahşap, madencilik, seramik, cam ve makine gibi sanayi uygulamalarında endüstriyel amaçlı kullanılabilmektedir.

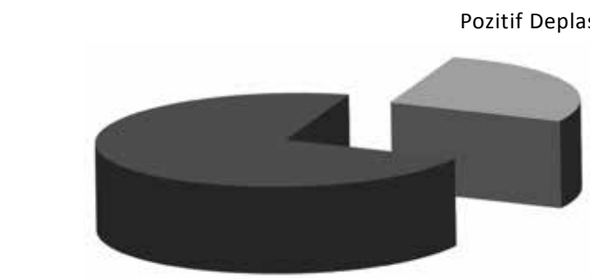


Şekil 11.1: Dünyadaki Elektrik Motoru Enerji Talebinin Ekipmana Göre Dağılımı [1]

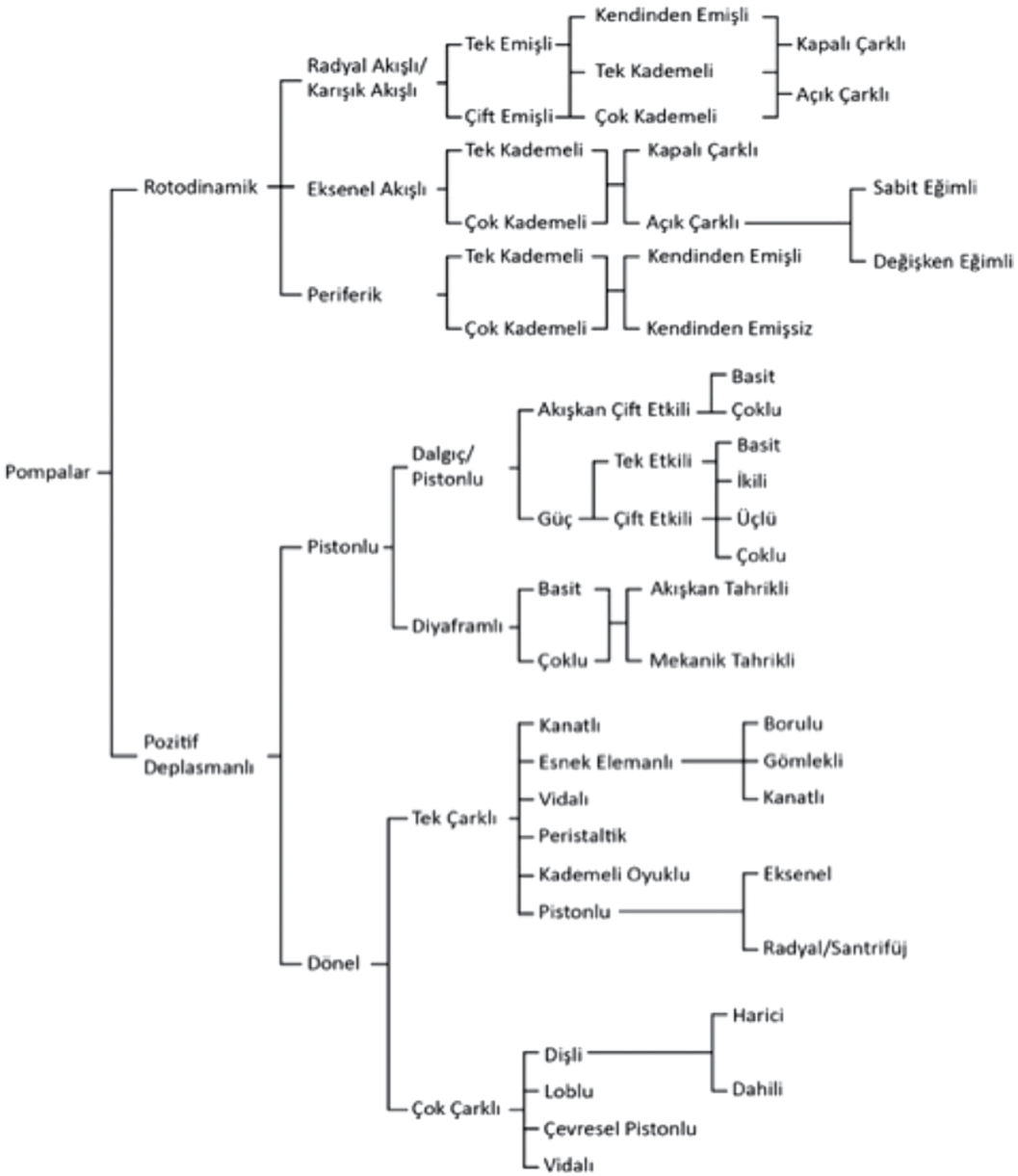
Uygulamada pompa ve fanların sistem verimi %70-79 veya daha yüksek olabilse de sıklıkla %50'nin altına düşebilmektedir. Bu nedenle, pompa ve fan sistemlerinin değerlendirilmesi ve optimizasyonu önemli enerji tasarrufu fırsatları sunmaktadır. Optimize edilmiş tasarımlar ve iyileştirilmiş imalat teknikleriyle, pompa ve fan performansı zamanla iyileştirilmiştir ancak, pompa ve fan verimi, performans eğrisi üzerinde hangi noktada işletildiğine yani yüke çok duyarlıdır. Pompa ve fan, hizmet verdikleri sistem gereksinimlerine uyumlu olarak seçilmemiş ise pompa ve fan sistemlerinin optimizasyonu ile önemli miktarda enerji tasarrufları elde edilebilir.

11.2. Pompa Tipleri

Pompalar esas olarak akışkana enerji aktarım biçimine göre iki grupta sınıflandırılabilir. Bunlardan ilki piston, dişli, palet, plancer vb. gibi pozitif öteleme veya dönme hareketi yapan bir eleman yardımıyla periyodik olarak uygulanan kuvvetlerin etkisiyle enerjinin akışkana aktarıldığı pozitif deplasmanlı (hacimsel volümetrik, alternatif hareketli veya hidrostatik) pompalar, ikincisi ise bir kanatlı çark yardımıyla hız vektörünün hem doğrultusunun hem de büyüklüğünün değiştirilmesi sonucunda oluşan santrifüj kuvvetlerin etkisiyle enerjinin sürekli olarak akışkana aktarıldığı rotodinamik (kinetik) pompalardır. Bununla birlikte, pompalar; aynı mil üzerindeki çark sayısına (tek kademeli veya çok kademeli), pompa milinin durumuna (yatay eksenli ve düşey eksenli), kanatlı difüzör olup olmamasına (difüzörlü-difüzörsüz), çark tipine (açık çarklı, yarı açık çarklı ve kapalı çarklı), çark emiş ağzı sayısına (tek emişli/girişli ve çift emişli/girişli), bağlantı tipine (uçtan emişli ve in-line), dönüş yönüne (sağa dönüşlü, sola dönüşlü), özgül hızına (tam santrifüj, Francis çarklı, yarı-eksenel ve eksenel pompalar), çark kanat biçimine (silindirik kanat, dönük kanat), akışkanın çarktan çıkıştaki doğrultusuna göre (radyal çıkışlı, geriye eğik kanatlı ve öne eğik kanatlı) derinkuyu pompaları, dalgıç pompalar, enjektörlü/jet pompalar, mammut pompaları (hidroemülsörler), ayarlanabilir kanatlı pompalar, motopomplar, kendinden emişli pompalar, çamur pompaları, tarak pompaları , asit pompaları, kauçuk pompalar, yüksek basınç pompaları, yüksek viskoziteli akışkan pompaları, değişken devirli (frekans invertörlü) pompalar, çift girişli (emişli) pompalar, proses pompaları, burgulu (arşimet) kanalizasyon pompaları, pompa-türbinler vb. gibi çeşitli özel maksatlar için kullanılan pompalar olarak sınıflandırılabilir. Şekil 11.2'de görüldüğü üzere, endüstride kullanılan pompaların çoğunluğu rotodinamik pompa grubundan olan santrifüj pompalardır. Şekil 11.3, uygulamada kullanılan farklı pompa tiplerini göstermektedir. Her pompa tipinin, proses taleplerini mümkün olan en iyi biçimde karşıladığı, tercih edilen kullanım alanı vardır.



Şekil 11.2: Sanayide Kullanılan Pompa Tipleri

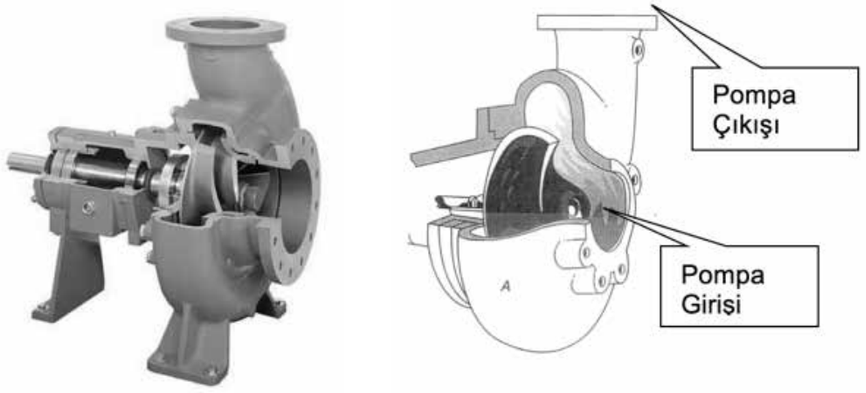


Şekil 11.3: Pompaların Sınıflandırılması [2]

11.2.1. Rotodinamik Pompalar

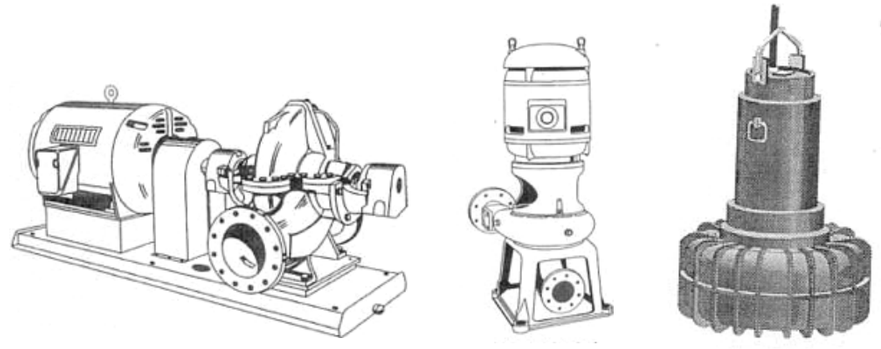
Rotodinamik pompalar, döner çark kullanarak momentumu (hareket miktarını) değiştirerek akışkana enerji veren pompalardır. Akışkan, pompanın emişiyle çarkın gözüne girer, yüksek hıza kavuşturulur, ardından bir difüzörden geçerek kinetik enerjiyi (hız basma yüksekliğini) statik basınca (basınç basma yüksekliğine) dönüştürür ve sonra da Şekil 11.4'te görüldüğü gibi pompa çıkışından pompayı terk eder. Bu tip pompalar düzgün bir hızla döndüğü için atalet kuvvetleri fazla olmaz. Çok yüksek devirde çalışabildikleri için oldukça ekonomiktir. Rotodinamik pompalarda sıvıya cebri vorteks (blok halinde dönme) hareketi yaptırılarak aynı zamanda hız vektörünün doğrultusu ve büyüklüğü değiştirilerek oluşturulan bir santrifüj kuvvetin yaptığı iş sonucunda akışkana enerji verilir. Bunun için de pompanın çarkında, dönme eksenine göre simetrik olarak yerleştirilmiş uygun profilli ve belli sayıda kanatlar bulunur.

Rotodinamik pompaların çarklarında kullanılan kanatlar, silindirik veya dönük kanat şeklinde olabilmektedir. Santrifüj pompalarda daha çok silindirik kanatlar kullanılır. Silindirik kanatlara çarkın emme tarafından bakıldığında çarkın alt ve üst yanak ile ara kesitlerinin izdüşümleri üst üste düşer. Kanatlar arasındaki kanal yeteri kadar büyük olmakla birlikte kanadın kaldırma yüzeyini artırmak ve giriş şartlarını düzeltmek amacıyla kanadın dönük yapılması (Francis tipi çarklı santrifüj pompa, yarı-eksenel pompa ve eksenel pompa) uygun olur. Bu tip kanatta kanadın giriş kenarı boyunca giriş açıları değişeceğinden, kanatlar bükülür.



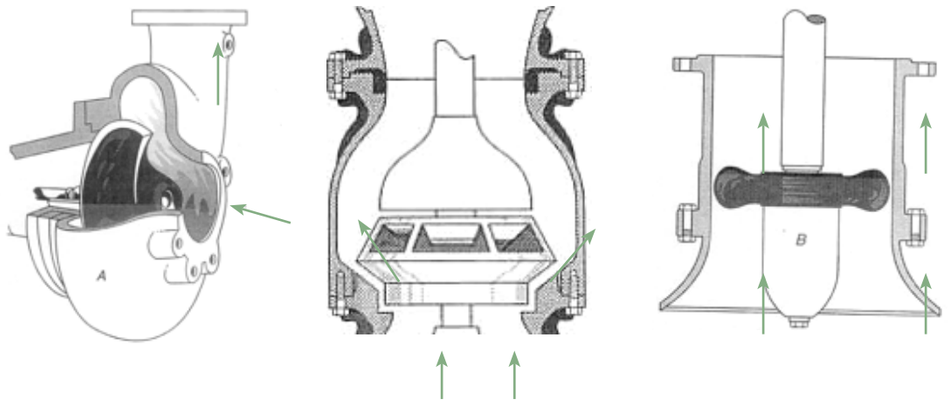
Şekil 11.4: Tipik Ortadan Emişli Santrifüj Tip Rotodinamik Pompa

Rotodinamik pompalar, yatay veya dikey düzenlenebilir ve Şekil 11.5'te görüldüğü gibi gövdeye monteli veya akuple olabilir. Rotodinamik pompalarda üç akış biçimi vardır. Radyal akışlı santrifüj pompada çıkış, girişe göre 90° açıya sahiptir, karışık akışlı pompada çıkış, girişe göre 90° ila 180°'lik bir açıya sahiptir, eksenel akışlı pompalarda ise, akışkan girişin hemen karşısından doğrudan dışarıya basılır. Şekil 11.6'da akış biçimleri gösterilmiştir.



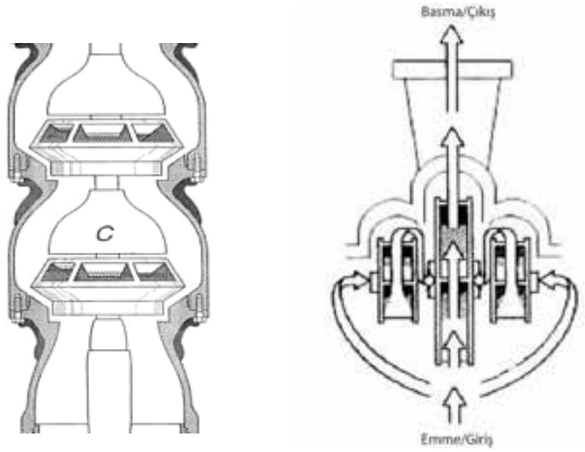
Şekil 11.5: Gövdeye Monteli ve Akuple Rotodinamik Pompalar

Santrifüj (radyal) ve karışık akışlı pompalar, piyasadaki en yaygın pompalardır. Genellikle vanaları kısılarak kontrol edilir ve enerji tasarrufu için iyi fırsatlar sunar. Çoğu zaman, debi kontrolü için vanaları kısmak yerine ayarlanabilir hız sürücüleri kolaylıkla kullanılabilir. Bunun hangi durumlarda yapılacağı aşağıda açıklanmaktadır. Bu pompalar, yüksek veya düşük debi, yüksek veya düşük basma yüksekliği için özelleştirilmiş birçok uygulamada kullanılabilir.



Şekil 11.6: Rotodinamik Pompa Akış Biçimleri (Santrifüj/Radyal, Karışık ve Eksenel)

Belediye su şebekesi sistemi veya kazan besleme pompaları gibi yüksek basınçlı pompalama sistemleri için, Şekil 11.7'de görüldüğü gibi, akışı bir çarkın çıkışından hemen sonrakinin girişine yöneltmek suretiyle basıncı artıran çok kademeli pompalar kullanılır. Akış her çark kademesinden geçtikçe basınç artar.



Şekil 11.7: Dikey ve Yatay Çok Kademeli Pompalar

Rotodinamik Pompaların Özellikleri

Çark düzenlemesi ve sayısı, pompanın tipine göre değişir. Çarklar özgül hız, büyüklük ve tipe göre sınıflandırılır. Şekil 11.8'de yarı açık, açık ve kapalı çarklar gösterilmektedir.

Şekil 11.8: Çark Tipleri (Yarı Açık, Açık ve Kapalı)

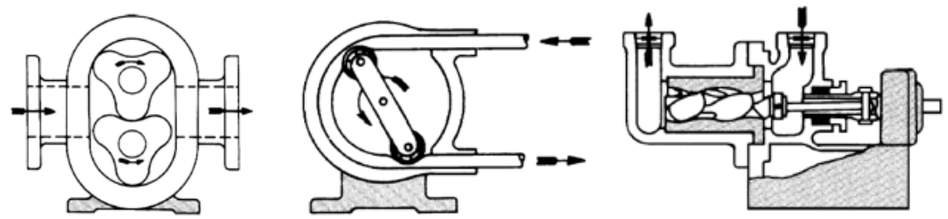
Yarı açık çarkın basma yönü bir mahfaza ile kapalıdır ve bu tip çarkların katı madde içeren akışkan basma yeteneği, açık çarklara göre daha düşüktür. Bununla birlikte, bunlar kimyasal madde pompalamasında efektiftir. Açık çark tasarımında her iki yönde de mahfaza yoktur ve bunlar esas olarak büyük katı maddeleri içeren akışkanları pompalamak için kullanılır. Düşük basınçlarda yüksek hacimleri pompalayan düşük verimli çarklar olarak kabul edilir. Kapalı tip çark tasarımı ise çok verimlidir ve her iki akışkan yönü mahfazalarla kapalıdır. Bu çark, genellikle, partikül içermeyen akışkanların pompalanmasında kullanılır.

11.2.2. Pozitif Deplasmanlı Pompalar

Pozitif deplasmanlı pompa, giriş tarafında genişleyen oyuk ve çıkış tarafında da daralan oyuğa sahiptir. Giriş tarafı genişledikçe, akışkan, pompanın içine doğru akar ve oyuk daraldıkça çıkış tarafından dışarı doğru basılır. Pozitif deplasmanlı pompa (PD pompa) teoride, çıkış basıncına bakmaksızın, belirli bir hız veya devirde aynı debiyi sağlar. Uygulamada ise, motor torku ve iç sızıntılar, yani boru iç cidarı ile akışkan arasındaki "kayma", basıncı sınırlar. Yine de basınç tehlikeli düzeylere ulaşabilir ve bu nedenle sistemin hasar görmemesi için çıkış tarafına normal olarak bir basınç emniyet vanası takılmalıdır.
Pozitif deplasmanlı pompalar "sabit debili hidrolik makineler"dir. Debi, genellikle pompa hızıyla orantılıdır, böylece bu pompalar değişken hız vasıtasıyla akış kontrolü için idealdir. Yüksek basınçlar ve viskoz akışkanlar için kullanılır.

Pozitif Deplasmanlı Pompa Tipleri

PD pompalar, pistonlu pompalar ve döner pompalar olmak üzere iki ana gruba ayrılır. Bu ana grupların birçok alt grubu Şekil 11.3'te belirtilmiştir. Pozitif deplasmanlı pompalara ilişkin birkaç örnek Şekil 11.9'da gösterilmiştir.



Şekil 11.9: Dönel Loblu Pompa, Borulu ve Vidalı Pompa Örnekleri

Dönel PD pompalar genellikle 3500 kPa'ya kadar olan basınçlarda çalışır. Sağlam bir gövdenin içinde işleyen döner rotorlar, vidalar, loblar, dişliler ve rulmanların hareketleri vasıtasıyla, akışkanı giriş tarafından çıkış tarafına basar.

Pistonlu PD pompalar ise 50.000 kPa'ya kadar olan basınçlarda çalışır. Örneğin, bir silindir içinde, pistonun hareketi vasıtasıyla, iç hacmi değiştirmek suretiyle akışkanı basınçlandırır. Normal olarak pompanın hem giriş hem de çıkış tarafında kontrol vanaları takılıdır.

Pozitif Deplasmanlı Pompaların Özellikleri

Dönel PD pompada "kayma", pompalanan maddenin viskozitesi ile çıkış basıncının bir fonksiyonudur. Viskozite arttıkça kayma azalır. Oyuk doldukça ve boşaldıkça basınçta büyük salınımlar meydana geldiği için pistonlu bir PD pompanın çıkışı darbelidir. Taleplerin doğru ölçülmesi ve birleştirilmesini sağlamak, pompa ve proses ekipmanının mekanik bütünlüğünü korumak için bu basınç değişikliklerinin kontrol edilmesi kritik önem taşır. Bu nedenle, darbe sönümleyiciler takılması veya pompanın iki veya üç silindirle işletilmesi yaygındır. Silindir sayısı arttıkça, akış daha dengeli olmaktadır.

11.3. Pompa Basma Yüksekliği ve Akışkan Akışı

11.3.1. Basma Yüksekliği

Pompalama sistemleri düşünüldüğünde, basma yüksekliği veya manometrik basma yüksekliği, belirli işletim hızında ve kapasitesinde, akışkana aktarılan toplam enerjinin ölçüsü olarak nitelenebilir. Basma yüksekliği, genellikle, metre akışkan sütunu (mSS metre su sütunu gibi) birimi ile tanımlanır. Basma yüksekliğini belirlemek için basınç ölçer kullanıldığında, su (bağıl yoğunluk = bağıl özgül ağırlık = 1) için SI birim sisteminde aşağıdaki dönüşüm işlemleri yapılabilir. (Eş. 11.1)

$$\textit{Basma Yüksekliği (m)} = \textit{Basınç (kPa)} / 9{,}8$$

$$\textit{Basma Yüksekliği (m)} = 10{,}2 \times \textit{Basınç (bar)} \qquad (11.1)$$

Metrik sistemde basınç genellikle kPa veya bar cinsinden ölçülür. Manometreden (basınç ölçerden) okunan değerler gösterge (efektif) basıncını gösterir ve atmosfer basıncı referans alınır. Mutlak (toplam) basınç, mutlak referans basınca göre belirlenir ve atmosferik basıncın etkileri de dahildir. Mutlak basınç, atmosferik basınç ile efektif basıncın toplamını gösterir. Vakum ölçümlerinde ise mutlak basınç, atmosferik basınç ile vakumun (gösterge basıncı) farkıdır.

Pompanın akışkana aktarması gereken toplam enerji ya da toplam sistem basma yüksekliği statik, hız ve sürtünme bileşenlerinden oluşur.

Statik Basma Yüksekliği

Statik basma yüksekliği, pompanın milinin ekseni ile akışkanın basıldığı kabın içindeki serbest akışkan yüzeyleri arasındaki yükseklik farkıdır. Eğer pompa, atmosfer basıncından farklı basınca sahip kapalı bir sisteme pompalanıyorsa, bu basınç da dikkate alınmak zorundadır. Statik basınç, debiden bağımsızdır ve sistem eğrisi diyagramında, sistem eğrisinin y eksenini kestiği noktada düz bir çizgi olarak gösterilir. Statik basıncı aşmak için gereken enerji ise, basılan maddenin yükseklik farkı ile yoğunluğunun bir fonksiyonudur ve bu nedenle debideki değişikliklerden etkilenmez.

Hız Basma Yüksekliği

Hız basma yüksekliği, akışkanı belirli bir hızda hareket ettirmek için gereken enerji miktarıdır ve Eş. 11.2 ile bulunabilir. Burada, hv, hız basma yüksekliğini (mss), V akışkan hızını (m/s) ve g yerçekimi ivmesini (9,81 m/s^2) göstermektedir.

$$h_v = \frac{V^2}{2g} \qquad (11.2)$$

Basma yüksekliği yüksek olan birçok sistem için hız basma yüksekliği genellikle ihmal edilebilir düzeydedir (0,3 m'den az). Ancak, hız basma yüksekliği ihmal edilebilir olmadığında, bunun değeri hesaplanmalı (mümkünse pompanın hem giriş hem de çıkış tarafında) ve toplam basma yüksekliğini belirlerken basınç ölçer değerlerine eklenmelidir.

Sürtünme Basma Yüksekliği

Sürtünme basma yüksekliği, bir pompa sisteminin boru tesisatı ve boru bileşenlerindeki sürtünme kayıplarını yenmesi için gereken basma yüksekliğidir. Sürtünme basma yüksekliği; debi, boru tesisatı, boru bağlantıları ve vanaların özellikleri ile akışkan özelliklerine bağlı olarak değişir. Pompa sistemine bağlı olarak, sürtünme kayıpları, giriş borusu ucundaki giriş kayıpları ile çıkış noktasındaki çıkış kayıplarını da içermelidir.

Sürtünme basma yüksekliği, debinin karesinin fonksiyonudur. Dolayısıyla, debinin iki katına çıkması, sürtünme kayıplarını yenmek için gereken basıncın dört kat artırılması anlamına gelmektedir. Debinin azaltılması, akışın oluşması için gereken basınç ve güç üzerinde büyük etkiye sahiptir.

Akış olayında sürtünme kaynakları akışkanın geçtiği boru cidarları, vanalar, dirsekler, T bağlantılar, redüksiyonlar, lüleler, tank girişleri ve çıkışları gibi farklı bileşenlerin tamamıdır. Sürtünme kayıpları Moody diyagramı (Şekil 11.10) ile bulunabilir.

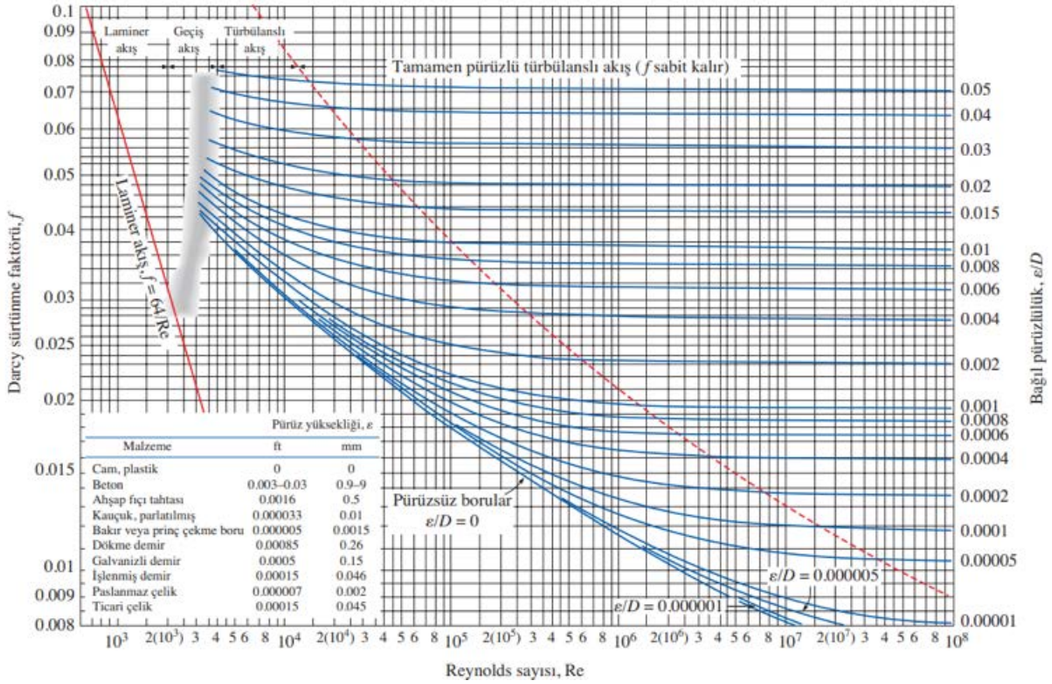
Borularda Sürtünme

Borular ve diğer bileşenlerdeki basınç düşüşünü metre su sütunu cinsinden debinin fonksiyonu olarak ölçmek yaygın bir uygulamadır. Boru tesisatındaki sürtünme kayıpları, genellikle, Darcy-Weisbach denklemi (Eş. 11.3) kullanılarak belirlenir. Darcy-Weisbach denklemi, boru tesisatında hangi parametrelerin sürtünme kayıplarını etkilediğini anlamada çok faydalıdır.

$$\Delta h_f = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g} \qquad (11.3)$$

Burada, f Darcy sürtünme faktörü, L borunun uzunluğu (m), D borunun çapı (m), $V^2/2g$ hız basma yüksekliği (mss) ve Δh_f sürtünmeye bağlı basınç kaybıdır (mss). Sürtünme faktörü, f; boru iç yüzeyinin pürüzlülüğü, akışkanın viskozitesi, boru çapı ve akışkanın hızından etkilenir. Moody diyagramı deneysel verilerle sürtünme faktörünün grafiksel olarak belirlenmesini sağlar.

Bazı boru sistemleri, zaman içinde, önemli miktarda korozyona maruz kalır ve boru cidarlarında diğer tortuları toplar. Darcy-Weisbach bağıntısından görüleceği üzere, boru çapında azalma (tabii ki pürüzlülükte artış ve bunun sürtünme faktörü üzerindeki etkisi bir yana) sürtünme kayıpları üzerinde büyük etki yaratabilir.



Şekil 11.10: Moody Diyagramı

Şekil 11.11, su tesisatından sökülmüş bir boru kesitini göstermektedir. Boru tesisatında, sistem sürtünme kayıpları üzerinde büyük etkiye sahip olan oldukça fazla tortu oluştuğu gözlenmektedir. Tesisatta, Şekil 11.11'deki gibi aşırı kirlilik veya birikinti olduğunda, sistemin istenilen debi ve basıncı sağlama kapasitesi büyük ölçüde azalır. Debiyi sağlamak için ya daha büyük bir pompa takılır ya da boru sistemi revize edilir. Daha büyük pompa takılması hem kurulum hem de işletim açısından maliyetlidir. Diğer alternatif ise, kimyasal ya da mekanik yöntemlerle tesisatı temizlemektir.

Şekil 11.11: Önemli Ölçüde Tortu Oluşan Su Dağıtım Borusu

Boru Bileşenlerinde Sürtünme Kaybı

Vana, dirsek ve T parçaları gibi boru bileşenlerinin sürtünme kayıpları esas olarak deneysel verilere dayalıdır ve çoğu kez küçük kayıplar olarak anılır. Ancak, birçok boru tesisatında bu küçük kayıplar, özellikle debiyi azaltmak için kontrol vanalarının kullanıldığı durumlarda, büyük miktarda sürtünme kayıplarına neden olabilir. Boru bileşenleri için sürtünme kayıpları Eş. 11.4'te gösterilen hız basma yüksekliğine dayalı olarak hesaplanır.

$$\Delta h_f = K \frac{V^2}{2g} \qquad (11.4)$$

Burada, Δh_f sürtünmeye bağlı basınç kaybını (mss), V akışkan hızını (m/s), K lokal kayıp katsayısını ve g yerçekimi ivmesini (m/s^2) göstermektedir. K, boru çapının ve vanalar için vana tipi ile vananın açıklık yüzdesinin fonksiyonu olan bir kayıp katsayısıdır. Standart bağlantı bileşenleri için kayıp katsayılarının bir özeti Tablo 11.1'de verilmektedir. Yeni bir tesisat sistemi için bir pratik yöntem, bu küçük kayıpların tüm sistem kayıplarının %10-15'i arasında olduğunu varsaymaktır.

Tablo 11.1: Tesisat Bağlantı Bileşenleri Lokal Kayıp Katsayısı (K) Değerleri

Bağlantı bileşeni tipi	K
90° dirsek, standart	0,2 - 0,3
90° dirsek, uzun yarıçaplı	0,1 - 0,2
Kare ağızlı giriş (tanktan)	0,5
Çan ağızlı giriş	0,05
Tanka deşarj ağzı	1
T dirseği (boru kolu akışı)	0,3 - 1
Dönel kanatlı kontrol vanası	2
Sürgülü vana (tam açık)	0,03-0,2
Küresel vana (tam açık)	3-10
Kelebek vana (tam açık)	0,5-2
Küresel vana (tam açık)	0,04-0,1

Eşdeğer Boru Uzunluğu Yöntemi Kullanılarak Bileşen Kayıplarının Bulunması

Tesisatlar boru ve bağlantı bileşenlerinden oluşur. Sistemdeki toplam kaybı değerlendirmek için kayıplar ayrı ayrı toplanmalıdır. Sistemdeki toplam sürtünme kaybını hesaplamada yaygın olarak kullanılan bir yöntem, bileşen kayıplarını eşdeğer boru uzunluğu olarak belirlemektir. Buna ilişkin yaklaşımlardan biri, her bir bileşen kayıp katsayısını eşdeğer boru çaplarına dönüştürmek ve sonra gerçek sistem boru uzunluğuna eşdeğer boru uzunluklarını eklemektir. Kayıp katsayısı verilerinden eşdeğer uzunluklar Eş. 11.5 ile belirlenir.

$$\frac{L}{D}\,(eşdeğer) = \frac{K}{f} \qquad (11.5)$$

Basma Yüksekliği Üzerindeki Diğer Etkiler

Bağıl Yoğunluk

Bağıl yoğunluk (veya özgül ağırlık) bir akışkanın yoğunluğunun (veya özgül ağırlığının), 4°C'deki suyun yoğunluğuna (veya özgül ağırlığına) oranıdır. Sudan düşük yoğunluğu olan maddelerin bağıl yoğunluğu 1'den küçük olur. Sudan yüksek yoğunluğu olan maddelerin bağıl yoğunluğu 1'den büyük olur. Bir akışkanın bağıl yoğunluğu azaldıkça, o akışkanı basmak için daha az güç gerekir. Sıcaklık, Tablo 11.2'de gösterildiği gibi bağıl yoğunluğu etkiler.

Tablo 11.2: Su Sıcaklığının ve Bağıl Yoğunluğun Güç Üzerine Olan Etkileri

Su Sıcaklığı [°C]	Bağıl Yoğunluk	Güç [kW]
4	1,0	100
60	0,983	98,3
100	0,958	95,8
125	0,939	93,9
150	0,917	91,7

Viskozite

Viskozite, akışkanın akmaya karşı göstermiş olduğu dirençtir ve pompalanan akışkanın türüne göre değişir. Pompalanan akışkanın viskozitesi arttıkça, çıkış basıncı, debisi ve verim düşer ve daha fazla güç gerekir. Pompalanan akışkanın viskozitesi aynı zamanda, akışkanın sıcaklığı ile de doğrudan orantılıdır – sıcaklık azaldıkça viskozite artar.

11.3.2. Akışkan Akışı

Akışkanların akışına ilişkin temel kanunlardan birisi Bernoulli Kanunu'dur. Kanun, sürtünmesiz bir akışkan için basınç ile akışkan hızı arasındaki ilişkiyi açıklar. Bernoulli Kanunu'na göre sürtünmesiz akışta akım çizgisi boyunca toplam enerji sabittir. Eş. 11.6'da verilen Bernoulli denklemi, sadece sürtünmesiz akış için geçerlidir. Sürtünme varsa, enerjinin bir kısmı sürtünme nedeni ile ısı olarak kaybedilir ve aynı miktarda enerjinin denklemin sağ tarafına eklenmesi gerekir. Bu kayıp, eşitliğin sağ tarafındaki yani çıkış noktasındaki basınç ve/veya hız bileşenini küçültür. Yukarıdaki denklemde yer alan her terimi yoğunluk ve yerçekimine bölmek yaygın bir uygulamadır. Böylece, her bir terim birim ağırlıktaki akışkanın enerjisi cinsinden ifade edilebilir.

$$P_1 + \frac{1}{2}\rho V_1^2 + \rho g h_1 = P_2 + \frac{1}{2}\rho V_2^2 + \rho g h_2 \qquad (11.6)$$

11.3.3. Pompa-Motor Şaft Gücü

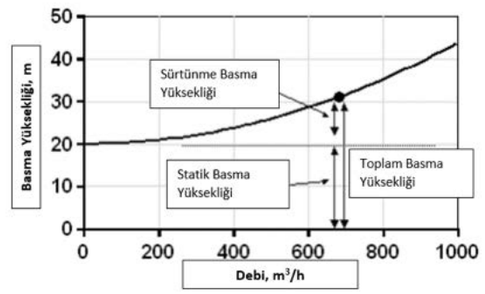
Pompalama sistemleri için metrik (SI) birimler kullanılarak, pompa-motor şaft gücü Ne_M Eş. 11.7 ile bulunabilir.

$$Ne_M = \frac{\rho g \dot{Q} H_m}{1000.\eta_{Pompa}.\eta_{ga}.\eta_M} \qquad (11.7)$$

Burada, ρ akışkanın yoğunluğunu (kg/m^3), g yerçekimi ivmesini (m/s^2), $\dot{Q}$ pompanın hacimsel debisini $(\frac{m^3}{s})$ H_m pompanın basma yüksekliğini (m), η_{Pompa} pompa verimini, η_{ga} motor-fan veya motor-pompa arasındaki kayış-kasnak, kaplin, dişli kutusu veya direkt tahrik gibi güç aktarma organlarının tahrik verimini ve η_M ise motor verimini göstermektedir. Bu birimlerle pompa-motor şaft gücü Ne_M, kW biriminde elde edilir.

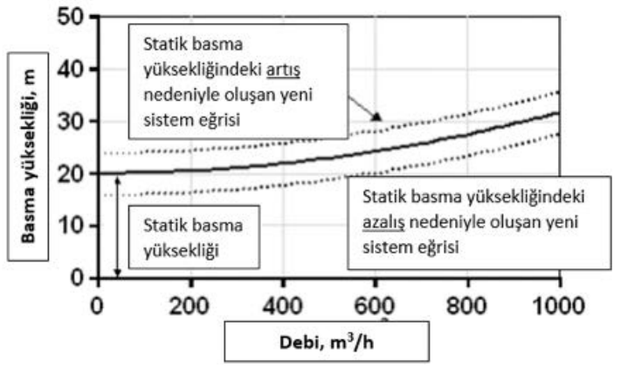
11.3.4. Sistem Eğrileri

Buraya kadar, basma yüksekliği, debi ve özgül ağırlığın akışkan gücünü nasıl etkilediği ele alınmıştır. Bu akış karakteristikleri, bir sistem eğrisinde grafiksel olarak ifade edilebilir (Şekil 11.12).



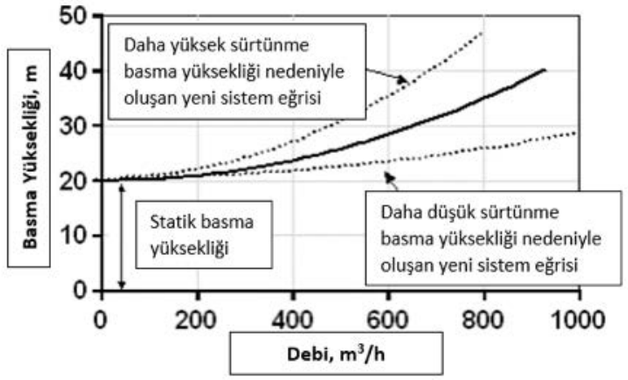
Şekil 11.12: Sistem Eğrisi Bileşenleri

Bir sistem eğrisi iki temel ögeden oluşur. Bunlar, Şekil 11.12'de gösterildiği gibi, statik basma yüksekliği ve sürtünme basma yüksekliğidir. Statik basma yüksekliği, pompa mili ekseni ile tanktaki akışkan serbest yüzeyi arasındaki yükseklik farkı ile belirtilir. Dolayısıyla, giriş veya çıkış tank yükseklikleri (veya basınçları) değiştiğinde, sistem eğrisi de Şekil 11.13'te gösterildiği gibi değişir.



Şekil 11.13: Statik Basma Yüksekliğindeki Değişikliklerin Sistem Eğrisine Etkisi [2]

Sürtünme basma yüksekliğindeki değişiklikler nedeniyle, sistem eğrisi Şekil 11.14'te gösterildiği biçimde değişir. Sürtünme basma yüksekliği değiştiğinde, eğrinin başladığı nokta yani sıfır debi (sistemin statik basma yüksekliğini temsil eden) noktası değişmez.



Şekil 11.14: Sürtünme Basma Yüksekliğindeki Değişikliklerin Sistem Eğrisine Etkisi

11.4. Pompa Sistemleri ve Ömür Boyu Maliyet Hesabı

11.4.1. Ömür Boyu Maliyet

Ömür Boyu Maliyet (ÖBM/Life Cycle Cost: LCC) kavramı dünyada artan enerji tüketiminin pompa sistemleri için analiz edilmesi ve sistemlerin enerji verimliliğinin artırılması amacıyla geliştirilmiş bir kavramdır. Dünyadaki bütün enerji tüketiminin yaklaşık %20'si pompalar tarafından kullanılmakta ve bu oran bazı sektörlerde %50'yi bulmaktadır. [3] Pompalı sistemlerde tüketilen enerjinin büyüklüğü, sistemin bütün bileşenleri ile analizinin gerekliliğini ortaya çıkartmış ve verimliliğin artırılması amacıyla hem yeni yatırımlar hem de işletilen sistemlerin analizlerinde bir bütün olarak "Ömür Boyu Maliyet" yaklaşımının geliştirilmesini sağlamıştır. ÖBM kavramı içeriğindeki bileşenler yardımı ile enerji verimliliği ve tasarrufu yönünde önemli iyileştirmeler sağlanmaktadır.

Pompalarda ÖBM kavramı; tüm bileşenleri ile pompa sisteminin enerji analizinin sistemin tasarımından, işletmesine ve daha sonra devreden çıkartılmasına kadar geçen tüm ömrü boyunca yapılmasını ve enerji maliyetinin düşük tutulmasını amaçlayan, bunun için uygulamacıya yol gösteren bir yaklaşımlar bütünüdür. ÖBM kavramı sadece bugüne değil, geçmişe dönük bir muhasebeye ve geleceğe dönük bir değerlendirmeye açık yaklaşımlara imkan vermektedir.

Pompa sistemi optimizasyonu, ekipmanın ömrü boyunca pompalamanın gerçek maliyetini değerlendirmek amacıyla, tüm sistemin ayrıntılı incelemesiyle başlar. Bir pompanın ilk satın alma maliyeti, pompanın bakım, kurulum, devre dışı kalma süresi ve enerji maliyetini kapsayan toplam ömür boyu maliyetinin küçük bir kısmını oluşturur.

11.4.2. Ömür Boyu Maliyet Kavramının Temel Bileşenleri

Herhangi bir pompa sistemi için ÖBM, satın alma, montaj, işletme, bakım ve demontaj gibi tüm aşamaları ile bütün ömrü boyunca oluşan toplam maliyeti bir arada tanımlar. ÖBM tanımlanabilen ve ölçülebilen bütün aşamaları kapsayan bir yönteme dayalı olarak aşağıda verilen denklem ile hesaplanabilir. [4]

ÖBM yönteminde olası farklı tasarımların, değişik çözümlerin karşılaştırılması ve eldeki verilerin yeterliliği ile mali açıdan en uygun sonuca ulaşmak mümkündür. ÖBM için bileşenler Eş. 11.8'de tanımlanmıştır.

$$ÖBM = C_{iy} + C_{mo} + C_{e} + C_{iş} + C_{bak} + C_{diğ} + C_{çev} + C_{dmo} \qquad (11.8)$$

$ÖBM$: Ömür Boyu Maliyet
C_{iy} : İlk yatırım maliyeti (pompa, sistem, borular, yardımcı ekipman)
C_{mo} : Montaj ve işletmeye alma maliyeti

C_e : Enerji maliyeti
$C_{iş}$: Çalıştırma maliyeti (sistemin normal çalışması için operatör maliyeti gibi)
C_{bak} : Bakım maliyeti (parçalar ve adam-saat)
$C_{diğ}$: İşletme ile gelen ekstra maliyetler (duraklama zamanları, üretim kaybı)
$C_{çev}$: Çevre etkisi ile gelen maliyet (çevre vergisi ya da arıtma benzeri maliyetler)
C_{dmo} : Demontaj ve imha maliyeti (elden çıkarma, devre dışı bırakma)

Pompalama ömür boyu maliyetinin, bir otomobilin maliyetiyle karşılaştırılmasına ilişkin bir örnek aşağıda verilmiştir.

11.4.3. ÖBM Hesap Örnekleri

Örnek 11-1:
Benzinli araba ve elektrikli araba için ömür boyu maliyet karşılaştırması yapılacaktır. Benzinli araba 1.100.000 TL'dir ve 100 km'de ortalama 8 litre yakıt tüketimi ile yılda 20.000 km yol yapması ve beklenmektedir. Elektrikli araba ise 1.250.000 TL'dir ve aylık şarj maliyetinin 1000 TL olması beklenmektedir. %10 faiz oranı ve 7 yıl ömür için hangi arabanın daha düşük ÖBM'ye sahip olacağını yani daha ekonomik olacağını hesaplayın.

Çözüm
Benzinli araba için yıllık yakıt tüketimi

$$C_e = 20.000 \ \frac{km}{yıl} \times 8 \ \frac{lt}{100km} \times 21 \ \frac{TL}{lt} = 33600 \ \frac{TL}{yıl}$$

Eş. 11.8'deki ilk yatırım ve enerji dışındaki diğer tüm maliyetler ihmal edilirse,

$ÖBM_{benzinli} = C_{iy} + C_{en}$ *(bugünkü değere indirgenmiş)*

$ÖBM_{benzinli} = 1.100.000 + [A \ x \ (P \ II \ A, \ \%10,7)]$

P bugünkü değeri ve A, her yıl toplam yakıt maliyetini göstermektedir. %10 faiz oranı ve 7 yıl için sabit seri bileşik faiz tablosu ile çarpan 4,86842 olarak bulunur.

$ÖBM_{benzinli} = 1.100.000 + [33.600 \times 4,86842] = 1.263.579$ TL

Elektrikli araba için

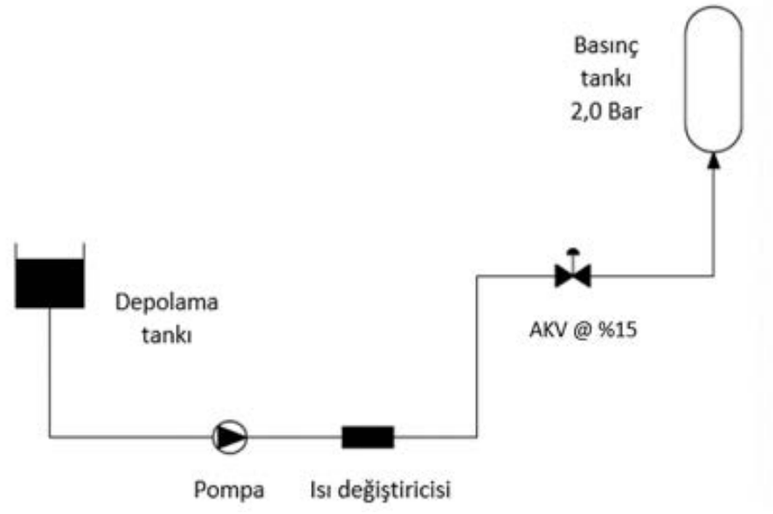
$ÖBM_{elektrikli} = C_{iy} + C_{en}$ (bugünkü değere indirgenmiş)

$ÖBM_{elektrikli} = 1.250.000 + [12.000 \times 4,86842] = 1.308.421$ TL

Bu hesaplamalarda diğer maliyet faktörlerinin dikkate alınmadığını tekrar belirtmekte fayda vardır. Benzinli araba için enerji giderinin ÖBM'deki payı yaklaşık %14,9 iken elektrikli araba için bu oran %4,5 civarındadır. Arabaların 7 yıl sonraki elden çıkarma maliyetleri ve emisyon salımı nedeni ile çevre maliyetleri de dikkate alınacak olursa elektrikli araba benzinli arabaya göre avantajlı olacaktır.

Örnek 11-2:
Bu örnekte sistem, biraz katı madde içeren bir proses akışkanını depolama tankından basınçlı tanka taşıyan tek pompalı bir devredir. Bir ısı değiştiricisi akışkanı ısıtmakta ve bir kontrol vanası da basınçlı tanka giden debiyi 80 m^3/h düzeyine ayarlamaktadır. Tesis mühendisi, kavitasyonun yol açtığı erozyon nedeniyle arıza yapan bir kontrol vanasıyla sorunlar yaşamaktadır. Vana her 10-12 ayda bir arıza yapmaktadır ve her tamiri de 80.000 TL'ye mal olmaktadır. Mevcut vananın yerine, kavitasyona dayanıklı bir kontrol vanası takılması düşünülmektedir.

Kontrol vanasını değiştirmeden önce, proje mühendisi diğer seçeneklere bakmak ve alternatif seçenekler üzerinde bir ÖBM analizi yapmak istemiştir (Şekil 11.15).



Şekil 11.15: Kontrol Vanasının Arıza Yaptığı Bir Pompalama Sistemi

İlk adım, sistemin halihazırda nasıl işlediğinin ve kontrol vanasının niçin arıza yaptığının belirlenmesidir. Kontrol vanası, mevcut durumda %15-20 düzeyinde açık olarak çalıştırılmakta ve vanadan önemli miktarda kavitasyon gürültüsü gelmektedir. Vananın boyutları uygulama için uygun değildir. Orijinal tasarım hesaplamaları incelendiğinde, pompanın 80 m^3/h yerine 110 m^3/h'ye göre boyutlandırıldığı, bunun da kontrol vanasında başlangıçta hesaplanandan daha büyük bir basınç düşüşüne yol açtığı anlaşılmıştır (Şekil 11.16). Büyük basınç farkının sonucu olarak ve vananın düzenli aralıklarla kavitasyon hasarı göstermesi nedeniyle, kontrol vanasının bu prosese uygun olmadığı belirlenmiştir. Aşağıdaki dört seçenek önerilmektedir:

Seçenek-A: Yüksek basınç farkını karşılayacak yeni bir kontrol vanası takılabilir.

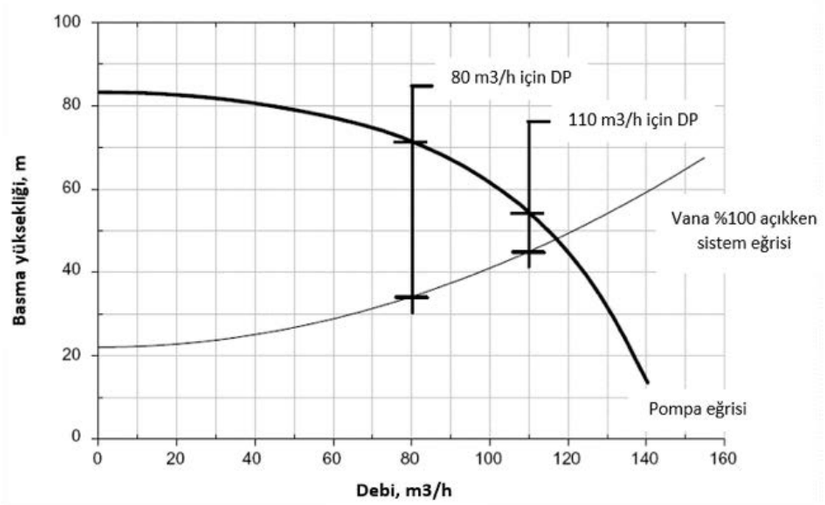
Seçenek-B: Pompa çarkının boyutu, pompa daha küçük basma yüksekliği oluşturacak ve bunun sonucunda mevcut vanadaki basınç düşmesi daha küçük olacak şekilde ayarlanabilir.

Seçenek-C: Bir ayarlanabilir hız sürücüsü (AHS) takılabilir ve akış kontrol vanası sökülebilir. AHS, pompa hızını değiştirebilir ve böylece istenen proses akışını sağlayabilir.

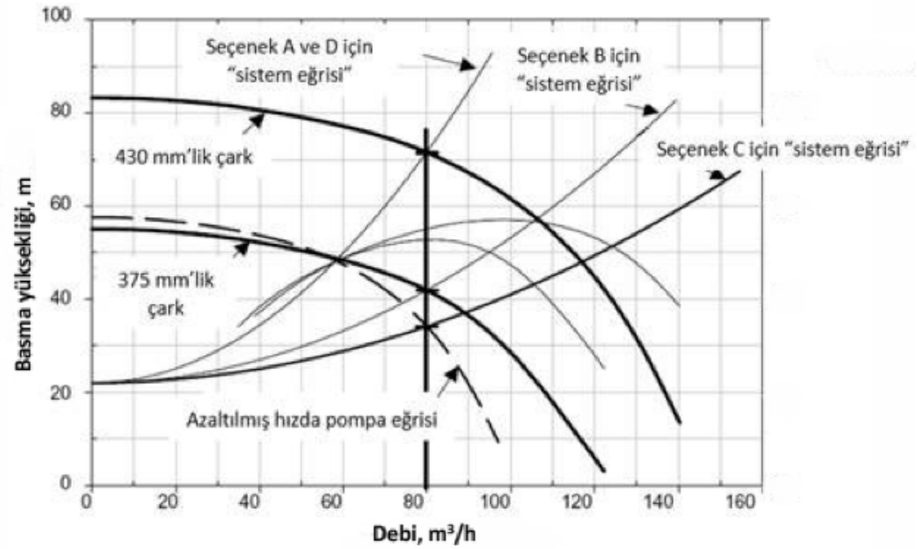
Seçenek-D: Sisteme herhangi bir değişiklik yapılmaz ve debi kontrol vanasının her yıl tamir edilmesi beklenir (Şekil 11.17).

Uygun boyutlandırılmış yeni bir kontrol vanasının maliyeti 100.000 TL 'dir. Çark çapını azaltmak suretiyle pompa performansını değiştirme maliyeti ise 45.000 TL'dir. Proses, 80 m^3/h debide yılda 6.000 saat işletilmektedir. Elektrik maliyeti kWh başına 5 TL ve motor verimi de %90'dır.

Çarkı 375 mm'ye boyutlandırmak suretiyle, pompanın toplam basma yüksekliği 80 m^3/h'de 42 m'ye indirilmektedir. Basınçtaki bu düşüş, kontrol vanasındaki basınç farkını 10 m'nin altına indirmektedir. Bu da vananın orijinal tasarım noktasıyla daha uyumludur. Daha küçük boyuttaki çark ile elde edilen yıllık enerji maliyeti 420.000 TL'dir. 30 kW'lık bir AHS'nin bedeli 400.000 TL montajı da 30.000 TL ilave maliyet gerektirmekte olup AHS'nin olduğu senaryonun yıllık enerji maliyeti 348.000 TL'dir. Projenin 8 yıllık ömründe artık tamirat ihtiyacı olmayacağı varsayılmaktadır. Sistemde değişiklik yapmama seçeneğinin yıllık maliyeti ise, akış kontrol vanasında kavitasyon nedeniyle yapılacak tamirat dolayısıyla 80.000 TL'dir. Girdiler, Tablo 11.3'te özetlenmiştir.



Şekil 11.16: Pompa ve Sistem Eğrileri



Şekil 11.17: Farklı Seçenekler İçin Sistem Eğrileri

Tablo 11.3: Farklı Seçenekler İçin ÖBM Karşılaştırması [2]

Maliyet	Seçenek A	Seçenek B	Seçenek C	Seçenek D
Çark Çapı	430 mm	375 mm	430 mm	430 mm
Pompa Basma Yüksekliği	71,7 m	42,0 m	34,5 m	71,7 m
Pompa Verimi	%75,1	%72,7	%77	%75,1
Debi	80 m^3/h	80 m^3/h	80 m^3/h	80 m^3/h
Tüketilen Güç	23,1 kW	14,0 kW	11,6 kW	23,1 kW
Yıllık Enerji Maliyeti	693.000 TL	420.000 TL	348.000 TL	693.000 TL
Yeni Vana	100.000 TL			
Çark Çapı Değiştirme		45.000 TL		
AHS			400.000 TL	
AHS'nin Montajı			30.000 TL	
Vana Tamiri/Yıl				80.000 TL

Seçenek A, bugün bir yeni vana maliyetini ve bu yıl boyunca enerji maliyetini içermektedir. Sonraki 7 yıl boyunca aynı miktarda enerji maliyeti oluşmaktadır. Gelecekte oluşacak bu harcamaların bugünkü değerini hesaplamak gerekecektir.

$ÖBM_A = 793.000 + [A \times (P \text{ II } A, \%12,7)]$

$ÖBM_A = 793.000 + [693.000 \times 4,56376] = 3.955.686$ TL

Seçenek B, çark çapı değiştirme maliyetini ve çark çapının azalmasına bağlı enerji tüketimindeki azalmayı da içermektedir.

$ÖBM_B = 465.000 + [A \times (P \text{ II } A, \%12,7)]$

$ÖBM_B = 465.000 + [420.000 \times 4,56376] = 2.381.780$ TL

Seçenek C'de AHS uygulaması yapılması durumu ele alınmıştır. Enerji maliyetleri ilk duruma göre oldukça azalmıştır ancak AHS maliyeti ve montaj maliyeti bugün yapılması gereken ödemelerdir.

$ÖBM_C = 430.000 + [A \times (P \text{ II } A, \%12,7)]$

$ÖBM_C = 430.000 + [348.000 \times 4,56376] = 2.018.188$ TL

Seçenek D ise Seçenek A ile aynı enerji maliyetinde her yıl vananın değişmesi durumunu dikkate almaktadır. İlk yıl dolayısıyla 773.000 TL ödemeye ek olarak gelecekteki (7 yıl boyunca) ödemeleri bugüne indirgersek,

$ÖBM_D = 773.000 + [A \times (P \text{ II } A, \%12,7)]$

$ÖBM_D = 773.000 + [773.000 \times 4,56376] = 4.300.786$ TL

olarak bulunur. Buna göre, AHS'nin takıldığı seçenek en düşük ÖBM değerine sahip seçenek olarak hesaplanır. Ömür boyu maliyet analizi bu örneklerde görüleceği üzere farklı sistemlerin ekonomik olarak karşılaştırılmasında yatırımcıya önemli bilgiler sağlamaktadır.

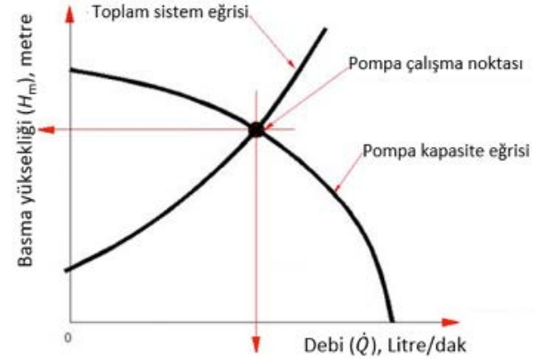
11.5. Pompa Performansı

11.5.1. Genel

Santrifüj pompaların tasarımı, pompa gövdesi içinde dönen bir veya daha fazla sayıda kanatlı çarklar ile karakterize edilir. Çarklar döndükçe enerjiyi akışkana aktarır, bu enerji kullanılarak akışkan hareket ettirilir ve basıncı artırılır. Pompaların ikinci büyük grubu olan pozitif deplasmanlı (PD) pompalar, akışkanı hareket ettirilen duvarların içinde tutarak akışkana enerji aktarır ve pompanın çıkışındaki delikler veya vanalar vasıtasıyla akışkanı basar. PD pompalar, santrifüj pompalar ile aynı karakteristik davranışa sahip değildir.

11.5.2. Pompa Performans Eğrileri

Bir santrifüj pompanın performansı, genellikle, debiye ($\dot{Q}$) karşılık basma yüksekliği (H_m) değişimini veren bir grafikle gösterilir (Şekil 11.18). Verim, mil gücü ve emmedeki net pozitif yük (yükseklik)-ENPY gibi parametreler de çoğunlukla aynı grafik üzerinde gösterilir.



Şekil 11.18: Santrifüj Pompa Basma Yüksekliği Debi Eğrisi

11.5.3. Benzerlik Kanunları

Pompa performansı, Benzerlik Kanunları adı verilen ilkelerle uyumludur. Benzerlik Kanunları, hız veya çark çapı değiştiğinde pompa performansının nasıl değiştiğini açıklar. Benzerlik Kanunları, pompa geometrisi veya hızı değiştiğinde, pompa performans eğrilerinin nasıl değiştiğini hesaplamada kullanılır. Pompanın hem devir sayısını azaltmanın hem de çark boyutlandırmaları bakımından enerji tasarruflarını doğru biçimde hesaplayabilmek için sistem eğrisinin bilinmesi zorunludur. Sistem eğrisi ise sürtünme kayıplarına ve diğer kayıplara bağlıdır. Santrifüj (radyal) pompa çark çapı (D) sabit tutulursa, Benzerlik Kanunları devir sayısı (n) ile ilişkilendirilir (Eş. 11.9).

$$\dot{Q}_2 = \dot{Q}_1 \left(\frac{n_2}{n_1}\right) \qquad H_{m2} = H_{m1} \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^2 \qquad Ne_2 = Ne_1 \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^3 \qquad (11.9)$$

Bu denklemde $\dot{Q}$ debiyi, n devir sayısını, H_m basma yüksekliğini ve Ne ise pompa mil gücünü göstermektedir. Alt simge 1 ve 2 ise farklı iki hızı temsil etmektedir. Benzerlik Kanunlarının bir başka biçiminde ise santrifüj (radyal) pompa devir sayısı (n) sabit tutulursa, çark çapı (D) ile ilişkilendirilir (Eş. 11.10).

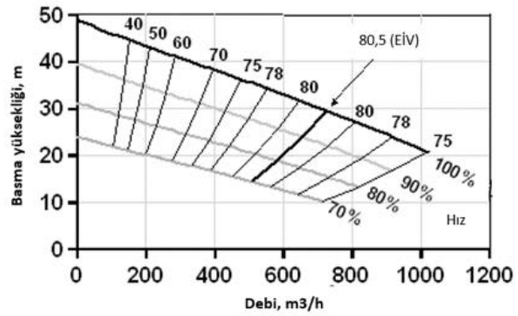
$$\dot{Q}_2 = \dot{Q}_1 \left(\frac{D_2}{D_1}\right) \qquad H_{m2} = H_{m1} \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^2 \qquad Ne_2 = Ne_1 \left(\frac{D_2}{D_1}\right)^3 \qquad (11.10)$$

Bu denklemde altsimge 1 ve 2, iki farklı çark çapını temsil etmektedir. Çark çapı benzerlik ölçeklendirme bağıntılarının, sahada elde edilen sonuçlarla uyumlu olduğu gözlemlenmiştir. Performans eğrilerine temel alınan çark çapı, ölçülen basma yüksekliğinden elde edilen eğriye dayalı debi tahminlerinin güç ile uyuştuğu noktaya kadar tekrarlı biçimde değiştirilebilir. Basma yüksekliği ve özellikle mil gücündeki azalma ise daha belirgin olur. [5] Sabit devir sayısında çark torna edilerek debi, basma yüksekliği ve mil gücü azaltılabilir. Ancak pompa veriminde önemli azalmaların olmaması ve kararlı çalışma vb. hidrolik problemlerin oluşmaması adına çarklar orijinal çapın en fazla %10-20'sinden fazla küçültülmemelidir. [5] Uygulamada 5 mm'den daha az çap azalmaları da yapılmaz. [5] İstenilen pompa performansını elde edebilmek için hesaplanan çark çapı yerine, orijinal çark çapının 0,70 ile 1,00 aralığındaki bir katsayıyla çarpılması yoluyla bulunan gerçek çap kullanılmalı [6], hatta gerektiğinde pompa imalatçısına danışılmalıdır.

11.5.4. Değişken Hız Eğrileri

Şekil 11.19, belirli bir pompada çark hızı değiştirildiğinde pompa performans eğrilerinin nasıl değiştiğini göstermektedir. İndirgenmiş hızda yeni pompa eğrileri, yukarıda tanımlanan Benzerlik Kanunlarından yararlanılarak doğru biçimde hesaplanabilir.

Burada, eşverim çizgileri de gösterilmiştir. Hızın düzenlenmesi bakımından bunlar, orijinden çıkan ikinci derece fonksiyonlardır. Pompanın tükettiği enerji, bu eşverim çizgileri boyunca hızın küpüyle orantılıdır. Bu nedenle, pompa sürücüsünün hızını değiştirmek ve böylece debiyi azaltmak suretiyle, birçok sistemde büyük ölçekte güç azaltımları yapmak mümkündür. Yapılabilecek enerji tasarrufları, sistem eğrisini bilmeksizin hesaplanamaz. Sistem eğrisi, pompa eğrisi ile birlikte, pompanın pompa eğrisi üzerinde nerede (ve ne düzeyde verimle) çalışacağını belirler.

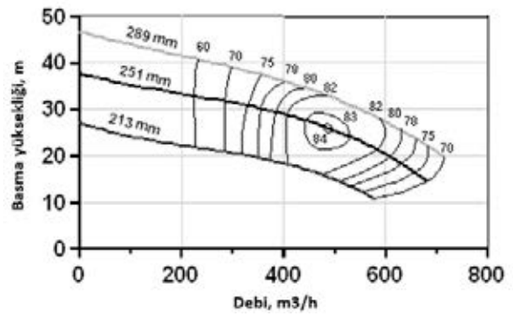


Şekil 11.19: Farklı Hızlar İçin Pompa Eğrileri [2]

** EİV: En İyi Verim Noktası, pompanın en yüksek verime sahip olduğu debidir ve maksimum çark çapındaki performansına karşılık gelir.*

11.5.5. Çark Boyutlandırma

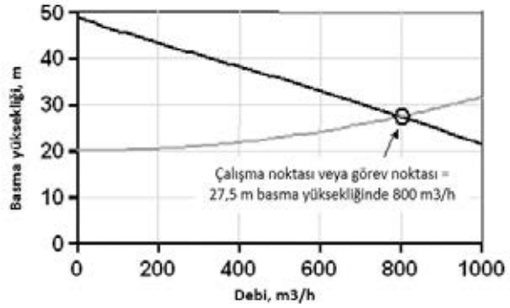
Şekil 11.20, bir pompada çark çapı değişikliklerine karşılık gelen eğrileri vermektedir. Görüldüğü üzere, eşverim çizgileri Şekil 11.19'daki değişken hız eğrilerinden çok farklıdır. Tepe noktaları belirli bir çapı ve çalışma noktasını temsil etmektedir. Bu, aynı zamanda, çark çapı, pompa gövdesi geometrisi ve debi arasındaki optimum bağıntının bulunduğu noktadır. Bu noktadan herhangi bir yönde sapma, pompadaki kayıpların artmasına ve verimin azalmasına neden olur. Değişiklikler küçük olduğu sürece, indirgenmiş çap için pompa eğrileri de Benzerlik Kanunlarından yararlanılarak hesaplanabilir.



Şekil 11.20: Çeşitli Çark Çapları İçin Pompa Eğrileri ve Eşverim Çizgileri [2]

11.5.6. Pompa Çalışma Noktası

Pompa, pompa eğrisi üzerinde, pompanın sağladığı basınç ile pompaya bağlanan sistemden belirli debinin geçmesi için gereken basınç arasında denge durumunun oluştuğu noktada çalışır. Bu, Şekil 11.21'de grafiksel olarak gösterilmektedir. Çalışma noktası, sistem eğrisi ile pompa eğrisinin kesiştiği noktadır. Sistem eğrisi, örneğin, pompa basma vanasını kısmak suretiyle değiştirilebilir. Vananın kısılması sistemdeki direnci artırır ve sistem eğrisini daha dik hale getirir.



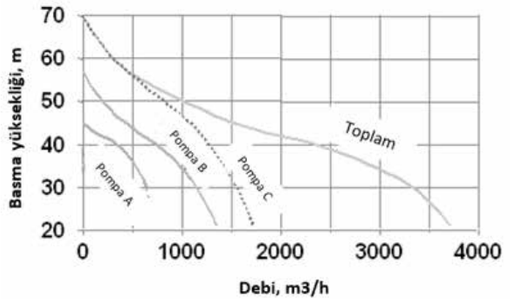
Şekil 11.21: Sistem Eğrisi, Pompa Eğrisi ve Çalışma Noktası [2]

Buradan anlaşılacağı üzere, çalışma noktası pompa eğrisi üzerinde sola doğru yukarıya çıkarsa, pompa çarkı üzerindeki iç kuvvetler artar. Bu da ekipman ömrünün kısalmasına neden olabilir. Pompa eğrisi üzerinde bu şekilde uzun süre işletimden kaçınılması gerekir. Bu nedenle üreticiler, genellikle izin verilen çalışma aralığı hakkında bilgi verir. Pompa, bu aralığın sınırları dışında uzun süre işletilirse, ekipman ömrü olumsuz biçimde etkilenebilir.

11.5.7. Paralel Pompalar

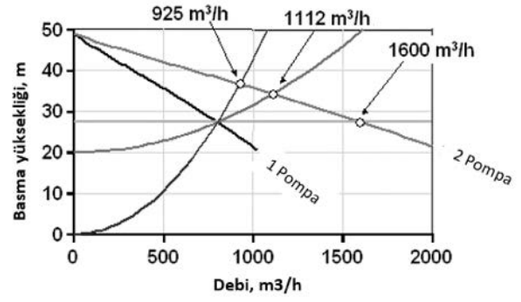
Birçok uygulamada pompaların paralel bağlanması yaygındır. Paralel bağlama hem esneklik hem de yedeklilik sağlar. Pompaların paralel işletilmesiyle, hangi büyüklükte kaç pompanın çalışıyor olduğuna bağlı olarak, debi, kademeli biçimde değiştirilebilir.

Pompalar paralel bağlı olduğunda, çalışan her pompa için debi, Şekil 11.22'de gösterildiği biçimde, sabit basınçta eklenir. Eğer pompaların maksimum basma yükseklikleri (bir pompanın yaratabileceği maksimum basınç) farklı ise, diğer pompaların, en düşük maksimum cihaz basma yüksekliğine sahip pompa için tavsiye edilen en yüksek basıncın üzerinde işletilmemesine dikkat etmek gerekir. Bu kurala uyulmazsa, küçük pompanın zararlı bir bölgede çalışıyor olması, hatta, pompanın ters akışa maruz kalması gibi bir sonuçla karşılaşılabilir. Hangi pompaların çalışacağını ve hangilerinin kapalı olacağını kontrol eden bir kontrol sistemi kullanılarak bu risk ortadan kaldırılabilir.



Şekil 11.22: Paralel Bağlı Pompalar İçin Bileşke Pompa Eğrisi [2]

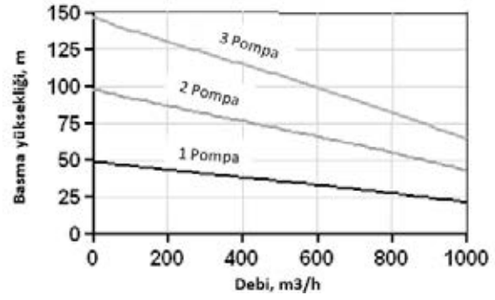
Pompalar paralel bağlandığında elde edilecek debi, sistem eğrisine bağlıdır. Daha fazla sayıda pompa işletildiğinde, sistem eğrisi genellikle değişmez. Ancak, debi arttığında, gereken basınç da artar ve tüm pompalar kendi eğrilerinde daha yüksek basınçta çalışır. Yalnız, çok yatık sistem eğrilerinde elde edilen debi, tek başına işletilen münferit pompaların debilerinin toplamına yakın olur. Bu durum Şekil 11.23'te gösterilmektedir.



Şekil 11.23: Üç Farklı Sistem İçin Paralel Çalışan İki Eşdeğer Pompayla Elde Edilen Debiler [2]

11.5.8. Seri Pompalar

Pompalar, paralel bağlanabildiği gibi seri olarak da bağlanabilir. Bu, genellikle yüksek basma yüksekliği gerektiğinde yapılır. Bileşke pompa eğrisi, çeşitli debilerde pompaların oluşturduğu basınçlar toplanarak bulunur (Şekil 11.24).

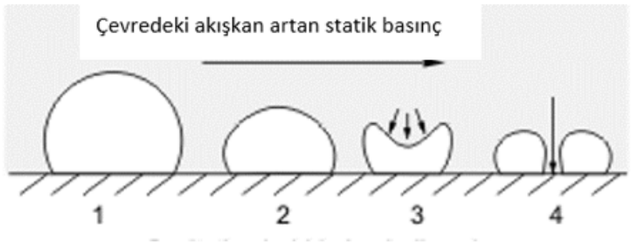


Şekil 11.24: Seri Bağlı İki ve Üç Eşdeğer Pompayla Elde Edilen Pompa Eğrileri [2]

11.5.9. Kavitasyon

Bir akışkanın kaynama sıcaklığı, akışkanın basıncına bağlıdır. Atmosfer basıncında suyun kaynama sıcaklığı 100°C'dir. Suyun daha yüksek irtifalarda 100°C'nin altında kaynadığı bilinir. Örneğin, Erzurum'da suyun kaynama sıcaklığı 96°C'dir. Basınç yeterince düşük olursa, akışkan, oda sıcaklığında kaynar. Bir akışkan sistemindeki basınç, Bernoulli Kanunu'na uymaktadır. Akışkan hızı artarsa, basınç düşer. Basınç, aynı zamanda, sistemde mevcut olan sürtünmenin bir fonksiyonudur. Bu iki olgu nedeniyle, çarkın girişindeki basınç bazen akışkanın kaynamasına yetecek veya oda sıcaklığında buhar oyukları oluşturacak kadar düşebilir.

Girişteki düşük basınç, hem sıvı kaynakları arasındaki basınç kayıplarından hem de akışkanın çarka girdiğinde yüksek hızlara çıkması nedeniyle doğabilir. Küçük buhar kabarcıkları oluşur ve akışla birlikte sürüklenir. Pompanın amacı basıncı artırmak olduğundan, kabarcıklar hızla yüksek basınç alanına gider ve orada patlar. Eğer patlama akışkanın ortasında meydana gelirse, kabarcıklar aynı yapıda kalarak patlar ve bu önemli bir sorun yaratmaz. Ancak, kabarcık patladığında, oyuk yüzey boyunca ilerlerse, akış tarafından gelerek oyuğu dolduran sıvı, yüzeye doğru yönelmiş bir mikro jet oluşturur (Şekil 11.25).



Kavitasyon kabarcığı sabit yüzeye yakın bir yerde patlar ve çevredeki akışkan bir jet (4) oluşturur.

Şekil 11.25: Kavitasyonla Bağlantılı Olarak Hasar Verici Mikro Jetlerin Oluşması

Bu mikro jetler, duvar yüzeyinden parça koparacak kadar güçlüdür. Bir süre devam eden sabit bombardımanın ardından, kavitasyona maruz kalan yüzey bozulur ve oldukça engebeli bir hale gelir (Şekil 11.26).

Kavitasyonu önlemenin tek yolu, basıncı, buhar kabarcıklarının oluşamayacağı düzeye yükseltmektir. Kavitasyonu önlemek için ne kadar basınç gerektiğini belirlemek amacıyla akışkan basıncını, mevcut sıcaklıktaki akışkanın buhar basıncıyla karşılaştırmak gerekir. Bunun için ENPY veya "emmedeki net pozitif yük (yükseklik)" denilen terim kullanılır. Bu terim, bir akışkanın gerçek basıncı ile verilen sıcaklıktaki sıvının buhar basıncının bir ölçüsüdür.

Şekil 11.26: Çark Üzerindeki Kavitasyon Hasarı [2]

Akışkanın buharlaşma basıncı üzerindeki mevcut kullanılabilir basıncı göstermek için "Emmedeki Net Positif Yük-Mevcut; $ENPY_M$" kavramı Eş. 11.11'deki gibi tanımlanır.

$$ENPY_M = H_s + H_a - H_{vp} - H_f \qquad (11.11)$$

Burada,
H_s : çarkın ekseni üzerindeki statik emme yükü (yüksekliği),
H_a : emme tankındaki akışkanın serbest yüzeyindeki basınç,
H_{vp} : akışkanın buharlaşma basıncı ve
H_f : pompanın emme (giriş) tarafındaki toplam sürtünme kayıplarıdır.

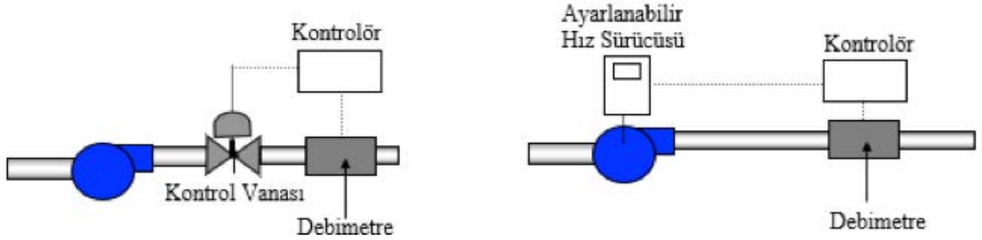
Pompa kavitasyona uğramaya başladığı zaman, testlerden sonra, pompa üreticisi tarafından yayınlanan "Emmedeki Net Pozitif Yük-Gerekli; $ENPY_G$" ile mevcut $ENPY_M$ karşılaştırılmak zorundadır. Çıkış basıncının kavitasyonsuz performansa göre %3 düştüğü noktada $ENPY_G$'nin ölçülmesi gerektiğine dikkat edilmelidir. Kavitasyonu önlemek için $ENPY_M$'nin üzerinde bir emniyet sınırı tanımlamaya yönelik çeşitli girişimler olmuştur. Bugüne kadar, pompa üreticileri böyle bir sınır üzerinde mutabık olamamışlardır. Kavitasyon riskinin bulunduğu her durumda, tasarımcı üretici ile temasa geçmeli ve kendi özel durumu açısından sınırın ne kadar yüksek tutulması gerektiği konusunda fikir birliği oluşturulmalıdır.

11.6. Kontrol ve Bakım

11.6.1. Pompalama Sistemi Kontrol Stratejileri

Pompaların hizmet verdiği çoğu proseste pompanın tam kapasitesine sürekli ihtiyaç olmaz. Tam yükte debi veya basınç gerekmediğinde, santrifüj pompalar aç/kapa, pompa basma (debi ayar veya çıkış) vanasının kısılması, devridaim akışı veya ayarlanabilir hız sürücüsü kullanılarak kontrol edilir. Bu yöntemler, uygun ekipman kullanılarak prosesin izlenmesiyle başlatılır ve pompa kapasitesini ayarlamak üzere pompa, kontrol vanaları veya ayarlanabilir hız sürücüsünün faaliyete geçirilmesiyle uygulanır.

Pompa sistemlerinde kontrol amacıyla bazı proses parametrelerinin ölçülmesi gerekmektedir. Seviye kontrolcüleri, basınç ölçerler, debimetreler ve sıcaklık probları kullanılarak kontrol sistemleri kumanda edilir. Bu cihazlar, set noktalarına dayalı bir aç/kapa sinyali veya değişken sinyal gönderir. Değişken sinyal sağlandığında (4-20 mA en yaygın olanıdır), pompalara ne zaman kalkış verileceği ve kapatılacağı, vanaların açılacağı ve kapatılacağı veya değişken hız sürücüsünün belirlenen proses parametrelerini karşılamak üzere nasıl işletileceğini belirlemek üzere bir kontrol sistemi kullanılır. Şekil 11.27'de bir kontrol vanası ve ayarlanabilir hız sürücüsü ile kontrol edilen ve geri besleme için debimetre kullanan basit bir sistem gösterilmektedir.



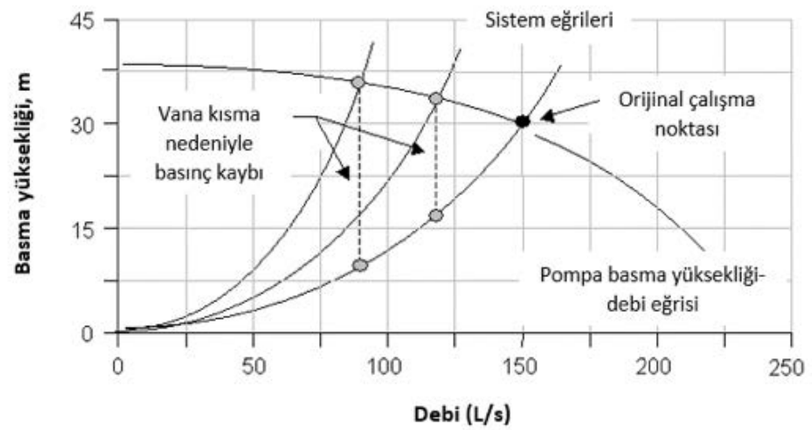
Şekil 11.27: Kontrol Vanası ve AHS Sistemleri [2]

11.6.2. Aç/Kapa Kontrolü

Aç/kapa kontrolü, küçük pompaları çalıştırmak için en basit ve yaygın yöntemdir. Debiye ihtiyaç duyulduğunda, proses ihtiyaçlarını karşılamak için pompa faaliyete geçirilir ve gerek kalmadığında pompa durdurulur. Bu türden kontrol, pompalama sistemleri için yeterlidir. Ancak, proses ihtiyaçları için sık sık aç/kapa kontrolü gerektiren daha büyük pompalama sistemleri için pek pratik olmayabilir. [2]

11.6.3. Pompa Çıkışını Kısmak İçin Kontrol Vanası Kullanılması

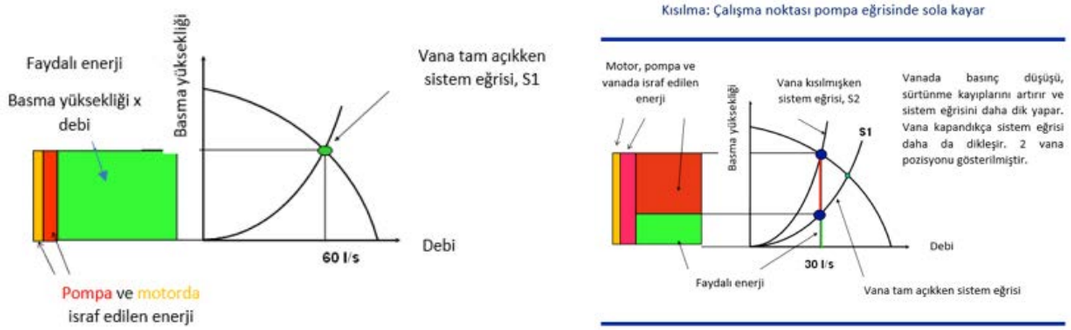
Birçok sanayi tesisinde pompa debisi, pompa çıkışı üzerindeki bir ayar vanasının kısılmasıyla kontrol edilir. Kısılan vana, sistem ihtiyaçlarını karşılamak üzere belirlenen debi, basınç veya başka bir parametreyi muhafaza edecek şekilde kontrol edilebilir. İster pompa çıkışı üzerinde tek vana olsun isterse sistem genelinde çok sayıda vana olsun, pompa debisi, boru sistemindeki direnci artırmak ve çalışma noktasını pompa eğrisinde (Şekil 11.28) görüldüğü gibi yukarıya kaydırmak suretiyle azaltılır.



Şekil 11.28: Santrifüj Pompa Çıkış Vanasının Kısılmasıyla Debi Kontrolü [2]

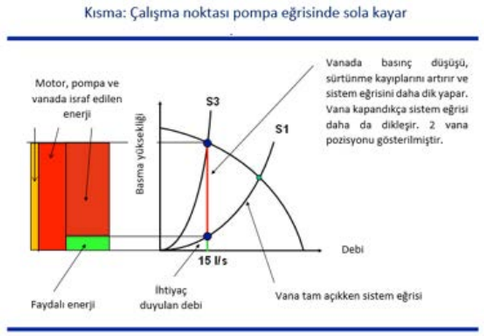
Kısılma, akışkanın sistemde taşınması için gereken basıncı artırmaktadır. Şekildeki dikey çizgiler, vanadaki sürtünme kayıplarını temsil etmektedir. Debi ile vanadaki basınç düşüşünün çarpımıyla orantılı olan kısma kayıpları oldukça büyük olabilir.

Kısılan bir sistemde farklı çalışma noktalarında kullanılan enerji, Şekil 11.29'da belirtildiği gibi grafiksel olarak gösterilebilir. İlk durumda (a), vana tam açık pozisyondadır ve kayıplar sadece pompa ve motorda oluşmaktadır, sistem en iyi verim noktasında çalışmaktadır. İkinci durumda (b), bir miktar kısma işlemi ile debi azaltılmıştır ve sistem eğrisi sola doğru kaymıştır. Bu durumda pompada israf edilen enerji miktarı basınç kaybının artması ile artmıştır. Üçüncü durumda (c), vana bir miktar daha kısılmıştır ve eğri daha da sola kaymıştır. İsraf edilen enerji miktarı da artmıştır.



(a)

(b)

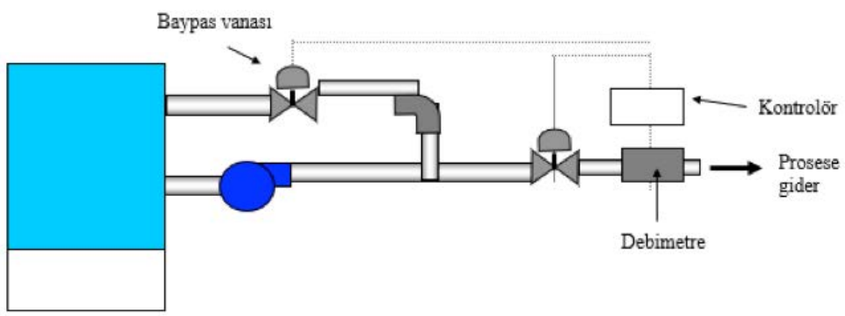


(c)

Şekil 11.29: Farklı Kısma Durumlarında Enerji Tüketimi [2]

11.6.4. Bypass Sistemi Kullanılarak Akış Devridaimi

Bir bypass sistemi, basılan debinin bir kısmını pompanın giriş tarafına tekrar göndermek suretiyle akışı düzenler. Şekil 11.30'da gösterildiği gibi, genellikle iki kontrol vanası kullanılır.

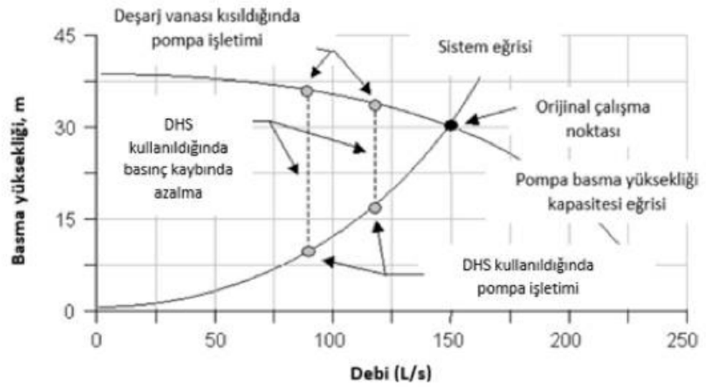


Şekil 11.30: Bypassla Akış Devridaimi [2]

Bu yöntem, kısılan basma vanasının debiyi kapanışa kadar azalttığında veya aşırı düşük debi koşullarında büyük pompaları çalışır durumda tutmak ve minimum pompa debisini muhafaza etmek için kullanılır.

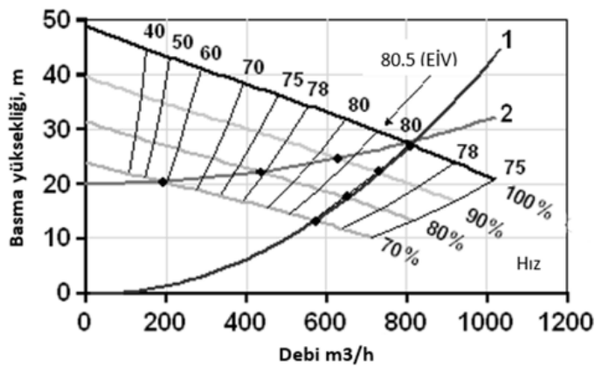
11.6.5. Ayarlanabilir Hız Sürücüsü Kullanılması

Ayarlanabilir hız sürücüleri (AHS), pompa devrini değiştirmek suretiyle pompadan geçen debiyi değiştirir. Bu, debiyi ayarlamak için vana kullanıldığında sistem eğrisinin değiştirilmesi yerine pompa eğrisinin değiştirilmesi anlamına gelir. AHS kullanıldığında, yeni çalışma noktası Şekil 11.31'de gösterildiği gibi sistem eğrisi üzerinde düşer. Bu nedenle, sistem eğrisinin şekli ve biçimi çok önemlidir.



Şekil 11.31: AHS Kullanılmasıyla Debi ve Basma Yüksekliği Kontrolü [2]

Ayarlanabilir hız sürücülerinin uygulanmasında karşılaşılabilecek en büyük sorunlardan biri sistem eğrisinin statik basma yüksekliğine sahip olup olmamasıdır. Şekil 11.32, indirgenmiş pompa eğrilerini verim çizgileriyle birlikte göstermektedir. İki sistem eğrisi arasında çalışma noktasına göre verimde büyük bir fark vardır. Statik basma yüksekliği bulunmayan eğride (Eğri 1), çalışma noktası hızın %100'ü ile %70'i arasında sabit %80 verim çizgisine sahiptir. Bu nedenle, hız azaltıldığında pompa verimi sabittir.



Şekil 11.32: AHS Uygulamasında Statik Basma Yüksekliğinin Verime Olan Etkisi [2]

Statik basma yüksekliğine sahip olan sistem eğrisinde (Eğri 2) ise durum çok farklıdır. Bu durumda sistem eğrisi, verim eğrileri boyunca hareket eder ve pompa hızı %100'den %70'e düşerken pompa verimi ise %60'a düşer. Statik basma yüksekliğinin fazla olduğu durumlarda bu ciddi sorunlara yol açabilir. Pompanın çalışma noktası, pompanın en küçük hız değişiklikleri ile dahi işletilmemesi gereken noktalara gidebilir. Pompa verimi de bu şekilde düşer ve bu durum motorun kullandığı güç azalsa bile basılan birim hacim başına kullanılan enerjinin gerçekte artmasına neden olur. Bu nedenle, belli bir büyüklükte statik basma yüksekliği olan sistemlerde ayarlanabilir hız sürücüleri kullanılacağı zaman etüdün çok dikkatli yapılması gerekir.

Ayarlanabilir hız sürücüleri ile hız değişimleri kontrol edilir, debi ve basınç kontrolü sağlanır, sistem titreşimine neden olan kalkış etkileri azaltılır, daha yumuşak kalkış sağlanır, hız kamaları kontrol edilebilir. Bu faydalar, enerji tasarrufu olmasa dahi, değişken hız sürücülü sistemin monte edilmesi için güçlü gerekçeler oluşturur. Ancak, AHS'ler ile ilgili bazı yaygın sorunlar vardır. Harmonik akımlar, motor terminal dalgası ve ayarlanabilir hız sürücülü darbe genişlik modülasyonu (ASD PWM) dalgası, devreler arasında parazit, yatak akımları, artan mekanik titreşim ve gürültü ve statik basma yüksekliğindeki değişimler AHS uygulaması ile karşılaşılabilecek bazı sorunlardır.

Örnek 11-3:

Pompa verim testleri, ayarlanabilir hız sürücülü 150 ***kW***'lık bir su pompasının, tam hızın % 80'inde 15 ***m*** toplam basma yüksekliğinde 400 ***L/s*** debi ile akışkanı pompaladığını göstermektedir. Elektriksel ölçümler, pompanın 110 ***kW*** güçte çalıştığını göstermiştir. Pompa, yılda 6000 saat çalıştırılmaktadır ve birim elektrik enerjisi maliyeti 2,88 ***TL/kWh***'dır. Talep maliyeti 180 ***TL/kW***; aynı debi ve basma yüksekliğinde motor verimi %90, AHS verimi %95 ve orijinal pompa verimi ise %85'tir. Buna göre,

1. Mevcut pompa verimini hesaplayınız.
2. Pompanın orijinal durumuna geri getirilmesiyle elde edilecek maliyet tasarruflarını belirleyiniz.

Çözüm:

Önce, $\eta_{ga} = \eta_{AHS}$ alarak mevcut pompa verimi Eş. 11.7 ile hesaplanır.
Pompa verimi η_{Pompa},

$$n_{Pompa} = \frac{\dot{Q}.H_m.\rho.g}{Ne_M.\eta_M.\eta_{AHS}} = \frac{0{,}400\ \frac{m^3}{s} \text{ x } 15m \text{ x } 1000\ \frac{kg}{m^3} \text{ x } 9{,}81\ \frac{m}{s^2}}{110.000\ W \text{ x } 0{,}90 \text{ x } 0{,}95} = 0{,}62$$

Sonra, aynı debi ve basma yüksekliğinde ancak orijinal pompa verimi ile Eş. 11.7'den orijinal durumdaki güç hesaplanır (AHS ile devir, daha yüksek verimlerde daha düşük olur, çünkü pompa aynı basma yüksekliğinde daha az güç kullanarak aynı debiyi pompalayabilir).

$$n_{Pompa} = \frac{\dot{Q}.H_m.\rho.g}{\eta_{Pompa}.\eta_M.\eta_{AHS}} = \frac{0{,}400\ \frac{m^3}{s} \text{ x } 15m \text{ x } 1000\ \frac{kg}{m^3} \text{ x } 9{,}81\ \frac{m}{s^2}}{0{,}85 \text{ x } 0{,}90 \text{ x } 0{,}95} = 80.991\ W \cong 81\ kW$$

110 kW - 81 kW = 29 kW

Yıllık Talep Tasarrufu : 29 ***kW*** x 180 ***TL/kW*** x 12 ***ay*** = 62.640 ***TL***

Yıllık kWh Tasarrufu : 29 ***kW*** x 6000 ***saat*** x 2,88 ***TL/kWh*** = 501.120 ***TL***

Toplam Tasarruf : 563.760 ***TL***

Örnek 11-2:

355 mm çapında çift emişli santrifüj pompa, 190 ***L/s*** debide proses soğutma suyu sağlamaya ayarlanmıştır. Pompalama sistemi, 50 m basma yüksekliği ve η_{Pompa} = **%80** pompa veriminde yılda 8000 saat işletilmektedir. Pompa 119 ***kW*** güce ihtiyaç duymaktadır. Pompa ve sistem eğrileri incelendiğinde, tornalanmış bir çark kullanılarak 38 ***m*** basma yüksekliğinde, istenen debi 190 ***L/s*** sağlanabilmektedir. Sistemde statik basma yüksekliği yoktur.

Çark için gerekli debiyi sağlayacak yaklaşık yeni boyutlandırmayı hesaplayınız. Birim enerji maliyetini 2,88 ***TL/kWh*** kabul ederek yaklaşık enerji ve maliyet tasarruflarını hesaplayınız. Motor verimini %94 olarak kabul ediniz.

Çözüm:

Benzerlik Kanunları kullanılarak, tornalanmış çarkın çapı aşağıdaki gibi bulunabilir.

$$D_2 = D_1 \left(\frac{H_{m2}}{H_{m1}}\right)^{1/2} = 355 \text{ x } \left(\frac{38}{50}\right)^{1/2} = 310\ mm$$

Hesaplanan bu çapa göre çap oranı 310/355 = 0,87 olup bu orana bağlı olarak bulunan 0,88 gibi bir düzeltme katsayısı ile 355 mm'lik çap çarpılarak gerçek çark çapı 312 mm olarak bulunur. [6] 312 mm'lik boyutlandırılmış çark takıldığında, pompa motor giriş gücü ihtiyacı Ne_M (W), Eş. 11.7 ile bulunabilir.

$$Ne_M\ (W) = \frac{\dot{Q}.H_m.\rho.g}{\eta_{Pompa}.\eta_M} = \frac{0{,}190\ \frac{m^3}{s} \text{ x } 38m \text{ x } 1000\ \frac{kg}{m^3} \text{ x } 9{,}81\ \frac{m}{s^2}}{0{,}80 \text{ x } 0{,}94} = 94.186\ W = 94{,}2\ kW$$

Enerji tasarrufu:

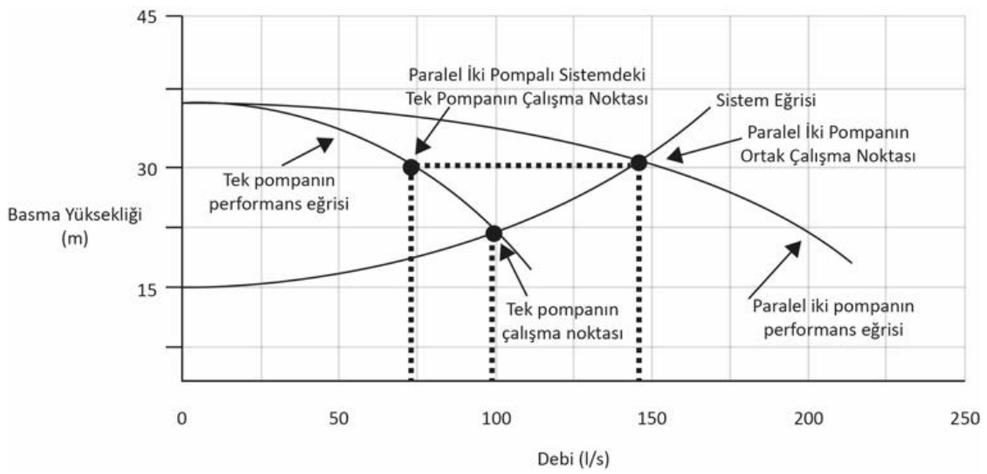
(119,0 ***kW*** - 94,2 ***kW***) x 8000 ***saat/yıl*** = 200.000 ***kWh/yıl***

2,88 ***TL/kWh*** elektrik enerjisi birim fiyatı üzerinden, bu tasarruf 576.000 ***TL/yıl*** olur.

Not: Benzerlik Kanunlarının yukarıdaki gibi kullanılması, hatalara yol açabilecek bir yaklaşık kabuldür. Uygun eğrileri almak için pompa üreticisine danışılmalıdır.

Örnek 11-3:

Toplam 22,5 m basma yüksekliğinde 100 L/s debi sağlayan bir ayrık gövdeli santrifüj pompanın kendi en verimli noktasında (EİV) çalıştığını kabul ediniz. Paralel bağlı eşdeğer bir pompa çalıştırıldığında, sistemin bileşke çalışma noktası 32 m basma yüksekliği ve debisi 145 L/s olmaktadır. Paralel çalışma durumunda pompalar %80 verimle çalışmakta ve 72,5 L/s kapasite sağlamaktadır ve debi %45 artmaktadır.



Statik basma yüksekliği 15 m'dir ve pompa yılda 4000 saat çalışmaktadır. İlk durumda pompa %90 verimle çalışmakta ve bağıl yoğunluğu/özgül ağırlığı 1,0 olan bir akışkanı basmaktadır. Motor ve sürücünün bileşke verimi %94'tür.

1. Tek pompa çalışırken gereken elektrik gücünü hesaplayın.
2. İki pompa çalışırken sistem için gereken elektrik gücünü hesaplayın.
3. Aşağıdaki eşitliği kullanarak, her iki durum için özgül enerjiyi (E_s) hesaplayın.

Özgül Enerji (E_s):

$$E_s = \frac{\text{Güç (W)}}{\text{Pompalanan akışkan hacimsel debisi } (m^3/h)}$$

Çözüm:

1. Tek pompa için güç denklemi kullanılarak güç,

$$Ne_1\,(W) = \frac{\dot{Q}.H_m.\rho.g}{\eta_{Pompa}.\eta_M} = \frac{0{,}100\ \frac{m^3}{s} \text{ x } 22{,}5m \text{ x } 1000\ \frac{kg}{m^3} \text{ x } 9{,}81\ \frac{m}{s^2}}{0{,}90 \text{ x } 0{,}94} = 26.090\ W = 26{,}1\ kW$$

olarak hesaplanır.

2. İki pompa için güç,

$$Ne_2\,(W) = \frac{\dot{Q}.H_m.\rho.g}{\eta_{Pompa}.\eta_M} = \frac{0{,}145\ \frac{m^3}{s} \text{ x } 32m \text{ x } 1000\ \frac{kg}{m^3} \text{ x } 9{,}81\ \frac{m}{s^2}}{0{,}80 \text{ x } 0{,}94} = 60.530\ W = 60{,}5\ kW$$

olarak bulunur.

Pompalanan akışkanın birim hacimsel debisi için gerekli enerji miktarı olarak tanımlanan özgül enerjiyi (E_s) incelemek faydalıdır.

Tek pompalı durumda özgül enerji (E_s),

$$E_{s1} = \frac{26{,}1 \text{ x } 1000\ W}{100\ L/s} = \frac{26{,}1\ kW}{0{,}1 \text{ x } 3600\ m^3/h} = 0{,}0725\ kWh/m^3$$

İki pompa olması durumunda özgül enerji,

$$E_{s2} = \frac{60{,}5 \text{ x } 1000\ W}{145\ L/s} = \frac{60{,}5\ kW}{0{,}145 \text{ x } 3600\ m^3/h} = 0{,}116\ kWh/m^3$$

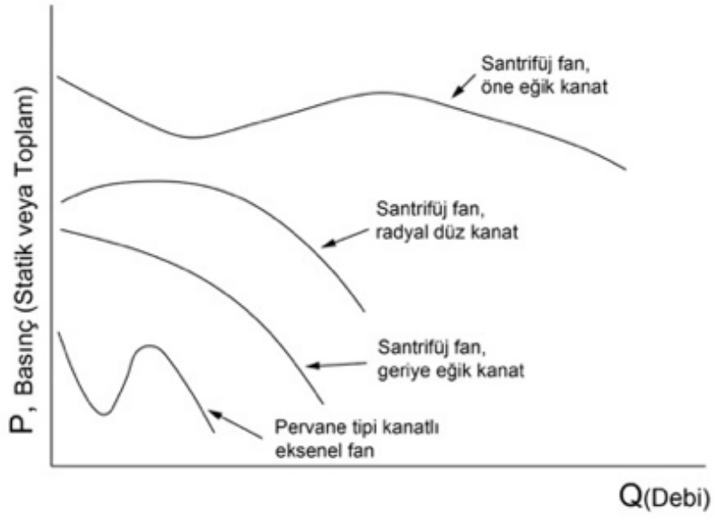
11.7. Fanlar

Fanlar endüstriyel tesislerde ve binalarda sıklıkla kullanılan havanın basınç farkı ile hareketini sağlayan cihazlardır. Fanlardaki kanatların dönmesi ile hava üzerine iş yapılır ve basınç farkı ile hava hareket ettirilir. Fanlar, basınç ve debilerine göre üfleçler (4.000-1.700.000 m^3/h ve 1.300-27.000 Pa), yüksek basınçlı fanlar (400-80.000 m^3/h ve 500-10.000 Pa), orta basınçlı fanlar (500-150.000 m^3/h ve 400-5.000 Pa) ve alçak basınçlı fanlar (400-250.000 m^3/h ve 100-2.400 Pa) olarak sınıflandırılır. Bu bölümde fan tipleri, fan sistemlerinin kontrolü ve fanlarda Benzerlik Kanunları ele alınacaktır.

11.7.1. Fanların Kanat Yapısına (Akış Yönüne) Göre Sınıflandırılması

Fanlar akışkanın çarktan çıkış yönüne göre mil eksenine dik yani radyal veya santrifüj (merkezkaç), mil eksenine paralel yani eksenel veya aksiyal/aksiyel ve mil ekseni ile 90°'den küçük bir açı yapacak şekilde karışık (karma) akışlı, yarı-eksenel veya santrifüj-eksenel olmak üzere 3 ana gruba ayrılır.

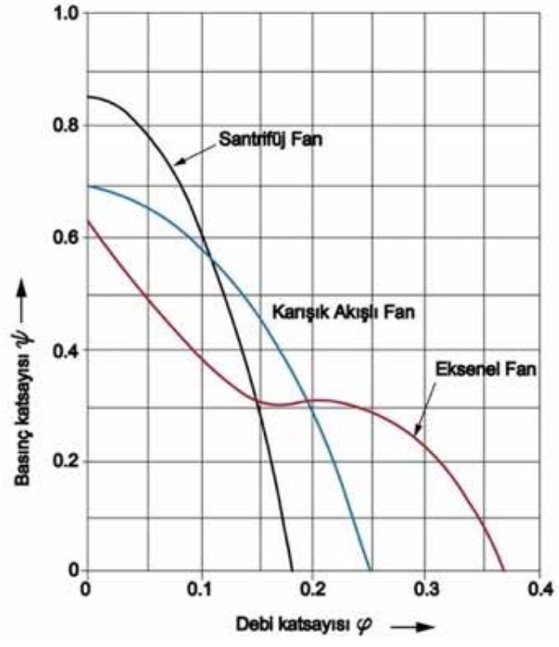
Çark çevresel hızları eşit öne eğik kanatlı santrifüj, düz radyal kanatlı santrifüj, geriye eğik kanatlı santrifüj ve pervane kanat tipi eksenel fanlar için fan statik (veya toplam) basıncının fan debisinin fonksiyonu olarak değişimi Şekil 11.33'te verilmiştir.



Şekil 11.33: Eşit Çark Çevresel Hızına Sahip Fan Tiplerinin Debi-Basınç İlişkisi

Eşit çark çevresel hızına sahip olmak şartıyla, santrifüj öne eğik kanatlı fanların diğer fanlara göre daha büyük debi ve basınç gerektiren uygulamalarda, pervane kanat tipi eksenel fanların ise diğer fanlara göre daha küçük debi ve basınç gerektiren uygulamalarda tercih edilmesi uygundur. Ancak, fan basıncı (statik veya toplam) yerine basınç katsayısı $\psi = \frac{\Delta P}{\rho U^2/2}$ fan debisi yerine de debi (hacim) katsayısı $\varphi = \frac{\dot{Q}}{\pi D^2 U/4}$ gibi boyutsuz parametreler kullanılarak, farklı çark dönme hızlarında çalışan, farklı boyutlardaki, farklı tipteki fan tasarımlarının karşılaştırılması mümkün olur. Santrifüj, karışık akışlı ve eksenel fan gibi farklı fan tipleri için boyutsuz parametrelerle çizilen tipik karakteristik eğriler karşılaştırılarak farklı tasarımların uygulama açısından bazı özel avantajları açıkça belirtilebilir (Şekil 11.34). Bu avantajlar aşağıdaki gibi özetlenebilir:

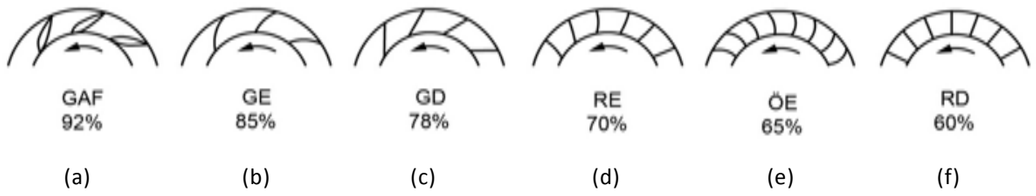
- Yüksek basınç ve düşük debiler için santrifüj (radyal) fanlar,
- Orta basınç ve orta debiler için karışık (karma) akışlı fanlar,
- Yüksek debiler ve düşük basınçlar için eksenel fanlar daha avantajlıdır.



Şekil 11.34: Santrifüj, Karışık Akışlı ve Eksenel Fanlar İçin Boyutsuz Fan Basınç Katsayısının Boyutsuz Fan Debi Katsayısının Fonksiyonu Olarak Değişimi

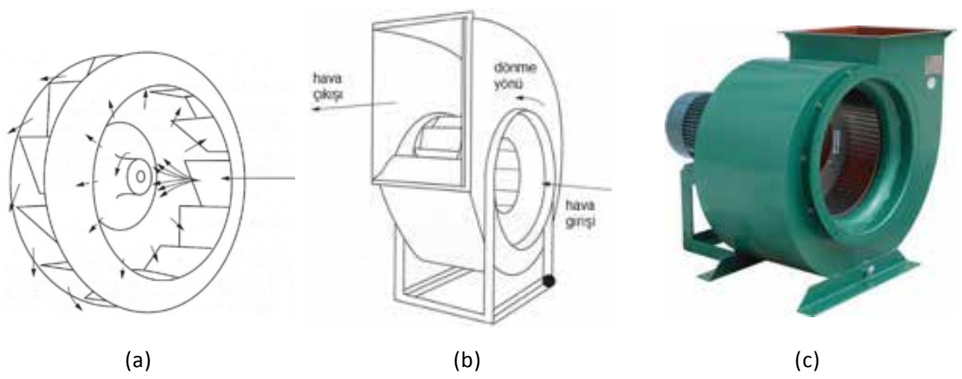
11.7.2. Santrifüj Fanlar

Genel olarak yüksek basınç ve düşük debi uygulamalarında tercih edilen santrifüj fanlar akışkanın çarktan mil eksenine dik yani radyal yönde çıkış yaptığı fanlardır. Yüksek sürtünme dirençlerini yenmek için kullanılır. Santrifüj fanlar kanat yapısına göre alt sınıflara ayrılabilir ve farklı performans sergileyen bu fanlar farklı uygulama alanlarında kullanılabilmekte olup yaklaşık maksimum verimleri bakımından büyükten küçüğe doğru; (*a*) geriye eğik airfoil kanatlı, (*b*) geriye eğik eğri/silindirik kanatlı, (*c*) geriye eğik düz kanatlı, (*d*) radyal eğri/silindirik kanatlı, (*e*) öne eğik eğri/silindirik kanatlı ve (*f*) radyal (düz) kanatlı şeklinde sıralanır (Şekil 11.35). Şekil 11.36'da çarkı geriye eğik kanatlı bir santrifüj (radyal) fanın; (a) çarkı, (b) gövdesi (salyangoz) ve (c) fotoğrafı gösterilmiştir. Şekil 11.37'de geri eğik eğri, geriye eğik düz, öne eğik, radyal eğri ve radyal düz santrifüj fanların performans eğrileri gösterilmiştir.



Şekil 11.35: Santrifüj Fan Çarklarında Kullanılan Kanat Biçimleri ve Yaklaşık Maksimum Verimler

(a) GAF: Geriye Eğik Airfoil Kanatlı, (b) GE: Geriye Eğik Eğri/Silindirik Kanatlı, (c) GD: Geriye Eğik Düz Kanatlı, (d) RE: Radyal Eğri/Silindirik Kanatlı, (e) ÖE: Öne Eğik Eğri/Silindirik Kanatlı, (f) RD: Radyal (Düz) Kanatlı

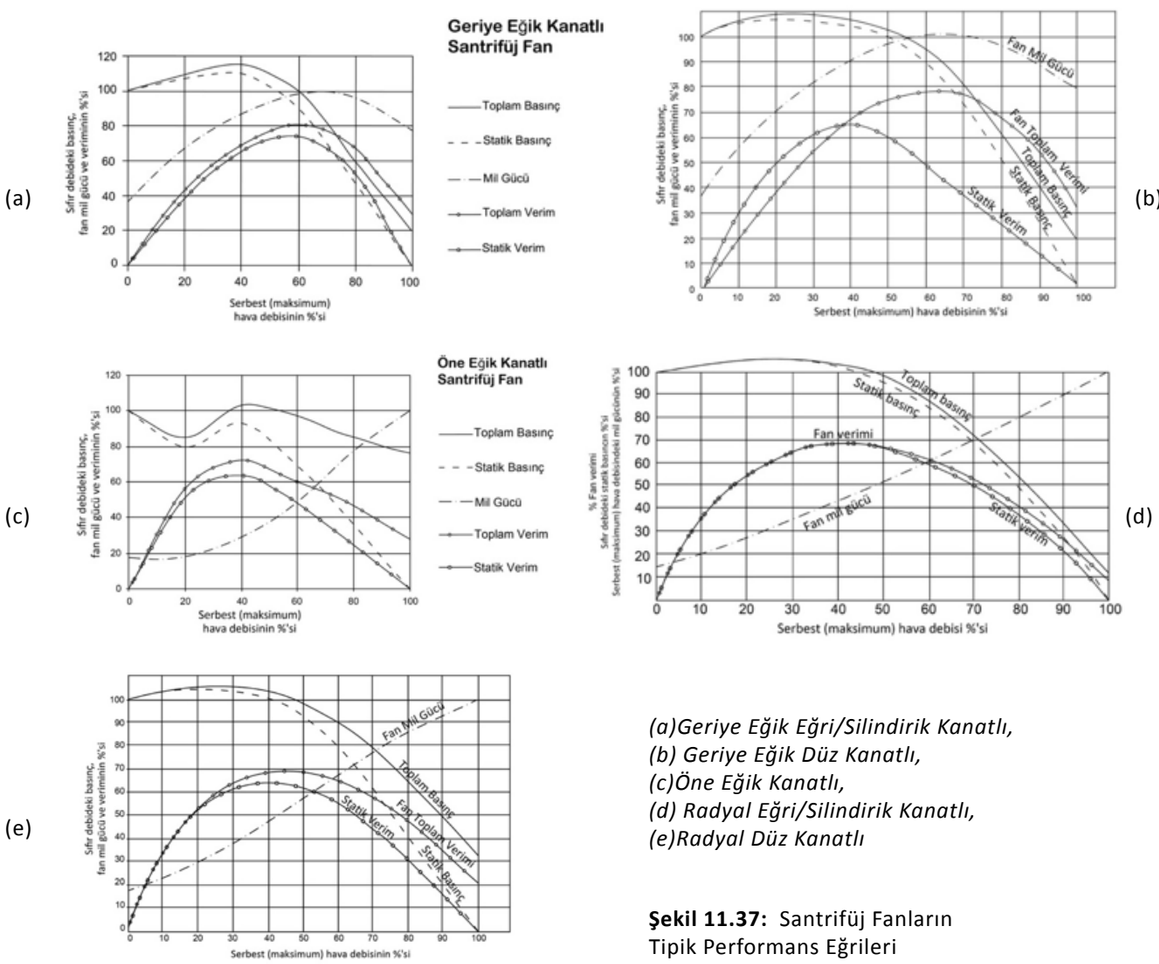


Şekil 11.36: Çarkı Geriye Eğik Kanatlı Bir Santrifüj Fanın; (a) Çarkı, (b) Gövdesi (Salyangoz), (c) Fotoğrafı

11.7.3. Eksenel Fanlar

Yüksek hava debileri (10.000 – 150.000 m^3/h) ve düşük basınç sınıfına (0 – 500 Pa) sahip sistemler için uygun fanlardır. Akışkanın fan çarkı ile aynı eksende yön değiştirmeden, hareket ettiği, başka bir ifadeyle akışkanın çark çıkışında akışının mil eksenine paralel olarak gerçekleştiği fanlar eksenel fanlardır. Gürültü seviyeleri yüksektir. Kullanım yerine göre değişik gövde yapılarına sahiptir.

Eksenel fanlar esas itibarıyla üç tiptir. Bunlar, pervane kanat tipi, borulu kanal/eksenel boru tipi (kovanlı tip) ve kılavuz kanatlı tiptir. Bu fanların ağırlığı, ilk yatırım maliyeti, çark göbek çapı, fan statik basıncı, aerodinamik yük ve fan verimi genel olarak bu sıralamaya göre artma eğilimindedir. Eksenel bir fanın kanatlarını geçen akış helisel desende olup akışkanın hızı eksenel hız ve teğetsel (veya çevresel) hız bileşenlerinden oluşur.



(a)Geriye Eğik Eğri/Silindirik Kanatlı,
(b) Geriye Eğik Düz Kanatlı,
(c)Öne Eğik Kanatlı,
(d) Radyal Eğri/Silindirik Kanatlı,
(e)Radyal Düz Kanatlı

Şekil 11.37: Santrifüj Fanların Tipik Performans Eğrileri

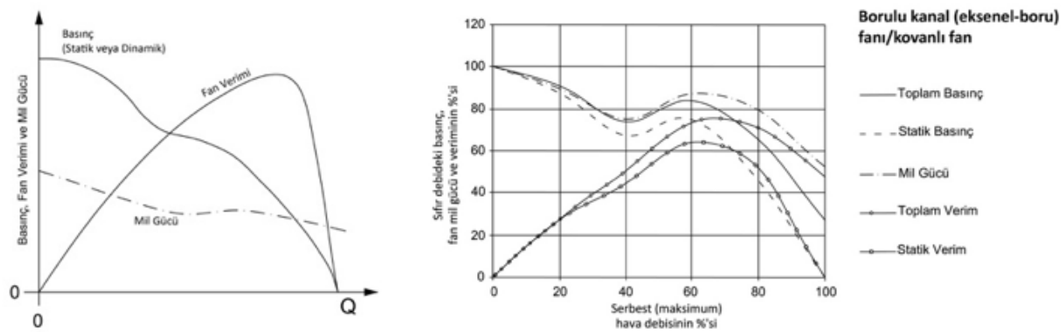
Eksenel-akışlı fanlar, kayış-kasnaklı veya direkt tahrikli olabilir. Direkt tahrik edilen sabit yönlendirici kanatlı eksenel bir fanın motoru kanalın ortasına yerleştirilir. Sabit kılavuz kanatların motora fiziksel bir destek sağlaması bakımından bu yaygın bir uygulamadır. Kayışla tahrik edilen ve sabit kılavuz kanatları bulunmayan bir borulu kanal/kovanlı (eksenel-boru) fanı ile doğrudan tahrikli bir sabit çıkış kılavuz kanatlı borulu kanal/kovanlı (eksenel-boru) fanına ait fotoğraflar Şekil 11.38'de verilmiştir.

Şekil 11.39'da eksenel fanların tipik performans eğrileri verilmiştir. Bu fanlarda, mil gücü-debi karakteristiği yatıktır ve bu nedenle eksenel fanlar yaygın olarak gazların egzoz işlemlerinde aspiratör olarak kullanılır.

(a) (b)

Şekil 11.38: Eksenel Fanlar

(a) Sabit Kılavuz Kanatları Bulunmayan ve Kayış-Kasnakla Tahrik Edilen Borulu Kanal (Eksenel-Boru) Fanı/ Kovanlı Fan ve (b) Direkt Tahrik Edilen Sabit Çıkış Kılavuz (Yönlendirici) Kanatlı Borulu Kanal (Eksenel-Boru) Fanı/Kovanlı Fan [10]



Şekil 11.39: Eksenel Fanların Tipik Performans Eğrileri

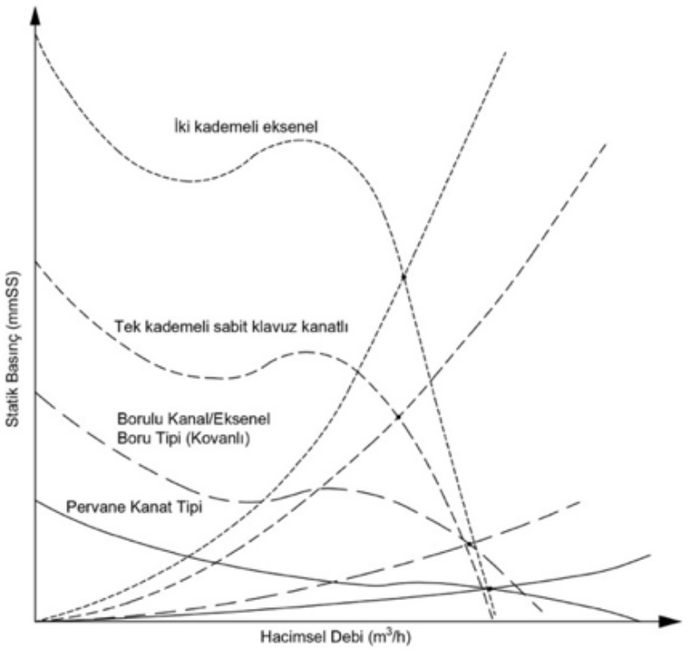
(a) Pervane Kanat Tipi Eksenel Fan, (b) Borulu Kanal (Eksenel-Boru) Fanı [10]

Tablo 11.4'te dört tip eksenel fanın aynı çark çapı ve aynı dönme hızında olmaları halinde elde edilen statik basınç-debi performans eğrileri Şekil 11.40'ta gösterilmiştir. Fanların statik basınç eğrileri benzerdir ancak statik basınç aralıkları ve maksimum değerleri birbirinden oldukça farklıdır. Pervane kanat tipi fanlar maksimum debi ve minimum statik basınç üretir ve bu nedenle en yatık statik basınç karakteristik eğrisine sahiptir. Borulu kanal/eksenel boru tipi (kovanlı) fanlar, pervane kanat tipi fanlara göre daha fazla ve tek kademeli sabit kılavuz kanatlı fanlardan ise daha az basınç üretir. Tek kademeli sabit kılavuz kanatlı fanlar ise hem borulu kanal/eksenel boru tipi (kovanlı) fanlara hem de pervane kanat tipi fanlara göre düşük basınç aralığında daha az debi verir, fakat en yüksek statik basıncı üretir ve bu yüzden en dik basınç eğrisine sahiptir. İki kademeli eksenel fanlar ile daha yüksek basınç değerleri elde edilebilmektedir.

Şekil 11.40'ta ayrıca sistem eğrileri de gösterilmiştir. Statik basınç eğrilerinin fanı karakterize etmesi gibi, sistem eğrileri de kanallar, ısıtma/soğutma serpantinleri, dirsekler, damperler vb. gibi sistemi (veya akışa karşı sistem direncini) karakterize eder. Sistem karakteristiği sistem direncini yenmek için gerekli statik basıncı gösterir ve iklimlendirme ve havalandırma kanal sistemlerinde genellikle bu statik basınç sistemden egzoz edilen veya sisteme beslenen hava debisinin karesi ile artan bir karakterdedir. Sistem karakteristiği ile fan karakteristiği eğrilerinin kesim noktası pompalarda olduğu gibi fan sistemlerinde fanın gerçek çalışma noktası olacaktır.

Tablo 11.4: Direkt Tahrikli Pervane Kanat, Borulu Kanal/Eksenel Boru Tipi (Kovanlı), Tek Kademeli Sabit Kılavuz Kanatlı ve İki Kademeli Eksenel Fanların Karakteristik Özellikleri [7]

Fan Tipi	Pervane Kanat	Borulu Kanal/ Eksenel Boru Tipi (Kovanlı)	Tek Kademeli Sabit Kılavuz Kanatlı	İki Kademeli Eksenel
Gövde	Montaj bileziği veya paneli	Kısa silindirik gövde	Silindirik gövde	Uzun silindirik gövde
Motor Desteği	Panelin giriş tarafı	Panelin çıkış tarafı, gövde iç tarafı	Panelin çıkış tarafı, gövde iç tarafı	Gövde içinde, iki kademe arasında
Kılavuz Kanatlar	Yok	Yok	Fan çıkışında	Kademeler arasında veya yok
Göbek-Kanat Ucu Oranı (%)	0-40	30-50	45-80	50-80
Statik Basınç (Pa)	0-250	125-625	250-2250	1000-4500
Göbekteki Kanat Açısı	30-50	30-50	30-60	30-60
Kanat Ucundaki Kanat Açısı (°)	10-25	10-25	10-35	10-35
Maksimum Fan Verimi (%)	70	75	90	70



Şekil 11.40: Aynı Göbek Çapına ve Dönme Hızına Sahip Eksenel Fanlar İçin Statik Basınç Eğrileri

11.7.4. Karışık Akışlı (Yarı Eksenel/Yarı Radyal) Fanlar

Karışık akışlı fanlarda akışkan mile göre hem radyal hem de eksenel yönde hareket ederek çarkı 90°'den küçük bir açı ile (kanatlar üzerinden, emiş ağzına göre yaklaşık 45° açı yaparak) hareket ederek, yani yarı-eksenel bir yönde çarkı terk ettiği fanlardır. Ancak silindirik gövde içerisinde standart santrifüj fan çarkının kullanıldığı, çark çıkışında önce bir konik kılavuz kanal ve daha sonra motor etrafında bulunan sabit çıkış kılavuz kanatları ile akışın eksenel duruma dönüştürüldüğü karışık akışlı fan uygulamaları da vardır.

HVAC uygulamaları için ne santrifüj fanın ne de eksenel fanın ideal olarak kullanımının uygun olmadığı bir bölgede karışık akışlı fanların kullanımı idealdir. Aynı zamanda, aynı çap ve dönme hızındaki salyangozlu santrifüj fanlardaki kadar fazla olmasa da yine aynı çapta ve dönme hızındaki eksenel boru tipi fanlardan daha fazla statik basınç üretir. Bu fanlarda eksenel fanlara göre daha büyük fan basınçları elde edilir. Ancak, özellikle küçük boyutlu olanlarda fan verimleri daha düşüktür. Düşük ses seviyesinin önemli olduğu dönüş havası, besleme havası veya genel havalandırma uygulamalarında tercih edilir. Santrifüj ve eksenel fanların dönme hızları arasındaki devir sayılarında çalıştırılır. Direkt veya kayış-kasnakla tahrik edilebilir. Karışık akışlı bir fan ve çarkı Şekil 11.41'de gösterilmiştir.

Şekil 11.41: Karışık Akışlı Fan ve Çarkı

Karışık akışlı fanlar, santrifüj fanlara göre daha yüksek hava debisi verir. Eksenel fanlara göre daha yüksek basınç kaybını karşılayabilir. Fanın basınç-debi eğrisi üzerinde kararsız bölge yoktur. Karşı basıncın düşük olduğu bölgelerde motor aşırı akım çekmez. Verimi eksenel ve santrifüj fanlara göre daha düşüktür.

11.8. Fan Benzerlik Kanunları

Fan hızı ile fanın debi ve basınç oluşturma yeteneği arasındaki bağıntı, Benzerlik Kanunları veya Fan Kanunları ile belirlenir. Benzerlik Kanunları, farklı büyüklükteki fanların performansını belirlemek için kullanıldığı gibi standart havadan farklı yoğunluğa sahip bir akışkanı taşırken fanın nasıl performans göstereceği hakkında bilgi de verebilir. Örneğin, kazandan çekilen sıcak yanma gazları standart havadan çok daha düşük yoğunlukta olacağından fan, farklı performans gösterir. Benzer şekilde bir fanın, sıfırın altında sıcaklıkta hava çektiği durumda Benzerlik Kanunları yardımıyla fan performansı tahmin edilebilir.

11.8.1. Genelleştirilmiş Benzerlik Kanunları

Benzerlik Kanunları, fan eğrisi üzerinde bir noktadan (belirli bir debi, basınç ve güçte) yeni bir duruma ilerleyerek performans haritasını oluşturmak için kullanılır.

Aşağıdaki eşitliklerde $\dot{Q}$ fan debisini, D fan çark çapını, n fan devir sayısını (dönme hızını), ρ akışkanın yoğunluğunu, K_p sıkıştırılabilirlik faktörünü (katsayısını), P_t fan toplam basıncını, P_v fan dinamik basıncını, Ne fan mil gücünü, P_s fan statik basıncını, η_s fan statik verimini ve η_t ise fan toplam (genel) verimini göstermektedir.

Fan güç kanunu gibi, toplam fan basıncının yaklaşık 3000 Pa'dan az olduğu durumlarda K_p sıkıştırılabilirlik faktörü ihmal edilebilir. Basınç, 3000 Pa'dan yüksek olduğunda sıkıştırılabilirlik faktörü dahil edilmelidir.

1. Benzerlik Kanunu

$$\frac{\dot{Q}_c}{\dot{Q}} = \left(\frac{D_c}{D}\right)^3 \left(\frac{n_c}{n}\right) \left(\frac{K_p}{K_{pc}}\right) \qquad (11.12)$$

2. Benzerlik Kanunu

$$\frac{P_{tc}}{P_t} = \left(\frac{D_c}{D}\right)^2 \left(\frac{n_c}{n}\right)^2 \left(\frac{K_p}{K_{pc}}\right) \left(\frac{\rho_c}{\rho}\right) \qquad (11.13)$$

3. Benzerlik Kanunu

$$\frac{P_{vc}}{P_v} = \left(\frac{D_c}{D}\right)^2 \left(\frac{n_c}{n}\right)^2 \left(\frac{\rho_c}{\rho}\right) \qquad (11.14)$$

4. Benzerlik Kanunu

$$\frac{Ne_c}{Ne} = \left(\frac{D_c}{D}\right)^5 \left(\frac{n_c}{n}\right)^3 \left(\frac{K_p}{K_{pc}}\right) \left(\frac{\rho_c}{\rho}\right) \qquad (11.15)$$

5. Benzerlik Kanunu

$$P_{sc} = P_{tc} - P_{vc} \qquad (11.16)$$

6. Benzerlik Kanunu

$$N_{sc} = N_{tc} \left(\frac{P_{sc}}{P_{tc}}\right) \qquad (11.17)$$

Sıkıştırılabilirlik Faktörü K_p

Air Movement and Control Association (AMCA) 210-07 standartlarına göre, fan uygulamalarında test şartlarında giriş (emiş) koşullarına bağlı olarak hava yoğunluğunda %10'u, devir sayısında ise %5'i aşan değişiklikler olması durumunda sıkıştırılabilirlik etkilerinin bir K_p faktörü ile dikkate alınması gerekmektedir.

Fanlarda fan toplam basıncının yaklaşık olarak 2990 Pa'dan daha büyük veya fan içerisinde herhangi bir noktadaki ortalama akış hızının 100 *m/s*'nin üzerinde olması ya da çark çıkışındaki çevresel hız U_2'ye göre tanımlanan Mach sayısı için $Ma = U_2/a = (\pi D_2\, n/60)/\sqrt{kRT}$ <0,25 eşitsizliğinin sağlanması halinde hesaplamalarda sıkıştırılabilirlik katsayısı K_p'nin dikkate alınması uygun olur. Burada D_2, n,a,k,R ve T sırasıyla çark çıkış çapını (*m*), fan devir sayısını (*devir/dk*), ses hızını (*m/s*), özgül ısıların oranını, ideal gaz sabitini (*J/kg.K*) ve akışkanın mutlak sıcaklığını (*K*) göstermektedir. Eğer sıkıştırılabilirlik dikkate alınmazsa havanın yoğunluğunda ve fan basıncında Tablo 11.5'te verilen yüzdelerde bağıl hatalar söz konusu olacaktır.

Tablo 11.5: Sıkıştırılabilirliğin Dikkate Alınmadığı Durumda Hava Yoğunluğu ve Fan Basıncında Oluşabilecek Bağıl Hata Yüzdeleri [7]

Akışkan Hızı *V (m/s)*		50	100	150	200
$\frac{\Delta\rho}{\rho}$	%	1,21	4,80	11,65	20,80
$\frac{\Delta(\Delta P)}{\Delta P}$	%	0,605	2,40	5,825	10,4

Ayrıca, sıkıştırılabilir akıştaki hacimsel debi sıkıştırılamaz akışa göre daha düşük olacaktır. Buna göre, fanın hacimsel debisi sıkıştırılabilirlik faktörü K_p*(<1)* oranında artırılmalıdır. Bir fandaki sıkıştırılabilirlik faktörü K_p, fanın hacimsel debisi, fan toplam basıncı ve fan efektif (mil) gücü yardımıyla fan genel (toplam) veriminin hesaplanmasında kullanılan termodinamik bir katsayı olup sıkıştırılamayan akışkan kabulüyle elde edilen fan toplam basıncının sıkıştırılabilir akışkan kabulüyle belirlenen fan toplam basıncına oranı olarak tanımlanabilmektedir. Bir fanda sıkıştırılabilirlik faktörü Eş. 11.18 ile hesaplanır.

$$K_p = \frac{ln(1+x)}{x}\,\frac{z}{ln(1+z)} \qquad (11.18)$$

Burada, x ve z sırasıyla Eş. 11.19 ve 11.20 ile hesaplanabilmektedir.

$$x = \frac{\Delta P_t}{P_{t1mut}} \qquad (11.19)$$

$$z = \frac{k-1}{k}\left(\frac{N_e/\dot{Q}}{P_{t1mut}}\right) \qquad (11.20)$$

Bu ifadelerde; ΔP_t, P_{t1mut}, k, N_e ve $\dot{Q}$ sırasıyla fan toplam basıncını, fan girişindeki toplam basıncın mutlak değerini, özgül ısılar oranını, fanın efektif (mil) gücünü ve fanın hacimsel debisini göstermektedir. Fanlarda sıkıştırılabilirlik faktörü için kullanılmak üzere Eş. 11.21'de belirtildiği gibi bir başka ifade daha tanımlanmıştır.

$$K_p = \frac{E log_{10}\,[1 + (r-1)]}{log_{10}\,[1 + E\,(r-1)]} \qquad (11.21)$$

Burada; E ve r sırasıyla güç oranını ve basınç oranını göstermekte olup bu oranlar Eş. 11.22 ve 11.23'ten hesaplanabilir. Bu tanımlamalarda N_e, $\dot{Q}$ ve ΔP_t sırasıyla fanın efektif (mil) gücünü, fanın hacimsel debisini ve fanın toplam basıncını göstermektedir. Standart atmosfer basıncı P_{stand} = 101.325 Pa'dır.

$$E = \frac{(k-1)\,N_e}{k\,\dot{Q}\;\;\Delta P_t} \qquad (11.22)$$

$$r = \frac{(P_{stand} + \Delta P_t)}{P_{stand}} \qquad (11.23)$$

Fandaki havanın sıkıştırılmasının politropik hal değişimi olarak kabul edilmesi halinde bir politropik üs değeri n kullanılır. Politropik üs n, fan genel (toplam) verimi η_g ve izentropik üs k arasında Eş. 11.24'te belirtildiği gibi bir bağıntı vardır.

$$\frac{n-1}{n} = \eta_g \frac{k-1}{k} \qquad (11.24)$$

Akışkanın sıkıştırılabilme durumunun ihmal edilemeyeceği durumlarda, sıkıştırılabilirlik faktörü K_p kullanılarak fanın efektif (mil) gücü N_e ve fanın genel (toplam) verimi η_g Eş. 11.25 ve 11.26'dan hesaplanabilir.

$$N_e = \frac{\dot{Q}\,.\Delta P_t.K_p}{\eta_g} \qquad (11.25)$$

$$N_g = \frac{\dot{Q}\,.\Delta P_t.K_p}{\eta_e} \qquad (11.26)$$

Örnek 11-4:

Atmosfer basıncındaki (P_{atm}= 101.325 Pa) havayı emip basan bir hava fanının hacimsel debisi $\dot{Q}$= 43200 m^3/h, toplam basıncı ΔP_t = 4000 Pa ve fanın efektif (mil) gücü Ne = 60 kW'dır. Fanın toplam (genel) verimini havanın sıkıştırılamaz ve sıkıştırılabilir kabul edilme durumları için hesaplayıp karşılaştırınız. Havanın özgül ısılar oranı (izentropik üssü) k = 1,4'tür.

Çözüm:

Fanın toplam (genel) verimi hava sıkıştırılamaz kabul edilerek (K_p = 1) hesaplanırsa,

$$\eta_g = \frac{\dot{Q}.\Delta P_t}{N_e} = \frac{(43200/3600)\ (m^3/s)\ \text{x}\ 4000\ (N/m^2)}{60000\ (W)} = \frac{48.000\ (Nm/s)}{60.000\ (W=Nm/s)} = 0{,}80$$

Fanın toplam (genel) verimi hava sıkıştırılabilir kabul edilerek (K_p<1) hesaplanırsa,

$$x = \frac{\Delta P_t}{P_{t1mut}} = \frac{4.000}{101.325} = 0{,}039476$$

$$z = \frac{k-1}{k} = \left(\frac{N_e/\dot{Q}}{P_{t1mut}}\right) = \frac{1{,}4-1}{1{,}4}\left(\frac{60.000/12}{101.325}\right) = 0{,}014098$$

$$K_p = \frac{ln(1+x)}{x}\,\frac{z}{ln(1+z)} = \frac{ln(1+0{,}039476)}{0{,}039476}\,\frac{0{,}014098}{ln(1+0{,}014098)} = 0{,}9876$$

$$\eta_g = \frac{\dot{Q}.\Delta P_t.K_p}{N_e} = \frac{12\left(\frac{m^3}{s}\right) \text{x } 4000\text{Pa x } 0{,}9876}{60000\ (W)} = 0{,}79$$

bulunur. Burada debi, 1-K_p çarpanı kadar azalır. Fanın toplam veriminde hava sıkıştırılabilir kabul edilerek (K_p = 0,9876) yapılan hesaplamada, yaklaşık % 1,25 kadarlık bir azalma olduğu görülür. Ancak fan toplam basıncının 30.000 Pa gibi çok daha yüksek olması halinde fan toplam verimindeki bu azalma %5 gibi daha büyük mertebelerde olabilmektedir.

Sıkıştırılabilirlik faktörü K_p için Eş. 11.21 ile verilen diğer ifade kullanılarak hesaplama yapılırsa yaklaşık olarak aynı sonuç elde edilir.

$$E = \frac{(k-1)N_e}{K\,\dot{Q}\,\Delta P_t} = \frac{(1{,}4-1)\ \ 60.000}{1{,}4\ (43.200/3600)\ 4000} = 0{,}357$$

$$r = \frac{(P_{stand} + \Delta P_t)}{P_{stand}} = \frac{(101.325 + 4000)}{101.325} = 1{,}039$$

$$K_p = \frac{Elog_{10}\,[1+(r-1)]}{log_{10}\,[1+E(r-1)]} = \frac{0{,}357log_{10}\,[1+(1{,}039-1)]}{log_{10}\,[1+0{,}357(1{,}039-1)]} = 0{,}9878$$

11.8.2. Sadeleştirilmiş Benzerlik Kanunları-Devir Sayısı

Toplam fan basıncının 3000 Pa'dan az olması nedeniyle sıkıştırılabilirlik faktörünün ihmal edildiği durumda değiştirilen tek parametre devir sayısı ise Benzerlik Kanunu denklemleri önemli ölçüde sadeleştirilebilir. Fan devir sayısını değiştirerek, bir durumdan ($\dot{Q}$,P,Ne) yeni bir duruma ($\dot{Q}_c$,P_c,Ne_c) geçilir ve fan performans haritasını çıkarmak için aşağıdaki eşitlikler kullanılır.

Sadeleştirilmiş Benzerlik Kanunları:

$$\dot{Q}_c = \dot{Q}\left(\frac{n_c}{n}\right) \qquad (11.27)$$

$$P_c = P\left(\frac{n_c}{n}\right)^2 \qquad (11.28)$$

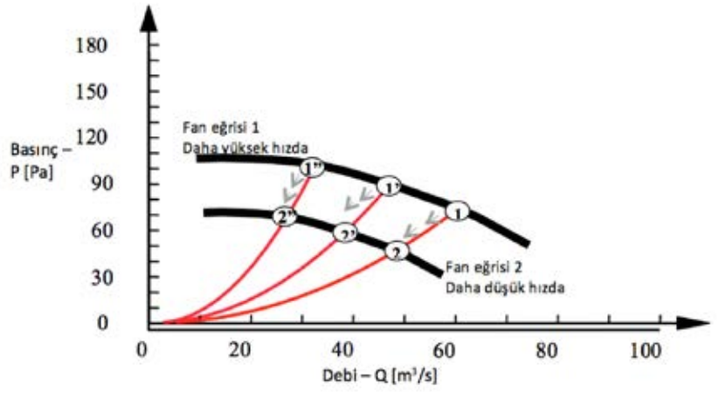
$$Ne_c = Ne\left(\frac{n_c}{n}\right)^3 \qquad (11.29)$$

Burada, $\dot{Q}$ fan debisini (m^3/s), P basıncı (Pa), Ne fan tarafından çekilen gücü (W) ve n fan devir sayısını ($devir/dk$) göstermekte olup alt simge "c" değiştirilmiş (yeni çalışma) durumu, alt simgenin olmaması ise orijinal durumu gösterir.

Sadeleştirilmiş Benzerlik Kanunları yalnız fanın devir sayısındaki değişimi dikkate alır. Hız değiştiğinde,

- Debi, devir değişim oranıyla orantılı olarak değişir.
- Basınç, devir değişim oranının karesiyle değişir.
- Güç, devir değişim oranının küpüyle değişir.

Bu kanunların, fan eğrisi üzerinde aynı çalışma noktası için geçerli olduğuna dikkate ediniz. Benzerlik Kanunları, fan eğrisi üzerindeki diğer çalışma noktalarını tahmin etmek için kullanılmaz. Benzerlik Kanunları çok sayıda noktaya uygulanarak Şekil 11.42'de belirtildiği gibi yeni bir fan eğrisi elde etmek üzere kullanılabilir.



Şekil 11.42: Farklı Fan Hızları İçin Fan Performans Eğrileri [9]

Fanın devir sayısı değiştirildiğinde, fanın akışkan üzerindeki iş yapma yeteneği değiştirilmiş olur. Fan yavaşlatıldığında, akışkan üzerindeki iş yapma kapasitesi azaltılır. Fan daha hızlı dönmezse, akışkanı (hava) da daha hızlı çeviremez ve dolayısıyla daha az basınç ve debi sağlar. Dönme hızı artırıldığında, fan akışkan üzerinde daha fazla iş yapabilir. Dolayısıyla, daha fazla basınç ve debi sağlar.

Örnek 11-5:
1200 devir/dk'da çalışan bir fan için aşağıdaki performans değerleri elde edilmiştir.

Debi, $\dot{Q}$= 23,595 m^3/s, basınç, P = 3000 Pa ve Mil Gücü, Ne = 128,7 kW

Aynı fan aynı şartlarda bu kez fan dönme hızı 840 ***devir/dk***'ya düşürülerek çalıştırılırsa, sadeleştirilmiş Benzerlik Kanunları uygulanarak fanın yeni çalışma durumundaki debisini, basıncını ve mil gücünü hesaplayınız.

Çözüm:

$$\frac{n_c}{n} = \frac{840\ d/dk}{1200\ d/dk} = 0{,}7$$

$$\dot{Q}_c = \dot{Q}\left(\frac{n_c}{n}\right) = 23{,}595 \text{ x } 0{,}7 = 16{,}517\ m^3/s$$

$$P_c = P\left(\frac{n_c}{n}\right)^2 = 3000 \text{ x } (0{,}7)^2 = 1470\ Pa$$

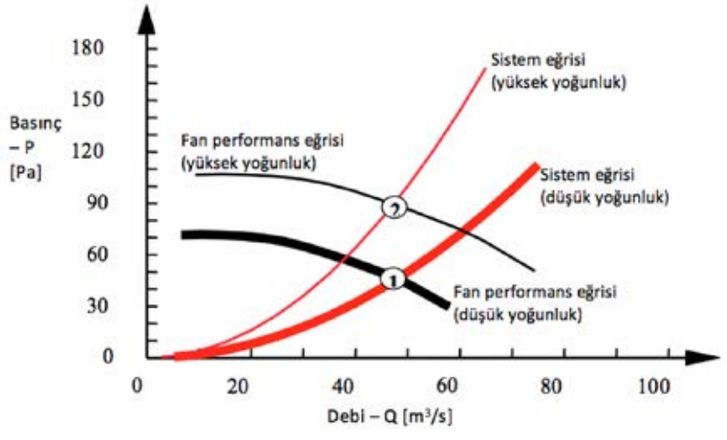
$$Ne_c = Ne\left(\frac{n_c}{n}\right)^3 = 128{,}7 \text{ x } (0{,}7)^3 = 44{,}144\ kW$$

Böylece, aynı fanın daha düşük dönme hızında yeni çalışma durumu ($\dot{Q}$,P,Ne) için performans değerleri aşağıdaki gibi olacaktır:

Debi, $\dot{Q}_c$= 16,517 m^3/s, Basınç, P_c = 1470 Pa ve Mil Gücü, Ne_c = 44,144 kW

11.8.3. Sadeleştirilmiş Benzerlik Kanunları-Hava Yoğunluğu

Benzerlik Kanunları, standart havadan farklı yoğunluğu olan bir akışkanı taşırken, fanın nasıl performans göstereceğine ilişkin bilgiler verebilir. Fanın taşıdığı akışkanın yoğunluğu, fanın performansını büyük ölçüde etkiler. Deniz seviyesinin üzerinde çalışan fanlar, aynı devir sayısında deniz seviyesinde çalışanlarla aynı büyüklükte basınç oluşturamaz. Bazen endüstriyel proseslerde kullanılan, yüksek sıcaklıklarda çalışan fanlar için hava yoğunluğu da bir sorundur. Buna karşılık, kanallarda akış direnci, hava yoğunluğuyla orantılı olarak azalır. Şekil 11.43, bir fan eğrisi ve sistem eğrisi üzerinde hava yoğunluğunun etkilerini göstermektedir.



Şekil 11.43: Fan Eğrisi ve Sistem Eğrisi Üzerinde Akışkan Yoğunluğunun Etkileri [9]

Azaltılmış yoğunlukta fan performansının düzeltilmesi için Eş. 11.30'da belirtilen benzerlik denklemleri kullanılmalıdır.

$$\dot{Q}_c = \dot{Q} \qquad P_c = P\frac{\rho_c}{\rho} \qquad Ne_c = Ne\frac{\rho_c}{\rho} \qquad (11.30)$$

Fanın temelde sabit hacimli bir makine olması nedeniyle, debinin yoğunluk değişse de sabit kaldığına dikkat ediniz. Basınç, değiştirilmiş yoğunluğun standart (ya da orijinal) yoğunluğa oranı kadar azalır. Güç de yoğunluk oranıyla orantılı olarak değişir.

Örnek 11-6:
1,20 kg/m^3 yoğunluktaki orijinal çalışmada bir fan, 23,595 m^3/s debi, 3000 Pa basınç sağlamaktadır ve 128,7 kW güç tüketmektedir. Aynı fan, aynı devir sayısında fakat daha düşük yoğunluktaki (0,84 kg/m^3) havayı iletmek için kullanılırsa yeni durumda debi, basınç ve güç değerlerini yoğunluğa göre sadeleştirilmiş Benzerlik Kanunları ile hesaplayın.

Çözüm:

$$\frac{\rho_c}{\rho} = \frac{0{,}84}{1{,}2} = 0{,}7$$

$$\dot{Q}_c = \dot{Q} = 23{,}595\ m^3/s$$

$$P_c = P\frac{\rho_c}{\rho} = 3000 \text{ x } 0{,}7 = 2100\ Pa$$

$$Ne_c = Ne\frac{\rho_c}{\rho} = 128{,}7 \text{ x } 0{,}7 = 90{,}09 \text{ kW}$$

KAYNAKÇA

[1] European Commission, Study on improving the energy efficiency of pumps, 2001.

[2] Endüstriyel Sistemlerde Otomasyon, Pompa Sistemleri, Sanayide Enerji Verimliliğini Artırılması Projesi, Editörler: Prof. Dr. Atilla Bıyıkoğlu, Prof. Dr. İsmail Coşkun, Adnan Bıçaksız, Ocak 2017.

[3] Konuralp, O., Albayrak, K., Pompalı Sistem Uygulamalarında Ömür Boyu Maliyet Yaklaşımı, IX. Ulusal Tesisat Mühendisliği Kongresi ve Sergisi, 1327-1344, 6-9 Mayıs, İzmir, 2009.

[4] Pompalarda Ömür Boyu Maliyet, Pompalı Tesisler için Ömür Boyu Maliyet Analiz Rehberi, POMSAD Yayınları No: 12, 2009.

[5] Polat, M., Canbazoğlu, S., "Optimum Pompa Seçimi ve Verilen Yeni Çalışma Şartlarına Uydurulması", 2. Uluslararası Pompa Kongresi, Bildiriler Kitabı, 34-44, İstanbul, Nisan 1996.

[6] Lobanoff Val S., Ross, Robert R, Centrifugal Pumps, Design and Application, A pravtical referaence stressing hydraulic design, performance prediction, analysis, and evaluation, Second Edition, Gulf Publishing Company, Houston, TX, 1992.

[7] Fan Mühendisliği-I, Hazırlayan: Prof. Dr. Suat Canbazoğlu, Aironn Teknik Yayınları No: 1, 336 Sayfa, ISBN: 978-975-6263-41-9, İstanbul, Temmuz 2020.

[8] Fan Mühendisliği-II, Hazırlayan: Prof. Dr. Suat Canbazoğlu, Aironn Teknik Yayınları No: 2, 405 Sayfa, ISBN: 978-975-6263-52-5, İstanbul, Aralık 2021.

[9] Endüstriyel Sistemlerde Otomasyon, Fan Sistemleri, Sanayide Enerji Verimliliğini Artırılması Projesi, Editörler: Prof. Dr. Atilla Bıyıkoğlu, Prof. Dr. İsmail Coşkun, Adnan Bıçaksız, Ocak 2017.

[10] Çengel, Y. A., Cimbala, J. M., Akışkanlar Mekaniği-Temelleri ve Uygulamaları, III, Baskı, Çeviri Editörü: Engin, T., Editör Yardımcıları: Güneş, H., Canbazoğlu, S., Özalp, A. A., Çeşmeci, Ş., Palme Yayıncılık, Ankara, 2015.

11. Bölüm Çalışma Soruları

1. Yoğunluğu 1,2 kg/m³ olan hava ile çalışan bir fanın devir sayısı 1200 devir/dk, toplam basıncı 2500 Pa, debisi 27 m³/s ve gücü 96,43 kW'dır. Aynı fan, aynı devir sayısında ancak bu kez yoğunluğu 0,95 kg/m³ olan hava ile çalıştığında fan performansını (debi-m³/s, toplam basınç-Pa ve güç-kW) bulunuz.

A. 21,375 m³/s - 2500 Pa - 96,43 kW
B. 21,375 m³/s - 1979 Pa - 91,60 kW
C. 27 m³/s - 1979 Pa - 76,34 kW
D. 27 m³/s - 2500 Pa - 96,43 kW

2. Yoğunluğu 1,2 kg/m³ olan hava ile çalışan bir fanın devir sayısı 1200 devir/dk, toplam basıncı 2500 Pa, debisi 27 m³/s ve gücü 96,43 kW'dır. Aynı fan, yoğunluğu 0,95 kg/m³ olan hava ile çalıştırılır ve devir sayısı 900 devir/dk'ya düşürülürse, fan performansı (debi-m³/s, toplam basınç-Pa ve güç-kW) ne olur?

A. 27 m³/s - 2500 Pa - 96,43 kW
B. 27 m³/s - 1875 Pa - 42,2 kW
C. 20,25 m³/s - 1113,3 Pa - 32,2 kW
D. 20,25 m³/s - 1979 Pa - 52,2 kW

3. 1450 devir/dk'da çalışan bir fan için debi $\dot{Q}$ =25 m³/s, toplam basınç P = 3000 Pa ve mil gücü Ne= 130 kW performans değerleri elde edilmiştir. Aynı fan aynı şartlarda bu kez fan dönme hızı 1200 devir/dk'ya düşürülerek çalıştırılırsa, fanın yeni çalışma durumundaki debisini, toplam basıncını ve mil gücünü sadeleştirilmiş benzerlik kanunlarına göre hesaplayınız.

A. 18,7 m³/s-2483 Pa-73,7kW
B. 10,7 m³/s-1883 Pa-83,7 kW
C. 15,7 m³/s-1483 Pa-97,7 kW
D. 20,7 m³/s-2055 Pa-73,7 kW

4. 1450 devir/dk'da çalışan bir santrifüj (radyal) pompanın çark çapı 40 cm, debisi 910 m³/h, basma yüksekliği 60 m ve mil gücü 167 kW performans değerleri elde edilmiştir. Aynı pompa aynı şartlarda ve dönme hızında ancak çark çapı % 10 torna edilerek çalıştırılırsa, pompanın yeni çalışma durumundaki yaklaşık debisini (m³/h), basma yüksekliğini (m) ve mil gücünü (kW) hesaplayınız.

A. 619 m³/s-38,6 m-111,7 kW
B. 719 m³/s-48,6 m-101,7 kW
C. 819 m³/s-48,6 m-121,7 kW
D. 809 m³/s-28,6 m-111,7 kW

5. Debisi 20 L/s, basma yüksekliği 30 mSS olan bir su pompasının genel verimi 0,65, pompa-motor arasındaki güç aktarma organlarının tahrik verimi 0,90 ve motor verimi 0,90 olan bir pompayı tahrik edecek motorun mil giriş gücünü (elektrik gücü ihtiyacını) (kW) hesaplayınız. Suyun yoğunluğu ρ=1000 kg/m³ ve yerçekimi ivmesi g=9,81 m/s² alınacaktır.

A. 8,2
B. 9,2
C. 10,2
D. 11,2

Bölüm 12:
Isıtma, Havalandırma ve İklimlendirme (HVAC) Sistemleri

12.1. Giriş

Bu bölümün amacı, çoğu binada yaygın olarak kullanılan farklı tipteki HVAC sistemlerini ve enerji tüketimlerini kısaca açıklamak ve ayrıca hangi sistemlerin diğerlerinden daha fazla veya daha az enerji verimli olduğunu göstermektir. Bu bölüm ayrıca, her bir sistemi daha enerji verimli hale getirmek için hangi enerji verimliliği önlemlerinin (EVÖ'lerinin) etkin bir şekilde uygulanabileceği konusunda enerji uzmanlarına rehberlik etmeyi hedeflemektedir.[1]

Binalarda kullanılan enerjinin büyük bir kısmı ısıtma, soğutma, iklimlendirme ve havalandırma (HVAC) sistemleri tarafından harcanmaktadır. Binalarda kullanılan fan, pompa, soğutma ve ısıtma sistemlerinin enerji tüketimleri, yıllık enerji maliyetlerinin yarısını veya daha fazlasını oluşturabilmektedir. Genellikle zorunlu havalandırma, sıcaklık ve nem gereksinimleri olan bazı bina türlerinde (hastaneler, temiz odalar, müzeler, laboratuvarlar ve veri merkezleri) ise bu oran binanın toplam enerji tüketiminin %70'ine kadar çıkabilmektedir. HVAC sistemleri tarafından tüketilen toplam enerji aşağıda bir kısmına yer verilen çok sayıda faktöre bağlı olarak değişkenlik gösterebilmektedir. Söz konusu faktörleri şöyle sıralamak mümkündür:[1]

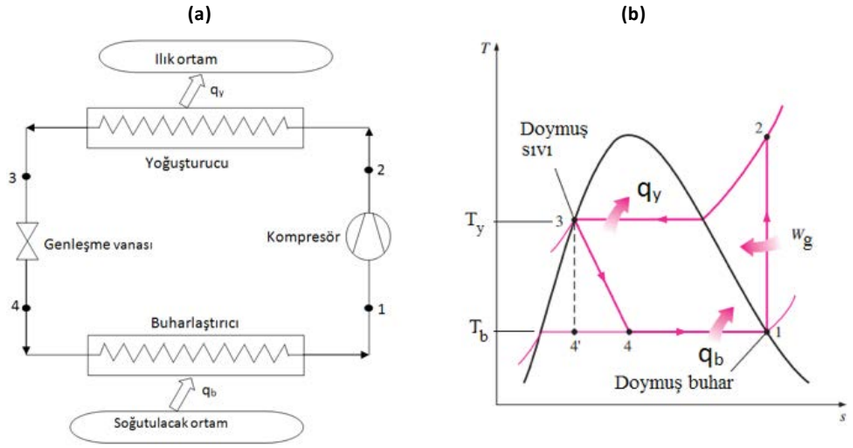
1. İklim (Aynı büyüklük ve kullanım amacında olsa dahi, farklı iklim bölgelerinde/koşullarında bulunan binalar birbirine oranla çok farklı HVAC sistemlerine ihtiyaç duyabilmektedir),
2. Bina kabuğunun tipi ve verimliliği;
   a. Toplam duvar alanındaki pencere alanı yüzdesi, camın enerji verimliliği faktörleri, U değeri, güneş enerjisi ısı kazanç katsayısı vb.,
   b. Duvar ve çatı yalıtımının özellikleri,
   c. Bina kabuğunun yönlenmesi,
   d. Gölgeleme,
3. İç ısı kazancı (İnsanlardan, bilgisayarlardan, sunuculardan, aydınlatmadan, çeşitli elektrikli bileşenlerden vb.),
4. Taze hava miktarı (Yasal zorunluluklar, genel egzoz gereksinimleri vb.),
5. İç hava kalitesi ve havalandırma etkinliğini sağlamak için gereken minimum hava değişim miktarı,
6. Aşağıdakilere bağlı eşzamanlı ısıtma ve soğutma gereksinimi;
   a. Minimum hava değişimi gereksinimleri,
   b. Nem alma kontrolü,
7. Nemlendirme gereksinimleri (soğuk iklimler, enfeksiyon kontrolü, neme duyarlı süreçler)
8. Isıtma ve soğutma için mahal sıcaklığı ve nem gereksinimleri (Örneğin, tıbbi tesislerdeki alanlar %40 bağıl nem ile 18°C gerektirebilirken, ofisler %50 bağıl nem ile 23°C gerektirebilir),
9. Bina yüklerine hizmet etmek için seçilen HVAC sistem türleri,
10. Sistem çalışma saatleri,
11. Bina mahallerinin fiili doluluk saatleri,
12. Mekanik ekipman verimliliği,
13. Bina genelinde ısıtma veya soğutma akışkanını gerekli yerlere taşımak için gereken enerji,
14. Yalıtımlı veya yalıtımsız ekipmandan veya boru tesisatından veya kanal sistemlerinden kaynaklanan ısı kayıpları ve kazançları,
15. Isı transfer elemanlarının temizliği, kanal sızıntıları vb. dahil olmak üzere ekipman durumu.

Enerji yönetimi/verimliliği uzmanlarının, mevcut bina HVAC sistemlerinin enerji verimliliğini araştırırken ve enerji verimliliği önlemlerini uygulayarak binaların ve sistemlerinin enerji verimliliğini iyileştirme fırsatlarını değerlendirirken yukarıda sıralanan faktörleri de mutlaka göz önünde bulundurmaları gerekmektedir.

12.2. Temel Soğutma Çevrimi ve COP, EER, ESEER Tanımları

12.2.1. Temel Soğutma Çevrimi

Soğutma çevrimi, ısıyı emen soğutucu bir akışkanın sonrasında yayması sonucu oluşan ısı değişiklikleri olarak tanımlanabilir. İdeal bir buhar sıkıştırmalı (mekanik) soğutma çevrimine göre çalışan bir sistem için sırasıyla şematik gösterim (a), sıcaklık-entropi (T-s) (b) ve Basınç-Entalpi (P-h) (c) diyagramları Şekil 12.1.'de yer almaktadır. [2] Şekil 12.1.'de yer alan soğutma çevriminde 1-2: kompresörde izentropik sıkıştırmayı, 2-3: yoğuşturucudan çevreye sabit basınçta ılık ortama (q_y) ısı geçişini, 3-4: genleşme vanasında sabit entalpide kısılmayı (basıncın düşmesini), 4-1: buharlaştırıcıda çevrim akışkanına sabit basınçta (q_b) ısı geçişini veya soğutulan ortamdan çekilen ısıyı göstermektedir. Şematik gösterim ve diyagramlarda yer alan kısaltmalarda; T_y yoğuşma sıcaklığını, T_b buharlaşma sıcaklığını, P_y yoğuşma basıncını, P_b buharlaşma basıncını ve w_g ise kompresöre verilen (çevrime giren) işi ifade etmektedir. Buradaki iş ve ısılar birim çevrim akışkanı kütlesi için tanımlıdır.



Şekil 12.1: İdeal Buhar Sıkıştırmalı (Mekanik) Soğutma Çevriminin Tesisat Şeması-(a), Sıcaklık-Entropi (T-s)-(b) ve Basınç-Entalpi (P-h)-(c) Diyagramları [2]

12.2.2. Performans (Etkinlik/Tesir) Katsayısı (COP), EER ve ESEER Tanımları

Mekanik Ekipman Verimi veya Verimliliği, birimsiz bir oran üretmek için bir ekipman parçasının enerji çıktısının, benzer birimlerde enerji girdisine oranıdır. Ekipman verimi her zaman 1,0'den (%100) daha düşük bir değer olacaktır. Soğutma/ısıtma ekipmanının bağıl verimi veya verimliliği, genellikle, benzer birimlerde çekilen (maksadımız olan) ısı enerjisinin mekanik enerji girdisine oranı olarak tanımlanan bir performans (etkinlik/tesir) katsayısı (COP) olarak ifade edilir. Modern iklimlendirme ekipmanı tarafından ortamdan çekilen veya ortama verilen ısı enerjisi, mekanik enerji girdisini çok aşabileceğinden, COP için büyük değerler elde edilebilir. Şekil 12.1'de verilen ideal soğutma çevriminin veya bu çevrime göre soğutma maksatlı olarak çalışan bir soğutma makinasının veya ekipmanının performans (soğutma etkinlik/tesir) katsayısı STK aşağıdaki şekilde tanımlanır. [2]

$$STK=COP_{SM}=q_b/w_g=q_b/(q_y-q_b)=(h_4-h_1)/(h_2-h_1) \qquad (12.1)$$

Soğutma çevriminin tersi olan ısıtma çevrimine göre ısıtma maksatlı olarak çalışan ısı pompası veya klima gibi bir iklimlendirme cihazının veya ekipmanının performans (ısıtma etkinlik/tesir) katsayısı ITK ise aşağıdaki şekilde tanımlanır. [2]

$$ITK=COP_{IP}=q_y/w_g=q_y/(q_y-q_b)=(h_2-h_3)/(h_2-h_1) \qquad (12.2)$$

(12.1) ve (12.2) bağıntıları kullanılarak COP_{SM} ve COP_{IP} arasında aşağıdaki bağıntı yazılabilir.

$$ITK=STK+1 \text{ veya } ITK=COP_{IP}=COP_{SM}+1 \qquad (12.3)$$

İklimlendirme ekipmanı yaygın olarak enerji verimliliği oranı (EER) veya mevsimsel enerji verimliliği oranı (SEER) ile de derecelendirilir. EER, Btu/saat cinsinden çekilen ısı enerjisinin, W cinsinden mekanik enerji girdisine oranı olarak tanımlanır. Btu/h/W birimine sahip olması gerekse de, birimsiz bir oran olarak ifade edilir ve bu nedenle aşağıdaki denklem yardımıyla COP_{SM} ile ilişkilendirilir: [2]

$$EER = 3{,}413\ COP_{SM} \qquad (12.4)$$

Diğer faydalı ekipman verimliliği dönüşümleri:

$$kW/ton\ soğutma = 12/EER \qquad (12.5)$$

$$COP_{SM} = 3{,}516\ /(kW/ton\ soğutma) \qquad (12.6)$$

veya 3,516 sabiti 12.000/3,413'tür veya, COP_{SM} = 3,516 kW/ton soğutma/1,0 kW/ton iş. [1]

Her ne kadar COP ve EER bir chiller (su soğutma grubu) veya klimanın enerji verimliliğinin doğrudan ifadesi olmasa da her ikisi de farklı ekipmanlar arasında karşılaştırma yapılmasına izin veren önemli faktörlerdir. İklimlendirme verimliliği terimi, genel olarak, belirli bir klimanın maksimum kapasitesinde ne ölçüde performans gösterdiğini belirtmek için anlaşılır. Çoğu ekipman her zaman en yüksek verimlilikte sürekli çalışmaz. Bu nedenle, kısmi yükte değişen verimliliği hesaba katan mevsimsel enerji verimliliği oranı (SEER), COP veya EER'den daha doğru bir iklimlendirme verimliliği ölçümüdür. SEER konut ve hafif ticari hava soğutmalı soğutma sistemlerine uygulanır ve EER ise daha büyük ekipmanlar için kullanılır. Soğutulmuş su ekipmanı (chiller) için, kısmi yük enerji verimliliğinin bir ölçüsünü temsil eden entegre (bütünleşik) kısmi yük değeri (IPLV) ile kW/ton soğutma veya COP yaygındır. Hem SEER hem de IPLV sınıflandırma sistemi, üreticiler arasında entegre kısmi yük enerji performansının karşılaştırmasında sıklıkla kullanılmaktadır. SEER değeri Avrupa'da, IPLV ise ABD'de kabul görmüş çalışma şartlarına göre formüle edilmiştir.

12.3. Binanın Mevcut HVAC Sistem Koşullarının İncelenmesi

Herhangi bir etkin enerji yönetimi programının ilk aşaması, genellikle bir HVAC araştırmasını içerecek bir ön etüt değerlendirmesinin yapılmasıdır. Enerji yönetimi/verimliliği uzmanının amacı, HVAC sisteminin asıl amacını etkilemeden enerji tasarrufunu nasıl en üst düzeye çıkaracağını ve hedeflenen enerji verimliliği önlemlerini (EVÖ) nasıl geliştireceğini anlamaktır. Bunlar, binanın/tesisin sakinleri için güvenli ve rahat iç ortam koşullarının sağlanmasını kapsar. Tesisin daha ayrıntılı değerlendirmeleri, iç mekân hava kalitesi değerlendirmelerini, HVAC sistemlerinin geriye dönük işletime alınmasını veya belirli özel HVAC ekipmanlarının çalışma özelliklerini belirlemeye yönelik çalışmaları da içerebilir.

Mevcut bir tesiste kullanılan HVAC sisteminin türü ne olursa olsun, temel tesis gereksinimleri, işletimi ve kurulu mekanik ekipmanla ilgili bilgiler toplanmalı ve belgelenmelidir. Bu bilgiler aşağıdaki sorulara cevap olacak nitelikte olmalıdır. [1]

1. Her alan için istenen veya gerekli sıcaklık ve nem koşulları nelerdir? (Bu koşullar orijinal tasarımdan farklı olabilir.)
2. Her alanın gerçek doluluk saatleri nedir? Bu alanlar HVAC sisteminin çalıştırıldığı saatlere göre farklılık gösteriyor mu?
3. HVAC sisteminin korumaya çalıştığı sıcaklık, nem, basınç veya diğer ayar noktaları nelerdir? Bu ayar noktalarına HVAC sistemleri tarafından ulaşılıyor mu? Mevcut ekipmanın kapasitesi ile ayar noktalarına ulaşılıyor mu?
4. HVAC sistemlerinin bakımı ne kadar yapılabilir? Mevcut önleyici ve proaktif/kestirimci bakım prosedürleri nelerdir? Bu prosedürler takip ediliyor mu?
5. Orijinal tasarımından bu yana tesiste ne gibi değişiklikler oldu ve yakın gelecekte ne gibi değişiklikler bekleniyor? Bu değişiklikler ne zaman ortaya çıkabilir?
6. HVAC sistemleri için şu anda programlanmış tüm çalışma dizileri nelerdir?
7. Ekipmanın yaşı, durumu ve nominal kapasiteleri nedir?

Hava akışları, su akışları, buhar akışları ve ekipmanın diğer kapasite ve verimlilik özellikleri dahil olmak üzere tesisteki tüm HVAC sistemlerinin ve ekipmanının belgelenmesi değerlendirmenin bir parçası olarak görülmelidir. Tasarım belgelerinin, şemaların, hat şemalarının, test ve denge raporlarının ve kontrol şemalarının gözden geçirilmesi, sistemin nasıl çalışması gerektiğine dair çok önemli ve değerli ipuçlarıdır.

Binanın mevcut tasarım esasını karşılamak için gerekli olan soğutma veya ısıtma kapasitelerinin değerlendirilmesi için çok küçük veya aşırı derecede büyük olan ekipmanın tanımlanması gereklidir. Özellikle eski binalarda, ekipman tasarım kapasiteleri genellikle mevcut gereksinimlerden farklılık gösterir. Sıcaklık, nem, hava akışları, su akışları, fanların, pompaların, soğutucuların ve diğer ekipmanların elektrik akımlarının ölçülmesi yoluyla sistemlerin gerçek performansının belirlenmesi ve kaydedilmesi önemlidir. Binada bir bina otomasyon sistemi veya enerji yönetimi ve kontrol sistemi kuruluysa, ölçüm noktaları kullanılarak sistem performansı değerlendirilebilir. Bir otomasyon sistemi mevcut değilse sıcaklıkları, hava debisini, elektrik akımını veya diğer değerleri zamana bağlı olarak kaydetmek için çeşitli portatif veri kayıt cihazları da kullanılabilir. Mevcut ekipmanın yaşı ve durumu da değerlendirmenin bir parçası

olarak ele alınmalıdır. Halihazırda çok kötü durumda, ekonomik ömrünü tamamlamış ve düşük verimliliğe sahip eski ekipmanların enerji tüketimini azaltmak için eklemeler yapma düşüncesi uygun olmayan bir karar olacaktır. EVÖ'lere dahil edilecek ekipmanın verimlilik durumu ve ekonomik ömrü önemle dikkate alınmalıdır.

12.3.1. Sistemsel Sorunlar

Enerji kullanan her ekipman için ayrı ayrı enerji verimliliği uygulamasının planlanması her zaman doğru sonuç vermeyebilir. Daha doğru bir uygulama için her ekipman grubunun oluşturduğu sistemin ve mevcut tasarımın uygunluğunun gözden geçirilmesi gerekmektedir. Kötü tasarlanmış bir binaya/tesise veya mekanik sisteme enerji tasarrufu önlemlerinin uygulanması ek sorunlara neden olabilir. Kusurlu HVAC tasarımları, başlangıçtaki büyük veya küçük ekipman, iklimlendirilen alanların kullanımındaki değişiklikler ve kötü tasarlanmış bina kabuğundan kaynaklanır.

Tasarım sorunları mevcut olduğunda, bunların düzeltilmesi enerji tasarrufu için bir ön koşul olmalıdır. Tasarımla ilgili bazı yaygın sorunlar aşağıda sıralanmıştır. [1]

- Büyük boyutlu ekipman veya motorlar
- Küçük boyutlu kanallar veya borular ve bunun sonucunda yüksek taşıma kayıpları
- İklimlendirme yapılmayan alanlarda kanal sızıntısı
- Kötü hava dengesinden kaynaklanan negatif basınçlandırma
- Dönüş/tahliye fanı kontrolü olmayan ekonomizerler

12.3.2. HVAC Ekipmanı Zonlama Problemleri

HVAC zonlamasında kontrol genellikle bir sıcaklık ölçme sensörü veya termostat ile sağlanır. HVAC sistemi, soğutma veya ısıtma ihtiyacı olan bölgeyi bu kontrol noktalarından alınan bilgiye göre tanımlar. Bir zonlama bölgesi hem doğu hem de batı cephelerini kapsayacak şekilde tasarlanmışsa, bazı konfor sorunları ile karşılaşılması kaçınılmaz olabilmektedir. Termostatın doğu cephesine yerleştirilmiş olması durumunda batı bölgelerinin sabah gereğinden fazla soğuması, öğleden sonra ise aşırı ısınması veya termostatın binanın batı kısmına yerleştirilmesinde bunun tersi etki ile karşılaşılması hususları birer konforsuzluk örneği olarak verilebilir. Hem çevre hem de iç alanlara hizmet eden bölgeler benzer uyumsuzluklara sahiptir. Bu tür tasarımlara eşlik eden bariz hatalar enerji kullanımını her zaman artırmaktadır. Sonuç olarak, tüm EVÖ'ler sürdürülebilirlik göz önünde bulundurularak uygulanmalıdır. Belirli bir EVÖ, zaman içinde sürdürülemeyecek bir şekilde uygulanırsa, gelecekte terk edilecek ve elde edilmesi amaçlanan yaşam döngüsü tasarruflarını elde edemeyecektir.

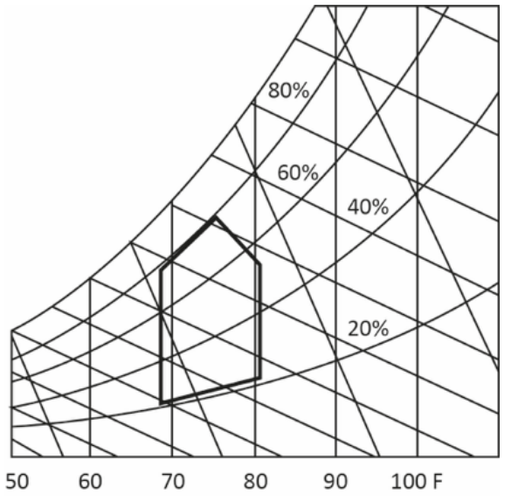
12.4. Isıl Konfor ve Tesis Tasarım Kriterleri

Herhangi bir ısıtma, soğutma ve havalandırma sisteminin nihai amacı, her bir alanı istenen sıcaklık, hava kalitesi ve nem koşullarında tutmaktır. İnsanlar ile çevre arasında bir ısıl (termal) denge kurularak insanların ısıl konforu artırılır. İnsan vücudu çevresiyle iletim, taşınım ve ışınım yoluyla ısı alışverişi yapabildiğinden, bu ısı aktarım süreçlerine etki eden faktörlerin yanı sıra vücudun terlemeyle kendini soğutma yeteneğine de bakmak gerekir.

Hava sıcaklığı, nem ve hava hareketine ek olarak, çevredeki yüzey sıcaklığının da insan vücudunun ısıyı yayma hızı üzerinde etkisi vardır. Yaklaşık 27°C altındaki sıcaklıklarda, vücudun ısı kaybının çoğu taşınım (konveksiyon) ve ışınım (radyasyon) yoluyla olur. Taşınım hava sıcaklığından ve hava hızından etkilenir. Işınım ise öncelikle vücudun ve çevresinin bağıl yüzey sıcaklığının bir fonksiyonudur. Giysili halimizle çevremizle minimum fiziksel temas kurduğumuz için iletimle ısı transferi ihmal edilebilir. 27°C üzerindeki sıcaklıklarda, birincil ısı kaybı mekanizması buharlaşmadır. Buharlaşma hızı, havanın sıcaklığına ve nemine ve ayrıca buharlaşan nemi alarak vücuttan geçen havanın hızına bağlıdır. Bu çevresel faktörlere ek olarak, ısı kaybı oranı elbette ısıl yalıtım görevi gören kıyafet tercihlerinden etkilenir. Benzer şekilde, dağıtılması gereken ısı miktarı, aktivite seviyesinden güçlü bir şekilde etkilenir. Bu nedenle, elde edilen ısıl konfor derecesi, hava sıcaklığının ve hızının, nemin, çevredeki yüzeylerin sıcaklığının, aktivite seviyesinin ve kıyafet tercihlerinin bir fonksiyonudur. Genel olarak, çevre koşulları serin olduğunda, insan ısıl konforunun en önemli belirleyicisi, çevrenin ışıma (radyant) sıcaklığıdır. Koşullar sıcak olduğunda, hava hızı ve nem daha önemlidir. Çok sıcak olmanın doğal tepkisinin hava hareketini artırmak olması tesadüf değildir. Benzer şekilde, bağıl nemi yazın %60'tan fazla ve kışın %30'dan az olmamak üzere sınırlamak genellikle gerekli olsa da, nemdeki bir azalma hava sıcaklığındaki bir artışı dengeleyecektir.

Hava sıcaklığına karşı insan tepkisi vardır. Hava sıcaklığına en belirgin konfor tepkisi, birim zamanda sıcaklık değişimi (°C/h) olarak tanımlanan sıcaklık kaymasına karşı bir tepkidir. 0,5 °C/h'den fazla bir sıcaklık kayması, rahat koşullar altında olunsa bile rahatsızlığa neden olur. [1] Termal tabakalaşma veya sıcaklık tabakalaşması, tavana yükselen sıcak hava ve zemine düşen soğuk hava döngüsünden kaynaklanan farklı hava sıcaklıklarının zeminden tavana katmanlaşmasıdır. Büyük ve kapalı alanlarda bu olay, farklı noktalarda sıcaklık ve nem seviyelerinde büyük farklılıklara yol açabilir ve bu da rahatsızlığa neden olabilir. Bu nedenle bir binanın kullanılan mahalli içindeki sıcaklık değişiminin 3°C'den fazla değişmesine izin verilmemelidir. Hava dağıtım cihazlarının konumu ve tipi, ısıl konforun sağlanmasında etkin kontroller kadar önemlidir. Termal tabakalaşmanın veya sıcaklık tabakalaşmasının neden olduğu rahatsızlık, havanın mahal içinde uygun şekilde dağıtılmasıyla azaltılabilir veya ortadan kaldırılabilir.

Genel olarak ısıl konfor, yaklaşık 20°C (68°F) ile 26,7°C (80°F) arasındaki hava sıcaklıklarında ve %30 ile %60 arasındaki bağıl nemde, değişen hava hızları ve ışıma (radyant) yüzey sıcaklıklarında elde edilebilir. [1] Şekil 12.2, psikrometrik diyagramda çizilen kuru termometre sıcaklıklarının ve nem seviyelerinin genelleştirilmiş konfor bölgesini göstermektedir. [1] Bununla birlikte, ısıl konfor; sıcaklık, nem, hava hareketi ve yerel çevreden gelen termal ışınım, aktivite seviyesi ve kıyafet tercihlerinin karmaşık bir fonksiyonudur.



Şekil 12.2: Konfor Bölgesi [1]

12.4.1. Özel HVAC Sistemi Uygulamaları

Havalandırma oranlarının, basınçlandırma kontrolünün, istenen mahal sıcaklıkları ve nem ayar noktalarının ve temiz hava gereksinimlerinin kod veya diğer hususlar (enfeksiyon kontrolü, ısı dağılımı, laboratuvar deneyi başarısı, ekipman performansı, güvenlik) tarafından belirlenebildiği birkaç benzersiz HVAC uygulaması vardır. Bu durumlarda, tasarım kriterleri, insan ısıl konforu için gerekli olanı büyük ölçüde aşabilir. Bu tür alan ve tesislere ilişkin bazı örnekler şunlardır: [1]

a. Laboratuvar alanları
b. Sağlık bakım alanları
c. Kritik görev alanları (veri merkezleri, bilgisayar merkezleri, kesintisiz güç kaynakları, acil durum gücü)
d. Müzeler, kütüphaneler, arşiv alanları
e. Temiz odalar

Enerji yönetimi uzmanları, tasarım esasıyla çelişen EVÖ projeleri önermeden önce bu tesislerin benzersiz gereksinimleri konusunda bilgi sahibi olmalıdır. Ancak, bu tür tesisler genellikle tipik bir ofis binasının veya okul binasının 2 ila 10 katı enerji kullanır ve enerji verimliliği iyileştirmeleri için cazip adaylardır.

12.5. HVAC EVÖ (Enerji Verimliliği Önlemi) Projeleri ile Etkileşimler

HVAC sisteminin orijinal tasarımı dışında çalışmasına sebep olacak etkilerden kaçınmak için herhangi bir EVÖ projesinin uygulanması sırasında özen gösterilmelidir. Bu konudaki bazı örnekler Tablo 12.1'de listelenmiştir.

12.6. HVAC Sistem Tipleri

Çoğu binadaki HVAC sistemleri, bu bölümde açıklanacak olan birkaç kategoriye ayrılabilir. Bir tesise hizmet veren HVAC sistemleri, genellikle belirli sayıda kontrol bölgesi temelinde bina boyunca tasarlanır ve dağıtılır.

Çalışma bölgeleri, bina kabuğunun maruz kaldığı dış etkiler ve iklim koşulları, doluluk gereksinimleri ve programları, dahili ve ısıl yükler ve farklı bölge sıcaklığı, nem ve havalandırma gereksinimlerine göre tasarım mühendisi tarafından belirlenir.

Bölgelere, mahalden ısı ve nem ekleyerek veya uzaklaştırarak mekân ihtiyaçlarını karşılamak için HVAC ekipman ve sistemleri sağlanır. Bölgelere aşağıdaki HVAC ekipmanı ve sistemleri (üniter ekipman) tarafından hizmet verilir. [1]

12.6.1. Merkezi Olmayan Isıtma ve Soğutma Sistemleri

Merkezi Olmayan Isıtma ve Soğutma Sistemleri aşağıdaki şekilde sıralanabilir.

1. Pencere tipi iklimlendirme ekipmanları,
2. Duvar tipi (duvara dayalı) oda HVAC üniteleri (paketlenmiş terminal AC (klima) üniteleri veya PTAC (paket tipi klima) üniteleri),
3. Hava soğutmalı ısı pompası sistemleri (bağımsız/kompakt veya uzak kondenserli),
4. Çatı ünitelerini içine alan bağımsız/kompakt klima santralleri,
5. Özel işlem birimleri (bilgisayar odaları),
6. Hafif ticari split sistemler (kompresör, evaporatör veya kondenser bölümünde),
7. VRF/VRV split İklimlendirme üniteleri.

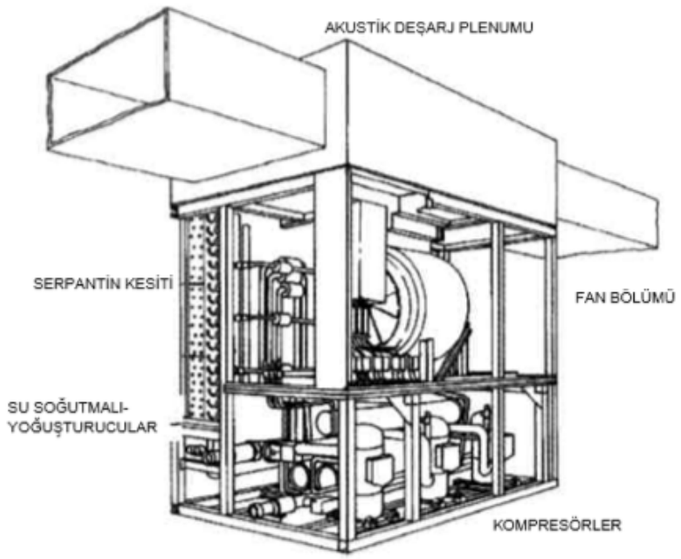
Bu sistemler ayrı zonlara/bölgelere hizmet ederler ve bir soğutma serpantini (normalde elektrikli ısıtma, ancak bazen uzak bir kaynaktan sıcak su ısıtması şeklinde), kendi soğutucu kompresörü veya kompresörleri ve yerel veya uzak yoğuşturucular şeklinde kendi yerel soğutma kapasitesine sahiptirler. Split sistemlerde uzak yoğuşturucu bulunur. Bazı bağımsız ünitelerde, uzaktaki bir ısı emiciden sağlanan suyla (şehir suyu, bir kuyudan veya toprak kaynağından gelen su veya bir merkezi soğutma kulesi sisteminden gelen su) çalışan su soğutmalı kompresörler bulunabilir. Bu sistemlerin kendi fanları, bağımsız kontrolleri, filtreleri ve bağımsız soğutucu sistemleri vardır.

Tablo 12.1: EVÖ Proje Etkileşimleri [8]

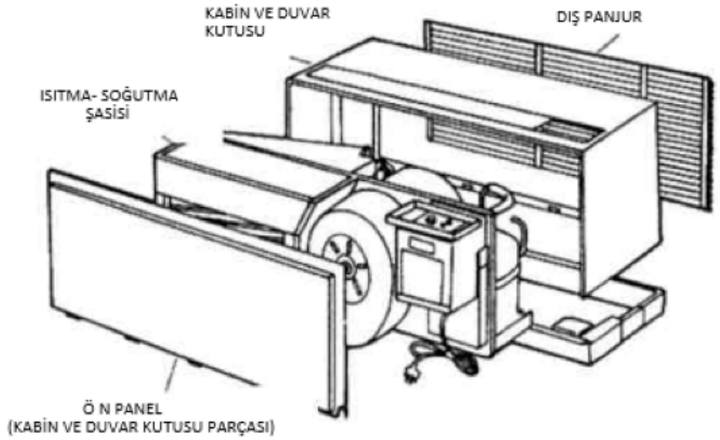
EYLEM	REAKSİYON
Aydınlatma tadilatı	Yaklaşık olarak yeterli olan mevcut ısıtma sistemi, yüksek ısı yayan verimsiz aydınlatma sisteminin değiştirilmesi nedeniyle azalacak iç ısı kazancından dolayı artık yetersiz kalabilir.
Yüksek verimlilik için soğutma sistemi tadilatı	Yüksek atık ısılı eski soğutma sisteminde atık ısıdan faydalanılıyorken yüksek verimli soğutma sistemine geçilmesi durumunda ısıtma yükünün artabileceği dikkate alınmalıdır.
Yoğuşturucuda daha düşük su sıcaklığı sağlanarak kompresör çıkış basıncının düşürülmesi ile chillerde güç tasarrufu yapılması	Düşük verimli su soğutma kulelerinde yüksek güçlü kule fanları kullanılmaktadır. Bu durum chillerden edilebilecek tasarrufu büyük oranda azaltmaktadır. Çok fazla resetleme, chillerde işletme sorunları oluşturabilir. Resetlemenin, 18°C ile 21°C aralığında yapılması işletme açısından güvenli sınır olarak kabul edilmektedir. Resetlemenin sistemin izin verdiği en düşük sıcaklıkta
Chiller'de soğutulmuş su sıcaklığı set değerinin yükseltilmesiyle artan emme basıncından kaynaklı enerji tasarrufu	Aşırı soğutulmuş su sıcaklığı, klima santrallerinde daha yüksek cihaz çiy noktası sıcaklığı ve nem alma kaybı oluşturur.
Yüksek verimlilik için yoğuşmalı kazan tadilatı	Yoğuşmalı kazan, düşük dönüş suyu sıcaklığına göre çalışmaktadır. Ancak, mevcut hidronik tasarım buna uygun kurulmamıştır. Bu nedenle amaçlanan verimlilikler gerçekleştirilemeyebilecektir.
Hava değiştirici üniteler ilave edilmesi	Basınçlandırma ile ilgili problemler, havanın içeri sızmasına veya dışarı çıkmasına izin verir. Binalarda, soğutma için çok soğuk havanın kullanılması çok düşük başabaş noktası ve donma oluşumuna neden olabilir. Bina içindeki bağıl nem dalgalanmaları elektronik cihazlar, kitaplar ve eserler de dahil olmak üzere neme duyarlı her türlü eşyaya zarar verebilir.
VAV'a dönüştürülmüş sabit hava debili (CAV) HVAC	Düşük basınçlı hava kanal sistemi uygun olmayabilir. Basınçların düşük tutulması ve statik basınç presostatları kullanılması gerekebilir.
Kullanılmayan alanlarda kapatılmış termostatlar	Bölgedeki borularda donmaya neden olabilir.

VRF (değişken debili soğutucu akışkan akışı) ve VRV (değişken soğutucu akışkan hacmi) aynı teknoloji için kullanılan iki farklı terimdir. 1982'de VRV klima sistemi adıyla piyasaya sunulmuştur. Değişken debili soğutucu akışkan başka bir deyişle çevrim akışkanı akışı, tek bir ısıtma veya soğutma süresi boyunca yalnızca gereken minimum miktarda akışkanı sistemde dolaştıran bir teknolojidir. Bu mekanizma, son kullanıcılara aynı anda birkaç klima bölgesini ayrı ayrı kontrol etme fırsatı sunmaktadır. VRF/VRV, bir binanın kesin gereksinimlerini karşılamak için bir sistemdeki soğutucu akışkanın (çevrim akışkanının) debisini değiştiren bir teknolojidir. Bir sistemin ayarlanan sıcaklıkları koruması ve bir odada hiç kimse algılanmadığında sistemin otomatik olarak kapanmasını sağlaması için yalnızca minimum miktarda enerji gerekir. Bu benzersiz mekanizma, son kullanıcılar sistemlerinin karbon emisyonlarını azaltırken enerji maliyetlerinden tasarruf ettikleri için uzun vadede daha sürdürülebilirdir. [3]

Dikey bağımsız (kompakt) bir ısı pompası ünitesinin resmi Şekil 12.3'te ve bir PTAC (paket tipi klima) ünitesinin resmi ise Şekil 12.4'te gösterilmektedir.



Şekil 12.3: Dikey Bağımsız (Kompakt) Isı Pompası Ünitesi [9]



Şekil 12.4: PTAC- Paket Tipi Klima [9]

Bu sistemler çeşitli ekipmana sahiptir ve sistem olarak enerji açısından aşağıda verilen avantajları ve dezavantajları vardır: [1]

Avantajlar

1. Sistemler tek zonlara/bölgelere hizmet eder; bu nedenle, eşzamanlı ısıtma ve soğutma genellikle ortadan kalkar. Bu sistemler normalde ısıtma, soğutma veya yalnızca fan modunda çalışır veya kapatılır.
2. Diğer bina zonlarından/bölgelerinden farklı çalışma saatlerine sahip bireysel bölgelere ısıtma veya soğutma sağlanabilir. Bu, özellikle bina bölgelerinin çoğu kapatılabildiğinde avantajlıdır.
3. Her bina bölgesi, diğer bölgeleri etkilemeden farklı çalışma sıcaklıklarına ve nem koşullarına sahip olabilir.
4. İşletimleri/kullanımları basittir.

Dezavantajlar

1. Soğutma ve ısıtma ekipmanı, merkezi soğutma veya ısıtma ekipmanından çok daha düşük bir performans katsayısına (COP) veya enerji verimliliği oranına (EER) sahiptir.
2. Genel olarak, hava soğutmalı veya su soğutmalı ekonomizerler bu tip ekipmanlarla birlikte sağlanmaz. Ortam kuru termometre veya yaş termometre sıcaklıkları, mekanik soğutma olmaksızın alan soğutması sağlamak için yeterli olduğunda, ekipmanın soğutma için çalışması gerekir.
3. Bu sistemler tipik olarak dış havanın nemini yeterince gideremez veya filtreleyemez (özellikle nemli iklimlerde), bu nedenle dış hava ve havalandırma sağlamak için genellikle ayrı bir sistem gerekir.
4. Bu sistemlerin normal sıcaklık kontrolü, bu sistemlere dış hava verilirse, zayıf alan nem kontrolü ile sonuçlanacaktır. Yalnızca duyulur soğutma gerçekleştirmek üzere tasarlanmıştır.
5. Duvar veya pencere tipi merkezi olmayan ısıtma ve soğutma sistemleri, mekâna yetersiz havalandırma etkinliği sağlar.

12.6.2. Klima Santrali ve Dağıtım Sistemleri

12.6.2.1. Genel

Binaların ısıtılması ve soğutulması için kullanılan klima santrali sistemleri, bir hava kanalı ağı aracılığıyla merkezi bir kaynaktan ısıtılmış veya soğutulmuş hava tedariki sağlayarak kullanılan mahallerin hava sıcaklığını düzenler. Tam-havalı sistemler olarak adlandırılan bu sistemler, klima santrali sistemine bağlı münferit bölgelere sağlanan hacimsel debiyi veya sıcaklığı değiştirerek mahal sıcaklığını artırır veya azaltır. Sıcak bir ortamda ısıl konforun en önemli belirleyicisi hava hızı olduğu için, soğutma gerektiren büyük binaların çoğunda tam-havalı sistemler kullanılmaktadır.

Soğutma ihtiyacı ortaya çıktığında, normalde tam-havalı sistemler tercih edilir. Tam-havalı sistemler; dış taze havanın kontrolünü, hava kalitesini ve nem kontrolünü sağlayabilir. Bu sistemler, ortam koşulları soğutma alanları için uygun olduğunda soğutma için (hava tarafı ekonomizeri) dış havayı da kullanabilir. Tam-havalı sistemlerin avantajları, hava dağıtımında tüketilen ek enerji ve ısı transfer ortamı olarak havanın kullanılmasının verimsizliği ile bir şekilde dengelenir. Konforlu soğutma dışındaki nedenlerle büyük hacimlerde havalandırma havası gerektiğinde, çoklu bölge soğutması gerektiğinde ve bina kabuğunda ısı kaybının neden olduğu ısıtma yükleriyle çakışan önemli dahili soğutma yüklerine sahip binalar söz konusu olduğunda tam-havalı sistemlerin seçilmesine yönelik bir eğilim mevcuttur.

Tam-havalı bir HVAC sisteminin bileşenleri; bir fan veya fanları (bazen hem besleme havası hem de dönüş veya tahliye havası fanları) olan bir klima santrali (AHU), içinden geçen havayı ön ısıtmak, ısıtmak veya soğutmak için ısı transfer serpantinleri, havayı temizlemek için filtreler ve genellikle havayı nemlendirmek için elemanlardan meydana gelir. Gerektiğinde nem alma, havanın çiy noktası sıcaklığının altına soğutulmasıyla gerçekleştirilir. Klima santrali, taze dış havayı klima santraline verme kabiliyeti ile donatılabilir. Dış hava, kokuların seyreltilmesi yoluyla iç hava kalitesini artırmak, minimum kod ve güvenlik gereksinimlerini karşılamak, zorunlu basınçlandırma gereksinimlerini karşılamak ve binadan gelen takviye egzozunu dengeleyecek havayı sağlamak için kullanılır. Laboratuvar tesisleri, yemekhaneler, steril alanlar ve sağlık tesisleri gibi belirli tip binalarda çok miktarda hava takviyesi gerekebilir.

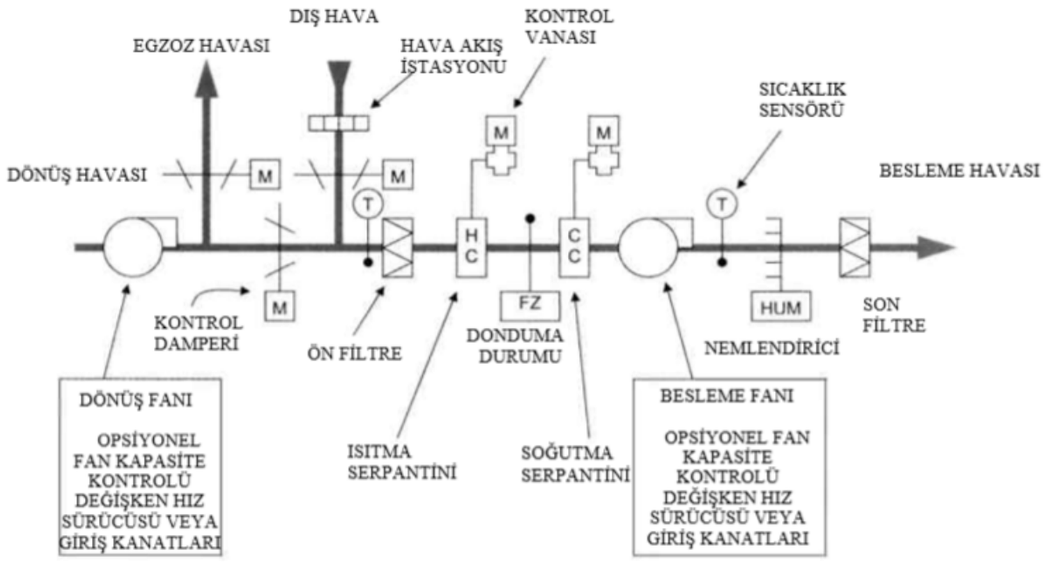
Klima santrali, gerekli olan minimum dış hava miktarını alacak şekilde veya hava-tarafı ekonomizer operasyonu için kullanacağı hava miktarının tamamını karşılayacak kapasitede tasarlanabilir. Hava-tarafı ekonomizer operasyonu sırasında, uygun ortam kuru termometre ve yaş termometre sıcaklıklarında, mekanik tahrikli bir soğutma kaynağı kullanmadan klima santrallerinin hizmet verdiği bölgeleri soğutmak için dış hava kullanılabilir. Hava-tarafı ekonomizer operasyonu kullanılıyorsa, damperleri modüle etmek ve sisteme doğru hava sıcaklığını sağlamak için dönüş havası, tahliye havası ve dış hava damperlerinin yanı sıra karışım hava sıcaklığı kontrolü sağlanacaktır. Hava-tarafı ekonomizer sistemi kullanıldığında, binanın basınçlandırma kontrolünün sağlanması için dönüş fan(lar)ı veya tahliye fan(lar)ı kullanılır.

Klima santrali sistemi, soğutma ve ısıtma yükü, mahal sıcaklığı ve havalandırma gereklerine uygun ve her bölgeye sabit miktarda hava sağlayacak şekilde tasarlanmış olabilir. Bu tür bir sistem, sabit hava hacmi/debisi (CAV) sistemi olarak bilinir. Bir CAV sistemi daha sonra yükler ve doluluk değiştikçe alan sıcaklığı ayar noktasını korumak için her bir alanda havanın sıcaklığını değiştirecektir. Isıtma, merkezi ısıtma serpantininden (tek bölge) veya bölge branş kanallarındaki bireysel ısıtma serpantinlerinden olabilir.

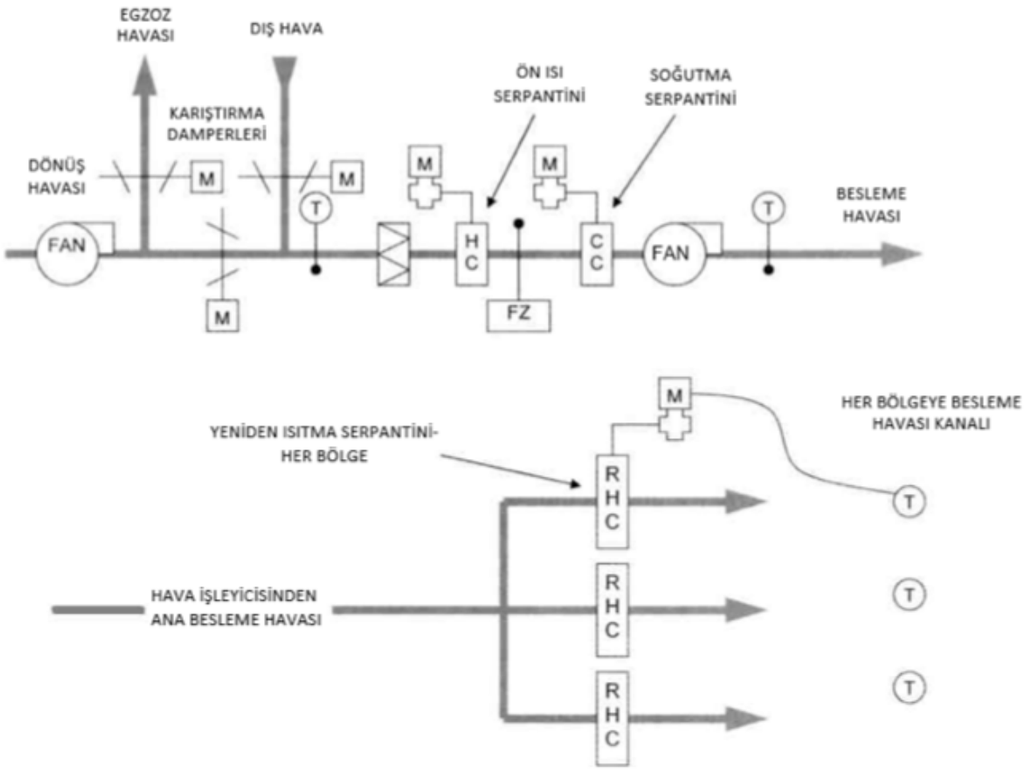
Klima santrali sistemi, ortam sıcaklığını ve havalandırma ayar noktalarını korumak için yükler ve doluluk değiştikçe her bir bölgedeki hava miktarını değiştirebilecek şekilde tasarlanmış olabilir. Bu tür bir sistem, değişken hava hacmi/debisi (VAV) sistemi olarak bilinir. Değişken hava hacmi sistemleri, bir bölgeye yönelik hava akışını, "bölgeyi makul bir şekilde soğutmak için gereken veya minimum havalandırma ya da egzoz gereksinimlerini karşılamak için" gereken maksimum hava akışından "havalandırma veya egzoz gereksinimlerini karşılamak için" gereken minimum hava akışına kadar değiştirir. Alan, minimum hava akışı gereksinimlerinde hâlâ çok soğuksa, alanı alan sıcaklığı ayar noktasında tutmak veya alanı ısıtmak amacıyla hava sıcaklığını artırmak için bir yeniden ısıtma serpantini gerekebilir.

VAV sistemleri normalde motor ve fan hızını değiştirmek amacıyla her bir fan motoru için bir değişken frekans kontrolörü (DFK/VFC) kullanır. Değişen fan hızı, sisteme hava akışını (debisini) artıracak veya azaltacaktır. Normalde hız besleme veya dönüş kanalında statik bir basınç ayar noktası sağlamak için kontrol edilir. Ayrıca besleme ve dönüş hava akışını (debisini) ölçmek için sisteme hava akışı izleme cihazları eklenir.

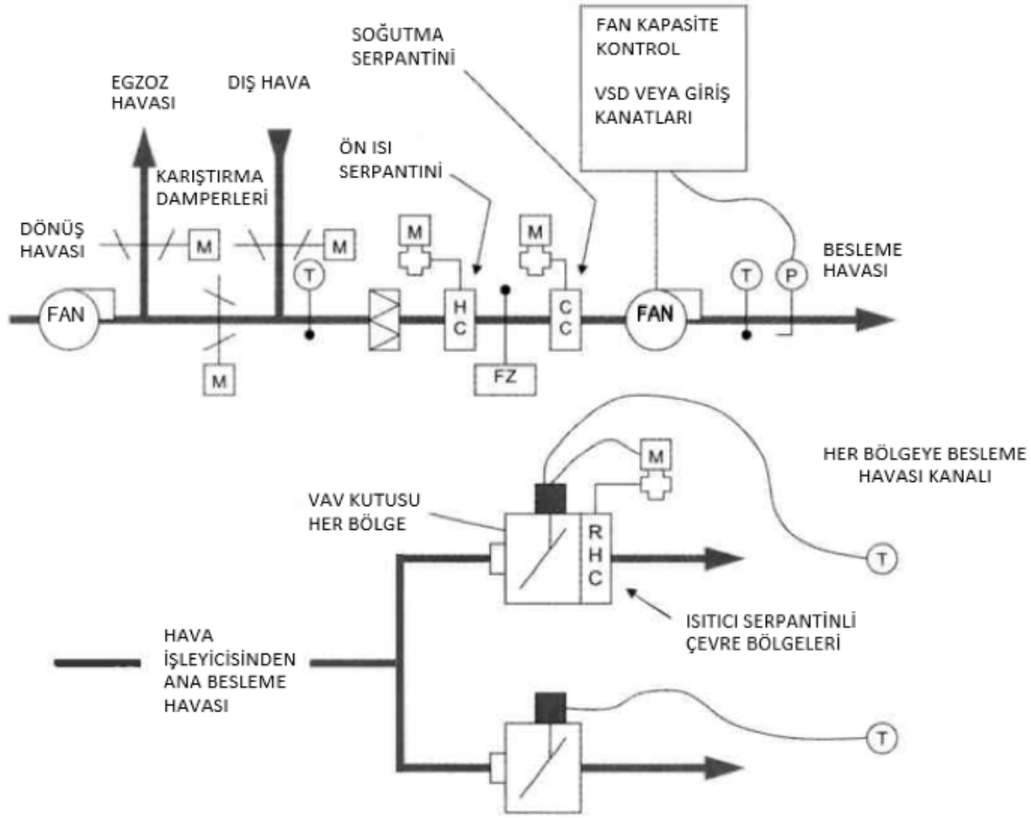
Şekil 12.5, bir hava tarafı ekonomizeri kullanıldığında tek zonlu bir klima santralindeki tipik özellikleri göstermekte ve bir dizi ortak klima santrali bileşenini tanımlamaktadır. Şekil 12.6 sabit hava hacimli/debili bir yeniden ısıtma sistemini, Şekil 12.7 değişken hava hacimli/debili bir sistemi, Şekil 12.8 ise özel besleme kanallı çok zonlu (multizone) ve çift kanallı sistem konseptini resmetmektedir. Bu şekillerin her biri soğutma serpantini ve ısıtma serpantini sembollerini göstermektedir. Soğutma serpantinleri, soğutulmuş su veya doğrudan genleşmeli (DX) olabilir; ısıtma serpantinleri hidronik ısıtma suyu, buhar veya elektrik dirençli tip olabilir.



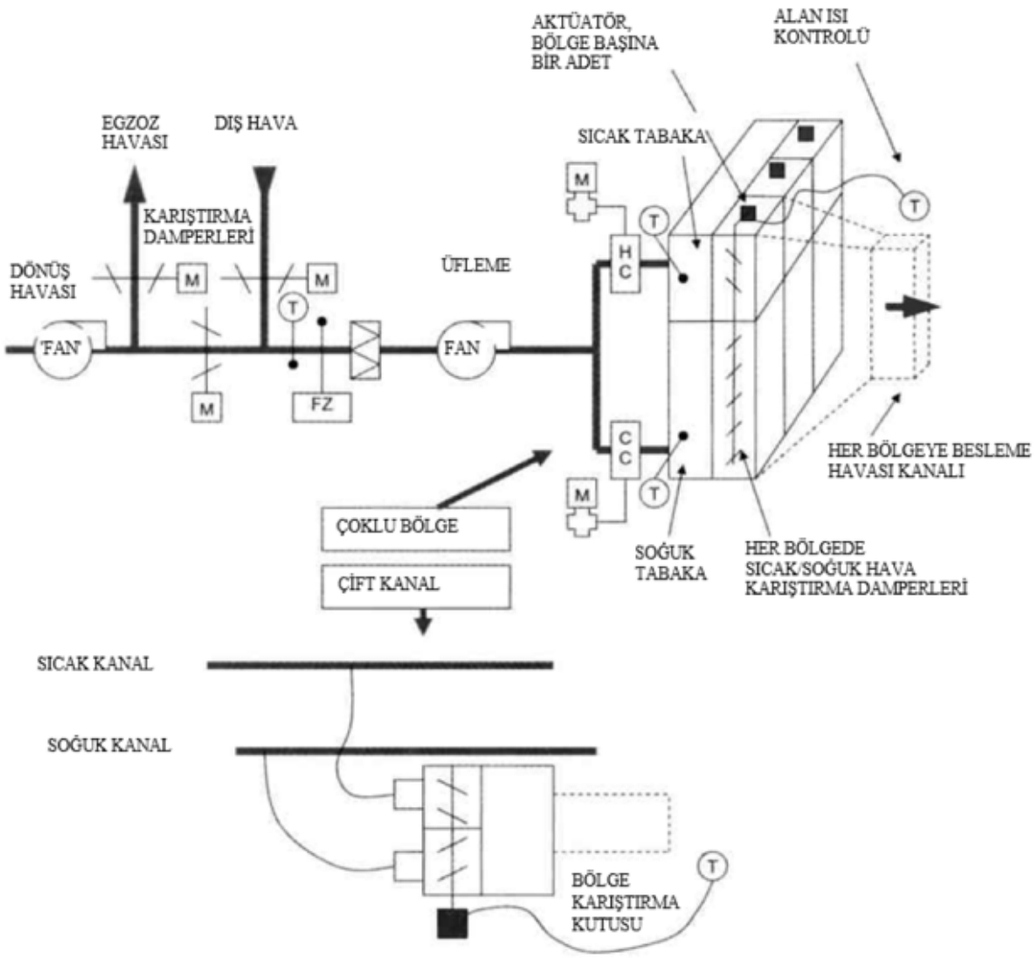
Şekil 12.5: Hava Ekonomizerli Tek Zonlu HVAC Sistemi [1]



Şekil 12.6: Sabit Hacimli Çok Zonlu Klima Santrali Sistemi Şeması (Sabit Hava Debili Terminal Yeniden Isıtma Sistemi) [1]



Şekil 12.7: Değişken Hava Debili Çok Zonlu Klima Santrali Sistemi (VAV Yeniden Isıtma Sistemi) [1]



Şekil 12.8: Özel Besleme Kanallı Çok Zonlu (Multizone) veya Çift Kanallı Klima Santrali [1]

Not: Diyagramda çok zonlu bir klima santrali gösterilmektedir. İşlevsel olarak standart çift kanal eşdeğerdir. Sıcak ve soğuk tabakalar, klima santralinde harmanlama damperleri ve her bölgeye düşük basınçlı kanal sistemi yerine, çift kanallı sistemde yüksek basınç altında sıcak ve soğuk kanallar bulunur. Binanın içinden iki yüksek basınç kanalı geçirilir ve her bölgedeki karıştırma kutuları sıcaklık kontrolü sağlar

Çoğu klima santrali ve dağıtım sisteminde, tek zonlu bir sistem olmadığı sürece, her bir bölge için terminal üniteleri ve ilgili kontrolörler temin edilir. Terminal üniteleri ve ilgili kontrolörler, i) bölge hava akışını ölçmek için bir hava akışı izleme istasyonundan ve ii) hava akışı monitörü tarafından algılanan bir hava akışı ayar noktası değerini korumak için konumunu (yukarı akış kanalı statik basıncından bağımsız olarak) modüle eden kontrollü bir damperden oluşur.

Bir alan sıcaklık sensörü tarafından algılanan belirlenmiş bir alan sıcaklığı ayar değerini karşılamak için, hava akışı ayar noktası gerektiğinde değiştirilir. Hava hacmi minimum hava akışı gereksinimlerinin ötesinde azaltılamıyorsa ve alan hâlâ çok soğuksa, terminal ünitelerinin ve kontrolörlerin çoğuna, bölgeye sağlanan havaya ilave ısı sağlamak için damperin aşağısında bir ısıtma serpantini (yeniden ısıtma serpantini) bulunur. Yeniden ısıtma serpantini, havayı yeniden ısıtmak veya alanı gerektiği gibi hava ile ısıtmak için boyutlandırılmıştır. Yeniden ısıtma serpantini, ısıtma suyu veya elektrikten oluşan bir ısı kaynağı ile donatılır ve çıkış sıcaklığı, elektrik kapasitesinin değişen aşamaları ile veya bir ısıtma suyu kontrol vanası vasıtasıyla serpantinden geçen ısıtma suyunun miktarı değiştirilerek modüle edilir.

Klima santralinden (AHU) gelen şartlandırılmış hava, bir besleme havası kanalları ağı tarafından terminal ünitelerine ve kullanılan mahallere beslenir ve hava, şartlandırılmış mahallerden paralel bir dönüş havası kanalı ağı tarafından geri döndürülür. AHU ve kanal sistemi ayrıca normal olarak AHU'ya taze dış hava sağlayan ve dönüş havasının bir kısmını veya tamamını dışarıya boşaltabilen bir kanal içerir.

12.6.2.2. Dış Havanın Şartlandırılması

Dış havanın ısıl işleme maliyeti, enerji uzmanları için önemlidir. Değişken doluluk oranına sahip binalarda enerjinin verimli kullanılabilmesi için (örneğin, sakinlerin sadece yarısı mevcut olduğunda, havalandırma havasının sadece yarısına ihtiyaç duyulur) uygun bir EVÖ geliştirilmeli ve dış hava oranı belirlenen ihtiyaca göre ayarlanabilmelidir. Söz konusu ayarlama, dış hava emiş kanalı üzerine yerleştirilecek damper vb. düzeneklerle yapılabilir. İklime bağlı olarak dış havanın ısıtılması, soğutulması, nemlendirilmesi veya neminin alınması gerekebileceği hususlarının da göz ardı edilmemesi gerekmektedir.

12.6.2.3. Tek Kanallı Sistemler

Tam-havalı HVAC sistemlerinin çoğu (1980'lerden günümüze), binanın yaşam alanlarına sürekli olarak ısıtılmış veya soğutulmuş hava beslemesi sağlayan tek bir besleme havası kanalı ağı kullanır. Tek kanallı sistemler, tek zonlu sistemler veya çok zonlu sistemler olabilir. Tek zonlu bir sistem, tek bir sıcaklık ve nem kontrolü bölgesine hizmet ederken, çoklu bölge sistemleri, birden fazla sıcaklık ve nem kontrolü bölgesine hizmet eder.

Sistem Bileşenleri

Hava Kontrol Ünitesi

Tek zonlu ve çok zonlu sistemler, Şekil 12.5, 12.6 ve 12.7'de gösterildiği gibi aşağıdaki bileşenlerin çoğunu içeren bir merkezi klima santraline sahiptir: [1]

1. Besleme fanları havayı mahal(ler)e ve tekrar klima santraline dağıtır.
2. Soğutma serpantin(ler)i (doğrudan genleşmeli soğutma veya soğutulmuş su ile sağlanır) mahalden dönen havayı bir besleme havası sıcaklığına soğutur ve nemini giderir. AHU'ya verilen dış havayı soğutur ve nemini alırlar. Genellikle bu serpantinler, 10°C ile 13°C arasında bir çıkış sıcaklığı ayar noktası sağlamak üzere tasarlanmıştır.
3. Serpantin(ler) (buhar, ısıtma suyu veya elektrik ile beslenir), klima santrali sistemine verilen dış havayı önceden ısıtırlar. Bunlar genellikle, iç hava kalitesini (İHK) korumak veya mahalden egzoz amaçlı ilave hava sağlamak için gereken minimum dış hava miktarı toplam havanın büyük bir yüzdesi olduğunda kullanılırlar. Ayrıca normalde daha sıcak iklimlerde (en az -1°C'den yüksek kış sıcaklıkları) kullanılmazlar. Bu serpantinler genellikle 7°C ile 13°C arasında bir çıkış sıcaklığı sağlamak üzere tasarlanmıştır.
4. Serpantin(ler) (buhar, ısıtma suyu veya elektrikle beslenir), alan sıcaklığı ayar değerlerini korumak için önceden soğutulmuş ve nemi alınmış havayı yeniden ısıtır. Çoklu bölge sistemlerinde, bu serpantinler kanal sisteminin daha aşağısında, bölgenin yakınında bulunur.
5. Nemlendiriciler (merkezi buharla veya yerel olarak üretilen buharla beslenir), alan nem ayar noktalarını korumak için gerekirse havaya nem ekler. Bunlar normalde yalnızca kuru soğuk kış koşullarına sahip iklimlerde veya sağlık tesisleri, laboratuvarlar, steril alanlar ve ilaç depoları gibi olağandışı nem gereksinimine sahip alanlarda kullanılır.
6. Dönüş veya tahliye fan(lar)ı mahalden havayı geri getirir ve dışarıdaki havayı tahliye eder. Bu fanlar normalde sadece dönüş kanalı dağıtım uzunlukları çok uzun olduğunda veya serbest soğutmalı hava tarafı ekonomizer sistemi kullanıldığında kullanılır.
7. Klima santraline verilen ve mahalden tahliye edilen dış hava, dönüş havası ve tahliye havasının miktarlarını kontrol etmek için damperler kullanılır.

Terminal Kontrol Üniteleri

Çok zonlu tek kanallı sistemlerde, her kontrol bölgesi normalde bir terminal kontrol ünitesi (TKÜ) ile donatılır. Bu TKÜ'lerin havayı mahalde dağıtmak için kendi fanları (güçlendirme fanı) olabilir veya bunlar gerektiğinde üfleme havasını mahale göndermek için merkezi klima santralinin fan enerjisini kullanabilirler. Terminal üniteleri, mahallin en yüksek soğutma yükü ihtiyacını veya mahallin en yüksek havalandırma oranı ihtiyacını karşılamak için tasarlanmış bir hava akışı sağlamak üzere boyutlandırılır ve kontrol edilirler. Terminal birimi, bu miktarda havanın gerekli olmadığı herhangi bir zamanda, alanın soğutma ihtiyaçlarını veya minimum hava akışı miktarını (hangisi daha azsa) karşılayacak şekilde ayarlanır. Gerekirse, terminal ünitelerinde ayrıca, alan çok soğuk olduğunda AHU'dan gelen soğuk nemi alınmış havayı daha yüksek bir dağıtım sıcaklığına yükselten yeniden ısıtma serpantinleri bulunur.

Yeniden Isıtma Serpantinleri ve Kontrol

Hem tek zonlu hem de çok zonlu klima santralleri, her bir bölgedeki hava sıcaklığını tekrar ısıtarak eş zamanlı olarak havanın ısıtılmasını ve soğutulmasını sağlayabilir.

Her bir bölge için yerel mahal sıcaklık sensörü, bölge mahal sıcaklığının kontrolünü sağlayarak yeniden ısıtma serpantininin çıkış bölgesindeki tahliye havası sıcaklığını kontrol eder. Oda sıcaklığının ve/veya nemin hassas kontrolünü sağlamak için sabit hava hacimli/debili (CAV) veya değişken hava debili (VAV) yeniden ısıtma sistemleri kullanılır. Ancak, bu sistemler enerji yoğundur ve işletilmeleri maliyetlidir; bu nedenle, genellikle enerji tasarrufu sağlayan iyileştirmeler için uygundurlar.

Yeniden ısıtma sisteminde, (dönüş havasından veya karışım havasından gelen) besleme havasını soğutmak için enerji tüketilir; daha sonra daha yüksek bir sıcaklığa çıkarmak üzere havayı yeniden ısıtmak için terminal kontrol cihazında ek enerji tüketilir. VAV yeniden ısıtma sistemlerinde, VAV kontrolleri hava akışını minimum hava akışı ayar noktasına ayarlayana kadar yeniden ısıtma serpantini etkinleştirilmez, bu da onları CAV yeniden ısıtma sistemlerinden daha enerji verimli hale getirir. CAV ve VAV yeniden ısıtma sistemleri, müzeler, matbaalar, tekstil fabrikaları ve endüstriyel prosesler gibi nem kontrolü için son derece rijit gereksinimleri olan alanları şartlandırmak için sıklıkla kullanılır.

12.6.2.4. Tek Zonlu Sistemler

Tek kanallı, tek zonlu sistem, tam-havalı HVAC sistemlerinin en basitidir. Bir merkezi ısıtma ve soğutma tesisine bağlandığında, enerji verimliliği en yüksek sistemlerden ve kurulumu en ucuz sistemlerden biridir. Ekipman tipik olarak şartlandırdığı alanın içinde veya hemen bitişiğinde yer aldığından, minimum dağıtım fanı enerjisi kullanır. Sistem, alan sıcaklığı ve nem gereksinimlerini korumak için soğutma veya ısıtma sağlamak üzere ayarlanan bir bölge sıcaklık sensörü tarafından doğrudan kontrol edilir.

Tek zonlu sistemler, soğutma veya ısıtma veya her ikisi ile şartlandırılmış alanlar sağlayabilir. Bu sistemler, ısıtma, soğutma, yalnızca fan veya fan kapalı kontrol sırasında ya da yeniden ısıtma kontrol sırasında çalışacak şekilde yapılandırılabilir. Tek zonlu sistemler, mekâna dış hava vermek için tasarlanabilir. Sağlanan dış hava, yalnızca minimum dış hava gereksinimlerini karşılayabilir veya sistem, ortam koşulları izin verdiğinde dış havayı kullanarak ünitenin tüm hava akış kapasitesini sağlama yeteneğine sahip olabilir. Tek zonlu sistemlerin uygulamaları, perakende mağazaları, halka açık toplanma alanları, sergi salonları, oditoryumlar, konferans salonları, depo alanları ve arenalar gibi oldukça düzgün yüklere sahip geniş alanlardır.

12.6.2.5. Çok Zonlu Sistemleri

Çok zonlu HVAC sistemleri, ayrı bölgelerin sıcaklıklarının, alana boşaltılan havanın hacmini ve sıcaklığını ayarlayan bir bölge sıcaklık sensörü tarafından kontrol edilmesi dışında, tek zonlu sistemlere benzer şekilde çalışır. Bu düzenleme, makul bir maliyetle yüksek derecede yerel sıcaklık kontrolüne izin verir. Kurulum maliyetleri ve işletme maliyetleri, tek zonlu sistemlere göre biraz daha fazladır.

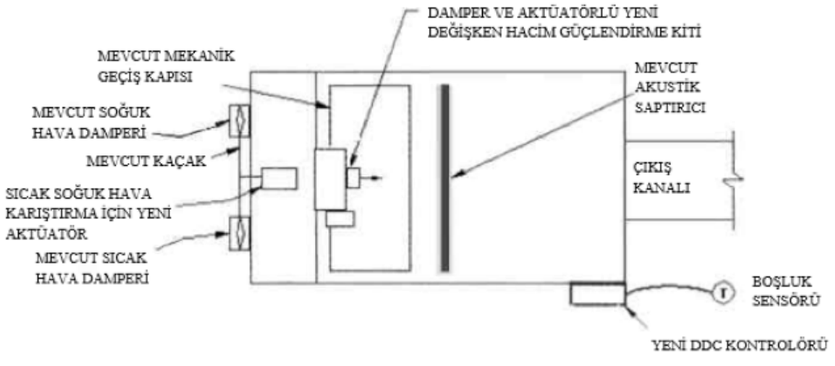
VAV kontrol cihazlarındaki sürtünme kayıpları ve AHU fanının sistemin hava hacmi gereksinimlerini dengelemek için ayarlanması gerektiği gerçeği nedeniyle, çok zonlu sistemler için tüketilen dağıtım enerjisi, tek zonlu sistemlere göre daha fazladır. Çoğu çok zonlu sistemde, AHU'dan gelen hava bölgelere sabit bir sıcaklıkta, genellikle yaklaşık 13°C ile sunulur. Bu durumlarda, özel ısı geri kazanımlı soğutma grupları uygun maliyetli olabilir.

12.6.2.6. Özel Besleme Kanallı Çok Zonlu (Multizone) Sistemler

Özel besleme kanallı çok zonlu (multizone) hava dağıtım sistemi, tek kanallı yeniden ısıtmalı CAV sisteminin bir varyasyonu olan belirli bir HVAC sistemi türüdür. Özel besleme kanallı çok zonlu bir sistemde, her bölgeye, onu doğrudan klima santraline bağlayan özel bir besleme kanalı ile hizmet verilir. En yaygın özel besleme kanallı çok zonlu sistem tipinde AHU, 38°C sıcaklıkta sıcak hava ve yaklaşık 13°C sıcaklıkta soğuk hava üretir; bunlar, besleme havası sıcaklığını ayarlamak için damperlerle karıştırılır. Besleme havası sıcaklığı, bölge ısıtma veya soğutma ihtiyaçlarını karşılamak için gerekli bir sıcaklığa ayarlanır (bkz. Şekil 12.8). Özel besleme kanallı çok zonlu sistem, aynı anda havayı hem ısıtmak hem de soğutmak için enerji tükettiğinden, yeniden ısıtma sistemlerine özgü verimsizliği taşıyan ve en az enerji verimli olan sistemler arasındadır. Bu sistemde normal olarak her bölgeye sabit bir hacimde/debide hava verildiğinden, hiçbir ısıtma veya soğutma gerekmediğinde bile şartlandırılmış karışım havası sağlanmalıdır. Özel besleme kanallı çok zonlu sistemler, alan yüklerini karşılamak için gereken büyük miktarda sabit hacimli/debili hava nedeniyle dağıtımda büyük miktarda enerji tüketirler. Eskiden sıkça kullanılan bu sistemler çağdaş HVAC sistemlerinde yaygın biçimde kullanılmamaktadır. Bu sistemlerin tadilatının genellikle uygun maliyetli olduğu söylenebilir.

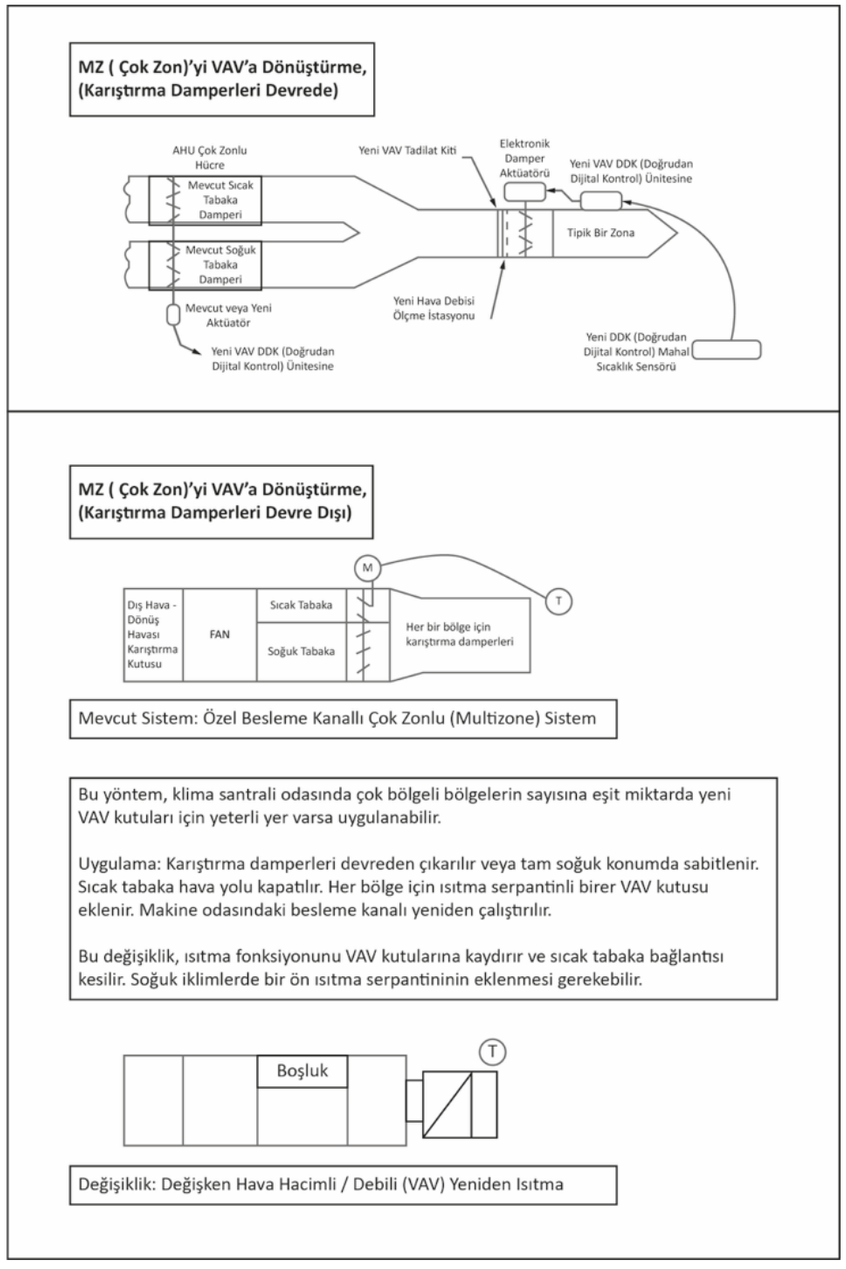
12.6.2.7. Çift Kanallı Sistemler

Çift kanallı sistemler, hem soğuk hem de sıcak besleme havası akışlarının merkezi bir AHU tarafından üretilmesi bakımından çok zonlu sistemlere benzer. Ancak, fan odasındaki havayı karıştırmak yerine, bina boyunca ayrı sıcak hava kanalları ve soğuk hava kanalları paralel çalışır ve her bölgeye hizmet eden çift kanallı terminal ünitelerinde hava karıştırılır (bkz. Şekil 12.9).

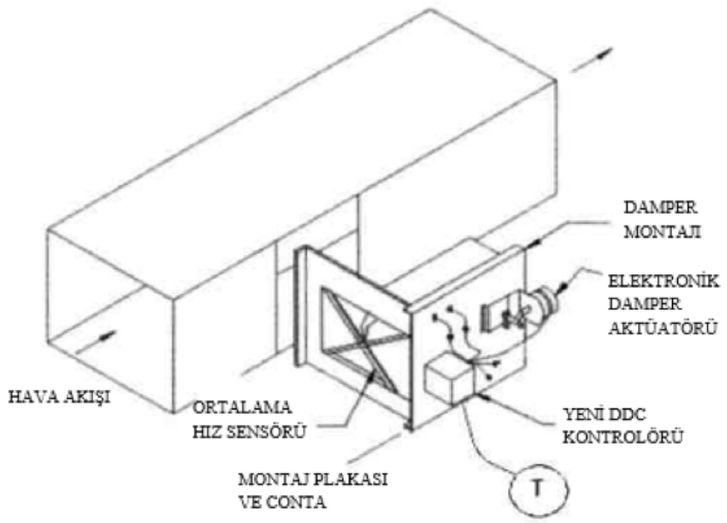


Şekil 12.9: VAV Çalışması İçin Modifiye Edilmiş Sabit Debili Çift Kanallı Terminal Ünitesi [1]

Not: Bağlantıyı sıcak/soğuk kanal damperleri arasında bölerek ve her biri için ayrı bir aktüatör sağlayarak ek enerji tasarrufu sağlanabilir.



Şekil 12.10: Değişken Hava Debili Sistem (VAV) Seçenekleri İçin Özel Besleme Kanallı Çok Zonlu (Multizone) Sistem [1]



Şekil 12.11: Değişken Hacimli Çalışma İçin Sabit Debili Bir Sistemi Değiştirmek İçin Ekleme Tipi VAV Kutusu [1]

Çift kanallı sistemler, dağıtım kanalları için en fazla alana ihtiyaç duyar. Bu problemin dayattığı uzamsal sınırlamaları dengelemek için, çift kanallı sistemler genellikle yüksek hızlı, yüksek basınçlı besleme kanalları kullanır, bu da kanal boyutunu, maliyetini ve zeminden zemine gerekli yüksekliği azaltır. Bu sistemler dağıtım için gerekli olan fan enerjisini artırır. 1980'lerden önce yaygın olan bu sistemler, yüksek enerji ve kurulum maliyetleri nedeniyle modern tasarımlarda genellikle pek kullanılmazlar. Çift kanallı sistemler, diğer tam-havalı sistemlerden daha fazla enerji tüketirler. Çift kanallı sistemlerin güçlendirilmesi genellikle uygun maliyetli bir EVÖ'dür.

12.6.2.8 Havalı-Sulu Sistemler ve Tam-Sulu Sistemler

Havalı-sulu sistemler ve tam-sulu sistemler, ısıtma ve soğutma için ayrı bölgelere hizmet eden HVAC sistemleridir. Bu sistemler soğutulmuş su, ısıtma suyu veya "merkezi bir soğutulmuş su, ısıtma suyu veya yoğuşturucu su kaynağından gelen" yoğuşturucu suyu ile beslenirler. Bu sistem tiplerinin şemaları Şekil 12.12, 12.13 ve 12.14'te gösterilmektedir. Bu sistemler şunları içerir: [1]

a. Su kaynaklı ısı pompaları (bir soğutma kulesinden veya kazan devresinden gelen yoğuşturucu suyu, toprak kaynağı veya kuyu suyu veya başka bir ısı kaynağı veya ısı emici/alıcı ile)
b. Fan coil üniteleri (iki borulu ve dört borulu)

c. Ünite vantilatörleri
d. Soğutulmuş su ışıma panelleri ve soğutulmuş kirişler
e. Işıma (radyant) ısıtma panelleri
f. Kanatlı borulu radyant ısıtıcı
g. Ünite ısıtıcıları

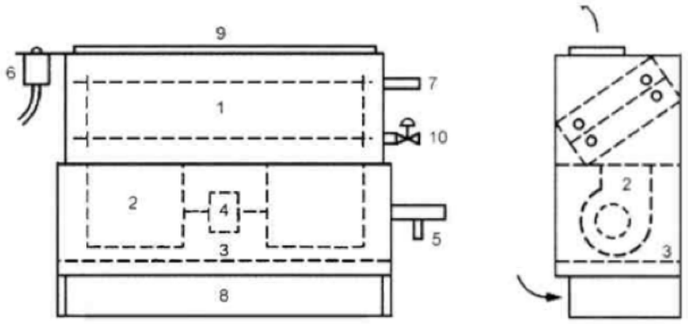
Bu sistemler genellikle dış havayı şartlandırma yeteneğine sahip olmadıklarından, bu sistemler kullanıldığında bölgelere normal olarak ayrı bir taze hava kaynağı sağlanır. Isıtma ve soğutma enerjisi su ile aktarıldığından, tam-havalı sistemlerden daha verimlidirler. Hava, ısıl enerjiyi taşımak için çok etkili ortam değildir. Yaklaşık 1 kJ/kg°C özgül ısı ile 1 kg hava, 1 °C sıcaklık farkında 1 kJ ısı taşır. Karşılaştırıldığında, suyun özgül ısısı yaklaşık 4,183 kJ/kg°C'tır; bu nedenle, belirli bir miktarda ısıtma veya soğutma enerjisinin hava ile iletilmesi, yaklaşık 4 katı kadar bir kütle akışı gerektirir. Su, hem ısıtma hem de soğutma sisteminde ısıl enerjinin taşınması için kullanılabilir. Bir kazanda 60°C ila 120 °C sıcaklıklarına kadar ısıtılabilir veya bir soğutucu ile 4°C ile 10°C arasında soğutulabilir ve daha sonra pompalanabilir ve bina boyunca ısı enerjisini alan veya çeken terminal cihazlarına iletilebilir. Buhar, ısı enerjisini taşımak için de kullanılabilir. Buhar, enerjisinin çoğunu buharlaşmanın gizli ısısını (yaklaşık 2.326 kJ/kg) serbest bırakarak sağlar. Böylece, bir kütle birimi buhar, 11°C sıcaklık değişimine maruz kalan elli birim su kadar ısıtma sağlar.

Havalı-sulu ve tam-sulu dağıtım sistemleri, konforlu ısıtma ve soğutma için esnek bölgeleme sağlarlar ve tam-havalı sistemlere kıyasla nispeten düşük kurulum maliyetine sahiptir. Dağıtım boruları için gereken minimum alan, onları mevcut binalarda veya mekânsal kısıtlamaları olan binalarda güçlendirme kurulumu için mükemmel bir seçim haline getirir. Tam-sulu sistemlerin dezavantajları; ayrı bir dış havalandırma sisteminin gerekmesidir, bu sistemlerde hava kalitesi veya nem üzerinde çok az kontrol bulunmasıdır veya hiç olmamasıdır, sistemin normalde mahal için yalnızca ışımayla (radyant) ısıtma ve soğutma sağlamasıdır.

Su dağıtım boru sistemleri genellikle her bir terminal cihazına bağlanan boru sayısı ile tanımlanır: İki borulu sistemler, her bir ünitenin (bölgenin) gerektiği kadar su çekebilmesi için paralel olarak bağlanan her terminal ünitesinde bir besleme borusu ve bir dönüş borusu bulundurur. Hem verimlilik hem de ısıl kontrol yüksektir, ancak sistem bir bölgede ısıtma sağlarken diğerini soğutamaz.

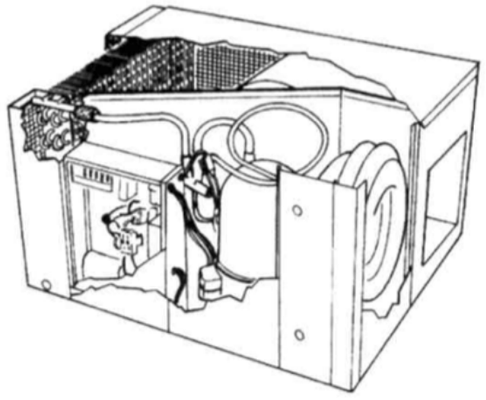
Üç borulu sistemler, ısıtma ve soğutma için ayrı besleme boruları kullanır, ancak yalnızca tek bir ortak dönüş borusu sağlar. Örneğin 60°C'de döndürülen sıcak su ile 13°C'de soğutulmuş su dönüşünü karıştırmak oldukça verimsizdir ve suyu yeniden ısıtmak veya yeniden soğutmak için gereken enerjiyi boşa harcar.

Dört borulu sistemler, hem ısıtma suyu hem de soğutulmuş su için bir besleme ve dönüş borusu kullanımıyla aynı anda ısıtma ve soğutmanın yanı sıra nispeten yüksek verimlilik ve mükemmel ısıl kontrol sağlar. Bu sistemlerde -meydana geldiğinde sistem verimini düşüren- aynı anda ısıtma ve soğutma durumunu önlemek için kontrol önlemleri gereklidir.

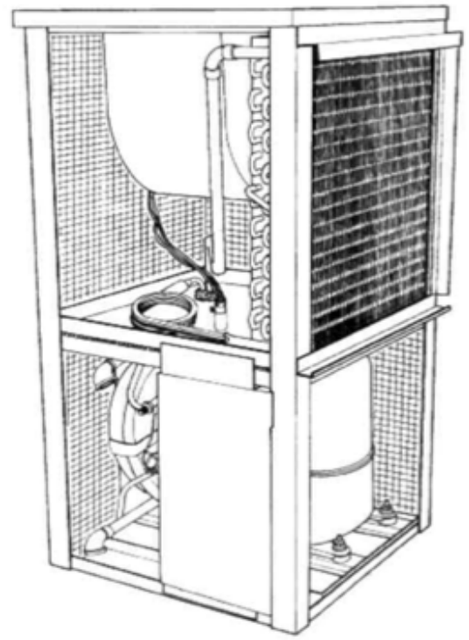


1. KANATLI BORU SERPANTINLERİ
2. FAN SALYANGOZLARI
3. FİLTRE
4. FAN MOTORU
5. YARDIMCI YOĞUŞMA TAVASI
6. FAN HIZI KONTROL ANAHTARI
7. SERPANTİN BAĞLANTILARI
8. DÖNÜŞ HAVA AÇIKLIĞI
9. DEŞARJ HAVASI AÇIKLIĞI
10. SU KONTROL VANALARI

Şekil 12.12: Fan-Coil Ünitesi [9]



Şekil 12.13: Tipik Yatay Su Kaynaklı Isı Pompası [9]



Şekil 12.14: Tipik Dikey Su Kaynaklı Isı Pompası [1]

12.6.2.9. Radyant (Işınımla) Isıtma

Çevre koşulları çok soğuk olduğunda, bina sakinlerinin ısıl konforunun önemli bir belirleyicisi, ısıyı bitişik havaya ve nesnelere aktaran fiziksel çevrenin ışıma (radyant) sıcaklığıdır. Işınımla (radyant) ısıtma, binaları ısıtmanın en eski ve en ekonomik yöntemlerinden biridir. Işınımla (radyant) ısıtmanın verimliliği, ısı kaynağının sıcaklığının, alanının, emisivitesinin (yayılımının/salımının) ve ışıma kaynağı ile gözlemci arasındaki mesafenin bir fonksiyonudur. Radyant ısı kaynaklarının diğer nesneler tarafından engellenmeyecek şekilde yerleştirilmesi önemlidir. Emisivite, bir nesnenin ısıl radyasyonu emme ve yayma yeteneğidir ve öncelikle renkle ilgilidir. Koyu nesneler, açık renkli nesnelerden çok daha iyi ışınım/radyasyon emer ve yayar.

Statik bir oda hava sıcaklığının korunmasına bağlı olmadıkları için radyant ısıtma sistemleri, fabrikalar ve depolar gibi büyük dış hava akımlarına maruz kalan alanlarda mükemmel ısıl konfor ve verimlilik sağlar. Ancak, ısıl gereksinimlerdeki ani değişikliklere yavaş tepki verirler. Radyant sistemlerin bir başka dezavantajı, hava katmanlaşmasını teşvik etmeleri ve daha sıcak havayı mekanların tavanlarına yakın yoğunlaştırmalarıdır.

Doğal Konveksiyonla Radyant Isıtma

En basit tam sulu ısıtma sistemi, hidronik (sıcak su) konvektörler veya elektrikli konvektörler sistemidir. Bu sistemde, bir kazandan veya buhar/sıcak su dönüştürücüsünden gelen sıcak su, genellikle borunun altında bir hava giriş açıklığı ve yukarıda bir çıkış sağlayan basit bir metal kapağın arkasına yatay olarak monte

edilen kanatlı bir boru vasıtasıyla dolaştırılır. Oda havası, sıcak kanatlı borunun üzerinden geçerken ısındığı doğal konveksiyonla konvektörden çekilir. Yatay kanatlı borulu hidronik konvektörün bir varyasyonu, daha az çevre alanı kaplayan kabinli konvektördür. Bir kabin konvektörü, geçen havaya ilave ısı aktarmak için birkaç kanatlı boruya sahip olacaktır. Bu yetersiz olduğunda, konvektörü bir ünite ısıtıcısına dönüştüren küçük bir elektrikli fan eklenebilir. Kanatlı borunun yerine bir elektrik direnç elemanı kullanılabilir.

Hidronik konvektörler, işletmek ve kurmak için en ucuz ısıtma sistemleri arasındadır. Havalandırma, hava filtrasyonu veya nem kontrolü sağlamazlar. Hidronik konvektörler ve ünite ısıtıcılar, soğutma ve mekanik havalandırmanın gerekli olmadığı binalarda tek başına veya tamamen hava soğutma sistemi ile birlikte çevre boşlukların ısıtılmasını sağlamak için kullanılabilir. Dış cephe sistemlerindeki geniş cam yüzeylerde yoğuşmayı kontrol etmek üzere ısı sağlamak için en uygun sistemdir.

12.6.2.10. Fan-Coil Sistemleri

Bir fan-coil terminal ünitesi, esasen, kanallı bir dağıtım sistemi olmaksızın tek bir alana hizmet veren küçük bir AHU'dur; boyut dışındaki temel fark, fan-coil'lerin genellikle dış hava ve egzoz koşullarına sahip olmamasıdır. Bir veya daha fazla bağımsız terminal, tipik olarak, bir sıcak ve/veya soğutulmuş su kaynağına bağlı olan her odada bulunur. Her terminalde, ünitedeki bir fan, oda havasını bir filtreden çeker ve onu bir sıcak veya soğutulmuş su serpantininin üzerinden tekrar odaya üfler. Soğutma serpantini üzerinde oluşan yoğuşma suyu, bir damlama tavasında toplanmalı ve deşarj ile uzaklaştırılmalıdır. Tipik bir Fan-Coil ünitesi Şekil 12.12'de verilmiştir.

Fan-coil ünitelerinin çoğu, dış duvarlarda pencerelerin altına yerleştirilse de, özellikle soğutmanın birincil endişe olduğu kurulumlar için tavana yatay olarak da monte edilebilir. Teknik olarak, dış hava girişi olan bir fan-coil ünitesine ünite vantilatörü denir. Ünite vantilatörleri, iç yükler bina kabuğundan kaybedilen ısıyı aştığında serbest soğutma sağlamak için soğuk havalarda soğuk dış havayı kullanma yeteneği sağlar. Fan-coil üniteleri ve ünite vantilatörleri, genellikle ünite içinde bulunan yerel termostatlar tarafından doğrudan kontrol edilir ve bu sistemi enerji açısından en verimli sistemlerden biri yapar. Bu sistemler nem kontrolünden yoksundur ve tüm bakımlar, kullanılan alan içinde yapılmalıdır.

Fan-coil üniteleri tipik olarak okullar, oteller, apartmanlar ve ofis binaları gibi öncelikle dış duvarlar boyunca yer alan birçok bölgeye sahip binalarda kullanılır. Aynı zamanda, zeminden zemine düşük yüksekliklere sahip binalara iklimlendirme donanımı eklemek için de bu üniteler uygun bir seçenektir. Dört borulu fan-coil sistemleri yüksek iç yüke sahip binalarda kullanılabilse de, bunların bir dezavantajı, sıcak havalarda iç bölgelerin soğutulması için aktif bir iklimlendirme sisteminin kullanılması gerektiğidir, çünkü ayrıca serbest soğutma sağlamak için dış hava beslemesi yoktur. Bu sistemler, tüm mahallere sabit sıcaklıkta takviye havası verilen laboratuvarlarda, mahal sıcaklığını kontrol etmek için de kullanılırlar.

12.6.2.11. Kapalı Devre Isı Pompası Sistemleri

Kapalı devre ısı pompası sistemleri, büyük binaların ısıtılması ve soğutulması için verimli bir seçenek sunar. Her oda veya bölge, diğer tam-havalı sistemlerle bağlantılı olarak hava filtrasyonu ve nem almanın yanında ısıtma veya soğutma sağlayabilen su kaynaklı bir ısı pompası içerir. İki temel tip kapalı çevrim ısı pompası sistemi vardır. Konvansiyonel sistem tipi, döngüye ısı vermek veya döngüden ısı çekmek ve sıcaklığı stabilize etmek için merkezi ısıtma ve soğutma ekipmanına sahiptir (genellikle bir sıcak su kazanı ve bir soğutma kulesi). Bu sistemin bir varyasyonu, döngüyü bir ısı kaynağı ve ısı emici/alıcı olmak üzere mevsime göre değişen bir toprak veya su kaynağı içindeki statik ısı değiştiricisine bağlar. Böyle bir sistem, sudan toprağa bir ısı değiştiricisine bağlanan toprak kaynaklı ısı pompasıdır. Bu sistemler, döngü sıcaklığını korumak için yardımcı ısıtma ve soğutma ekipmanının enerji girdisine ihtiyaç duymadıklarından özellikle enerji açısından verimlidirler.

Geleneksel kapalı devre ısı pompasının verimi, bazı bölgelerin ısıtmaya, diğerlerinin ise soğutmaya ihtiyaç duyduğu değişken hava koşullarında mükemmeldir. Eşit olarak dengelendiğinde, sisteme çok az soğutma veya ısıtma enerjisi girişi olur ve ısı pompaları ısıyı bina boyunca ihtiyaç duyulan yere taşır. En yoğun soğutma mevsiminde, ısı atımı evaporatif soğutma yoluyla olduğundan ve döngüyü sürdürmek için ek mekanik soğutma gerektirmediğinden enerji verimliliği yüksektir. Bu sistemler için enerji kullanımı, yardımcı kazanın döngüyü sürdürmek için çalışması gerektiğinden ve ısı pompaları ısıyı değiştirici sınırı boyunca aktarmak için çalıştıklarından ısıtma mevsiminde en yüksektir.

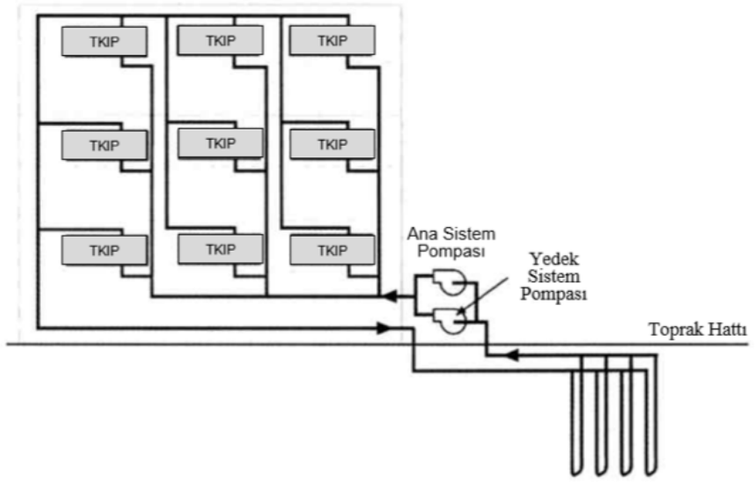
Binadaki tüm ısı pompaları için su kaynağı, yazın soğutma için bir soğutma kulesine ve kışın ısıtma için bir kazana veya uzak bir ısı kaynağına veya ısı emicisine/alıcısına bağlı kapalı bir boru devresinde dolaşır. Kontrol vanaları, ihtiyaç duyulmadığında suyun bu elemanlardan herhangi birini veya her ikisini by-pass yapmasına izin verir. Kapalı devre ısı pompalarının birincil enerji faydası, aşırı ısınan iç mekanlardan alınan ısının, soğuk havalarda az ısıtılan çevre mahallere ısı sağlamak için kullanılmasıdır. Kapalı devre ısı pompası sistemi tam-sulu borulu bir sistem olduğundan, dağıtım enerjisi düşüktür ve her bölgede doğrudan yerel kontrol kullanıldığından, kontrol enerjisi de minimuma indirilir ve bu sistem en verimli sistemlerden biri haline gelir.

Isı pompası sistemlerinin bir dezavantajı, bakım için bina boyunca dağıtılmış, genellikle kullanılan alanlarda bulunan birçok kompresöre sahip olmasıdır. Enerji tasarruflarının ilave bakım maliyetlerini dengelemeye yeterli olmasını sağlamak için ekonomik bir analiz gerekli olabilir. Kapalı devre ısı pompaları çok çeşitli soğutma gereksinimleri bulunan, çevre bölgelerinde eş zamanlı ısıtma gereksinimleri olan ve büyük iç yüklere sahip binalar için çok daha uygundur.

12.6.2.12. Toprak Kaynaklı Isı Pompası Sistemleri

Ticari bir tesis için tipik bir toprak kaynaklı ısı pompası sistemi tasarımı Şekil 12.15'te gösterilmektedir. Bir toprak kaynaklı ısı pompası, toprağı (veya bazı durumlarda yeraltı suyunu) kışın ısıtma işlemi için ısı kaynağı ve yazın soğutma işlemi için ısı alıcı olarak kullanır. Toprak kaynaklı ısı pompaları, geleneksel su kaynaklı ısı pompalarından daha yüksek sıcaklık dalgalanmalarına maruz kalabilir.

Sonuç olarak, çoğu üretici uzatılmış menzilli sistemler geliştirmiştir. Uzatılmış menzilli sistemler, su döngüsünün genişletilmiş sıcaklık aralığına tabiyken daha verimli çalışır. Su kaynaklı ısı pompaları gibi, toprak kaynaklı ısı pompaları da ısı pompaları ile ısı kaynağı/ısı emici/alıcı (toprak) arasında bir su döngüsü kullanır. Toprak kaynaklı ısı pompaları, toprağın ve yeraltı suyunun termodinamik özelliklerinden yararlanır. Yer yüzeyinin birkaç metre altındaki sıcaklıklar önemli ölçüde dalgalanmaz ve yıl boyunca nispeten sabit kalır. Bu nedenle, toprak kaynaklı ısı pompaları neredeyse her iklimde yıl boyunca son derece verimli kalır.



Şekil 12.15: Ticari Bir Tesise Uygulanan Tipik Toprak Kaynaklı Isı Pompası (TKIP) Sistemi [1]

12.6.2.13. Ünite Isıtıcıları

Ünite ısıtıcıları, ısıtma enerjisini dağıtmak için kullanılan minimum fan enerjisi ile etkili bir ısıtma kaynağıdır. Paketlenmiş tek-ısıtma ünitesi ısıtıcıları, birincil enerji kaynağı olarak genellikle elektrik veya doğal gaz kullanır, ancak aynı zamanda merkezi bir tesisten sıcak su veya buharın ısısını da kullanabilirler.

12.6.2.14. Kızılötesi Radyant Isıtma

Yüksek sıcaklıklı kızılötesi radyant ısıtıcılar, yüksek sıcaklıkta (260°C'nin üzerinde) bir radyant enerji kaynağı üretmek için bir gaz alevi kullanır. Kızılötesi ısıtıcı türleri arasında metal kılıf ve kuvars lamba bulunur. Isı, mahal boyunca borular aracılığıyla dağıtılır. Isıtma gereksinimlerindeki değişikliklere hızlı yanıt vermeseler de, önemli ölçüde soğuk dış hava girişi olan alanlarda etkin bir şekilde kullanılırlar. Radyant ısıtma, oda yüzeylerini ve mekandaki fiziksel nesneleri ısıtır ve içeri soğuk hava sızmasından birkaç dakika sonra ısıl konfor sağlanır. Bu sistemler, daha düşük alan sıcaklıklarında ısıl konforu muhafaza edebilme gibi ek bir avantaja sahiptir, bu da onları, kullanılan bir alanın noktasal veya kısmi ısıtılması için çok verimli hale getirir. Uçak hangarları, garajlar ve depolama sahaları gibi yüksek tavanlı alanlarda kızılötesi radyant ısıtmaya dönüşüm genellikle cazip bir EVÖ'dür.

12.6.2.15. VRF/VRV Merkezi İklimlendirme Sistemleri

Bir dış üniteye bağlı 64 adede kadar iç klima ünitesi ile VRV sistemi, Multi-Split sistemine benzer şekilde çalışır. Her bir iç ünite, ihtiyaç duyduğu kapasiteyi mevcut iç ortam sıcaklığına ve uzaktan kumandadan (ayar noktası) istenen sıcaklığa göre belirler. Tüm iç üniteler arasındaki toplam talep, dış ünitenin soğutucu akışkan hacmini ve sıcaklığını nasıl ayarlayacağını belirleyecektir. İnvertör kompresör, yalnızca ihtiyaç duyulan soğutma veya ısıtmayı sağlayarak VRV çalışması sırasında büyük miktarda enerji tasarrufu sağlamaya devam eder.

VRF, bir dış üniteye tek bir boru hattı vasıtasıyla değişik tip ve kapasitelerde çok sayıda (genellikle beşten fazla) iç ünitenin bağlanabildiği, ısıtma-soğutma veya sadece soğutma ve ilave olarak gerekirse havalandırma yapabilen direkt ekspansiyonlu merkezi iklimlendirme sistemidir. Genel olarak bina dışına yerleştirilen kondenser ve iç ünitelerden gelen kapasite talebine göre dış ünite kapasitesini ayarlayan kompresörleri içeren bir dış ünite grubu; bina içinde buna bağlı çok sayıda ve çeşitli tiplerde iç üniteler; sıvı veya gaz halindeki soğutucu akışkanın nakli için bakır borular ve bunların bağlantı elemanları; gaz debisini ayarlayan soğutucu akışkan kontrol valfleri ve merkezi otomasyona da bağlabilen hassas otomatik kontrol sisteminden oluşmaktadır. Oteller, hastaneler, okullar, yatakhaneler, apartman daireleri ve villalar, ofis binaları, sosyal tesisler, çok katlı akıllı binalar ve benzerlerinde kullanılabilen VRF iklimlendirme sisteminde son gelişmelerle birlikte tek dış ünite kapasitesi 145 kW'ın, maksimum iç ünite kapasitesi ise seçilen tipe de bağlı olarak 20 kW'ın üstüne kadar yükseltilebilmiştir. [3]

VRF sistemlerinin hava soğutmalı olanları yaygındır ve bunlar -20°C'ye kadar düşük dış sıcaklıklarda ısıtma, +50°C'ye kadar yüksek dış sıcaklıklarda soğutma yapabilmektedir. [3] Hava soğutmalıların yanısıra, yeni geliştirilen toprak kaynaklı da dahil su soğutmalı sistemler kullanıma sunulmuştur. Hava soğutmalı gruplarda COP değerleri 4,0 civarında iken, son gelişmelerle su soğutmalı sistem verimlerinin 5,0'a yaklaştığı, yine son gelişmeler kapsamında VRF sistemi dahilinde tek devrede kullanılabilecek toplam boru uzunluğunun 1000 m'ye ulaştığı, izin verilen iç ünite-dış ünite maksimum kot farkının neredeyse 100 m'ye yaklaştığı sistemin üreticileri tarafından bildirilmektedir. Sistemin parçaları dış üniteler, iç üniteler, borular ve çevrim akışkanı (soğutucu/ısıtıcı akışkan) ve otomasyon sistemidir. [3]

VRF/VRV sistemlerinin bina içinde ayrı bir mekanik odaya ihtiyaç olmaması, dış ünite boyutlarının alternatif sistemlere göre (chiller vb.) daha küçük olması, dış ünitelerin, modüllerden oluştukları için taşınma ve montaj kolaylıkları, işletme giderlerinin merkezi sistemlere oranla paylaşım kolaylığı, enerji veriminin (COP ve EER değerleri) yüksek ve bu bağlamda işletme giderlerinin düşük olması, otel, hastane gibi gün içinde ısıl yüklerin çok değişken olduğu projelerde %40'a varan enerji tasarrufu sağlanabilmesi, yakıt depolanmasına gerek olmaması, sistemin ekonomik ömrünün uzun olması, çevre ile ilgili özellikler (CO_2 emisyonu düşüktür), R407C ve R410A soğutucu akışkanlarının ısı taşıma kabiliyetinin suya göre daha fazla olması nedeniyle boru kesitlerinin çok daha küçük olması vb. birçok avantajları vardır. [3]

VRF/VRV sistemlerinin taze hava imkanlarının sınırlı olması ve ilave sistemler gerekebilmesi, ilk yatırım bedelinin göreceli olarak fazla olması, drenaj ihtiyacının (özellikle tavan tiplerinde) sorun olabilmesi, soğutucu akışkan maliyetinin yüksekliği, bir noktadan sıcak veya soğuk üflemenin mahallerde konforu olumsuz etkileyebileceği, nemlendirme gerektiğinde ilave havalandırma sistemleri düşünülmesi ihtiyacı (primer hava), nem almanın kısıtlı oluşu, iyi tasarım yapılmazsa çok sıcak veya çok soğuk bölgelerde sorun çıkabilmesi, tavan tipi ünitelerde ısıtma modunda sıcak havayı aşağıya indirmek için fan devrinin artırılmasının gerekebilmesi (ses de artacaktır), boru boylarında kısıtlama olması, yaşanılan hacimlerdeki her iç üniteye drenaj borusu ve elektrik bağlantısı çekilmesi zorunluluğu vb. dezavantajlara sahiptir. [3]

12.7. Merkezi Soğutma Ekipmanları, Isı Tahliye Ekipmanları ve Dağıtımı

Binalar için soğutma üretmedeki en yaygın süreç, ısıyı kontrollü bir ortamdan daha sıcak, kontrolsüz bir ortama taşıyan ve bunu da bir kompresörün soğutma çevriminde soğutucu akışkanın buharlaşması yoluyla gerçekleştiren buhar sıkıştırmalı soğutma çevrimidir. Buhar sıkıştırmalı soğutma makineleri tipik olarak kompresörün çalışma yöntemine göre sınıflandırılır. Küçük havadan havaya üniteler, en yaygın olarak, hava soğutmalı bir kondenserle birlikte bir pistonlu veya spiral (scroll) kompresör kullanırlar. Bu, AHU içine yerleştirilmiş bir doğrudan genleşmeli (DX) evaporatör serpantini ile birlikte kullanılır. Genelde konut dışı büyük binalardaki soğutma sistemleri, chillerler (soğutma grupları) ve soğutma kuleleri veya diğer ısı atım ekipmanları yardımıyla ısıyı kullanım alanlarından dışarıya aktaran soğutulmuş suyu araç olarak kullanırlar.

12.7.1. Mekanik Tahrikli Chillerler (Su Soğutucuları)

Büyük binalar için en yaygın chiller (su soğutma grubu) türleri, soğutucu akışkanı sıkıştırmak için vidalı soğutma grubu konfigürasyonu veya santrifüj kompresör kullanan döner vidalı veya santrifüj chillerlerdir. Soğutucu akışkan devresi, binayı soğutmak için klima santrali veya terminal ünitelerindeki serpantinlerden pompalanan kapalı bir su döngüsünden ısı alır. Isı daha sonra soğutucudan bir yoğuşturucuya (kondensöre) verilir. Yoğuşturucu, ısıyı doğrudan atmosfere (hava soğutmalı) veya dolaylı olarak ikincil yoğuşturucu su çevrimine (su soğutmalı) verebilir. Bu, nihayetinde bir soğutma kulesi, sprey soğutucu (sıvı soğutucu), evaporatif kondenser veya kuru soğutucu tarafından çevreye atılır. Eski soğutuculardaki kullanılan işletme sıvısı, CFC veya HCFC tipi bir soğutucu olabilir. Bazı eski santrifüj chillerler, Montreal Protokolü hükümleri uyarınca üretimi ve kullanımı kaldırılmış olan CFC-11 veya HCFC-12 soğutucu akışkanları kullanabilir. CFC soğutucularının yerine yeni HCFC-123 ve HCFC-134a soğutucuları kullanılmaktadır, ancak mevcut ekipmanda yapılan soğutucu modifikasyonları genellikle bu ekipmanın toplam kapasitesini %15 ila %25 oranında azaltmaktadır.

Santrifüj chillerler (su soğutma grupları) normalde açık veya hermetik elektrik motorları ile çalıştırılır. Santrifüj chillerler 80 ton kapasiteye kadar ve dönel vidalı makineler ise 75 ton kapasiteye kadar mevcuttur. Bu makineler, sıvı soğutucu veya soğutma kulesi ile su soğutmalı modda kullanıldıklarında, üretilen 0,6 kW/ton soğutma veya yaklaşık 6,0 COP'ye kadar etkinlikte olabilir. 250 tonun üzerinde kapasiteye sahip daha büyük chillerler, çoklu kompresörler ve chiller hızının değişken frekans kontrolü ile sağlanabilir. Bu kontroller, yoğuşturucu su pompalarının ve soğutulmuş su (chiller) pompalarının değişken hız kontrolü ile koordineli olarak, 0,4-0,5 kW/ton soğutma üretim aralığında çalışabilen bir chiller ile sonuçlanabilir. Değişken hızlı kompresör teknolojisi, üstün kısmi yük performansı sağlar. Sabit hızlı santrifüj chillerler (su soğutma grupları) normalde %50 yükün altında başlayarak giderek daha kötü bir verimlilik gösterir. Santrifüj chillerlerin başka bir türü olan sürtünmesiz manyetik yataklı chillerler tipik olarak R-134a soğutucu akışkan kullanır. Manyetik alan üzerinde yükselen tek bir döner bileşene, kompresör miline sahiptirler. Bu yastıklama, milin çalışırken kompresörün başka herhangi bir parçasıyla temas etmemesine imkan verir. Kompresör mili, rulman kontrol sistemine anlık veri sağlayan her bir rulmandaki sensörler tarafından mükemmel şekilde hizalanır. Bu chillerlerin kapasiteleri 290 ila 1500 ton arasında değişir ve entegre kısmi yük değerleri (IPLV) ile ölçüldüğünde 0,29 kW/ton kadar düşük değerde çalışır. Yaklaşık 200 ton kapasiteye kadar olan küçük chillerler, pistonlu veya vidalı kompresörler kullanabilir ve soğutma kuleleri yerine hava soğutmalı bir yoğuşturucu kullanılarak hava ile soğutulabilir. Hava soğutmalı soğutucu HVAC sistemleri, bir DX sıvı soğutucuyu çalıştırmak için tek veya çoklu kompresör konfigürasyonu kullanır. Hava soğutmalı chillerler, daha küçük ticari ve büyük ölçekli konut binalarında yaygın olarak kullanılmaktadır. Hava soğutmalı ekipman, su soğutmalı ekipmandan çok daha az verimlidir. Hava soğutmalı bir makine, üretilen yaklaşık 1,3 kW/ton soğutmanın normal çalışma verimliliğine veya yaz dış tasarım koşullarında yaklaşık 3,0 COP değerine sahiptir. Soğuk havalarda etkinlik biraz daha iyidir. Soğutucular kullanım ömürlerinin sonuna ulaştıysa, daha yeni, daha verimli makineler eklemek için bir EVÖ düşünülmelidir.

12.7.2. Absorpsiyonlu Chillerler (Su Soğutucuları)

Buhar sıkıştırmalı soğutmaya bir alternatif, bir soğutucu akışkan döngüsünü yürütmek için ısı enerjisini kullanan, kontrollü bir ortamdan ısıyı çeken ve çevreye geri gönderen absorpsiyonlu (soğurmalı) soğutmadır. Absorpsiyonlu soğutucuların COP değerleri düşüktür ve soğutma kulesinin buharlaşması için büyük miktarlarda su kullanırlar. Ayrıca çok yüksek bakım gereksinimleri vardır. Tek etkili absorberlerin COP'si yalnızca yaklaşık 0,6'dır ve çift etkili absorberlerin COP'si yaklaşık 1,0'dır; bu, COP değerleri 3,0 ile 7,0 arasında olabilecek herhangi bir mekanik tahrikli soğutucudan çok daha kötüdür.

Absorpsiyonlu chillerler, normalde atılacak ancak absorpsiyonlu soğutma grubuna güç sağlamak için kullanılabilen başka bir işlem kaynaklı bir atık ısı akışı olduğunda etkin bir şekilde kullanılır. Bu bağlamda bir atık ısı enerjisi kaynağını kullanarak çalışan mevcut herhangi bir absorpsiyonlu soğutma sistemi, yedek bir EVÖ için güçlü bir adaydır. Atık ısı kullanmadıkça, absorberli chilleri yüksek verimli bir elektrikli santrifüj chillerle değiştirmek genellikle cazip bir EVÖ'dür.

Bir absorpsiyonlu chilleri mekanik olarak tahrik edilen bir chillerle değiştirerek bir EVÖ hayata geçirilirken sağlanan bir diğer fayda, atık ısıyı buharlaştırmak için gereken su tüketimindeki (ve bununla bağlantılı su ve kanalizasyon masraflarındaki) tasarruftur. Tek etkili bir absorpsiyonlu soğutucu, üretilen bir ton soğutma başına birim zamanda yaklaşık 8,8 kW (30.000 Btu/h)'lık bir ısıyı atar ve çift etkili bir absorpsiyon makinesi, üretilen bir ton soğutma başına birim zamanda yaklaşık 7 kW (24.000 Btu/h)'lık bir ısıyı atar. Buna uygun olarak, çok verimsiz bir su soğutmalı chiller, üretilen soğutmanın tonu başına birim zamanda yalnızca yaklaşık 4,5 kW (15.400 Btu/h)'lık bir ısıyı atar ve yüksek verimli bir su soğutmalı chiller, üretilen ton soğutma başına yalnızca birim zamanda yaklaşık 4 kW (13.500 Btu/h)'lık bir ısıyı atar. Bu, absorpsiyonlu soğutma gruplarının elektrikli dönel vidalı veya santrifüj chillerler ile değiştirilmesiyle soğutma kulelerinde buharlaşma için gereken suyun %40 ila %55'i kadar tasarruf sağlanabileceği anlamına gelir. Su ve kanalizasyon maliyetlerinin yüksek olduğu yerlerde, önlenen su tüketiminden tasarruf edilen yıllık kazanç, enerji tüketiminde tasarruf edilen yıllık kazanç kadar yüksek olabilir.

12.7.3. Chiller (Su Soğutucu) Performansı

Çoğu chillerler, pik soğutma yükü gereksinimlerini sağlayabilecek bir şekilde seçilir ancak daha sonra çoğu zaman bu pik soğutma yükünden daha düşük yüklerde çalıştırlır. Birçok chiller üreticisi, enerji maliyetlerini değerlendirmeye yardımcı olmak için bir soğutma grubunun kısmi yük performansını tanımlayan veriler sağlar. İdeal olarak, bir chiller, belirli bir yükü karşılamak için belirli bir akış debisinde istenen bir sıcaklık farkında (tipik olarak 25°C ila 30°C) çalışır. Yük gereksinimleri arttıkça veya azaldıkça, chiller talebi karşılamak için gerektiği gibi yüklenir veya yükünü boşaltır. Soğutulmuş su sıcaklığının ayarlanmasına (entalpiye dayalı ısıl bina yüklerini karşılamak için) izin veren bir reset programı, enerji tüketimini azaltmak için etkili bir yöntem sağlar.

12.7.4. Termal Depolama

Termal depolama, en yüksek talep dönemlerindeki pik yüklerini dengelemek için depolanmış soğutulmuş su veya buz kullanarak elektrik talebini en aza indirmenin etkili bir yolu olabilir ve kullanım oranına bağlı olarak genellikle etkili bir EVÖ olabilir. Binanın soğutma yükü profili hakkında ayrıntılı bilgi, termal depolamanın etkinliğini belirlemede önemlidir.

12.7.5. Soğutma Kuleleri, Püskürtmeli Soğutucular ve Evaporatif Kondenserler

Soğutma kuleleri, sprey soğutucular (akışkan soğutucular) ve evaporatif yoğuşturucular, suyu bir yoğuşturucudan veya serpantinden buharlaşma yoluyla soğutmak için atmosferik havayı kullanır.

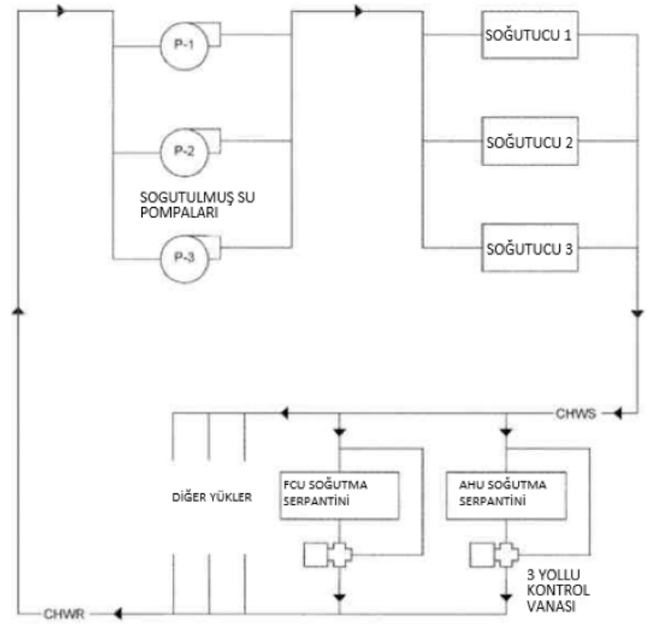
Yeni tesislerde soğutma kulesi veya püskürtmeli soğutucu fan motorlarında değişken hızlı kontrolün kullanılması, soğutma kulesinin kontrolünü optimize etmenin ve fan güç tüketimini azaltmanın etkili bir yoludur. Gerekli soğutma kapasitesi arttıkça veya azaldıkça, yaklaşım sıcaklık farkını korumak için birden fazla fan sırayla devreye girip çıkabilir. Çoğu klima sistemi için bu yaklaşım değeri genellikle -13,3°C ile -10°C arasında değişir.

Mevcut tesislerdeki büyük sabit hızlı soğutma kulesi fan motorlarını değişken frekanslı çalışmaya dönüştürmek genellikle uygun maliyetlidir. Değişken frekanslı sürücüler (DFS'ler), fan motor hızlarını gerekli ısı atımıyla eşleştirerek tüm sistemin enerji tüketimini ve işletme maliyetlerini azaltır. DFS'ler, atılan ısı yükü gereksinimlerini karşılamak için fan hızını azaltarak enerji kullanımını azaltır. Örneğin, DFS'ler yarım hızda çalışırken fan enerji tüketimini yaklaşık %80 oranında azaltabilir. Kış çalışmaları sırasında, su spreyinin donmasına izin verilmemesi için hava miktarı dikkatli bir şekilde kontrol edilmelidir. Soğuk iklimlerde, donmaları önlemek için kule içinde bir ısıtma elemanı sağlamak gerekebilir. Alternatif olarak, bazı sistemler, donma endişesini ortadan kaldıran bir iç mekân yağ haznesi kullanır.

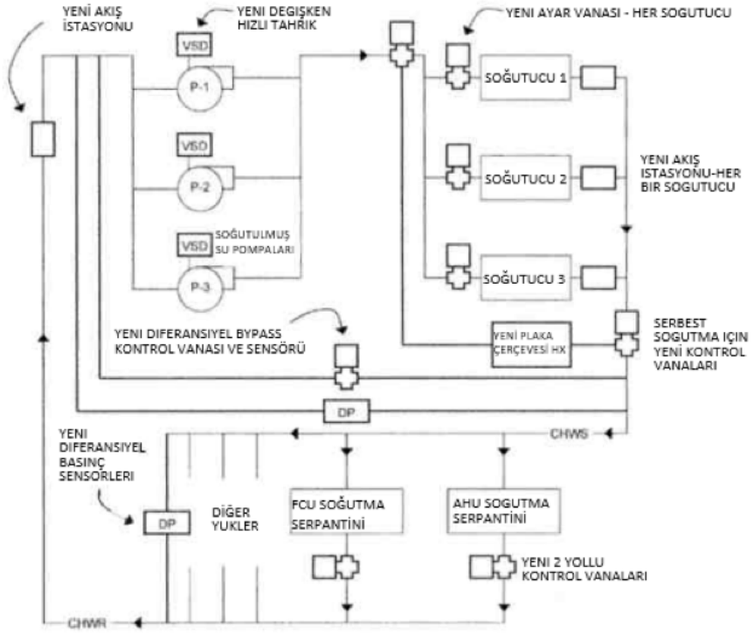
12.7.6. Su Tarafı Ekonomizeri

Mekanik soğutmanın gerekmediği bina sistemlerine serbest soğutma sağlamanın bir yöntemi, besleme havasını soğutmak veya soğutulmuş suyu soğutmak için evaporatif olarak soğutulan soğutma kulesi suyunu kullanmaktır. Bu yönteme su tarafı ekonomizeri denir. Soğutma kulesi suyunu soğutulmuş su döngüsüne bağlamanın en yaygın ve etkili yolu, ısıyı yoğuşturucu su sisteminden soğutulmuş su sistemine aktaran bir plakalı ısı değiştiricisinin kullanılmasıdır. Bu yöntem, kapalı soğutulmuş su çevriminin bütünlüğünü koruyarak soğutma kulesi suyunu soğutulmuş su devresinden izole eder. Diğer bir yöntem, soğutma kulesi suyunun bir AHU içinde yer alan bir serpantin aracılığıyla sirküle edilmesini sağlayan ayrı bir devre ve pompa kullanmaktır.

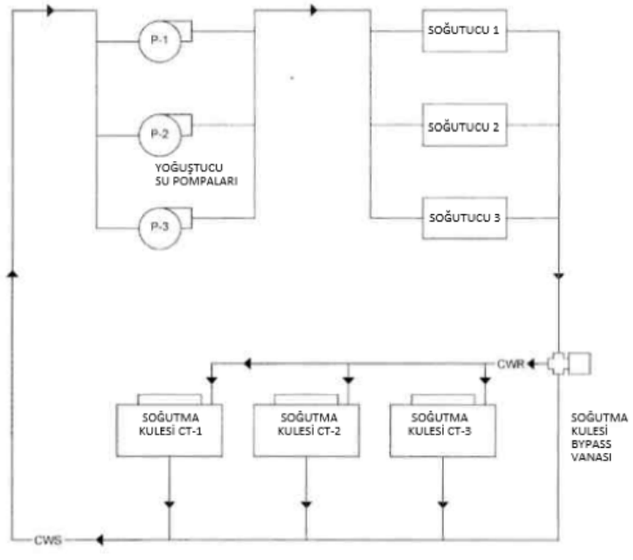
Su tarafı ekonomizerleri, chiller(ler) ile seri veya paralel olarak bağlı plakalı ısı değiştiricileri ile kurulabilir. Seri çalışma için, plakalı ısı değiştirici, soğutulmuş dönüş suyuna bir dereceye kadar ön soğutma yapabilir, ancak muhtemelen soğutulmuş su serpantinlerine dağıtmak için yeterince soğutamaz. Bu şekilde, chiller yükleri azaltılır. Şekil 12.17 ve 12.19, paralel bir düzenlemede plakalı ve çerçeveli ısı değiştiricisini göstermektedir.



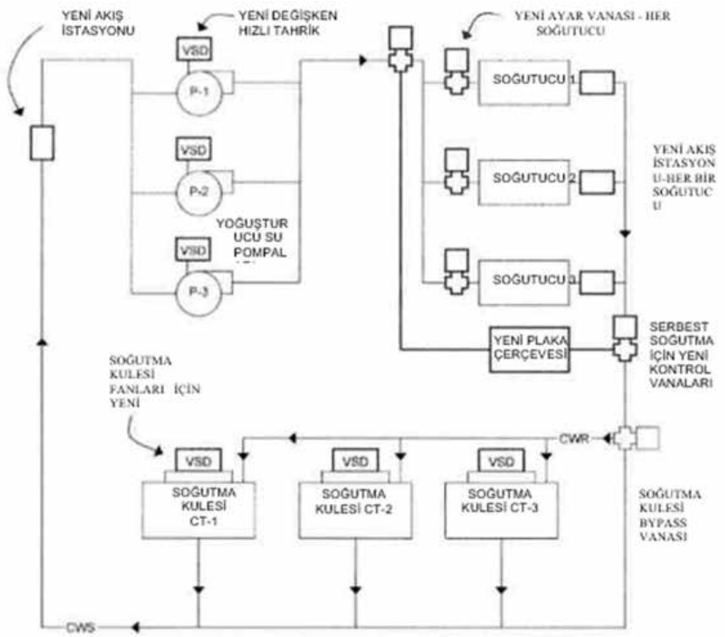
Şekil 12.16: Chiller Tesisi Soğutulmuş Su Ünitesi Akış Şeması, Ön-Tadilat [1]



Şekil 12.17: Chiller Tesisi Soğutulmuş Su Ünitesi Akış Şeması, Son-Tadilat [1]



Şekil 12.18: Chiller Tesisi Kondenser Su Akış Şeması, Ön-Tadilat [1]



Şekil 12.19: Chiller Tesisi Kondenser Su Akış Şeması, Son-Tadilat [1]

Bir binada halihazırda soğutulmuş su ve yoğuşturucu su sistemleri ve ilgili soğutulmuş su ve yoğuşturucu su pompalama sistemleri mevcutsa, bir EVÖ olarak su tarafı ekonomizerinin uygulanması cazip olabilir. Su tarafında ekonomizer kullanımını değerlendiren enerji uzmanları için temel hususlar, iklim (ortalama yaş termometre sıcaklığı, bu değer örneğin Antalya, Mersin ve İskenderun için büyükken, Erzurum, Ankara ve Sivas için düşüktür), su maliyetleri, elektrik maliyetleri ve talep bedelleridir.

Genel olarak hava veya su ekonomizerleri, soğutma ihtiyacının uygun soğuk/kuru dış ortam hava koşulları ile örtüştüğü durumlarda fayda sağlar (yani, iç mekanlarda soğutma gerektiğinde dış ortam serin/kuru ise mekanik soğutma yerine ekonomizer kullanılabilir). İç ısı kazancı yüksek olan binalar yıl boyunca soğutma gerektirebilir ve hava veya su ekonomizerleri için mükemmel adaylardır. Bununla birlikte, çok küçük iç ısı kazancı olan binalar gibi bazı binalarda, ekonomizerin faydasını doğrulamak için yükler incelenmelidir.

12.7.7. Su Arıtma

Chiller ve yoğuşturucu (kondenser) su sistemlerinin bakımı için etkili bir su arıtma programı şarttır. Doğru su arıtma, ısı transfer yüzeylerini temiz tutarak su soğutmalı ekipmanın verimli çalışmasının ayrılmaz bir parçasıdır. Kirlenirse, ısı değiştirici yaklaşım sıcaklıkları, buna karşılık gelen bir enerji kaybı ile artacak

ve enerji kullanımını artıracaktır. Soğutma ve yoğuşturucu su sistemlerinde kirlenmenin kanıtı, daha düşük emme sıcaklıkları ve daha yüksek yoğuşma sıcaklıkları olacaktır. Verimli çalışma için su tarafı ısı değiştiricilerinin ve soğutucu borularının periyodik olarak temizlenmesi önerilir. Enerji uzmanları, gerçek yaklaşma sıcaklıklarını ölçerek ve bunları soğutucu üreticisi tarafından önerilen değerlerle karşılaştırarak soğutulmuş su sisteminin verimliliğini hızlı bir şekilde tespit edebilir. Bu, mevcut sistemlerin temizliği ile ilgili bir EVÖ ile sonuçlanabilir.

12.7.8. Chiller (Soğutulmuş Su) ve Yoğuşturucu Su Pompalama Sistemleri

Chiller ve yoğuşturucu su dağıtım sistemlerinde elektrik enerjisi kullanılmaktadır. Mevcut birçok sistem genellikle sabit hacimli (debili) pompalama sistemleridir. Sabit hacimli pompalamanın kullanıldığı durumlarda, yardımcı ekipman tarafından kullanılan toplam chiller tesisi yükünün oranı, kısmi yükte artar, dolayısıyla genel tesis verimliliği üzerinde olumsuz bir etkiye sahip olur. Elektrik enerjisi oranlarına ve mevcut pompalama sistemlerinin boyutuna bağlı olarak, sabit hacimli/debili chiller (soğutulmuş su) ve yoğuşturucu su pompalama sistemlerini değişken hacimli çalışmaya dönüştürmek neredeyse her zaman uygun maliyetli bir EVÖ'dür (bkz. Şekil 12.16 ila 12.19).

Bu modifikasyonlar, aşağıdaki değişiklikler dahil edilerek uygulanabilir: [1]

a. AHU'larda ve diğer soğutulmuş su dağıtımlarında mevcut kontrol vanalarını 2 yollu kontrol vanalarıyla değiştirin.
b. Soğutulmuş su pompasını ve yoğuşturucu su pompası motorlarını kontrol etmek için değişken frekans kontrolörleri ekleyin.
c. Sistem bir birincil soğutulmuş su sistemiyse, soğutucudan minimum soğutulmuş su akışını korumak için bir by-pass kontrol valfi ile birlikte bir su akışı ölçüm istasyonunun sağlanması gerekecektir.
d. Benzer şekilde, değişken frekans kontrolörünün minimum yoğuşturucu su akışını ve hidrolik yük basıncını (pompa basma yüksekliğini) muhafaza etmesine yardımcı olmak için yoğuşturucu su sistemi üzerinde bir su akışı ölçüm istasyonunun sağlanması gerekecektir.

Not: Bazı chillerler, su akışları azaldığında verimde azalma gösterir. Değişken akışa dönüştürülürken genel chiller verimliliğinin değerlendirilmesi gerekir.

12.8. Kısmi Yük Çalışmasının ve Binanın Doluluğunun Etkisi

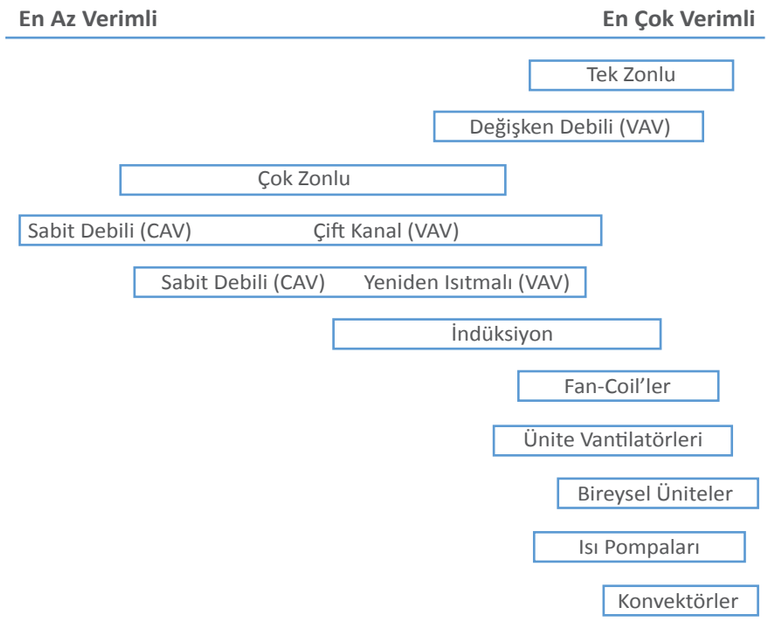
Çoğu ekipman, tasarım tam yük durumunda veya buna yakın olduğunda optimum verimlilikte çalışır. Ekipmanın hem aşırı yüklenmesi hem de yetersiz yüklenmesi ekipman verimliliğini azaltır. Bu, büyük sistemler tüm bir binayı veya büyük bir kompleksin büyük bir bölümünü şartlandırmak için tasarlandığında HVAC sistem verimliliği için geçerlidir. İklimlendirme yükleri değişiklik gösterdiğinden ve tasarım ısıtma ve soğutma yükleri yalnızca en şiddetli hava veya doluluk koşullarında meydana geldiğinden, HVAC sistemi çoğu zaman tam kapasitenin altında çalışır. Bir binanın seçilen bölümleri mesai dışı çalışma için kullanıldığında, bu, tüm binanın şartlandırılmasını veya sistemin optimum koşullardan çok uzakta ve dolayısıyla optimum verimliliğinden çok daha az çalışmasını gerektirebilir. Enerji yönetimi uzmanları, binanın daha uzun veya tam doluluk saatlerine sahip alanları için bireysel ısıtma veya soğutma ekipmanı sağlayacak durumlarda EVÖ'leri değerlendirmelidir. Bu, daha büyük ekipmanın kullanımını, tam kapasitesine ve en iyi verimliliğine daha yakın çalıştığı zamanlarla sınırlayacaktır. Bu tür EVÖ'ler, mevcut kurulum ve hizmetler için fiziksel kısıtlamalara bağlı olarak anlamlı yatırım getirisi sunabilir.

12.9. HVAC (İklimlendirme) Sistemlerinin Enerji Verimliliği Açısından Değerlendirilmesi

Binaları ısıtmak ve soğutmak için kullanılan sistemlerin enerji verimliliği geniş bir aralıkta değişir, ancak genellikle sistem organizasyonunun ayrıntılarının bir fonksiyonudur. Tüketilen enerji miktarı; ısıtma veya soğutma enerjisinin kaynağının (kazanlar, chillerler, soğutma, elektrik vb.) verimliliğinin, ısıtma ve soğutmada kullanılan aracı akışkanlarının dolaşımında tüketilen enerji miktarının (fan veya pompa enerjisi), havalandırma için gereken enerji (dış havanın ısıtılması veya soğutulması) ve sistemde dolaşan akışkanın (genellikle hava) aynı anda ısıtılmasını ve soğutulmasını gerektirip gerektirmediğinin bir fonksiyonudur. Sistem verimliliği, otomatik kontrol sistemlerinin programlanmasına da büyük ölçüde bağlıdır.

HVAC sistem türleri tipik olarak enerji verimliliğine göre yüksek verimli, orta derecede verimli veya verimsiz olarak sınıflandırılabilir. Bu terminoloji, sistemler birbirleriyle karşılaştırıldığında yalnızca karşılaştırmalı enerji tüketimini gösterir. Bu terimler kullanıldığında, genellikle verimsiz olarak sınıflandırılan sistem türleri, kuruldukları bina için daha yüksek enerji faturalarına neden olurken, yüksek verimli olarak sınıflandırılan bir sisteme sahip eşdeğer bir bina genellikle daha düşük enerji faturalarına sahip olacaktır. Bununla birlikte, her kategoride çok çeşitli verimlilikler olduğunu ve tipik olarak verimsiz bir sistemin özgül enerji-verimli örneğinin, orta veya hatta yüksek verimli bir sistem türünün en az verimli örneğinden daha düşük enerji faturalarına sahip olabileceğini bilmek önemlidir.

Aşağıda, yaygın olarak kullanılan farklı HVAC sistemlerinin bağıl verimliliği gösterilmektedir. [1]



Her sistem tipi için gerçek enerji tüketimi aralığı, sistemin belirli bir binada nasıl yapılandırıldığı ve kurulduğu ve nasıl kontrol edildiği ve çalıştırıldığı dahil olmak üzere diğer tasarım değişkenlerinin bir fonksiyonudur. Her tür HVAC sisteminin verimliliğini en üst düzeye çıkarmak için verimli ekipman seçmek, dağıtımda tüketilen enerjiyi en aza indirmek ve mümkün olan her yerde çalışma akışkanının (genellikle havanın) aynı anda ısıtılıp soğutulmasından kaçınmak önemlidir. Kontrol sisteminin, sistemin değişken parametrelerini doğrudan kontrol etmesi ve aynı zamanda doluluk kontrolüne sahip olması da aynı derecede önemlidir. Çoğu HVAC sistemi, tesiste farklı iklimsel veya dahili ısıl yüklere sahip olabilen ve diğer bölgelerden bağımsız olarak ısının sağlanabileceği veya alınabileceği çeşitli bölgelere hizmet eder. Amerikan Isıtma, Soğutma ve İklimlendirme Mühendisleri Derneği (ASHRAE) tarafından yayınlanan ASHRAE Temel Bilgiler El Kitabı (ASHRAE Handbook of Fundamentals), HVAC sistemleri ve ekipmanlarının yanı sıra belirli binalara yönelik uygulamalar için en kapsamlı ve yetkili referansı sağlamaktadır.

12.10. İklimlendirme (HVAC) Sisteminde Akışkan Dağıtım Enerjisi

Mevcut HVAC sistemlerinin türlerine bağlı olarak, sistemde akışkanı dağıtan fan ve pompa sistemleriyle ilişkili enerji, binanın elektrik enerjisi kullanımının %30 ila %50'si kadar olabilir.

Dağıtım enerjisi, fanları ve pompaları çalıştırmak için tüketilen elektrik enerjisidir ve fan enerjisi tipik olarak pompa enerjisinden çok daha fazladır. Benzer fanların performansı, fan gücü, hava debisi, basınç ve verimliliği, fan boyutu, hızı ve hava yoğunluğu ile ilişkilendiren üç fan yasasına tabidir. (bkz. ASHRAE Handbook: HVAC Systems and Equipment).

12.10.1. Fan Motor Gücü

Fan motor gücü ve enerji tüketimi, fan tarafından hareket ettirilen hava debisinin, fan tarafından üretilmesi gereken toplam basınç miktarının (kanal dağıtım sistemi yoluyla kayıpların üstesinden gelmek için) ve fan mekanik performansının verimliliğini belirlemek için kullanılan fan ve tahrik sisteminin tipinin fonksiyonlarıdır. Fan motorunun toplam güç tüketimi de fanı çalıştıran motorun verimliliğinden etkilenir.

$$N_{m\text{-}fan}(kW) = \frac{Q \cdot \Delta P_t}{\eta_f \cdot \eta_{ga} \cdot \eta_m} \qquad (12.7)$$

Burada; $N_{m\text{-}fan}$ (kW) cinsinden toplam fan-motor gücünü, Q fanın hacimsel debisini (m^3/s), ΔP_t fanın toplam basıncını (kPa), η_f fan genel (toplam) verimini, η_{ga} fan-motor arasındaki kayış-kasnak, kaplin, dişli kutusu veya direkt tahrik gibi güç aktarma organlarının tahrik verimini ve η_m ise motor verimini göstermektedir.

Fan motorunun toplam enerji tüketimi *FMTET (kWh)* ise:

$$FMTET\ (kWh) = N_{m\text{-}fan}(kW) \times \text{Çalışma saati (h)} \qquad (12.8)$$

denklemi yardımıyla hesaplanabilir.

12.10.2. Özgül Fan Gücü (SFP) ve Önemi

Günümüzde her alanda olduğu gibi, fanlarda da enerji verimliliği çok önemlidir. Tasarım (pik veya en iyi verim) noktası veya gerçek çalışma noktasındaki fan genel (toplam) verimi veya fan veriminden başka fan sistemlerinin enerji verimliliğini tanımlamanın diğer bir alternatif yolu onun özgül fan gücüdür. Hesaplaması "pik" veya "en iyi verimle çalışma noktası" şartlarında olmadığı için oldukça farklıdır. [4] Fan üreticileri belli bir çalışma noktası tanımlanmadan özgül fan gücünü veremezler. SFP, debi ve çekilen elektrik gücünün bir fonksiyonudur. Özgül Fan Gücü kavramı fanlı sistemlerin kullanmış olduğu elektrik enerjisinin verimliliğinin belirlenmesinde kullanılan önemli bir ölçüttür.[4] Aynı debi ve toplam basınç olarak gerekli performansı veren fanlar arasında seçim yapılırken Özgül Fan Gücü (Specific Fan Power-SFP) kavramının kullanılması fan sisteminin ilk yatırım masrafları yanında, bakım-onarım ve işletme (enerji) maliyetinin toplamı olarak tanımlanan ömür boyu maliyet bakımından çok önemlidir. Özgül Fan Gücü küçük olan fan veya fanların kullanıldığı sistemlerde işletme (enerji) maliyeti azalacağından, bu fan veya fanların kullanıldığı sistemlerin ömür boyu maliyetleri de küçük olacaktır.[4] Birçok Avrupa ülkesinde SFP'nin maksimum değerleri ile ilgili kısıtlamalar gerek tavsiye gerekse şartname yoluyla kullanılmaya başlamıştır. Bu, verimli bir hava taşıma sistemine geçiş için atılmış önemli bir ilk adımdır.

Bir fan için Özgül Fan Gücü; fan motorunun şebekeden çektiği elektrik gücünün, fan debisine oranı yani birim hava debisi başına tüketilen elektrik gücünün miktarı olarak tanımlanır. Birimi [$kW/(m^3/s)$],[$kW/(m^3/h)$] veya bazen de birim hava hacmi başına fan motorunun şebekeden çektiği elektrik enerjisi kJ/m^3 veya kWh/m^3 olarak da tanımlanır. [4]

$$SFP = \frac{N_{m\text{-}fan}}{Q}\ [kW/(m^3/s)] \qquad (12.9)$$

SFP sayesinde bina havalandırma sisteminin ne ölçüde verimli olduğu ölçülebilmektedir. Büyük binalarda birden fazla fanın kullanıldığı iklimlendirme sistemlerinde ise Sistemin Özgül Fan Gücü, sistemdeki fan motorlarının çektiği güçlerin toplamının (kW), egzoz (veya dönüş) veya üfleme (besleme veya veriş) fanları hava debilerinden (m^3/s) daha büyük olanına oranı olarak tanımlanır. [4]

$$SFP_{Sistem} = \frac{\sum N_{m\text{-}fan}\ (Egzoz+Üfleme)}{Q_{maks}\ (Egzoz\ veya\ Üfleme)}\ [kW/(m^3/s)] \qquad (12.10)$$

SFP_{Sistem} değeri proje tasarım aşamasında, iklimlendirme sisteminin ihtiyacı olan kurulu elektrik gücünün tespitinde ve elektrik enerjisi tüketiminin hangi seviyede istendiğini belirlemekte kullanılır. Bu sayede binanın enerji sınıfına yönelik hedef, iklimlendirme sistemi bakımından da belirtilmiş olur. Bu değeri kıyaslayan alıcı, bu sayede iklimlendirme sistemi (klima santralleri) arasındaki enerji verimliliği kıyaslamasını da daha kolay yapacaktır. Örneğin bu değer izin verilen en yüksek $SFP \leq 2{,}5\ kW/(m^3/s)$ olarak belirlendiğinde, tüm santraller ve fanlara ait teknik çıktılarda referans ölçüt olarak bu değer aranacaktır. Avrupa Topluluğu *EN13779* standardında *SFP* tanımı yapılarak, değerleri aşağıda Tablo 12.2'de verilmiştir. [4]

Tablo 12.2: EN13779 Standardında Verilen Özgül Fan Gücü (SFP) Kategorileri [4]

KATEGORİ	*SFP: kW/(m³/s)*
SFP 1	<0,5
SFP 2	0,5-0,75
SFP 3	0,75-1,25
SFP 4	1,25-2,0
SFP 5	2,0-3,0
SFP 6	3,0-4,5
SFP 7	>4,5

12.10.3. Pompa Motor Gücü

Toplam pompa-motor gücü ve enerji tüketimi, kullanılan su debisinin, sistem kayıplarının üstesinden gelmek için pompa tarafından üretilmesi gereken basınç miktarının ve seçilen pompa tipinin (pompa mekanik performansının verimliliğini belirleyen) bir fonksiyonudur. Toplam pompa-motor gücü de pompayı çalıştıran motorun verimliliğinden benzer şekilde etkilenir.

$$N_{m\text{-}pompa}(kW) = \frac{\rho.g.Q.H_m}{1000.\eta_f.\eta_{ga}.\eta_m} \qquad (12.11)$$

Burada; $N_{m\text{-}pompa}$ *(kW)* cinsinden toplam pompa motor gücünü, ρ akışkanın yoğunluğunu (*kg/m³*), g yerçekimi ivmesini (*9,81 m/s²*), Q pompanın hacimsel debisini (*m³/s*), H_m pompanın manometrik basma yüksekliğini (*mSS*), η_p pompa genel (toplam) verimini, η_{ga} pompa-motor arasındaki kayış-kasnak, kaplin, dişli kutusu veya direkt tahrik gibi güç aktarma organlarının tahrik verimini ve η_m ise motor verimini göstermektedir.

Pompa motorunun toplam enerji tüketimi *PMTET (kWh)*,

$$PMTET\ (kWh) = N_{m\text{-}pompa}(kW) \times Çalışma\ saati\ (h) \qquad (12.12)$$

denklemi yardımıyla hesaplanabilir.

Toplam fan ve pompa motor gücü, benzerlik kanunlarına göre akışkan debisinin ve devir sayısının küpü ile orantılıdır; debiyi veya devir sayısını mevcut debinin veya devir sayısının %75'ine düşürmek, fan veya pompa gücünün %75'in küpü kadar, yani yaklaşık %42'lik bir değere düşmesine, yani güçte %58'lik bir azalmaya neden olacaktır.

Bu nedenle, enerji yönetimi uzmanları, sistemlerin değişken akışa dönüştürülmesinin ve gerekmedikleri dönemlerde (boş zamanlar) hava akışı veya su akışı miktarlarının (debilerinin) azaltılmasının enerji tasarrufunu önemli ölçüde etkileyeceğini görebilirler. Benzer şekilde, bu denklemlerdeki diğer faktörlerin herhangi birini olumlu yönde etkilemek, orta vadeli yatırım getirisi olan güvenilir EVÖ'ler olarak kabul edilebilir: [1]

1. Çalışma saatlerini azaltın.
2. Motorları daha yüksek verimli motorlarla değiştirin.
3. Pompaları veya fanları, daha yüksek mekanik verimliliğe sahip daha iyi ekipman seçenekleriyle değiştirin. Bu, özellikle ekipman kullanım ömrünün sonuna yaklaştığında değerlidir.

12.11. Nemlendirme Sistemleri

Bazı HVAC sistemlerinde nemlendirme ekipmanı da bulunur. Çok kuru iklimlerde, bu sistemler konforu korumak için gerekli olabilir, ancak nemlendirme daha yaygın olarak içerideki işlemler nem değişikliklerine duyarlı olduğunda veya düşük nemden kaçınılması gereken durumlarda kullanılır. Nemlendirme, enerji kullanımını artırabileceğinden, enerji yönetiminin odak noktasıdır.

Suyun buharlaşma gizli ısısı kabaca 2.326 kJ/kg enerji gerektirir; bu nedenle, nem işletme maliyetini değerlendirirken nemlendirme hızı veya nemlendirici yüküne (kg/h) odaklanılır.
Havaya nem eklemek için nemlendirme formülü:

$$\textit{Nemlendirici yükü (kg/h)} = 60\ Q.\rho.\Delta M \qquad (12.13)$$

Burada; ρ havanın yoğunluğunu (kg/m^3), Q havanın hacimsel debisini (m^3/dk) ve ΔM havaya verilen mutlak (özgül) nemi/nem oranını ($kg_{nem}/kg_{kuru\ hava}$) göstermektedir.

Her biri hava akımına verilen nem miktarı başına bir kendine özgü farklı enerji kullanımına sahip birkaç farklı nemlendirme sistemi türü vardır. Bu sistem türleri şunlardır: [1]

a. Basınçlı hava atomizasyonu
b. Buhar enjeksiyonu (merkezi kazan buharından veya buhar üreten uzak bir elektrik jeneratöründen)
c. Kızılötesi veya yassı tip nemlendiriciler (genellikle veri merkezi ekipmanlarında kullanılır)
d. Evaporatif pedler

Örneğin, basınçlı hava atomizasyonu, sıkıştırılmış hava enerjisi girdisinin maliyetini içerirken, basit evaporatif pedler içermez. Kış nemlendirmesi için, nemlendirme olarak havaya eklenen her bir kg su yaklaşık 2.225 kJ (=555,7 kcal=2.205,2 Btu) ısı gerektirir. Ancak bazı durumlarda aynı anda nemlendirme ve soğutma ihtiyacı vardır; bu durumlarda, seçilen nemlendirici tipine bağlı olarak bir enerji avantajı olabilir. Sürekli olarak hem soğutma hem de nemlendirme ihtiyacı olan veri merkezleri için, adyabatik bir nemlendirici (pedler veya atomizer), standart kızılötesi veya tava ısıtıcılara kıyasla her ikisini de çok az enerjiyle yapacaktır. Nemlendirme enerji tüketimini tahmin etmenin bir yolu, nemlendiriciye giden tamamlama suyunu ölçmek ve kg- kütle birimine dönüştürmektir.

Tablo 12.3: 453,6 kg Nem Başına Kullanılan Nemlendirici Enerjisi [10]

ORTAM	TEKNOLOJİ	ENERJİ TÜKETİMİ	NOTLAR
Buhar	Kızılötesi Isıtıcı	30+ kWh	
	Elektrik Direnci	30 kWh	
	Gazlı Yakıtlı Buhar	%80 verimde 131 850 kJ	
Adyabatik	Sıkıştırılmış Hava Atomizasyonu	3kWh 20,4-25,5 (m^3/h)	Not 1
	Ultrasonik	2,5 kWh	Not 1
	Evaporatif Pedler	---	Not 1

Tablo Not 1: Adyabatik soğutma yardımcı olabilir (eğer soğutma gerekiyorsa) ya da soğutma etkisini telafi etmek için her kg buharlaştırılmış nem için yaklaşık 2.225 kJ (=555,7 kcal=2.205,2 Btu) yardımcı ısıtma gerektirir.

12.12. Örnek HVAC Enerji Verimliliği Önlemleri ve Hesapları

12.12.1 Merkezi Olmayan HVAC Sistemleri

Bu tür sistemlerin enerji tüketimini iyileştirmek için çeşitli özel enerji verimliliği önlemleri (EVÖ'ler) uygulanabilir: [1]

1. HVAC ekipmanının çalışma zamanlarını ve boş zaman aralığını programlama ve alan sıcaklığı ayar noktalarını ayarlama yeteneği ile sistemlere yerel veya uzaktan programlanabilir termostat kontrolünü ekleyin. Bu EVÖ, neredeyse her zaman mükemmel bir yatırım getirisine sahip olacaktır.
2. Ekipmanın değiştirilmesi gerekiyorsa veya su tarafı serbest soğutma serpantini sağlanabiliyorsa, kompresörün çalışmasını en aza indirmek için serbest soğutma su tarafı serpantinlerine sahip yeni ekipman kurun. Bu EVÖ, fiziksel koşullara bağlı olarak çok daha uzun bir yatırım getirisine sahip olacaktır.
3. Bazı bağımsız ekipmanlarla fiziksel olarak mümkünse, serbest soğutmalı hava tarafı ekonomizerini dahil etmek için kanal ve kontroller sağlayın. Bu EVÖ, fiziksel kısıtlamalara bağlı olarak orta ila uzun vadeli bir getiriye sahip olacaktır ve fiziksel koşullara bağlı olarak uygulanabilir olmayabilir.
4. Ekipman yerel olarak taze hava veriyorsa, doluluk sensörü sinyaline dayalı olarak, kullanılmadığı dönemlerde kapanan ve kullanım süreleri boyunca bir CO_2 sensörü tarafından kontrol edilebilen ayrı bir taze hava damperi kullanarak temiz havanın işletimsel kontrolünü sağlayın. Kullanılmayan süre, ya programlanmış bir program süresi olarak ya da tercihen bir doluluk sensörü tarafından algılandığı şekilde belirlenebilir. Bu kontroller EVÖ'nün bir parçası olarak sağlanmalıdır. Bu tür EVÖ tipik olarak mükemmel bir yatırım getirisine sahiptir.
5. Bağımsız ünitelerle ilişkili kanallara bir su tarafı ekonomizeri serbest soğutma serpantini ve merkezi bir serbest soğutma ısı emicisi (soğutma kulesi, toprak kaynaklı su sistemi, göl veya diğer su kaynakları) ile ilişkili bir serbest soğutma suyu dağıtım sistemi ekleyin. Bu EVÖ, daha uzun vadeli bir yatırım getirisine sahip olacaktır.
6. Eski kompresörleri veya yoğuşma ünitelerini en yüksek performans katsayısına (COP) veya enerji verimliliği oranına (EER) sahip olanlarla değiştirin. Bu EVÖ, mevcut ekipmanın durumuna bağlı olarak orta ve uzun vadeli bir yatırım getirisine sahip olacaktır.

Örnek 12.1.

Bir klima santralinde gerekli hacimsel debi 14.000 m^3/h olup santral içindeki hücrelerdeki toplam basınç düşmesi 500 *Pa* ve santral dışı kanallardaki basınç düşmelerinin toplamı ise 432 *Pa*'dır. Santralde kullanılacak fanın çıkışındaki (atış ağzındaki) ortalama hava hızının 12m/s olması isteniliyor. Havanın yoğunluğu ρ_h= 1,2 kg/m^3'tür. Fanın genel (toplam) verimi η_f=0,739, elektrik motorunun verimi η_m=0,85 ve fan-motor arasındaki kayış-kasnak, kaplin, dişli kutusu veya direkt tahrik gibi güç aktarma organlarının verimi ise η_{ga}=0,90 olduğuna göre fanın efektif (mil) gücünü (kW ve BG), fanı tahrik edecek elektrik motorunun gücünü (*kW* ve *BG*), bu çalışma şartlarındaki özgül fan gücünü $kW/(m^3/s)$ hesaplayınız ve özgül fan gücü bakımından Avrupa Topluluğu *EN13779* standardına göre hangi kategoriye girdiğini belirleyiniz. [4]

Çözüm:

Fanın hacimsel debisi: $Q = 14.000\ m^3/h = 14.000/3.600\ m^3/s = 3,89\ m^3/s$

Fanın statik basıncı P_s santral içi ve dışı basınç düşmelerinin (dirençlerin) toplamına eşittir. Buna göre,

$P_s = 500\ Pa + 432\ Pa = 932\ Pa$

Fanın dinamik basıncı: $P_d = \rho V^2/2 = 1,2 \times (12)^2/2 = 86\ Pa$

Fanın toplam basıncı: $\Delta P_t = P_s + P_d = 932 + 86 = 1018\ Pa = 1,018\ N/m^2$

Fanın efektif (mil) gücü: N_{fan}

$$N_{fan} = \frac{Q\,.\Delta P_t}{\eta_f} = \frac{3,89\ m^3/s \times 1,018\ N/m^2}{0,739} = 5.358,6\ \frac{Nm}{s} = 5.358,6\ W = 5,35\ kW = 7,27\ BG$$

Fan elektrik motoru gücü: $N_{m\text{-}fan}$

$$N_{m\text{-}fan} = \frac{N_{fan}}{\eta_t} = \frac{N_{fan}}{\eta_m \eta_{ga}} = \frac{5,35\ kW}{0,85 \times 0,90} \cong 7\ kW = 9,5\ BG$$

Özgül fan gücü (*SFP*):

$$SFP = \frac{N_{m\text{-}fan}}{Q} = \frac{5,35\ kW}{3,89\ m^3/s} = 1,375\ kW/(m^3/s)$$

Tablo 12.3'e göre *SFP*=1,375 $kW/(m^3/s)$, 1,25-2,0 $kW/(m^3/s)$ aralığında olduğundan, bu fan Avrupa topluluğu *EN13779* standardında SFP4 kategorisine girmektedir.

Örnek 12.2.

Çok amaçlı büyük bir binada üç farklı klima santrali bulunmaktadır. *A*: Üfleme ve Egzoz Fanı Olan Klima Santrali, *B*: Sadece Üfleme Fanı Olan Klima Santrali, *C*: Sadece Egzoz Fanı Olan Klima Santrali. Bu santrallerde kullanılacak fanlara ait debiler, kanal basınçları ve elektrik motorlarının şebekeden çektikleri güçler aşağıdaki tablolarda verilmiştir. [4] Buna göre binanın SFP Özgül Fan Gücünü *kW/(m³/s)* hesaplayınız ve özgül fan gücü bakımından Avrupa Topluluğu *EN13779* standardına göre hangi kategoriye girdiğini belirleyiniz.

A: Üfleme ve Egzoz Fanı Olan Klima Santrali

ÜFLEME FANI	DEBİ *m³/s*	MOTOR ELEKTRİK GÜCÜ *kW*	EGZOZ FANI	DEBİ *m³/s*	MOTOR ELEKTRİK GÜCÜ *kW*
Ü-1	0,5	0,980	E-1	0,5	0,850
Ü-2	2,5	3,360	E-2	2,8	3,930
Ü-3	6,9	9,170	E-3	7,2	8,710
Ü-4	3,3	4,330	E-4	3,6	4,830
TOPLAM	**13,2**	**17,800**		**14,1**	**18,300**

B: Sadece Üfleme Fanı Olan Klima Santrali

ÜFLEME FANI	DEBİ *m³/s*	MOTOR ELEKTRİK GÜCÜ *kW*
Ü-5	0,4	0,660
Ü-6	1,2	1,440
TOPLAM	**1,6**	**2,100**

C: Sadece Egzoz Fanı Olan Klima Santrali

EGZOZ FANI	DEBİ *m³/s*	MOTOR ELEKTRİK GÜCÜ *kW*
E-1	0,1	0,060
E-2	0,2	0,170
E-3	0,5	0,350
E-4	1,0	0,670
TOPLAM	**1,6**	**2,100**

Çözüm:

Bina üç santralden oluşmaktadır. Bu üç santrali oluşturan üfleme ve egzoz fanlarının debileri ve bu fanları tahrik eden motorların elektrik güçleri göz önüne alınarak,

$$SFP_{Sistem} = \frac{\sum N_{m\text{-}fan}\ (Egzoz+Üfleme)}{Q_{maks}\ (Egzoz\ veya\ Üfleme)}\ [kW/(m^3/s)]$$

formülüne göre binanın özgül fan gücü hesaplanırsa, aşağıdaki tablo sonunda verilen sonuca ulaşılır.

Toplam Üfleme Hava Debisi	13,2 + 1,6	14,8 m³/s
Toplam Egzoz Hava Debisi	14,1 + 1,8	15,9 m³/s
Toplam Motor Elektrik Gücü	17,800 + 18,300 + 2,100 + 1,250	39,400 kW
Özgül Fan Gücü: SFP	**39,400/15,9**	**2,480 kW/(m³/s)**

Tablo 12.3'e göre *SFP*=2,480 *kW/(m³/s)*, 2,0-3,0 *kW/(m³/s)* aralığında olduğundan, bu fan Avrupa topluluğu *EN13779* standardında *SFP5* kategorisine girmektedir.

Örnek 12.3.

Yeni kurulacak bir AVM'nin HVAC sisteminde kullanılması düşünülen üfleme ve egzoz fanların debileri (m³/s) ile bu fanların elektrik motorlarına ait güç değerleri (kW) için A ve B firmalarından alınan teklifler iki ayrı tablo olarak aşağıda verilmiştir. Fanların toplam ilk yatırım fiyatları yaklaşık olarak aynıdır. Fanların ömür boyu maliyetlerini düşünerek, HVAC sisteminde hangi firmanın teklifinde yer alan fanları kullanmak istersiniz ? Neden? [4]

FİRMA A					
ÜFLEME FANI	DEBİ *m³/s*	MOTOR GÜCÜ *kW*	EGZOZ FANI	DEBİ *m³/s*	MOTOR GÜCÜ *kW*
Ü-1	2,5	3,36	E-1	2,8	3,93
Ü-2	5,4	8,38	E-2	5,1	5,64
Ü-3	6,9	9,17	E-3	7,2	8,71
Ü-4	3,3	4,33	E-4	3,6	4,83
Ü-5	4,4	7,12	E-5	3,0	4,00
Ü-6	6,9	9,17	E-6	2,9	3,95

FİRMA B					
ÜFLEME FANI	DEBİ *m³/s*	MOTOR GÜCÜ *kW*	EGZOZ FANI	DEBİ *m³/s*	MOTOR GÜCÜ *kW*
Ü-1	2,7	3,56	E-1	3,00	4,12
Ü-2	5,3	8,10	E-2	5,00	5,34
Ü-3	7,6	9,37	E-3	7,45	8,95
Ü-4	3,1	4,11	E-4	3,26	4,43
Ü-5	4,7	7,52	E-5	3,20	4,20
Ü-6	7,0	8,95	E-6	2,75	3,67

Çözüm:

FİRMA A						
ÜFLEME FANI	**HACİMSEL DEBİ Q** m^3/s	**ÜFLEME FANI MOTOR GÜCÜ** $N_{m\text{-}fan_Ü}$ KW	**EGZOZ FANI**	**HACİMSEL DEBİ Q** m^3/s	**EGZOZ FANI MOTOR GÜCÜ** $N_{m\text{-}fan_E}$ KW	**KLİMA SANTRALİNİN ÖZGÜL FAN GÜCÜ** SFP_s $KW/(m^3/s)$
Ü-1	2,5	3,36	E-1	2,8	3,93	2,6035
Ü-2	5,4	8,38	E-2	5,1	5,64	2,5962
Ü-3	6,9	9,17	E-3	7,2	8,71	2,4833
Ü-4	3,3	4,33	E-4	3,6	4,83	2,5444
Ü-5	4,4	7,12	E-5	3,0	4,00	2,5272
Ü-6	6,9	9,17	E-6	2,9	3,95	1,9014
TOPLAM	**29,4**	**41,53**		**24,6**	**31,06**	

FİRMA B						
ÜFLEME FANI	**HACİMSEL DEBİ Q** m^3/s	**ÜFLEME FANI MOTOR GÜCÜ** $N_{m\text{-}fan_Ü}$ KW	**EGZOZ FANI**	**HACİMSEL DEBİ Q** m^3/s	**EGZOZ FANI MOTOR GÜCÜ** $N_{m\text{-}fan_E}$ KW	**KLİMA SANTRALİNİN ÖZGÜL FAN GÜCÜ** SFP_s $KW/(m^3/s)$
Ü-1	2,7	3,56	E-1	3,00	4,12	2,5600
Ü-2	5,3	8,10	E-2	5,00	5,34	2,6352
Ü-3	7,6	9,37	E-3	7,45	8,95	2,4590
Ü-4	3,1	4,11	E-4	3,26	4,43	2,6196
Ü-5	4,7	7,52	E-5	3,20	4,20	2,4936
Ü-6	7,0	8,95	E-6	2,75	3,67	1,9415
TOPLAM	**30,4**	**41,61**		**24,66**	**30,71**	

A Firmasının Fanları Kullanılırsa Binanın Özgül Fan Gücü:

$$SFG_A^{Bina} = \frac{N_{m\text{-}fan_Ü} + N_{m\text{-}fan_E}}{Q_{maks}} = \frac{41{,}53 + 31{,}06}{29{,}4} = 2{,}4690\ kW/(m^3/s)$$

B Firmasının Fanları Kullanılırsa Binanın Özgül Fan Gücü:

$$SFG_B^{Bina} = \frac{N_{m\text{-}fan_Ü} + N_{m\text{-}fan_E}}{Q_{maks}} = \frac{41{,}61 + 30{,}71}{30{,}4} = 2{,}3789\ kW/(m^3/s)$$

$SFG_B^{Bina} = 2{,}3789\ kW/(m^3/s) < SFG_A^{Bina} = 2{,}4690\ kW/(m^3/s)$

olduğundan;İşletme (Enerji) Maliyeti ve dolayısıyla Ömür Boyu Maliyet açısından bina için B firmasının fanlarının seçilmesi uygun olacaktır. [4]

Örnek 12.4.

Soğutma yükü (ısı kazancı) 24.000 Btu/h (1 Btu/h = 0,000293 kW) olan bir mahalde kullanılan eski bir split klimanın soğutma tesir katsayısı COP = 2,8 olup COP = 3,8 olan yenisiyle değiştirilecektir. Klimaların günde 14 saat çalıştığını kabul ederek 2,88 TL/kWh elektrik enerjisi birim fiyatıyla yeni klima kullanılması durumundaki aylık elektrik enerjisi tasarrufunu (kWh) ve parasal karşılığını (TL) hesaplayınız.

Çözüm:

Eski split klimanın çalıştırılması için gerekli güç:

$$COP_1 = \frac{\dot{Q}_b}{\dot{W}_1}\ 2{,}8 = \frac{24.000 \times 0{,}000293}{\dot{W}_1} = \frac{7.032}{\dot{W}_1} \rightarrow \dot{W}_1 = 2{,}51\ kW$$

Eski split klimanın aylık elektrik enerjisi tüketiminin ekonomik maliyeti:

$$= 2{,}51\ kW \times 2{,}88\ \frac{TL}{kWh} \times 14\ \frac{h}{gün} \times 30\ \frac{gün}{ay} = 3.036\ TL/ay$$

Yeni split klimanın çalıştırılması için gerekli güç:

$$COP_2 = \frac{\dot{Q}_b}{\dot{W}_2}\ 3{,}8 = \frac{24.000 \times 0{,}000293}{\dot{W}_2} = \frac{7.032}{\dot{W}_2} \rightarrow \dot{W}_2 = 1{,}85\ kW$$

Yeni split klimanın aylık elektrik enerjisi tüketiminin ekonomik maliyeti:

$$= 1{,}85\ kW \times 2{,}88\ \frac{TL}{kWh} \times 14\ \frac{h}{gün} \times 30\ \frac{gün}{ay} = 2.237\ TL/ay$$

Yeni split klimanın aylık elektrik enerjisi tasarrufunun TL karşılığı:

$$3.036\ \frac{TL}{ay} - 2.237\ \frac{TL}{ay} = 799\ \frac{TL}{ay}$$

Yeni split klimanın yüksek COP yanında frekans değiştiricili (invertörlü) olması halinde aylık elektrik enerjisi tüketimi daha da azalacak ve buna bağlı olarak sağlanan elektrik enerjisi tasarrufunun TL karşılığı daha fazla olacaktır.

Örnek 12.5.

Isıtma yükü (ısı kaybı) 10 kW olan bir mahalde kullanılan eski bir ısı pompasının performans (ısıtma tesir) katsayısı COP = 3,8 olup COP = 5,8 olan yenisiyle değiştirilecektir. Isı pompasının ısıtma sezonunda 1200 saat çalıştığını kabul ederek 2,88 TL/kWh elektrik enerjisi birim fiyatıyla yeni ısı pompası kullanılması durumundaki ısıtma sezonundaki elektrik enerjisi tasarrufunu (kWh) ve parasal karşılığını (TL) hesaplayınız.

Çözüm:

Eski ısı pompasının çalıştırılması için gerekli güç:

$$COP_1 = \frac{\dot{Q}_y}{\dot{W}_1} \quad 3{,}8 = \frac{10kW}{\dot{W}_1} \longrightarrow \dot{W}_1 = 2{,}63\ kW$$

Eski ısı pompasının aylık elektrik enerjisi tüketiminin ekonomik maliyeti:

$$= 2{,}63\ kW \times 2{,}88\ \frac{TL}{kWh} \times 1200\ \frac{h}{sezon} = 9.089\ TL/sezon$$

Yeni ısı pompasının çalıştırılması için gerekli güç:

$$COP_2 = \frac{\dot{Q}_b}{\dot{W}_2} \quad 5{,}8 = \frac{10\ kW}{\dot{W}_2} \longrightarrow \dot{W}_2 = 1{,}72\ kW$$

Yeni ısı pompasının ısıtma sezonundaki elektrik enerjisi tüketiminin ekonomik maliyeti:

$$= 1{,}72\ kW \times 2{,}88\ \frac{TL}{kWh} \times 1200\ \frac{h}{sezon} = 5.944\ TL/sezon$$

Yeni ısı pompasının ısıtma sezonundaki elektrik enerjisi tasarrufunun TL karşılığı:

$$9.089\ \frac{TL}{sezon} - 5.944\ \frac{TL}{sezon} = 3.145\ \frac{TL}{sezon}$$

Yeni ısı pompasının yüksek COP yanında frekans değiştiricili (invertörlü) olması halinde aylık elektrik enerjisi tüketimi daha da azalacak ve buna bağlı olarak sağlanan elektrik enerjisi tasarrufunun TL karşılığı daha fazla olacaktır.

Örnek 12.6.

Ankara'da bir sanayi işletmesinde ısıtma modunda çalıştırılacak olan bir ısı pompasının ekonomik açıdan doğal gazlı yoğuşmalı kazan/kombiyle başa baş olduğu noktadaki ısıtma performans (tesir/etkinlik) katsayısı COP değerinin belirlenmesi istenmektedir. Sanayide birim elektrik fiyatı 5,13 TL/kWh, birim doğal gaz fiyatı 7,80 TL/m³ olup yoğuşmalı kazan/kombinin yıllık ortalama verimi $\eta_{kazan/kombi}$=1 alınabilir. Doğal gazın alt ısıl değeri AID = 8.250 kcal/m³ = 9,59 kWh/m³ kabul edilirse, elektrikle çalışan ısı pompasının doğal gazla çalışan kazanla aynı birim enerjiyi verdiği başa baş noktası ısıtma performans (tesir/etkinlik) katsayısını hesaplayınız.

Çözüm:

Isı pompası başa baş noktasında çalıştığı zaman, ısı pompasının üretmiş olduğu 1 kWh ısı enerjisinin maliyeti, kazanın/kombinin ürettiği 1 kWh ısıl çıkışın maliyetine eşittir. Bu bağlamda başa baş noktası COP değeri, Birim elektrik enerjisi fiyatı BEF (TL/kWh veya TL/kcal), birim doğal gaz enerjisi fiyatı BDF (TL/kWh veya TL/kcal) ve $\eta_{kazan/kombi}$ kazan/kombi ısıl verimine bağlı olup akış sıcaklığı, dönüş sıcaklığı ve mahal sıcaklığından bağımsız olarak sabit bir değer olarak düşünülebilir. Isı pompasının yoğuşmalı kazan/kombiyle başa baş olduğu noktadaki ısıtma performans (tesir/etkinlik) katsayısı hesabında aşağıdaki formül kullanılabilir.

$$COP_{başa\ baş} = \frac{BEF\left(\frac{TL}{kWh}\right).\eta_{kazan/kombi}}{BDF\left(\frac{TL}{kWh}\right)} = \frac{BEF\left(\frac{TL}{kcal}\right).\eta_{kazan/kombi}}{BDF\left(\frac{TL}{kcal}\right)}$$

$$COP_{başa\ baş} = \frac{5{,}13\ \frac{TL}{kWh}.1}{\frac{7{,}80\ TL/m^3}{9{,}59\ kWh/m^3}} = \frac{\frac{5{,}13\ \frac{TL}{kWh}}{860\ \frac{kcal}{kWh}}.1}{\frac{7{,}80\ TL/m^3}{8.250\ kWh/m^3}} = 6{,}31$$

COP >6,31 olan ısı pompası kullanıldığında elektrik motoru tahrikli ısı pompası doğal gazlı ısıtmadan ekonomik açıdan karlı olacaktır. Doğal gaz ve elektriğin evlerde kullanımındaki birim fiyatlar (özellikle elektrik) daha uygun (BEF = 1,60 TL/kWh ve BDF = 4,80 TL/m³) olduğundan, evsel uygulama için hesaplama yapılırsa daha düşük bir COP değeri ($COP_{başa\ baş}$ = 3,2) bulunacaktır.

12.12.2. Özel Dış Hava Sistemlerinin (ÖDHS) Kullanımı

Binaya verilen minimum dış havayı şartlandırmanın etkili bir yolu, özel bir dış hava sistemi (ÖDHS) kullanmaktır. Bunlar, gelen havayı koşullandırmak için özel bir AHU'dan oluşur (ısıtma/soğutma/nem alma). Genellikle bu tür sistemler için kontrol ayarı oda nötrdür. ÖDHS ekipmanı normalde dış havayı soğutmak, nemini almak, ısıtmak ve nemlendirmek için gereken enerjinin azaltılmasına yardımcı olmak için ısı geri kazanım cihazlarıyla sağlanır.

ÖDHS, diğer AHU sistemlerinin her birine veya doğrudan bir binanın bölgelerine şartlandırılmış dış hava (DH) sağlayabilir. Havalandırma Dış Havası (DH) daha sonra CO_2 sensörleri kullanılarak minimum seviyelerde kontrol edilebilir. DH'yı koşullandırmak için gereken enerji minimumda tutulduğundan ve kalan AHU'ları daha iyi kontrol etme yeteneği iyileşerek enerji performansını daha da maksimize ettiğinden, ÖDHS kullanımı etkili bir EVÖ olabilir.

Bir VAV sistemi ile birleştiğinde, bir ÖDHS başka enerji avantajları sağlar. Havalandırma işlevini ısıtma ve soğutma işlevinden ayırarak her birinin daha iyi optimizasyonunu sağlamak mümkündür. Ana VAV sistemi yalnızca bir devridaim sistemi haline gelir ve VAV terminal ünitesi minimum ayarları, havalandırma kaybı olmadan tam kapanmaya izin vermek için sıfıra ayarlanabilir. Buna karşılık, yeniden ısıtmalı (çevre) VAV sistemi terminal üniteleri, tüm tek kanallı VAV hava sistemlerinde bulunan yeniden ısıtma cezasını kaybeder. Yeniden ısıtma cezası, terminal ünitesi kontrolleri, alan sıcaklığına bağlı olarak damperi kapatma eğiliminde olduğunda ancak besleme havası havalandırma havasını içerdiğinden kısmen açık kalması gerektiğinde ortaya çıkar. Bu, alanın çok soğumasını önlemek için yeniden ısıtma serpantininin etkinleştirilmesini gerektirir. Bu EVÖ, koşullandırılacak DH miktarına ve ÖDHS'yi kurmanın fiziksel kısıtlamalarına bağlı olarak genellikle orta ila uzun vadeli bir yatırım getirisine sahiptir. Sağlık tesisleri, cezaevleri veya yurtlar gibi çalışma saatlerinin sürekli olduğu ve DH miktarlarının yüksek olduğu tesislerde özellikle etkili bir EVÖ'dür.

12.12.3. Tek Zonlu Sistemler

1. Henüz sağlanmadıysa, ünite VAV çalışmasına dönüştürülmeli ve yeni bina otomasyon sistemi dizileri dahil edilmelidir. Bu EVÖ neredeyse her zaman çok cazip olacaktır.

a. Besleme ve dönüş fan motorlarının hızını değiştirmek için yeni değişken frekans kontrolörleri eklenmelidir.
b. Fan hızı, mahal sıcaklık sensörü tarafından algılandığı şekilde mahal sıcaklık gereksinimlerini karşılayacak şekilde değiştirilmelidir.
c. Hava debisini izlemek için fan girişlerine yeni hava debisi izleme istasyonları eklenmelidir. Minimum hava debisi ayarı ve fan hızlarının, mevcut besleme difüzörü dağılımına dayalı olarak dikkatlice incelenmesi gerekecektir. Aşırı düşük hava debisi, mahal içinde yetersiz hava dağılımına ve rahatsızlık veren cereyanlara neden olur.
d. Mahallin hala çok soğuk olduğu belirtilirse, hava debisi minimum ayar noktasına ulaştıktan sonra soğutma serpantini tahliye sıcaklığı yukarı doğru ayarlanmalıdır.
e. AHU minimum hava debisi ayarına ulaşana kadar ısıtma yapılmamalıdır.

2. Henüz sağlanmadıysa, ayrı çalıştırma ve kontrol ile ekonomizer damper kontrolünden ayrı bir minimum DH damperi takın. Bu EVÖ, neredeyse her zaman çok çekici bir yatırım getirisine sahip olacaktır.

a. Bu yeni minimum DH miktarı tercihen bir hava akışı izleme istasyonu ile ölçülmelidir. Yeni minimum DH damperi, AHU soğutmaya çalışıyor olsun ya da olmasın, yalnızca alanların dolu olduğu sürelerde açık olacak şekilde programlanmalıdır.
b. Doluluk, günün saati programlaması veya alandaki doluluk sensörleri ile belirlenebilir. Dolu dönemlerde, maksimum CO_2 miktarlarını karşılamak için minimum DH miktarı değiştirilmelidir. Damperi kontrol etmek için dönüş kanalına bir CO_2 sensörü takılmalıdır. Bu, gerekli olmadığında dış havanın gereksiz ısıtma, soğutma, nem alma ve nemlendirme işlemlerinden tasarruf sağlayacaktır.

3. Henüz sağlanmadıysa ve fiziksel olarak mümkünse, ortam koşulları kabul edilebilir olduğunda AHU'ya ücretsiz soğutma sağlamak için bir hava tarafı ekonomizeri veya su tarafı ekonomizeri kurulmalıdır. Bu EVÖ, fiziksel koşullara bağlı olarak normalde orta ve uzun vadeli bir yatırım getirisine sahip olacaktır.

Örnek 12.7.

İşletme (enerji) maliyetleri yüksek olduğundan klima santrali fan motorları santral ekipmanları arasında ömür boyu maliyet açısından yaklaşık % 40'lık payla ilk sırada yer almaktadır. [5] Bu bağlamda besleme ve egzoz fan motorları sabit hızlı olan tek zonlu bir CAV Klima ünitesinin VAV Klima ünitesine dönüştürülmesi için fan elektrik motorlarına frekans kontrolörleri (invertörleri) eklenmesi düşünülmektedir. Frekans kontrolsüz durumda 25 kW'lık besleme fanı yılda tam yükte toplam 4500 saat, 15 kW'lık egzoz fanı ise yılda tam yükte 3500 saat çalışmaktadır. Frekans invertörlü besleme fanının çalışma süresinin % 10'unda tam yükte, çalışma süresinin % 20'sinde % 70 kısmi yükte ve çalışma süresinin % 70'inde ise %60 kısmi yükte çalıştığı, frekans invertörlü egzoz fanının ise çalışma süresinin % 10'unda tam yükte, çalışma süresinin % 20'sinde % 30 kısmi yükte ve çalışma süresinin % 70'inde ise % 40 kısmi yükte çalıştığı bilinmektedir. Fanlarda frekans kontrollü elektrik motorlarının kullanılması durumunda sağlanan aylık elektrik enerjisi tasarruflarını (kWh), parasal karşılıklarını (TL) ve geri ödeme sürelerini hesaplayınız. Elektrik enerjisinin birim fiyatı 2,88 TL/kWh'dır.

Çözüm:

Besleme Fanı:

CAV Klima Ünitesinin 25 kW Besleme Fanı Motorunun Tam Yükte Yıllık Enerji Tüketimi:

25 ***kW*** x 4.500 ***h/yıl*** = 112.500 ***kWh/yıl***

Yıllık Ekonomik Maliyeti

$$112.500\ \textit{kWh/yıl} \times 2{,}88\ \frac{\textit{TL}}{\textit{kWh}} = 324.000\ \textit{TL/yıl}$$

VAV Klima Ünitesinin Frekans İnvertörlü 25 kW Besleme Fanının Yıllık Enerji Tüketimi:

$=1x25\ kW x0,1 \times 4.500\ \frac{h}{yıl} + 0,70x25\ kW \times 0,20 \times 4.500\ \frac{h}{yıl} + 0,60 \times 25\ kW \times 0,70 \times 4.500\ \frac{h}{yıl}$

$=11.250\ kWh/yıl + 15.750 kWh/yıl + 47.250\ kWh/yıl = 74.250$ kWh/yıl

Frekans İnvertörlü 25 kW Besleme Fan Kullanımıyla;

Sağlanan Yıllık Enerji Tasarrufu:
$=112.500\ kWh/yıl - 74.250\ kWh/yıl = 38.250\ kWh/yıl$

Sağlanan Yıllık Ekonomik Tasarruf: ΣM_i

$\Sigma M_i = 38.250\ kWh/yıl \times 2,88\ \frac{TL}{kWh} = 110.160\ TL/yıl$

25 kW Besleme Fanı Motoru Frekans İnvertörü Cihaz Fiyatı: $\Sigma M_y = 40.000$ TL

Geri Ödeme Süresi (*GÖS*):
Yıllık faiz oranı $f = 0,18$ alınarak,

$$\text{GÖS (yıl)} = \frac{In\left(\frac{\Sigma M_i}{\Sigma Mi - f\Sigma M_y}\right)}{\ln(1+f)} = \frac{In\left(\frac{110.160}{110.160-0,18x40.000}\right)}{\ln(1+0,18)} = 0,4083\ yıl = 4,9\ ay = 147\ gün$$

Egzoz Fanı:
CAV Klima Ünitesinin 15 kW Egzoz Fanı Motorunun Yıllık Enerji Tüketimi:
$15\ kW \times 3.500\ h = 52.500\ kWh$

Yıllık Ekonomik Maliyeti

$52.500\ kWh \times 2,88\ \frac{TL}{kWh} = 151.200\ TL$

VAV Klima Ünitesinin Frekans İnvertörlü 15 kW Egzoz Fanının Yıllık Enerji Tüketimi:

$=1x15\ kW x0,10 x4.500\ \frac{h}{yıl} + 0,30x15\ kW x0,20 x4.500\ \frac{h}{yıl} + 0,40x15\ kW x0,70 x4.500\ \frac{h}{yıl}$

$=6.750\ \frac{kWh}{yıl} + 4.050\ \frac{kWh}{yıl} + 18.900\ \frac{kWh}{yıl} = 29.700\ kWh/yıl$

Yıllık Ekonomik Maliyeti

$= 29.700\ \frac{kWh}{yıl} \times 2,88\ \frac{TL}{kWh} = 85.536$ TL/yıl

Frekans İnvertörlü 15 kW Egzoz Fan Kullanımıyla;
Sağlanan Yıllık Enerji Tasarrufu:

$=52.500\ \frac{kWh}{yıl} - 29.700\ \frac{kWh}{yıl} = 22.800\ \frac{kWh}{yıl}$

Sağlanan Yıllık Ekonomik Tasarruf: ΣM_i

$\Sigma M_i = 22.800\ kWh/yıl \times 2,88\ \frac{TL}{kWh} = 65.664\ TL/yıl$

Geri Ödeme Süresi (*GÖS*):
Yıllık faiz oranı $f = 0,18$ alınarak,

$$\text{GÖS (yıl)} = \frac{In\left(\frac{\Sigma M_i}{\Sigma Mi - f\Sigma M_y}\right)}{\ln(1+f)} = \frac{In\left(\frac{65.664}{65.664-0,18x22.000}\right)}{\ln(1+0,18)} = 0,3758\ yıl = 4,51\ ay = 135\ gün$$

Kısmi yük oranına ve çalışma sürelerine bağlı olarak frekans invertörlü fan motorlarının kendilerini kısa sayılabilecek sürelerde amorti edebilecekleri söylenebilir.

12.12.4. Çok Zonlu Sistemler

Minimum DH ve ekonomizer kontrolü (hava tarafı veya su tarafı) ile ve gerekli bölge hava akışı miktarlarıyla ilgili aynı EVÖ'ler, daha önceki sistemler için tartışıldığı gibi çok zonlu sistemler için gerçekleştirilmelidir. Ayrıca, aşağıdaki fırsatlar araştırılmalıdır: [1]

1. Sistemi VAV çoklu bölge çalışmasına dönüştürün (bkz. Şekil 12.8, 12.10 ve 12.11). Bu genellikle bir yatırım getirisi olan bir EVÖ olacaktır. Bu dönüştürme, hava kanal sisteminde her bir bölge sıcak tabaka ve soğuk tabaka damperleri setinin akış aşağısında bir zone/bölge terminal ünitesi eklenerek gerçekleştirilebilir. Bu terminal ünitesi, bir hava akışı izleme istasyonu ve bir damper, damper operatörü ve kontrolleri içermelidir.
2. Yeni terminal ünitesi, yeni maksimum ve minimum bölge hava akışı değerleriyle programlanmalıdır. Terminal ünitesi damperi, zon/bölge minimum hava akışına gelene kadar mahal sıcaklığını korumak için hava akış miktarını modüle etmelidir. Kontroller, standart VAV-RH (Değişken Hava Debili-Yeniden Isıtma) kontrolü gibi hava akışı minimum değere gelene kadar ısınmayı engellemelidir. Isıtma

gerektiğinde, bölge sıcaklığının muhafaza edilmesi için zon/bölge filtreleri, soğutma havası damperi açık konumundan sıcak hava damperi açık konumuna değiştirilmelidir. Bu tip EVÖ, soğutma enerjisini, ısıtma enerjisini ve fan enerjisi gereksinimlerini önemli ölçüde azaltacaktır.

3. Sıcak hava kanalı ısıtma serpantini çıkış sıcaklığı ve soğuk hava kanalı çıkış sıcaklığı, en fazla ısıtma veya soğutmaya ihtiyaç duyan zonlara/bölgelere göre resetlenmelidir. Bu, bölgelerin ihtiyacına bağlı olarak 16°C veya daha yüksek bir soğuk hava kanalı tahliye sıcaklığı ve 24°C veya daha yüksek bir ısıtma kanalı sıcaklığı ile sonuçlanacaktır.
4. Besleme ve dönüş fan motoru hızlarını kontrol etmek için yeni değişken frekans kontrolörleri ekleyin; değişken frekans kontrolörlerini kontrol etmek için yeni statik basınç kontrolörleri ekleyin. Çift kanallı sistemler temelde çok zonlu sistemlerle aynıdır; EVÖ açıklama öğeleri 2, 3 ve 4, çift kanallı ve çok zonlu sistem tadilatları için aynıdır.
5. Bazı çift kanallı sistemler oldukça büyüktür. Bu durumlarda, kendi değişken hızlı sürücüsü ile sıcak kanal için ayrı bir besleme fanı kurmak faydalı olabilir. Bu, havalandırma ve ekonomizer işlevlerini soğuk kanala ayırarak ek tasarruf sağlar (sıcak kanal yalnızca dönüş havasıdır).
6. Klima santrali kesitinin ana boyutlarının (genişlik ve yükseklik) belirlenmesinde, küçük santral kesitinin ilk yatırım masraflarını azaltmakla birlikte artan hava hızından dolayı hem işletme masraflarını (dolayısıyla santralin ömür boyu maliyetini) hem de santralin ses (gürültü) seviyesini önemli ölçüde artıracağı göz önünde bulundurularak, santral batarya hava alın hızlarının 2,0 m/s ile 2,5 m/s aralığında tutulması halinde; damla tutucusuna ihtiyaç kalmaması, fan devrinin düşerek fan ömrünün artması, ses (gürültü) seviyesinin düşüşü, hava filtresi tıkanmalarında basınç düşümlerinin fazla artmaması, hava filtrelerinin servis sıklığının azalması, filtrasyon kabiliyetlerinin ve ömürlerinin artması, hava filtreleri çok tıkandığında drenaj tavasında aşırı vakum oluşmayarak yoğuşma suyunun dışarı taşmaması ve hava dağıtım balansının iyileşmesi gibi birçok açıdan faydalar sağlanmış olacaktır. [7]
7. Klima santrallerinde kullanılacak olan fanların toplam olarak daha az enerji kullanması ve ses düzeyinin düşük olması için, debi ve toplam basınç değerlerini sağlayan fanlar arasından büyük çaplı ve yüksek genel verimli olarak seçilmeleri önemlidir. Ayrıca santralin toplam özgül fan gücünün de en fazla 2-2,5 kW/(m^3/s) mertebelerinde olacak şekilde olabildiğince küçük olmasının büyük önemi vardır. [7]
8. Klima santrallerindeki hava kaçaklarının etkisi tasarım ve kullanıma göre değişmekle birlikte, basitçe her % 1'lik oranda şartlandırılmamış hava klima santralinin içine sızdığında veya aynı miktarda şartlandırılmış hava dışarı sızdığında % 1 daha fazla hava filtre edilmesi, ısıtılması veya soğutulması ve taşınması gerektiği bilinmektedir. Bu da her % 1 oranındaki hava kaçağının % 1 daha fazla enerji harcaması anlamına gelmekte olup bunu sağlayacak önlemler alınmalıdır. [7]
9. Klima santrali ve diğer HVAC ünitelerinde kullanılan soğutma bataryalarında hidrofilik yüzey kaplamalı alüminyum düz kanat formu kullanılması durumunda; yoğuşan suyun tahliyesi iyileşecek, bataryada % 20-40 mertebelerinde basınç düşümü azalması ve buna bağlı olarak fan motorunun enerji tüketiminde azalma olacak, suyun metal kanat yüzeylerindeki aşındırıcı etkisi azalarak batarya ömrü artacak ve olumlu çevre etkileri (oksitlenmenin önüne geçilerek alüminyum üzerinde beyaz pas denilen tabakanın oluşumunun önlenmesi, mikroorganizmaların, bakteri ve mantarların oluşumunu önleme vb.) gibi birçok avantajlar sağlanacaktır. [7]
10. Yüksek kapasiteli ve çok sayıda HVAC üniteleri bulunduran ve bu bağlamda ısıtma, soğutma ve elektrik enerjisi ihtiyacı yüksek olan binalar/yapılar için alınabilecek çok önemli bir EVÖ kojenerasyon veya trijenerasyon sistemlerinden uygun olanının seçimi, kurulumu ve uygulamasıdır. Bu bağlamda ilgili bina/yapı için aylar ve saatler bazında yıllık ortalama enerji (ısıtma-soğutma-elektrik) ihtiyacı çıkarılıp, fizibilite hesaplamaları yapılmalıdır. Bu sistemlerin kullanılması durumunda enerji maliyetlerinin önemli miktarda azaltılabileceği ve bu sistemlerin sağlayacağı enerji ekonomisiyle kendilerini makul sayılabilecek kısa bir sürede amorti edebileceği bilinmektedir.

12.12.5. Çift Kanallı Sistemler

Minimum DH ve ekonomizer kontrolünün (hava tarafı veya su tarafı) gerekli bölge hava akışı miktarları ile kontrol edilmesiyle ilgili aynı EVÖ'ler, daha önceki sistemler için tartışıldığı gibi çok zonlu sistemler için gerçekleştirilmelidir. Ayrıca, aşağıdaki fırsatlar araştırılmalıdır: [1]

1. Sistemi VAV çoklu bölge operasyonuna dönüştürün (bkz. Şekil 12.8, 12.10 ve 12.11). Bu EVÖ genellikle çekici bir yatırım getirisine sahip olacaktır. Bu dönüşüm, her bir sıcak bölge tabakası ile soğuk tabaka damperleri setinin aşağı akış bölgesinde bir bölge terminal ünitesi eklenerek gerçekleştirilebilir. Bu terminal ünitesi, bir hava akışı izleme istasyonu, bir damper, damper operatörü ve bunlarla ilgili kontrolleri içermelidir.
2. Yeni terminal ünitesi, yeni maksimum ve minimum bölge hava akışı değerleriyle programlanmalıdır. Terminal ünitesi damperi, boşluk minimum hava akışına gelene kadar alan sıcaklığını korumak için hava akış miktarını modüle etmelidir. Kontroller, standart VAV-RH kontrolü gibi hava akışı minimum değere gelene kadar ısıtmayı engellemelidir. Isıtma gerektiğinde, bölge damperleri, bölge sıcaklığını korumak için soğutma havası damperinden açık sıcak hava damperine kadar modülasyon yapmalıdır. Bu tip EVÖ, soğutma enerjisi, ısıtma enerjisi ve fan enerjisi gereksinimlerini azaltacaktır.
3. Sıcak hava kanalı ısıtma serpantini deşarj sıcaklığı ve soğuk hava kanalı deşarj sıcaklığı, en fazla ısıtma veya soğutmaya ihtiyaç duyan bölgelere göre ayarlanmalıdır. Bu, bölgelerin gerektirdiğine bağlı olarak 16°C veya daha yüksek bir soğuk hava kanalı deşarj sıcaklığı ve 24°C veya daha yüksek bir ısıtma kanalı sıcaklığı ile sonuçlanacaktır.
4. Besleme ve dönüş fan motoru hızlarını kontrol etmek için yeni değişken frekans kontrolörleri ekleyin; değişken frekans kontrolörlerini kontrol etmek için yeni statik basınç kontrolörleri ekleyin. Çift kanallı sistemler temelde çok zonlu sistemlerle aynıdır; EVÖ açıklama öğeleri 2, 3 ve 4'ün çift kanallı ve çok zonlu tadilatlara benzer olduğu sonucu çıkar.
5. Bazı çift kanallı sistemler oldukça büyüktür. Bu gibi durumlarda, kendi değişken hız sürücüsü (DHS) ile sıcak kanal için ayrı bir besleme fanı kurmak faydalı olabilir. Bu, havalandırma ve ekonomizer işlevlerini soğuk kanala ayırarak ek tasarruf sağlar (sıcak kanal yalnızca dönüş havasıdır).

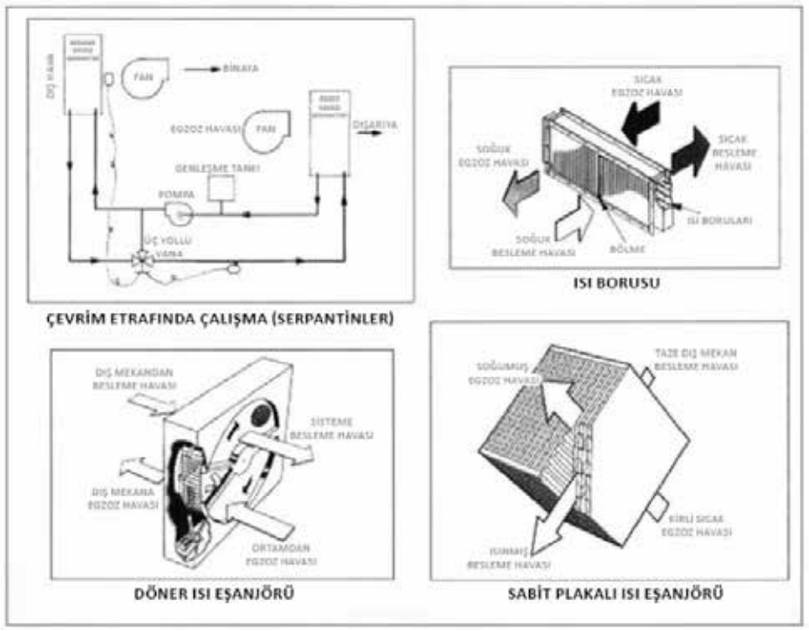
12.12.6. Havadan Havaya Isı Geri Kazanım Sistemleri

Havadan havaya ısı geri kazanım sistemleri, dışarıdan soğuk taze havayı önceden ısıtmak için kullanılan egzoz havasından atık ısıyı ve nemi almak için ısıtma mevsimi boyunca kullanılabilir. Sıcak hava dönemlerinde, daha sıcak olan taze havadan ısı ve nemi almak ve binadan çıkan egzoz hava akımına dağıtmak için kullanılabilirler. Sağlık tesisleri, laboratuvarlar, cezaevleri ve yurtlar gibi dış hava ihtiyacının yüksek olduğu binalarda kullanımları özellikle uygundur. Ancak, DH'yı koşullandırmak için herhangi bir bina için kullanılabilirler. Bir ÖDHS'ye benzer şekilde, DH'yı diğer AHU'lara beslemek için ayrı bir ünite olarak sağlanabilirler veya mevcut AHU konfigürasyonlarına dahil edilebilirler (havadan havaya ısı geri kazanım teknolojileri için bkz. Şekil 12.20).

AHU'ların konumunun ve egzoz kanallarının fiziksel kısıtlamalarına bağlı olarak, bu cihazlar genellikle orta ve uzun vadeli yatırım getirisi olan bir EVÖ olarak mevcut sistemlere eklenebilir. Enerji yönetimi uzmanları, CO_2 talebi veya diğer kontrol yöntemlerini kullanarak AHU çalışma saatlerini ve DH gereksinimlerini azaltan diğer EVÖ'ler uygulandıktan sonra bu EVÖ'yü değerlendirmelidir. Bu EVÖ'ler uygulandıktan sonra, DH gereksiniminin miktarı ve saatleri, DH için çok daha düşük ısıtma ve soğutma gereksinimleri bırakarak ve bu EVÖ için getiriyi düşürerek azaltılmış olabilir.

Hava Tarafı Ekonomizerleri

DH'nın alanları aktif olarak soğutmak için kullanılmasına ekonomizer döngüsü denir. En basit ekonomizer türü, koşullar uygun olduğunda dışarıdaki havayı içeri almak için perdeli bir kapı veya pencere açmaktır. Tam-havalı mekanik HVAC sistemlerinin bir avantajı, uygun sıcaklık ve nemde olduğunda iç mekanları koşullandırmak için dış havayı kullanabilmeleridir.



Şekil 12.20: Enerji Geri Kazanım Teknolojileri [9]

Dış hava istenen entalpi koşullarında olduğunda, dış hava ile soğutma sağlamak için sadece dağıtım enerjisi gerekir. Soğutma serpantini ve ilgili mekanik soğutmanın kullanılmasına gerek yoktur. DH sıcaklığı dönüş havasından daha uygun bir entalpiye sahip olduğunda, besleme havası için %100 DH kullanmak, geri döndürülen iç havayı (resirkülasyon havasını) koşullandırmaktan daha az soğutma enerjisi gerektirir. Bir ekonomizer çevrimi, koşullar uygun olduğunda DH kullanmak için DH miktarlarını ve egzoz damperlerini ayarlayan basit bir kontrol dizisidir. Ekonomizer döngüleri, daha sıcak iklimlerin soğutma için DH kullanımına izin verecek kadar birkaç gün soğuk olması nedeniyle, yılda 2.000'den fazla ısıtma derecesi günü olan iklimlerde en büyük faydayı sağlayacaktır. Ekonomizer çevrimleri, dış hava sıcaklıkları daha düşük olsa bile yüksek oranda yaş termometre koşullarının çakıştığı iklimlerde
o kadar etkili olmayacaktır.

HVAC sistemleri, genellikle normal besleme havası sıcaklığı veya yaklaşık 13°C civarında, önceden belirlenmiş bir dış kuru termometre sıcaklığında ekonomizeri etkinleştiren bir kuru termometre sıcaklık kontrolü kullanır. Bu sıcaklığın üzerinde havalandırma için minimum DH sağlanır. 13°C altında, DH miktarı kademeli olarak %100'den düşürülür ve 13°C besleme havası yapmak için dönüş havası ile karıştırılır.

Yaş termometre koşulları düşük olduğunda soğutma enerjisinden tasarruf etmek için 13°C üzerindeki sıcaklıklarda dış havanın kullanılması mümkün olduğundan, modifiye edilmiş bir kuru termometre sıcaklık kontrolü kullanılabilir. Bu, DH sıcaklığının 13°C ile %100 dış hava kullanıldığı (ancak besleme havasının 13°C'ye soğutulduğu) neme bağlı olarak önceden seçilmiş daha yüksek bir sıcaklık arasında olması hariç, basit kuru termometre sıcaklığı kontrolü ile aynıdır.

Bir ekonomizer çevrimi için başka bir verimli kontrol türü entalpi kontrolüdür. Bu kontrol sırası, %100 DH'yı soğutmak için gereken enerji miktarını normal dönüş havası karışımını soğutmak için gereken enerji miktarını belirler ve karşılaştırır. Daha sonra soğutma için en az enerji gerektiren kaynağı seçer. %100 DH için yeterli donanıma sahip olmayan klima santralleri, su tarafı ekonomizerlerini kullanabilir.

Örnek 12.8.

İstanbul'da büyük bir binanın klima santraline takılması planlanan ve ilk yatırım maliyeti 56.000 ABD $ olan hem duyulur hem gizli ısı (nem) alışverişi yapabilen 0,76 etkinliğe sahip entalpi rotoru tipindeki döner tamburlu rejeneratif ısı değiştirici olarak adlandırılan bir ısı geri kazanım ünitesi (IGKÜ) yardımıyla binanın egzoz havası kullanılarak, binaya alınan dış havanın yaz-kış yıl boyu şartlandırılmasında harcanan enerjiden tasarruf edilmek istenilmektedir. [6] IGKÜ'nün kullanılmasıyla klima santralinin boyut ve kapasiteleri küçülen ısıtma ve soğutma bataryaları, kazan, chiller grubu ve nemlendirici ünitelerinde toplam ilk yatırım maliyet azalması olmuştur. Bu bağlamda sağlanan ilk yatırım maliyet tasarrufları ısıtma bataryasında 1.000 ABD $ ve soğutma bataryasında ise 4.000 ABD $'dir. Sağlanan işletme maliyeti tasarrufları ise yılın ısıtma sezonunda (Ekim-Mayıs arası 8 ayda) 46.500 ABD $, soğutma sezonunda (Haziran-Eylül arası 4 ayda) 25.000 ABD $, kazan ve ekipmanlarında 18.000 ABD $, Chiller grubu ve ekipmanlarında 26.000 ABD $ ve nemlendiricide ise 1.000 ABD $'dır.

Bunun yanında döner ısı değiştiricisindeki basınç kayıplarından dolayı yeni besleme ve egzoz fan güçlerindeki artışa bağlı olarak ilk maliyette 1.200 ABD $ artış olmuştur. Ayrıca bakım ve onarım maliyeti olarak 2.000 ABD $ alınmıştır. Buna göre IGKÜ'nün geri ödeme süresini hesaplayınız.

A	İLK YATIRIM MALİYETİ: M_y	MİKTAR (ABD $)
	Rejeneratif Döner Tip Isı Değiştirici Cihaz Fiyatı	+ 56.000
	Yeni Besleme ve Egzoz Fanları Fiyat Farkı	+ 1.200
	Isıtma Bataryası Tasarrufu	- 1.000
	Soğutma Bataryası Tasarrufu	- 4.000
	Kazan ve Ekipmanları Tasarrufu	- 18.000
	Chiller Grubu ve Ekipmanları Tasarrufu	- 26.000
	Nemlendirici Tasarrufu	- 1.000
	Toplam İlk Yatırım Maliyeti: ΣM_y	+ 7.200
B	**YILLIK İŞLETME MALİYETİ: M_i**	
	Isıtma Enerjisi Tasarrufu	+ 46.500
	Soğutma Enerjisi Tasarrufu	+ 25.000
	Hava Tarafı Ek Basınç Kaybına Bağlı Maliyet	- 1.300
	Bakım ve Onarım Maliyeti	- 2.000
	Toplam Yıllık İşletme Maliyeti: ΣM_i	+ 68.200

Çözüm:

Geri Ödeme Süresi (***GÖS***):
Yıllık faiz oranı f = 0,235 alınarak,

$$\text{GÖS (yıl)} = \frac{ln\left(\frac{\Sigma M_i}{\Sigma Mi - f\Sigma M_y}\right)}{\ln(1+f)} = \frac{ln\left(\frac{68.200}{68.200-0,235x7.200}\right)}{\ln(1+0,235)} = 0,119\ yıl = 1,43\ ay = 43\ gün$$

Klima santralinin bulunduğu yerin iklimine, kısmi yük oranına, çalışma süresine ve döner ısı değiştiricisinin etkinliğine bağlı olarak döner ısı değiştiricilerinin kendilerini kısa sayılabilecek sürelerde amorti edebilecekleri söylenebilir.

12.13. Bina Otomasyon Sistemi EVÖ'leri

1. Çalışma Programı Değişiklikleri:
Binalarda aşırı enerji tüketiminin nedenlerinden biri, boş dönemlerde mekanların gereksiz şekilde soğutulması veya ısıtılmasıdır. Kullanılmayan bölgelerdeki merkezi klima sistemleri için ekipmanı kapatmak veya hava akışını ve ısıtma ve soğutma gereksinimlerini azaltmak, çok cazip bir yatırım getirisi olan bir EVÖ'dür.

2. Boş Dönem Ayarı ve Kurulum Sıcaklıkları:
Boş dönem mahal sıcaklığı ayar noktaları oluşturma ilkesi, iç sıcaklığın doğal olarak marjinal bir sıcaklığa kaymasına izin vererek sağlanan koşullandırma miktarını azaltmak ve ardından alan işgal edilmeden önce normal koşullara yeniden koşullandırmak için kullanılır. Birçok enerji tedarik şirketi, yoğun olmayan dönemlerde kullanılan elektriğin yoğun dönemlerde tüketilen elektriğe göre daha düşük oranda mevcut olduğu gün içi fiyatlar sunar ve yoğun dönemlerde kullanımı azaltarak maliyet tasarrufu sağlar. Örneğin gece elektriğin ucuz olduğu 22.00-08.00 saatleri arasında chiller grubu ile soğuk su veya buz üretilip, gündüz soğutmada kullanılması çok önemli bir EVÖ olacaktır.

3. Isınma ve Soğuma Çevrimi:
Bir bina, boş dönem kontrol sırası ile çalıştırıldığında, bir sonraki doluluk döneminin başlangıcından önce optimum koşullara ulaşılması için sistem önceden yeniden başlatılmalıdır. Kullanılmayan dönem gerilemesinden sonra bir binayı yenilemek için en iyi yaklaşımlardan biri, optimum zamanlı bir başlatma programının kullanılmasıdır. Bu program, çalışma çevrimi sırasında istenen ayar noktası ile birlikte dış ve iç sıcaklıkları karşılaştırır. Önceki verilere dayanarak binayı ayar noktasına yenilemenin ne kadar süreceğini belirler ve doluluk süresinin başlangıcından hemen önce ayar noktası sıcaklığına ulaşmak için sistemi uygun zamanda açar.

Isınma veya soğuma sırasında enerji tasarrufu yapmanın ikinci bir yöntemi de ısınma/soğuma çevrimidir. Isınma/soğuma çevrimi esnasında sistem, ayar noktasının bir veya iki derece yakınındaki bir sıcaklığa ulaşılana kadar bina dönüş havasını devridaim eder ve dış havalandırma havasını ısıtmak veya soğutmak için gereken enerjiden tasarruf sağlar. Dış havalandırma havası, insanın temiz hava ihtiyacını karşılamak için sağlandığından, normalde ısınma ve soğuma çevrimleri sırasında verilmez.

İlkbahar ve sonbahar geçiş mevsimlerinde otomasyon yoluyla klima santrallerinin serbest soğutma (free cooling) modunda çalıştırılmaları ile önemli ölçüde enerji tasarrufu sağlandığı bilinmektedir. Bu amaçla gece (kış) çalıştırılması, gece-gündüz geçiş, sabah (yaz) serinletmesi ve geçiş mevsimleri programları uygulanarak santralin sağlaması gereken ısıtma-soğutma yükleri azaltılarak ciddi ölçüde enerji verimliliği sağlanabileceği bir EVÖ olarak değerlendirilmelidir. [7]

12.14. Sistem Yüklerinin Azaltılması

HVAC sistemleri ve ekipmanının hizmet ettiği yükler, her zaman HVAC sistemleri ve ekipmanı için herhangi bir tadilat projesiyle bağlantılı olarak ele alınmalıdır. Aydınlatma sistemlerindeki iyileştirmeler, bina kabuğu iyileştirmeleri, serbest soğutma yapılması, dengeli ısıtma ve soğutma için tersinir (iki yönlü) tavan fanlarının kullanılması, ısıtmada kullanılan radyatörler ile duvar arasında ışınım kalkanları kullanılarak ısı kayıplarının azaltılması ve diğer kullanımla ilgili değişiklikler, ısıtma ve soğutma yüklerini ve HVAC sistemlerinin ihtiyaç duyduğu enerjiyi önemli ölçüde değiştirecektir. Örneğin, binanın duvarlarında veya tavanlarında iyileştirilmiş yalıtım ve yeni kapıların ve pencerelerin montajı bir binanın ısıtma ve soğutma yüklerini düşürür. Binanın/yapının kuzey yönüne iğne yapraklı ağaçlar dikilmesi bir doğal EVÖ olup, bu kışın yapıyı soğuk kış rüzgârlarına karşı kısmen koruyacaktır. Yaprağını döken ağaçların binanın/yapının güney yönüne dikilmesi de doğal bir başka EVÖ olup, bu EVÖ ile yazın güneş etkileri azalırken, kışın da güneş ışınlarının girişi engellenmemiş olur. Buna ilave olarak yazın hareketli gölgeleme elemanlarıyla yapının güneş radyasyonuyla olan ısı kazançları minimize edilebilir ve böylece ısı kazançları yaklaşık % 7 civarında azaltılabilir. Bu iyileştirmeler ayrıca gelecekte sağlanacak HVAC ekipmanlarının boyutunu küçülterek EVÖ projelerinin yatırım maliyetlerini azaltabilecektir.

12.15. HVAC Sistemleri Enerji Tüketim Analizi

HVAC EVÖ projelerinin gerekçelendirilmesi için temel ve önerilen enerji kullanımını hesaplamak zor olabilir. Enerji tüketiminin ve tasarrufunun nasıl hesaplanacağını belirlemek için önemli bir değerlendirme faktörü, mevcut HVAC sistemlerini ve dikkate alınan EVÖ projelerini incelemektir.

Eş zamanlı ısıtma ve soğutma gerektirmeyen tek zonlu veya merkezi olmayan sistemler için elektronik tablo hesaplamaları ve BIN (sıcaklık aralığı) yöntemi hesaplamaları yeterli olabilir. Binadaki mevcut sistemler çok zonlu ve aynı anda ısıtma ve soğutma gereksinimleri olan büyük sistemler ise ve VAV dönüşümleri düşünülüyorsa, HVAC yük profilleri ile HVAC sistemlerinin etkileşiminin karmaşıklığı nedeniyle muhtemelen enerji simülasyon yazılımı gereklidir. Birden fazla soğutma grubu ve kazanı olan büyük merkezi tesisleri veya uzak merkezi tesisleri olan binalar için bir yazılım simülasyonu gereklidir.

HVAC enerji kullanım profilleri dinamiktir ve dahili yüklerin (insanlar, aydınlatmalar, ekipmanlar), havalandırma ve bina kabuğunun bir karışımından gelir. HVAC sistemlerinin enerji kullanımının tahmin edilmesi, mevsimsel modlar, ekonomizerler, doluluk modelleri ve boş dönem sıcaklık azalma ayarları dahil olmak üzere, ilgili sistemlerin yük profillerinin ve ilgili verimliliklerinin iyi anlaşılmasını gerektirir. Bazı durumlarda, elektronik tablolar ve sıcaklık hava durumu verileri, işletme maliyeti ve tasarruf için makul bir tahmin sağlar. Diğer durumlar için enerji modellemesi gerekir. Ekipman verimliliği, ekipman yüklerine bağlı olarak değişir. Kısmi yük verimliliğindeki bu değişiklikler, enerji tahmini hesaplamalarında mutlaka dikkate alınmalıdır. Mevcut sistemler için gerçek ölçümler, yük profillerini belirlemenin en iyi yoludur. Bu veriler, taşınabilir veri kaydediciler (örneğin, kW cinsinden soğutucu yükünün ölçülmesi) veya enerji yönetim sisteminden trendlere erişim kullanılarak toplanabilir. Mevcut olduğunda, gerçek veriler her zaman tahmini değerlerden daha doğrudur.

Saatlik analize izin veren bilgisayar programları, iç ve dış koşullar, doluluk, programlar, aydınlatma ve iç yükler dahil olmak üzere girdileri kabul eder. Bu veriler hava durumu modelleri, güneş yükleri ve kullanım oranına göre ücretlendirilen yapı bilgileri ile birleştirilir. Saatlik yekün yük profilleri elde edilir. Tahmin amacıyla bir enerji modellemesi, doğruluğu ve seçenekleri değerlendirmek için bir araç olarak değerli olması nedeniyle idealdir.

Doğruluğu daha az olan bir yöntem, aşağıda verilen genel varsayımları ve BIN hava durumu verilerini kullanan metottur:

- Soğutma, en sıcak günde en yüksek seviyede olacaktır.
- Isıtma yükü en soğuk günde en yüksek olacaktır.
- Minimum ve maksimum ısıtma ve soğutma yükü değerleri arasında yaklaşık olarak doğrusal bir ilişki vardır.

Örnek 12.9.

Değişken kapasiteli bir Chiller tam yükte 100 ton soğutma yapabilmekte olup tam yükte 1.000 saat çalışarak 1,19 kW/ton özgül güç tüketmektedir. Kısmi yükte ise 60,5 ton soğutma yapabilmekte olup kısmi yükte 4.000 saat çalışarak 1,04 kW/ton özgül güç tüketmektedir. Be verilere göre chillerin toplam enerji tüketimini kWh olarak hesaplayınız.

Çözüm:

Tam Yükteki Enerji Tüketimi:

$$100\ ton \times 1{,}19\ \frac{kWh}{ton} \times 1.000\ h = 119.000\ kWh$$

Kısmi Yükteki Enerji Tüketimi:

$$60{,}5\ ton \times 1{,}04\ \frac{kWh}{ton} \times 4.000\ h = 251.680\ kWh$$

Toplam Enerji Tüketimi:

119.000 *kWh* + 251.680 *kWh* = 370.680 *kWh*

Bu hesaplama, gerçek bir yük profili yerine cihazın etiket (plaka) tam yük ve kısmi yük verimliliği ile yapılmış olsaydı, sonuçlar farklı olurdu.

Not: Bu örnek bir soğutma ekipmanı (chiller) içindir, ancak aynı yöntem bir ısıtma veya değişken kapasitede çalışan diğer HVAC ekipmanları için de geçerlidir.

Örnek 12.10.

Kompresörü frekans invertörlü bir ısı pompasının kompresörü ısıtma modundaki belirli bir çalışma sürecinde tam yükte 15 kW elektrik gücü çekmekte ve 500 saat çalışmaktadır. Kısmi yükte ise 2000 saat çalışmakta ve 5 kW elektrik gücü çekmektedir. Elektrik enerjisinin birim fiyatı 2,88 TL/kWh ise Isı Pompasının çalışma sürecinde toplam enerji tüketiminin enerji maliyeti karşılığı kaç TL olacaktır?

Çözüm:

Tam Yükteki Enerji Tüketimi:

15 *kW* x 500 *h* = 7.500 *kWh*

Kısmi Yükteki Enerji Tüketimi:

5 *kW* x 2000 *h* = 10.000 *kWh*

Toplam Enerji Tüketimi:

7.500 *kWh* + 10.000 *kWh* = 17.500 *kWh*

Toplam Enerji Tüketiminin Enerji Maliyeti:

$$17.500\ \text{kWh} \times 2.88\ \frac{TL}{kWh} = 50.400\ \text{TL}$$

HVAC Soğutma ve Isıtma Yük Profilleri

Birkaç istisna dışında, HVAC ısıtma ve soğutma yükü dinamik olacaktır ve yük değiştikçe ekipman yüklemesi de değişecektir. Bu değişim kalıpları ve farklı yüklerde çalışma saatleri, yük profili olarak bilinir. Mevcut sistemler için gerçek ölçümler, yük profillerini belirlemenin mükemmel bir yoludur. Bu veriler, taşınabilir veri kaydediciler (örneğin, kW cinsinden soğutucu yükünün ölçülmesi) veya enerji yönetim sisteminden trendlere erişim kullanılarak toplanabilir. Mevcut olduğunda, gerçek veriler her zaman tahmini değerlerden daha doğrudur.

Saatlik analize izin veren bilgisayar programları, iç ve dış koşullar, doluluk, programlar, aydınlatma ve iç yükler dahil olmak üzere girdileri kabul eder. Bu verileri hava durumu modelleri, güneş yükleri ve kullanım oranı yapıları ile kaplarlar. Saatlik yekün yük profilleri sağlanır. Tahmin amaçları için enerji modelleme, doğruluğu ve seçenekleri değerlendirmek için bir araç olarak değeri nedeniyle idealdir.

Daha az doğru bir yöntem, BIN hava durumu verilerini ve aşağıdakilere ilişkin genel varsayımları kullanır:

- Soğutma, en sıcak günde en yüksek seviyede olacaktır.
- Isıtma yükü en soğuk günde en yüksek olacaktır.
- Minimum ve maksimum ısıtma ve soğutma yükü değerleri arasında yaklaşık olarak doğrusal bir ilişki vardır.

Bu varsayım, Tablo 12.4'te gösterildiği gibi BIN hava durumu verilerini kullanan bir elektronik tabloda kolayca ele alınabilir. Bu yöntemin sınırlamaları şunlardır: [1]

- Dış sıcaklığın doğru tahmin edilmesi binaların HVAC yüklerinin belirlenmesinde güçlü bir fonksiyondur. Bunlar termal bakımdan hafif (ısıtma-soğutma ihtiyaçları dış hava sıcaklığıyla orantılı) binalar olarak bilinir.
- Dış hava koşulları dikkate alınmadan tasarlanan bina HVAC sistemlerindeki ısıl yüklerin dış hava sıcaklığındaki değişikliklerden etkilenme durumu öngörülemez.

Tablo 12.4: Doğrusal HVAC Yük Profili Varsayımının Örnek Hesap Tablosu, (1 Mbh = 0,293 kW) [10]

	ORTALAMA SICAKLIK (°C)	KURU TERMOMETRE SICAKLIĞI (0C)	HER YÜZDE YÜK DEĞERİ İÇİN TOPLAM BIN SAAT	YÜK	YÜZDE YÜK
Gözlenen Maksimum Soğutma Yükü 250 ton	33,5	32 ile 35	37	250	%100
	25,5	29 ile 32	100	214	%86
	28,0	27 ile 29	285	179	%71
	25,5	24 ile 27	369	143	%57
	22,5	21 ile 24	461	107	%43
	19,5	18 ile 21	539	71	%29
	17,0	16 ile 18	865	36	%14
GEÇİŞ BÖLGESİ TASARRUF BEKLENTİSİ YOK	14,5	13 ile 16	813	0	%0
	11,5	10 ile 13	744	0	%0
Gözlenen Maksimum Isıtma Yükü 2.000 Mbh	8,5	7 ile 10	729	167	%8
	5,5	4 ile 7	657	333	%17
	3,0	2 ile 4	869	500	%25
	0,5	-1 ile 2	693	667	%33
	-2,5	-4 ile -1	561	833	%42
	-5,5	-7 ile -4	399	1.000	%50
	-8,0	-9 ile -7	302	1.167	%58
	-10,5	-12 ile -9	134	1.333	%67
	-13,5	-15 ile -12	95	1.500	%75
	-16,5	-18 ile -15	81	1.667	%83
	-19,5	-21 ile -18	24	1.833	%92
	-22,0	-23 ile -21	3	2.000	%100

Doğru enerji tüketimi tahminleri için, çeşitli yüklerdeki HVAC ekipmanına yönelik bir verimlilik eğrisi de tanımlanmalıdır. Örneğin, çalışma saatleri farklı yüklerde belirlenirse, enerji kullanımını doğru bir şekilde değerlendirmek için her yükte doğru ekipman verimlilikleri gerekli olacaktır. Kısmi yük verimlilikleri ekipman üreticilerinden temin edilebilir. Azaltılmış yükte, genellikle dış ortam sıcaklıklarının daha düşük olduğu veya su soğutmalı ekipman için yoğuşturucu su sıcaklığının daha düşük olduğu varsayılır. Varsayımlar, temel ve karşılaştırma sistemi için makul ve tutarlı olduğunda (bir EVÖ için), hesaplama geçerli olacaktır.

KAYNAKÇA

[1]. Rossa, S. A., Doty, S., Turner, W. C., Energy Management Handbook, 9th Edition, River Publishers, 2020.

[2]. Çengel, Y. A., Boles, M.A,, Termodinamik (Mühendislik Yaklaşımıyla), 7. Baskı, Çeviri Editörü:Ali Pınarbaşı, Palme Yayıncılık, Ankara, 2013.

[3]. Çölaşan, F., Değişken Debili Soğutucu Akışkanlı (VRF) İklimlendirme Sistemleri, TTMD Dergisi, 29-34, Ocak-Şubat 2013.

[4]. Canbazoğlu, S., Fan Mühendisliği-I, Aironn Teknik Yayınları No: 1, 336 Sayfa, ISBN: 978-975-6263-41-9, İstanbul, Temmuz 2020.

[5]. Canbazoğlu, S., Erdoğan A., Klima Santrali Fanları İçin Rüzgâr Enerjisi Destekli Hibrit Bir Tahrik Sistemi Tasarımı, Adıyaman Üniversitesi Mühendislik Bilimleri Dergisi, Sayı 3, 31-47 (2015).

[6]. Kürekçi, N. A., Döner Tip Isı Değiştiricilerin Ekonomikliğinin Araştırılması, Yüksek Lisans Tezi, YTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü, 1999.

[7]. Yılmaz, Ş., İpek, M., Uc, H. İ., Optimum Klima Santrali Tasarımı, Merkezi İklimlendirme Sistemlerinde Enerji Verimliliği Tasarım ve Uygulaması Projesi, Proje Danışmanı: Prof. Dr. Suat Canbazoğlu, Bitirme Tezi, İnönü Üniversitesi, Makine Mühendisliği Bölümü, 2013.

[8] Doty, S., Commercial Energy Auditing Reference Handbook, The Fairmont Press, Inc., 2008,

[9] ASHRAE Systems and Equipment Handbook, 2008, ©American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc., HYPERLINK “http://www.ashrae.org” www.ashrae.org

[10] Commercial Energy Auditing Reference Handbook (Ticari Enerji Denetimi Referans El Kitabı).

ASHRAE 2010 Refrigeration Handbook

ASHRAE 2011 HVAC Applications Handbook

ASHRAE 2012 HVAC Systems and Equipment Handbook

ASHRAE 2009 Fundamentals Handbook

12. Bölüm Çalışma Soruları

1. Bir iklimlendirme cihazının COP performans (soğutma tesir/etkinlik) katsayısı 4 ise, enerji verimliliği oranı EER nedir?

A. 1,172
B. 8
C. 12,15
D. 13,65

2. Bir ısı pompası, ısıtma modunda çalışmakta olup COP performans (ısıtma tesir/etkinlik) katsayısı 5'tir. Isıtılacak ortama birim zamanda verilmesi gereken ısı 20 kW'dır. Kompresör kapasitesi (gücü) kaç kW'dır?

A. 4
B. 100
C. 0.25
D. 0,4

3. Soğutma modunda çalışan bir split klima cihazının COP performans (soğutma tesir/etkinlik) katsayısı 5 ve soğutma kapasitesi 24.000 BTU/h ise, kompresör kapasitesi (gücü) kaç kW'dır? (1000 Btu/h = 0,293 kW)

A. 2,4
B. 3,4
C. 4,4
D. 1,406

4. Bir split klima cihazının COP performans (soğutma tesir/etkinlik) katsayısı 5 ve soğutma kapasitesi 24.000 BTU/h ise, yoğuşturucu (kondenser) kapasitesi (gücü) kaç kW'dır?

A. 2,44
B. 8,44
C. 6,44
D. 1,44

5. Bir pompa veya fanın debisi mevcut değerin % 40'ına düşürülürse çektikleri güçler yaklaşık % ne kadar azalır?

A. 40
B. 80
C. 6,4
D. 93,6

6. 6 m^3/dk debisinde ve 1,25 kg/m^3 yoğunluktaki kuru havaya 5 $kg_{nem}/kg_{kuru\ hava}$ nem vermek için gerekli nemlendirici yükü (kg/h) ne olmalıdır?

A. 2,25
B. 22,5
C. 225
D. 2250

Bölüm 13:
Motorlar, Sürücüler ve Elektrik Enerjisi Yönetimi

13.1. Giriş

İşletmelerde, mevcut verimsiz elektrik motorlarının enerji verimli hale getirilmesi veya enerji verimli yeni elektrik motorlarıyla değiştirilmesi ile enerji verimliliği sağlanabilmektedir. Ancak, bu kararın sadece etiket değerlerine bağlı kalınarak alınması yeterli değildir. Çünkü motorlarda enerji tüketimi aynı zamanda yüke de bağlıdır. Dolayısıyla, odaklanılması gereken konu, motorun etiketindeki güç değeri değildir. Yük faktörü gerçekleşen enerji tüketimi hakkında bilgi vermektedir. Yük faktörü, bir motorda gerçek yükün maksimum kapasitedeki yüke oranıdır. Bir örnek vermek gerekirse, etiket değeri 50 kW olan bir motorun 20 kW'lık bir mekanik yük ile bir fanı tahrik ettiği varsayılsın. Böyle bir durumda yük faktörü 0,4 olacaktır. Bu nedenle, sadece güç değerine bağlı kalınarak "enerji verimli motor" seçimi ile enerji verimliliği sağlanamayacaktır. Dolayısıyla motor seçiminde yük faktörünün de dikkate alınması enerji verimliliği açısından önemli bir kriterdir.

2021 yılı genel enerji denge tablosuna göre Türkiye'de sanayi sektörünün elektrik tüketimi yaklaşık 133 TWh olarak gerçekleşmiştir. Kullanılan elektriğin yaklaşık olarak %60'ının elektrik motorları tarafından tüketildiği kabul edilirse yılda yaklaşık 80 TWh enerjinin motorlarda tüketildiğini varsaymak mümkündür. Bu kadar yüksek bir tüketim odağı olan motorların enerji verimliliği açısından dikkatle değerlendirilmesi gerekmektedir.

Motorlar, elektromekanik sistemlerdeki diğer bileşen olan makinelere kıyasla çok verimli enerji dönüştürücülerdir. Enerji yönetimindeki çoğu kazanım, motorlardan değil, enerji tüketen sistemlerdeki mekanik regülatörlerden veya akış/debi kontrol elemanlarından, damperlerden ve kontrol vanalarından gelir. Hız kontrolü, bu tür enerji tasarruflarının gerçekleştirilebildiği bir mekanizmadır ve ayarlanabilir hız sürücülerinin eklenmesiyle sağlanır. Yukarıda da belirtildiği üzere, enerji yönetiminde motorlarda yük faktörünün artırılması ve enerji verimli motor kullanımı bir bütün olarak değerlendirilmelidir.

Sistem verimini artırmanın birkaç yolu vardır. Bunların için en maliyet etkin olan yaklaşım, elektriksel ve mekanik kayıpları azaltmak için sistemin her bir bileşenini kontrol etmektir. Şebekeden alınan elektriğin harmonikler içermesi ve tesis içindeki yanlış güç dağıtımı, enerji kayıplarının yaygın nedenleri olduğundan, elektrik besleme sisteminin izlenmesi önem taşımaktadır. Bu kapsamda, tesisin ya da işletmenin enerji yöneticilerinin ilk etapta aşağıdaki hususları dikkate alan ve önlemleri hayata geçiren bir yaklaşım içinde olması faydalı görülmektedir:

1. İdeal gerilim seviyeleri sağlanmalıdır.
2. Faz gerilim dengesizliğini en aza indirilmelidir.
3. Güç faktörü değeri izlenmelidir.
4. Enerji dağıtım sorunları tanımlanmalı ve iyileştirilmelidir.
5. Verimli transformatörler seçilmelidir.
6. Yükler dengelenmelidir.
7. Dağıtım sistemi kayıpları en aza indirilmelidir.
8. Değişken yükler için ayarlanabilir hızlı sürücüler (AHS) veya iki hızlı motorlar kullanılmalıdır.
9. Yük azaltma düşünülmelidir.
10. Motor arıza yapmadan önce motor değişimi düşünülmelidir.
11. Yeni alımlarda yüksek verimli motorlar tercih edilmelidir.
12. Motor işletme hızı yük ile eşleştirilmelidir.
13. Motor seçiminde verim göz önüne alınmalıdır.
14. Motor sarımı yerine verimli motor seçimi yapılmalıdır.
15. Mekanik aktarma verimi dikkate alınmalıdır ve mümkünse direkt akuple sistemler tercih edilmelidir.
16. Elektriksel ve mekanik bütünlük için periyodik kontroller yapılmalıdır.
17. İşletme sırasında motor sıcaklıkları belirli periyotlarda kontrol edilmelidir.
18. Motorlardaki fan ve rulmanların yağlamaları uygun biçimde yapılmalıdır.
19. Motorlar için bakım kayıtları tutulmalıdır.

13.2. Enerji Kalitesi ve Motor Standartları

Özünde elektrik güç kaynağının kalitesiyle ilgili olan gerilim, frekans ve güvenilirlik; bir elektrik motoru tahrikli sistemin seçimini, kurulumunu, işletimini ve bakımını etkileyen faktörlerdir. Motorlar için normal işletme koşulları aşağıdaki bileşenleri içerir.

- Anma gerilimi, frekansı ve faz sayısı
- Besleme gerilimi toleransı
- Motor kullanım gerilimi

Nominal Güç Sistemi Gerilimi (Volt)	Kullanım (Etiket) Gerilimi (Volt)
208	200
240	230
480	460
600	575
2.400	2.300
4.160	4.000
6.900	6.600
13.800	12.470

- Motor verimi gereksinimleri
- Nominal gerilimin ±%10'u kadar tolerans dahilinde çalışma
- Gerilim kaynağının sinüs dalgasından çalıştırma (%10 sapma faktörünü aşmayacak şekilde)
- Nominal frekansın ±%5'i kadar tolerans dahilinde çalışma
- %1 veya daha az gerilim dengesizliği içinde çalışma

Kullanım noktasında kabul edilebilir gerilim sınıfı, ANSI Standardı C84.1, Elektrik Güç Sistemleri ve Ekipman-Gerilim Sınıflandırması'nda tanımlanmıştır. Elektrik motorlarını normal hizmet koşullarının dışında çalıştırmak, ek enerji tüketimine ve motorun verim değerinin azalmasına neden olabilir. Şebeke frekansı Türkiye ve AB ülkelerinde 50 Hz olarak kullanılmaktadır. ABD ve Kanada gibi bazı ülkelerde ise şebeke frekansı 60 Hz olarak kullanılmaktadır. Benzer şekilde şebeke gerilim değerleri de ülkeler bazında farklılık gösterebilmektedir. Türkiye'de bu değer AB ile uyumlu olacak şekilde tek faz için 230 V, üç faz için 400 V olarak belirlenmiştir.

13.3. Güç Ölçer, Güç Kalitesi ve Güç Faktörü

13.3.1. Güç Ölçer

Çok işlevli dijital güç sayaçları, bir tesisin elektrik sistemi hakkında kapsamlı bilgilerin derlenmesi açısından faydalıdır. Bu enstrümanlar, enerji verimliliği projelerinin belirlenmesinde ve önceliklendirilmesinde faydalı olan hem anlık ölçümleri hem de trend performansını toplama yeteneğine sahiptir. Amper, Volt, kW, kVAR, kVA, güç faktörü, akım ve gerilim harmoniklerini ölçmek, güvenli, zamanında ve anlamlı sonuçlar elde etmek, özel eğitim ve yeterlilik gerektirir. Bu ölçümler sadece eğitimli personel tarafından yapılmalıdır.

Çoğu güç ölçümü veya etüt uygulaması için enerji kullanımındaki normal değişiklikler, verilerin bir hafta veya ay gibi bir süre boyunca toplanmasını gerekli kılar. Akım ve güç ölçümünün kaydı için gerilim transformatörleri (GT'ler) ve akım transformatörleri (AT'ler) olarak bilinen taşınabilir gerilim ve akım girişlerine veya direkt ölçüm aletlerine ihtiyaç vardır. GT'ler ve AT'ler, ekipman gerilimini ve akımını daha düşük ve daha güvenli seviyelere dönüştürmeye yararlar. Böylece ölçüm ekipmanına daha düşük ve daha güvenli gerilim ve akım seviyeleri sunulmuş olur. Dijital ölçüm cihazları, kapsamlı ölçüm ve veri kaydı kabiliyeti sağlarlar. Bu cihazlar, saha ekipmanına bağlı şekilde uzun süre sahada bırakılmak üzere ve özel olarak tasarlanmıştır. Ölçüm kapasitesine bağlı olarak söz konusu cihazlar; ekipman gerilimini, akımını, gücünü, reaktif gücünü, frekansını, güç faktörünü, görünür enerjiyi, reaktif enerjiyi, talebi, harmonikleri, gerçek gücü ölçmek ve kaydetmek için donatılmış olabilir. Dijital güç izleme cihazları genellikle, depolanan verileri kaydeden ve bunları faydalı tablolar, grafikler ve organize raporlar halinde biçimlendiren bir yazılım içerir.

Yükler

Çok fazlı motorları analiz ederken, uygulamaya uygun cihazlarla ölçüm yapmak önemlidir. Watt veya volt-amp reaktif (VAR) güç ölçümleri iki elemanlı bir cihazla yapılmalıdır. Güç faktörü, her iki ölçümün okumalarından belirlenmelidir. Değişken hız sürücüleri söz konusu olduğunda, kontrolörün şebeke tarafında ölçüm yapılması tercih edilir. Kontrolörün yük tarafında ölçüm yapılması gerektiğinde, cihaz özellikleri gözden geçirilmelidir. Uygulamayla ilgili sorular varsa üretici ile iletişime geçilmelidir.

13.3.2. Güç Kalitesi

Elektrik güç kalitesi, elektrik şebekesine bağlı ekipmanın, önemli bir performans ve ömür kaybı yaşamadan, istenilen şekilde çalışmasını sağlayan bir dizi elektriksel parametre ve limit olarak tanımlanabilir. Elektrik güç kalitesi problemleri ise, elektrik şebekesine bağlı ekipmanın arızalanmasına veya hatalı çalışmasına sebep olan gerilim, akım ve frekans değişimlerinden kaynaklı güç problemleridir.

Elektrik enerjisi talebindeki hızlı artışa karşılık bazı dönemlerde çeşitli değişken faktörlere bağlı olarak elektrik üretim, iletim ve dağıtım altyapısı aynı hızla gelişmeyebilmektedir. Bu durum, elektrik şebekesinde güç kalitesi problemlerinin görülme sıklığı artmasına sebep olabilmektedir. Gelişen teknoloji

aynı zamanda yük karakteristiklerinin de değişimine yol açabilmektedir. Mikroişlemci ve yarıiletken tabanlı yükler güç kalitesi problemlerinden etkilenen yük çeşitlerinin başında gelmektedir; bunlar, aynı zamanda, birçok güç kalitesi probleminin de kaynağını oluşturmaktadır.

Güç sistemine bağlanan bazı elemanlar ve bunların yol açtığı olaylar sebebiyle tam sinüsoidal değişimden sapmalar olabilmektedir. Tam sinüsoidal'den sapma, genellikle harmonik adı verilen bileşenlerin ortaya çıkması ile ifade edilmektedir ve buna sebep olan etkenlerin başında ise manyetik ve elektrik devrelerindeki nonlineerlikler (doğrusal olmama) gelmektedir.

Kaliteli elektrik enerjisi, şebekenin tanımlanan bir noktasında, gerilimin genlik ve frekansının anma değerlerini koruması ve gerilim dalga şeklinin sinüs biçiminde bulunmasıdır. Bu tanımın tersinden hareketle ifade edilirse enerji kalitesizliği; gerilimin genliğinin değişmesi, kesintiler, gerilim darbeleri, gerilim dalgalanması (fliker), gerilimin doğru bileşen içermesi, dalga şeklinin sinüsten uzaklaşması, frekans değişimleri ve üç faz dengesizlikleridir. Enerjinin kalitesi çoklukla yük tarafından bozulur. Gerilim-akım karakteristiği lineer (doğrusal) olmayan yükler şebekeden sinüs olmayan akımlar çekerler ve bu akımlar şebekede sinüs olmayan gerilim düşümleri meydana getirerek besleme noktasındaki gerilimin dalga şeklini bozarlar. Gerilim ve/veya akımın dalga şekli sinüs biçiminde değilse, bu dalgaya Fourier analizi uygulanarak harmonikler bulunur.

Elektrik gücü analizindeki harmonikler, sinüsoidal olmayan dalga biçimlerini tanımlar. Alt sıradaki 5. ve 7. harmonikler en zararlı olanlardır. Harmonikler güç faktörü düzeltmesi için kullanılan kapasitörlerdeki dalga biçimlerini bozma potansiyeline sahiptirler. Harmonik akımlar bir kapasitörden kolayca geçebilmekte ve eğer yeterli harmonik gerilim varsa, sabit kapasitörler muhtemelen birkaç yıl içinde erken arızaya uğrayabilmektedir. Tesis sadece motorları içeriyorsa, sabit kapasitörler uygun bir çözümdür. Ancak harmonik akım üreten önemli elektronik donanıma sahip tesislerde standart güç faktörü kapasitörleri yetersiz olabilir. Harmonik akımın varlığını ve derecesini belirlemek ve standart kapasitörlerin uygunluğunu belirlemek için ölçüm gereklidir. Ortak harmonik akım kaynakları arasında AHS'ler, değişken frekanslı sürücüler (DFS'ler) ve anahtarlamalı güç kaynakları bulunur. Harmonik gerilimler, harmonik akımlardan daha problemlidir.

Harmonik seviyelerinin sorun yarattığı yerlerde ("IEEE 519 Standardı: Elektrik Güç Sistemlerinde Harmonik Kontrol için Önerilen Uygulama ve Gereklilikler" referans alınarak belirlendiği üzere), güç faktörü düzeltmesi ek güç elektroniği dönüştürücülerini gerektirir. Sabit kapasitörler, sürekli yüklü motorlar gibi sabit yükler için veya büyük motor gruplarına hizmet veren ana elektrik hizmetlerinde kullanılır. Güç faktörü değiştiğinde (örneğin, tesis rutin değişiklikleri tarafından başlatılan motor yükü değişiklikleri), kapasitör düzeltme ekipmanı, aktif dijital güç faktörü düzeltme ekipmanı gerektirebilir.

Güç Kalitesi Gereksinimleri [2]
Şartname, uygulama ve kurulum sırasında özen gösterilmezse AHS'lerde kullanılan elektronik devreler, güç kalitesiyle ilgili sorunlara karşı daha hassas olabilir. En yaygın sorunlar, geçici aşırı gerilim, gerilim düşmeleri ve harmonik bozulmadır.

Geçici Aşırı Gerilim
Geçici aşırı gerilim, kısıtlama gerektirir. Kondansatörler, ağır yükleme dönemlerinde şebeke güç sisteminde, güç faktörü düzeltmesi ve gerilim stabilitesi sağlamak için kullanılır. Kullanıcılar, tesislerinde güç faktörü düzeltmesi için kapasitörleri de tercih edebilirler. Kondansatörlere enerji verildiğinde, büyük bir geçici aşırı gerilim oluşarak AHS'nin açılmasına/atmasına (tripine) neden olabilir.

Gerilim Düşmesi
AHS'ler, nominal gerilimdeki geçici düşüşlere karşı hassastır. Genellikle gerilim düşüşleri, şebekedeki veya son kullanıcının elektrik sistemindeki arızalardan kaynaklanır.

Harmonik Bozulma
AHS, nonlineer (doğrusal olmayan) özelliği nedeniyle güç sisteminde harmonikler oluşturur. Harmonikler, frekansa bağlı olarak alternatif akım (AC) sinüs dalgasının katları olan akım ve gerilim bileşenleridir. AHS'ler nedeniyle üretilen harmonikler şiddetli olduğunda, bu bozulmalar motorun, transformatörün ve iletkenin aşırı ısınmasına, kapasitör arızasına ve röle ve kumandaların kötü çalışmasına yol açar. IEEE-519 ile uyumluluk, bir referans belge olarak ve AHS şartnamelerinin geliştirilmesi için önerilir. [2]

13.3.3. Güç Faktörü (Katsayısı)

Güç faktörü veya katsayısı (p*f*), aktif gücün (W), görünen güce (VA) oranıdır (Eş. 13.1).

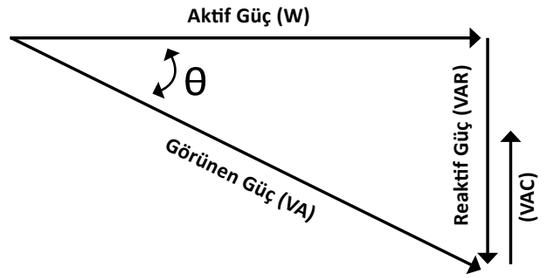
$$pf = \frac{\textit{Aktif (Gerçek) Güç}}{\textit{Görünür Güç}} = W \times Cos\vartheta \qquad (13.1)$$

Derece cinsinden p*f* açısı = $Cos^{-1}\,\vartheta = Cos^{-1}\,\emptyset$

Aktif (gerçek) güç (W), motoru döndürmek için güç sistemi tarafından sağlanan güce eşittir.

Reaktif güç (VAR) = W tan ϑ formülü, yalnızca motor içinde $(VA)^2 = (W)^2 + (VAR)^2$ olarak ifade edilen bir manyetik alan geliştirmek için kullanılır (Şekil 13.1).

Devre verimliliğini iyileştirmek ve artan şebeke kayıplarından kaçınmak için güç faktörü artırılır. Düşük veya yetersiz güç faktörü genellikle elektrik motorlarının kullanılmasından kaynaklanır ve sistemin elektriksel çalışma verimini düşürebilir.



Şekil 13.1:
Güç Faktörü Üçgeni

Not: VAR vektörünün yönüne bağlı olarak güç faktörü, kapasif (leading) ya da endüktif (lagging) olabilir. Asenkron motorlar endüktif VAR gerektirir. Bunu düzeltmek için kapasitif yükler kullanılabilir, bu da büyük endüktif yüklerin (motorların) güç faktörünü iyileştirir. Güç faktörü kapasitörleri devrede kapasitif akımı çeker ve bu da aynı büyüklükte endüktif akımı düzeltme etkisine sahiptir.[3] Kapasitif güç faktörü ise endüktif yük ile düzeltilir. Kapasitif güç faktörü örnekleri aşırı yüklenmiş senkron motorlar, kapasitörler ve radyo dalgalarıdır. Endüktif güç faktörü örnekleri asenkron motorlar, elektromanyetik röleler ve transformatörlerdir. Akkor lambalar ve halojen lambalar omik yüklerdir, ancak gaz deşarjlı lambaları (floresan, buharlı) endüktif balast kullanılırsa endüktiftir. Yüksek verimli elektronik balast durumunda güç faktörü 1'e yakındır, dolayısıyla omik yük gibi kabul edilebilirler. LED lambalarda ise akım limitleyici olarak seri kapasitörler kullanılırsa yük az miktarda kapasitif olabilir. Bu nedenle, elektrik etüdünde işletmede kullanılan aydınlatma tipi ve adedinin belirlenmesi önemlidir.

Güç Faktörünü Düşüren Cihazlar

- Güç faktörü düzeltmeli olmayan aydınlatma ekipmanı (p*f*: %40 ile %80)
- Ark kaynakları (p*f*: %50 ile %70)
- Solenoidler (p*f*: %20 ile %50)
- İndüksiyonlu ısıtma ekipmanı (p*f*: %60 ile %90)
- Kaldırma mıknatısları (p*f*: %20 ile %50)
- Küçük kuru paket tipi transformatörler (p*f*: %30 ile %95)
- Asenkron motorlar (p*f*: %55 ile %90)

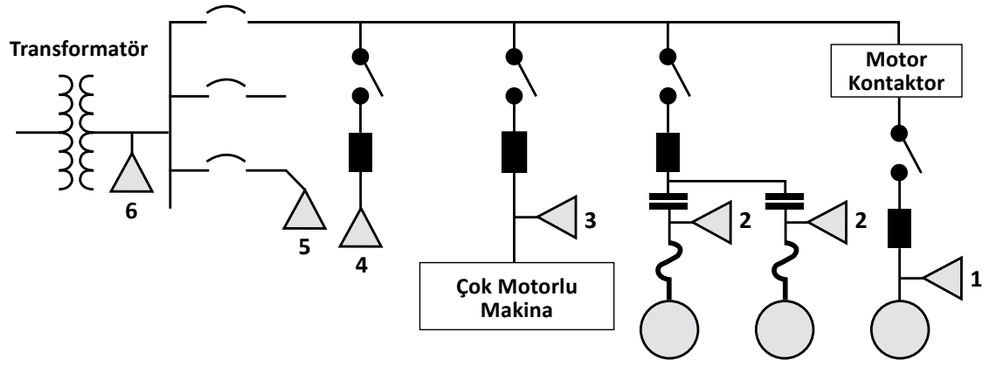
Asenkron motorlar, yaygın kullanıma sahip olmaları ve çoğunlukla tam yükte çalışmamaları nedeniyle genellikle düşük güç faktörünün başlıca nedeni olarak kabul edilirler. Düşük güç faktörünün düzeltilmesi, sistem verimini optimize ederken göz önünde bulundurulması gereken bir husustur.

Güç Faktörü İyileştirmesinden (Düzeltilmesinden) Elde Edilen Faydalar

- Artan tesis kapasitesi
- Elektrik dağıtım şirketlerince kesilen cezaların azaltılması
- İyileştirilmiş gerilim beslemesi
- Şebekede, transformatörlerde ve dağıtım ekipmanlarındaki güç kayıplarında azalma

Güç Faktörü Düzeltmesi

Güç faktörünün düzeltilmesinde üç yöntem kullanılabilir. Bunlar, 1) bireysel kompanzasyon, 2) grup kompanzasyon ve 3) merkezi kompanzasyondur. Kompanzasyon, kondansatör veya şönt reaktörlerle yapılır. Kondansatör kapasitif, şönt reaktörler ise endüktif karakterli elemanlardır. Bireysel (tekil) kompanzasyonda kondansatörler direkt olarak reaktif güç üreten cihazın yük çıkışına bağlanır ve yük ile kondansatör aynı anahtarlama devresine bağlanır. Dolayısıyla, yük ve kondansatörler birlikte devreye girip çıkarlar. Etkin ve güvenilir ama maliyetli bir yöntemdir. Ancak hat uzunluğu fazla ise ve büyük yükler mevcutsa tekil kompanzasyon tercih edilebilir. Aynı zamanda aydınlatmada da tercih edilen bir yöntemdir. Grup kompanzasyon, işlevsel olmaması nedeniyle pek uygulanmasa da birçok yükün tek bir yükmüş gibi düşünüldüğü ve grup halinde anahtarlanan yüklerin kompanzasyonunda tercih edilebilecek bir yöntemdir. Merkezi kompanzasyon, birbirinden farklı yüklerin olduğu ve devreye girip çıkma zamanlarının farklı olduğu yüklerin olması durumunda kullanılır ve pratik olması ve hızla devreye alınabilmesi nedeniyle sıklıkla tercih edilir. Etüt sırasında yüklerin farklı zamanlarda ölçülmüş olması şebekeye paralel bağlanacak kondansatörlerin gruplaması için önemlidir. Kompanzasyon panolarındaki röleler ile devreye girip çıkan kondansatörler, güç faktörünün sürekli olarak 0,95-1,0 aralında tutulmasını sağlayacaktır.



Şekil 13.2: Güç Faktörü Düzeltme Konumları

Şekil 13.2.'de gösterilen motor 1 ve 2 için kondansatör uygulaması:

Avantajları

- Dağıtım sisteminin artan yük kapasitesi.
- Ekipmanla anahtarlandı; ek anahtarlamaya gerek yoktur.
- İyileştirilmiş gerilim regülasyonu; kondansatör yükü takip eder.
- Kapasitör boyutlandırma basitleştirilmiştir.
- Kondansatörler ekipmana bağlıdır.

Dezavantajları

- Küçük kapasitörler kVA başına daha maliyetlidir; 7,5 kW daha büyük motorlar için tipik olarak ekonomik olarak uygundurlar.

Şekil 13.2.'de gösterilen motor 3 için kapasitör uygulaması:

Avantajları

- Artan yük kapasitesi.
- Tekil düzeltmeye göre azaltılmış malzeme maliyetleri.
- Tekil düzeltmeye göre daha düşük kurulum maliyetleri.

Dezavantajları

- Anahtarlama, karmaşık kapasitans kontrolü gerektirebilir.

Şekil 13.2.'de gösterilen ana servis 4, 5 ve 6'daki kondansatör uygulaması:

Avantajları
- Düşük malzeme kurulum maliyetleri.

Dezavantajları
- Kapasitans kontrolü normalde gereklidir.
- Dağıtım sistemi için iyileştirme yoktur.

Diğer Hususlar

Güç faktörüne katkıda bulunan yükler nispeten sabit olduğunda ve sistem yük kabiliyetlerinin bir etkisi olmadığında, ana şebekede düşük güç faktörünün düzeltilmesi bir maliyet avantajı sağlayabilir. Düşük güç faktörü, seçilen birkaç ekipman parçasından elde edildiğinde, tekil ekipman düzeltmesi daha uygun maliyetlidir. Güç faktörü düzeltmesi için kullanılan çoğu kapasitörde entegre sigorta bulunur, yoksa sigorta kullanılmalıdır.

Lineer olmayan yükler için ayarlanabilir hız sürücülerinin (AHS'ler) artan kullanımı, elektrik sistemi güç faktörünün karmaşıklığını ve düzeltilmesini artırmıştır. Sistemin kapsamlı bir analizi yapılmadan güç faktörü düzeltme kapasitörlerinin uygulanması, özellikle beşinci ve yedinci harmonikler mevcutsa, sorunu düzeltmek yerine ağırlaştırabilir.

13.4. Güç Kalitesinin Motor Performansına Etkisi

Dengesiz gerilimlerin çok fazlı asenkron motorlar üzerindeki etkisi, dengeli gerilimlerde meydana gelene zıt bir dönüşe sahip bir "negatif ardışık geriliminin" verilmesine eşdeğerdir. Bu negatif ardışık gerilim, hava boşluğunda rotorun dönüşüne karşı ve yüksek akımlar üretme eğiliminde olan bir akı üretir. Küçük bir negatif ardışık gerilim, sargılarda dengeli voltaj koşullarında mevcut olanlardan önemli ölçüde daha fazla akım üretebilir.

Dengesiz(lik) Tanımı

Yüzde olarak gerilim dengesizliği aşağıdaki gibi tanımlanabilir:

$$\textit{Gerilim Dengesizliği}\ (\%) = 100 \times \frac{\textit{Ortalama Gerilimden Maksimum Gerilim Sapması}}{\textit{Ortalama Gerilim}}$$

Örnek 13.1:
460 V, 467 V ve 450 V gerilimlerinin ortalaması 459 V'tur.
Ortalamadan maksimum sapma 9 V'tur, bu durumda gerilim dengesizliği = 100 x 9 V/459 V = %1,96 olarak hesaplanır.

Torklar

Gerilim dengesiz olduğunda kilitli rotor torku ve devrilme torku azalır. Gerilim dengesizliği aşırı derecede şiddetli ise, torklar uygulama için yetersiz olabilir.

Tam Yük Hızı

Motor dengesiz gerilimlerde çalıştığında tam yük hızı bir miktar azalır.

Akımlar

Kilitli rotor akımı, gerilimlerin dengesiz olmasıyla aynı derecede dengesiz olacaktır, ancak kilitli rotor kVA'sı yalnızca biraz artacaktır. Dengesiz gerilimlerle normal çalışma hızındaki akımlar, gerilim dengesizliğinin yaklaşık 6-10 katı mertebesinde büyük ölçüde dengesiz olacaktır.

Gerilim Dengesizliğinin Motor Verimine Etkisi

Dengesiz akımlar ve gerilim dengesizliğinden kaynaklanan ters akı dönüşü, enerji israfına neden olur ve motor verimini azaltır. Motor verimindeki azalma, gerilim dengesizliği ile orantılıdır ve düşük motor yüklerinde daha belirgindir (Tablo 13.1).

Tablo 13.1: Farklı Motor Yükü Değerlerinde Gerilim Dengesizliğinden Kaynaklanan Motor Verim Kaybı [4]

% Motor Yükü	%1 Dengeli	%2,5 Dengesiz	Dengesiz
100	%0,0	%0,0	%1,5
75	%0,0	%0,1	%1,4
50	%0,0	%0,6	%2,1

Notlar:

1. Motor ısınması nedeniyle, dengesiz gerilimli motorların etiket maksimum gücünden düşürülmesi gerekir. Bu tablo, etiket motor güç değerinin azalma miktarını yansıtır.
2. Bu tablo ve gerilim dengesizliği kavramı, tek fazlı motorlar için geçerli değildir.
3. NEMA (National Electrical Manufacturers Association), motorları %1'e kadar gerilim dengesizliği ile etiket gücünü sağlamak için test etmektedir.

Gerilim Dengesizliğinin Düzeltilmesi

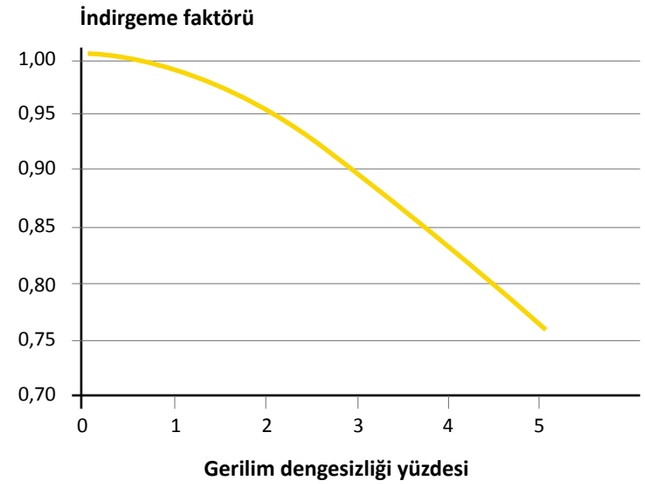
Gerilim dengesizliğinin nedeni, çoğunlukla üç fazlı sisteme eşit olmayan bir şekilde dağıtılan tek fazlı yüklerdir. Bu tek fazlı yükler genellikle daha küçük motor yükleri, klimalar ve elektrikli ısıtıcılar ile birlikte aydınlatma ve elektrik prizlerini içerir. İlk tasarım sırasında bunları dengelemek için çaba gösterilir, ancak kullanım biçimleri her zaman bilinmez ve zaman içinde bina veya tesisteki değişiklikler gerilim dengesizliğinin oluşmasına neden olabilir. Elektrik panolarında ve motor terminallerinde gerilim dengesizliğini periyodik olarak ölçmek iyi bir tesis uygulamasıdır. Dengesizlik belirlendiğinde, yük bir elektrik fazından veya panodan diğerine kaydırılarak azaltılabilir.

13.5. Dengesiz Üç Fazlı Gerilimlerin Sincap Kafesli Asenkron Motorların Performansına Etkileri

Çok fazlı asenkron motora uygulanan şebeke gerilimleri eşit olmadığında, stator sargılarında dengesiz akımlar oluşacaktır. Küçük bir gerilim dengesizliği yüzdesi, çok daha büyük bir akım dengesizliği yüzdesi ile sonuçlanacaktır. Sonuç olarak, belirli bir yükte çalışan motorun sıcaklık artışı ve gerilim dengesizliği yüzdesi, aynı koşullar altında dengeli gerilimlerle çalışan motordan daha büyük olacaktır.

Gerilimler tercihen bir voltmetrede okunabilecek kadar yakın bir şekilde eşit olarak dengelenmelidir. Gerilimlerin dengesiz olması durumunda, motorun hasar görme olasılığını azaltmak için motorun nominal gücü Şekil 13.3'te gösterilen faktörle çarpılmalıdır. Motorun, %5'lik bir gerilim dengesizliğinin üzerinde çalıştırılması önerilmez.

Dengesiz gerilimlerde çalışma için Şekil 13.3'teki azami yüklenme eğrisi uygulandığında, aşırı yük rölesinin seçimi ve set değeri, motora uygulanan indirgeme faktörü (derating factor) ve dengesiz gerilimlerden kaynaklanan akım artışının kombinasyonunu hesaba katılmalıdır. Bu, I MAKSİMUM veya I ORTALAMA'ya göre aşırı yük rölesinin özelliklerine ek olarak yük ve gerilim dengesizliğinin bir fonksiyonu ile motor akımındaki değişimi içeren karmaşık bir problemdir. Belirli bilgilerin yokluğunda, aşırı yük rölelerinin uygulanan indirgeme faktörü ve gerilim dengesizliği için trip ile sonuçlanmayan minimum değerde seçilmesi veya ayarlanması veya her ikisinin birden yapılması önerilir. Dengesiz gerilimler beklendiğinde, aşırı yük rölelerinin I ORTALAMA'ya duyarlı aşırı yük röleleri yerine I MAKSİMUM'a duyarlı olacak şekilde seçilmesi önerilir.



Şekil 13.3: Dengesiz Gerilim Nedeniyle Motorun İndirgeme Faktörü (Derating Factor)

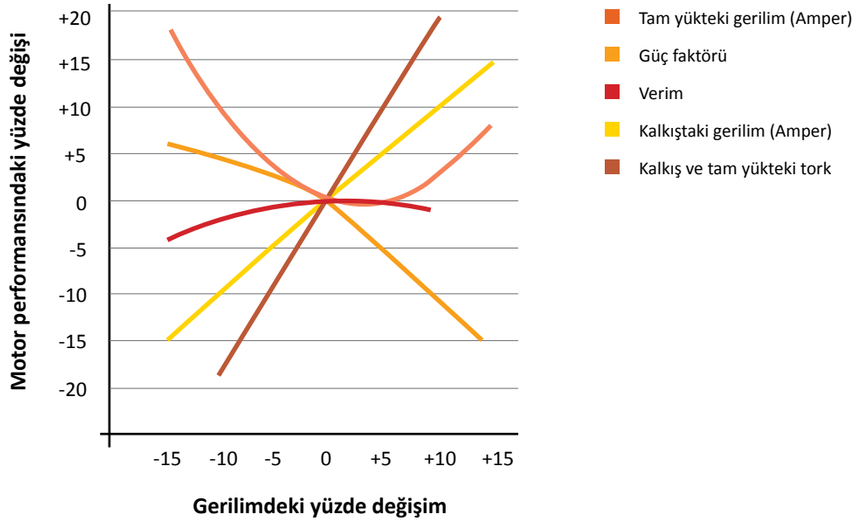
13.6. Elektrik Motoru Çeşitleri

Elektrik motorları, elektrik enerjisini verimli bir şekilde mekanik enerjiye dönüştürür. %80 verimli bir elektrik motoru, tüketilen elektrik enerjisinin %80'ini motor milinde mekanik enerjiye dönüştürür. Bir elektrik motorunda mekanik enerjiye dönüşmeyen elektrik enerjisi çoğunlukla ısıya dönüştürülür ve bu, enerji elektrik enerjisi girişi ile mekanik enerji çıkışı arasındaki fark olarak ölçülür.

Faz konfigürasyonu, motorun tasarlandığı güç kaynağı tipinin göstergesidir. Yaygın olarak iki farklı faz konfigürasyonu ile karşılaşılır: tek fazlı ve üç fazlı. Motorlar, tek fazlı veya üç fazlı çalışma için özel olarak tasarlanmıştır. Tek fazlı motorlar genellikle 7,5 kW'ın altındaki güç aralığında sınırlıdır. Üç fazlı motorların güç aralığı ise geniş bir yelpazede seyretmektedir.

Anma Gerilimi

Motor anma performansının elde edilmesi için motor terminalinde anma geriliminin uygulanması gerekir. Nominal değerden gerilim farklılığı, motor performansı üzerinde karmaşık bir etkiye sahiptir. Söz konusu etkiler Şekil 13.4'te özetlenmiştir.



Şekil 13.4: Motor Performansı Üzerinde Gerilim Değişimi Etkisi [3]

Anma Gücü

Nominal güç, 50 Hz nominal gerilimde beslendiğinde ve şafta tam yük nominal tork uygulandığında bir motordan çekilebilen güç için kullanılan ifadedir.

Akım Türleri (I)

Yüksüz Akım

Yüksüz akım (NLC), motorun yüksüz koşullarda çekeceği hat akımıdır.

Tam Yük Akımı

Tam yük akımı (FLC), motorun tam yük koşullarında çekeceği hat akımıdır. Etiket akımı olarak da bilinir.

Kilitli Rotor Akımı

Kilitli rotor akımı (LRC), motor terminallerine tam (anma) gerilim uygulandığında motorun başlatma koşulları altında çekmesi beklenebilecek akımdır. Aynı zamanda, tam yük akımından tipik olarak 5-6 kat daha büyük olan ani kalkış akımı olarak da bilinir.

Servis Faktörü Akımı

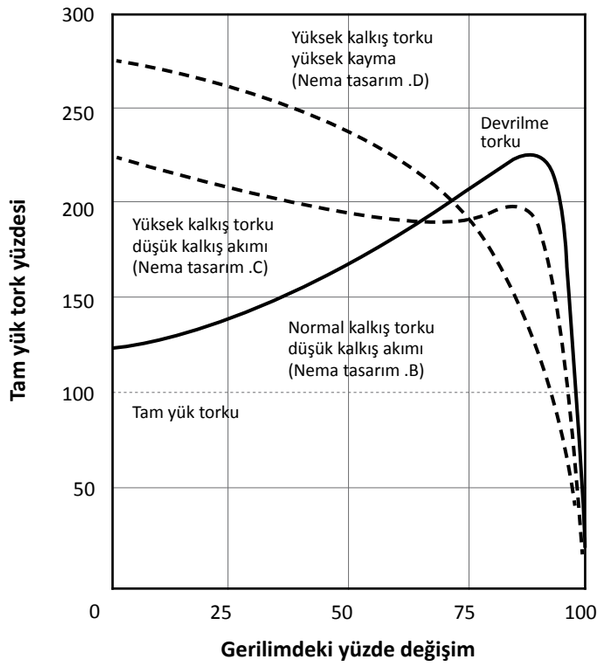
Servis faktörü akımı, motor, motor etiketinde belirtilen servis faktörüne eşit bir yüzde aşırı yüke maruz kaldığında besleme hattından çekilir. Örneğin, bir motorun servis faktörü 1,15 olabilir; bu, motorun olağandışı yük koşulları altında %15'lik aşırı yüklenmeyi kaldırabileceğini gösterir. Motor, servis faktörü yük koşulu altında servis faktörü akımı çekecektir. Bir motorun servis faktörü durumunda uzun süre çalıştırılması, o motorun ömrünü kısaltacaktır. Motor tasarımı, bu aşırı yük durumunda aralıklı ve geçici çalışmaya izin verir.

Elektrik Motoru Standartları

Elektrik motorlarının standartları IEC (International Electrotechnical Commission) ve NEMA (National Electrical Manufacturers Association) tarafından yayınlanmaktadır. IEC Avrupa merkezli, NEMA ise Amerika merkezli kuruluşlardır. Türk standartları IEC'ye göre düzenleme yapmaktadır. IEC motorları verimlerine göre IE1 standart verim, IE2 enerji verimli, IE3 premium verimli ve IE4 süper premium verimli motor olarak sınıflandırmıştır. IE1 motorlar EPACT92 (Energy Policy Act of 1992, AB'nin 1992 tarihli Enerji Politikası Kanunu) öncesinde üretilmiş motorları ifade eder. IE2 motorlar EPACT92 gereksinimlerini sağlayan ve yaklaşık olarak IE1 sınıfı motorlardan %4-5 daha verimli olan motorları ifade eder. IE3 motorlar, EISA 2007 gereksinimlerini sağlayan ve IE2 motorlara göre yaklaşık olarak %2-3 daha verimli motorlardır. IE4 motorlar ise süper premium verimli motorlardır ve IE3'e göre yaklaşık %1-3 daha verimlidir. Motorlardaki verim artışı daha çok bakır kullanımı ile ilgilidir. Bu durum direnç kayıplarının (I2R) daha az olmasına, daha büyük kablolama nedeni ile daha az ısınmaya neden olacaktır. Verimli motorlarda ayrıca daha fazla ısı atımı için daha iyi fanlar ve rulmanlar söz konusudur. Isı atımının iyi sağlanmış olması motor verimini artıracaktır. Nüve kayıpları minimumdur ve fiziksel olarak verimli motorlar genellikle daha uzun ve ağırdır. Motorun verimsizliğinde en önemli konulardan birisi yeniden sardırma işlemidir. Sardırma işlemi her ne kadar ilk maliyet açısından daha uygun olsa da enerji maliyeti ile birlikte düşünüldüğünde daha yüksek maliyetli bir seçenek olmaktadır. Yeniden sardırma işlemi, maliyeti çok yüksek olan büyük güçteki motorlarda bir iyi bir seçenek olabilir, ancak bu durumda sardırmanın yapılacağı tesisin yetkinliği dikkatle irdelenmelidir. Yeniden sardırma işleminde motor verimi genellikle %1 civarında azalır. Fırınlama işlemi aşırı sıcaklıkta yapılırsa stator zarar ve rulmanlar da hasar görebilir.

NEMA tasarımı (A, B, C, D) ise motor torku ve hız arasındaki ilişkinin bir göstergesidir. Şekil 13.5, en yaygın olarak kullanılan NEMA tasarımlarının tipik tork-hız eğrilerini göstermektedir. NEMA Tasarım A motorları yaygın olarak belirtilmez ve kullanıldıklarında özel aşırı yük korumasına ihtiyaç duyarlar. Tasarım A'nın

önemli özellikleri arasında yüksek çekme torku ve yüksek kalkış demeraj (ani) akımı yer alır. NEMA B (Tasarım B), çoğu endüstriyel uygulama için orta düzeyde kalkış akımı ve iyi bir genel performans ile makul kalkış torkuna sahip standart endüstriyel görev motorudur. Tasarım B motorlarının %225 devrilme torkunu sağlaması gerekir. Tasarım C, yüksek kalkış torku sağlayan özel bir tasarımdır. Başlatılması zor yükler için kullanılır. Tasarım D, özelliklidir, yaygın olarak yüksek kaymalı motor olarak adlandırılır; çok yüksek kalkış torkuna sahip olma eğilimindedir, ancak tam yük torkunda dakikada yüksek kayma devri (devir/dk) kapasitesine sahiptir. Yüksek kayma, yüksek kayıplara eşittir. Bir Tasarım D motorunun, yükler arttığında "yumuşak" bir karakteristiği (hız düşüşü) vardır. Tasarım D motorları, özellikle düşük hızlı zımba presleri, yük asansörleri ve asansörler için uygundur. Genel olarak, Tasarım D motorlarının tam yükte verimliliği zayıftır. Normalde tork özelliklerinin birincil öneme sahip olduğu uygulamalarda kullanılırlar.



Şekil 13.5: NEMA Tasarım Performansı

Verim

Verim (η veya EFF), motor milinden fiilen iş çıkışına dönüştürülen giriş gücünün yüzdesidir. "Elektrik Motorlarının ve Değişken Hız Sürücülerinin Çevreye Duyarlı Tasarım Gerekliliklerine Dair Tebliğ", 28.04.2021 tarih ve 31468 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanmıştır. Bu tebliğ elektrik motorları ve değişken hız sürücülerini tasarım gerekliliklerini göstermektedir. Bu tebliğin ekinde yer alan ve Tablo 13.2'de güç ve kutup sayısına bağlı olarak IE2, IE3 ve IE4 motorlar için verim değerleri gösterilmiştir.

$$\eta = EFF = \frac{746\ W/HP \times Mil\ HP\ Çıkış}{Watt\ Girişi}$$

Tablo 13.2: Farklı Verim Sınıfları İçin Güce ve Kutup Sayısına Bağlı Verim Değerleri

IE2 verim seviyesi için asgari verimler (η_n) (50 Hz) [%]

Anma çıkış gücü P_N (kW)	Kutup sayısı			
	2	4	6	8
0,12	53,6	59,1	50,6	39,8
0,18	60,4	64,7	56,6	45,9
0,20	61,9	65,9	58,2	47,4
0,25	64,8	68,5	61,6	50,6
0,37	69,5	72,7	67,6	56,1
0,40	70,4	73,5	68,8	57,2
0,55	74,1	77,1	73,1	61,7
0,75	77,4	79,6	75,9	66,2
1,1	79,6	81,4	78,1	70,8
1,5	81,3	82,8	79,8	74,1
2,2	83,2	84,3	81,8	77,6
3	84,6	85,5	83,3	80,0
4	85,8	86,6	84,6	81,9
5,5	87,0	87,7	86,0	83,8
7,5	88,1	88,7	87,2	85,3
11	89,4	89,8	88,7	86,9
15	90,3	90,6	89,7	88,0
18,5	90,9	91,2	90,4	88,6
22	91,3	91,6	90,9	89,1
30	92,0	92,3	91,7	89,8
37	92,5	92,7	92,2	90,3
45	92,9	93,1	92,7	90,7
55	93,2	93,5	93,1	91,0
75	93,8	94,0	93,7	91,6
90	94,1	94,2	94,0	91,9
110	94,3	94,5	94,3	92,3
132	94,6	94,7	94,6	92,6
160	94,8	94,9	94,8	93,0
200'den 1000'e kadar	95,0	95,1	95,0	93,5

IE3 verim seviyesi için asgari verimler (η_n) (50 Hz)[%]

Anma çıkış gücü P_N (kW)	Kutup sayısı			
	2	4	6	8
0,12	60,8	64,8	57,7	50,7
0,18	65,9	69,9	63,9	58,7
0,20	67,2	71,1	65,4	60,6
0,25	69,7	73,5	68,6	64,1
0,37	73,8	77,3	73,5	69,3
0,40	74,6	78,0	74,4	70,1
0,55	77,8	80,8	77,2	73,0
0,75	80,7	82,5	78,9	75,0
1,1	82,7	84,1	81,0	77,7
1,5	84,2	85,3	82,5	79,7
2,2	85,9	86,7	84,3	81,9
3	87,1	87,7	85,6	83,5
4	88,1	88,6	86,8	84,8
5,5	89,2	89,6	88,0	86,2
7,5	90,1	90,4	89,1	87,3
11	91,2	91,4	90,3	88,6
15	91,9	92,1	91,2	89,6
18,5	92,4	92,6	91,7	90,1
22	92,7	93,0	92,2	90,6
30	93,3	93,6	92,9	91,3
37	93,7	93,9	93,3	91,8
45	94,0	94,2	93,7	92,2
55	94,3	94,6	94,1	92,5
75	94,7	95,0	94,6	93,1
90	95,0	95,2	94,9	93,4
110	95,2	95,4	95,1	93,7
132	95,4	95,6	95,4	94,0
160	95,6	95,8	96,6	94,3
200'den 1000'e kadar	95,8	96,0	95,8	94,6

IE4 verim seviyesi için asgari verimler (η_n) (50 Hz)[%]

Anma çıkış gücü P_N (kW)	Kutup sayısı			
	2	4	6	8
0,12	66,5	69,8	64,9	62,3
0,18	70,8	74,7	70,1	67,2
0,20	71,9	75,8	71,4	68,4
0,25	74,3	77,9	74,1	70,8
0,37	78,1	81,1	78,0	74,3
0,40	78,9	81,7	78,7	74,9
0,55	81,5	83,9	80,9	77,0
0,75	83,5	85,7	82,7	78,4
1,1	85,2	87,2	84,5	80,8
1,5	86,5	88,2	85,9	82,6
2,2	88,0	89,5	87,4	84,5
3	89,1	90,4	88,6	85,9
4	90,0	91,1	89,5	87,1
5,5	90,9	91,9	90,5	88,3
7,5	91,7	92,6	91,3	89,3
11	92,6	93,3	92,3	90,4
15	93,3	93,9	92,9	91,2
18,5	93,7	94,2	93,4	91,7
22	94,0	94,5	93,7	92,1
30	94,5	94,9	94,2	92,7
37	94,8	95,2	94,5	93,1
45	95,0	95,4	94,8	93,4
55	95,3	95,7	95,1	93,7
75	95,6	96,0	95,4	94,2
90	95,8	96,1	95,6	94,4
110	96,0	96,3	95,8	94,7
132	96,2	96,4	96,0	94,9
160	96,3	96,6	96,2	95,1
200'den 249'a kadar	96,1	96,7	96,3	95,4
250'den 314'e kadar	96,5	96,7	96,5	95,4
315'ten 1000'e kadar	96,5	96,7	96,6	95,4

Nominal Verim
Nominal verim, bir tasarımının performansını tanımlar. Rotor çubuğu direnç toleranslarının neden olduğu verimdeki değişimi tanımlamak amacıyla aynı tasarıma sahip çok sayıda motor üretimi için ortalama verim hesaplanır. Bu ortalama verim, nominal verim olarak adlandırılır ve bu değer motor etiketinde gösterilir. Asenkron motorların verimi, motor yapımında kullanılan malzemelere bağlıdır.

Şasi Boyutu
Şasi, motorun boyutlarını ifade eder. Genel olarak, şasi boyutu artan güç veya azalan hızlarla büyür. Motor endüstrisinde standardizasyonu teşvik etmek için belirli güç, hız ve kavite kombinasyonları için standart şasi boyutları belirlenmiştir. Şasi boyutu, standart motorların montajını ve mil boyutunu özel olarak belirler. [5]

Motor Hızı
Motorlar, tanımlanmış bir besleme frekansı için optimize edilmiştir. Motorun manyetik kutup tasarımı ile birlikte besleme frekansı çıkış hızını belirler. Motor tasarımcısı, verimi optimize etmek için manyetik tasarımı seçer. Hız normalde devir/dk olarak ifade edilir.

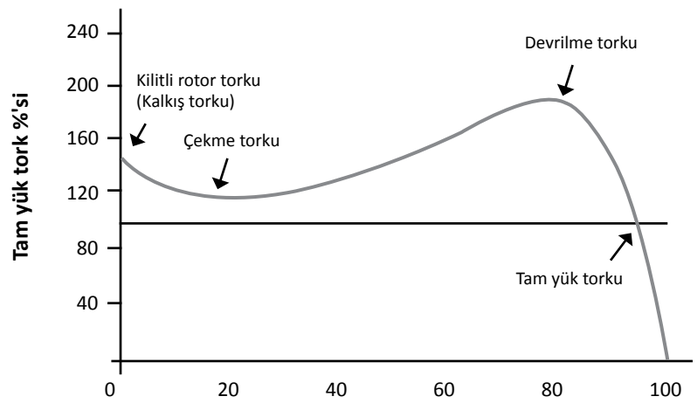
Kutuplar
Kutuplar (p), motor içindeki manyetik kutupların sayısını tanımlar. Çiftler halinde düzenlenmiş (her zaman çift sayıda) kutup vardır ve bunlar iki kutuplu, dört kutuplu, altı kutuplu ve yukarısı olarak tanımlanır. Kutuplar, motorun senkron hızını belirlemek için besleme frekansı ile birlikte kullanılır. 50 ve 60 Hz frekansta, ortak düzenlemeler Tablo 13.3'te gösterilmiştir.

Tablo 13.3: Motor Senkron Hızları

Kutup Sayısı	Frekans 50 Hz	Frekans 60 Hz
2	3000	3600
4	1500	1800
6	1000	1200
8	750	900
20	600	720

Senkron Hız
Senkron hız, motor statoru içindeki manyetik alanın döndüğü hızdır. Aynı zamanda yüksüz durumda motor milinin döneceği hızdır. Asenkron motorlarda hız bağıntısı N (rpm) = (60 x f) / 2p şeklindedir. Burada, f = frekans ve 2p ise kutup çifti sayısını ifade etmektedir. Örneğin, 60 Hz'de çalışan 4 kutuplu bir motorun manyetik alan hızı 1800 devir/dk olacaktır (bkz. Tablo 13.3). Bu motor milinin yüksüz hızı yaklaşık 1800, muhtemelen 1798 veya 1799 devir/dk olacaktır. Aynı motorun tam yüklü hızı yaklaşık 1745 devir/dk olabilir. Senkron hız ile tam yük hızı arasındaki fark, motorun kayma devri olarak adlandırılır. Bu hız normalde senkron hızın yüzdesi olarak ifade edilir.

Kayma
Kayma bilgisi iki şekilde sunulur: kayma devri ve yüzde kayma. Kayma (devir/dk), senkron hız ile tam yük hızı arasındaki farktır (Şekil 13.6). Yüzde kayma, senkron hızın bir yüzdesidir. Kayma (devir/dk), senkron hızın yüzdesi olarak ifade edildiğinde, kayma veya kayma yüzdesi kullanılır. Çoğu standart motor, %2-5 tam yük kayması ile çalışır. Enerji verimli motorlar, aynı güç ve kutup sayısına sahip daha önceki, daha az verimli modellere kıyasla daha az kayma ile çalışma eğilimindedir. Kayma, yükün lineer bir fonksiyonudur.



Şekil 13.6: Tipik Hız-Tork Eğrisi

Tam Yük Hızı
Tam yük hızı (FLS-Full Load Speed), nominal voltaj sağlandığında tam yük koşullarında motor milinin mevcut çalışma hızıdır (Şekil 13.6). Bu hız, rotor çubuğu direncini ve bireysel motor verimini yansıtan bir üretim partisinde bir motordan diğerine değişecektir.

Tam Yük Hızı = Senkron Hız - Kayma Hızı

İzolasyon Sınıfı
Motor izolasyon sınıfı, bir motorun izolasyon bileşenlerinin yüksek sıcaklığa dayanma yeteneğinin bir ölçüsüdür. Motorlarda, artan ısıl kapasitelere göre sıralanan beş ana izolasyon sınıflandırması (A, E, B, F ve H) kullanılır. Azaltılmış çalışma sıcaklığı, izolasyon ömrünü önemli ölçüde artırır. Beklenen motor ömrü, sıcaklıktaki her 10°C'lik düşüş için %100 artacaktır. Tablo 13.4'te verilen sıcaklıklar, ortam sıcaklığının ve motor yüklemesinden kaynaklanan sıcaklık artışının toplamıdır. Bir motorun bu sıcaklıklarda çalıştırılması, tahmini 20.000 saatlik bir ömür sağlar.

Tablo 13.4: İzolasyon Sınıfı Sıcaklık Performansı

İzolasyon Sistemi Sınıfı	Sıcaklık [°C]
A	105
E	120
B	130
F	155
H	180

Yük Tipleri

Doğru boyutta bir motor ve sürücü kombinasyonu sağlamak için hız torkunu belirlemek önemlidir.

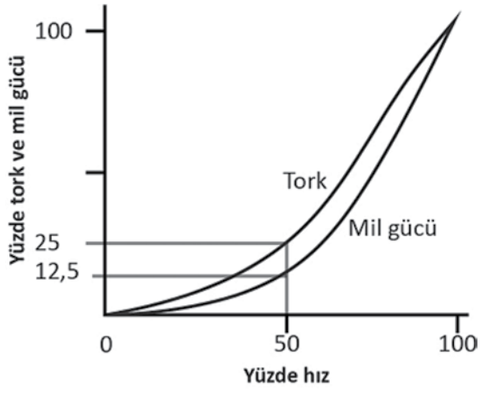
En yaygın tork-hız özellikleri aşağıdaki gibidir:

- Değişken tork
- Sabit tork
- Sabit mil gücü

Motor ve yükün yol verme dinamiklerini belirlemede yük karakteristiği çok önemlidir. Motor tork hızı karakteristiklerini ve yük ihtiyaçlarını karşılaştırmak gereklidir.

Değişken Tork

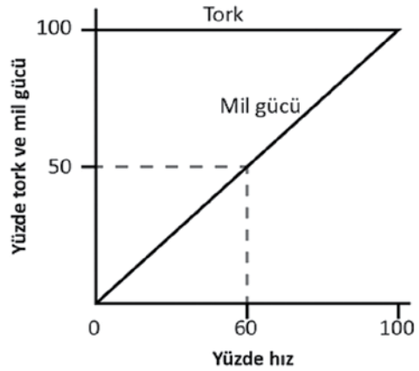
Değişken tork, düşük hızlarda düşük tork gerektiren özelliklere sahip yüklerde bulunur ve hız arttıkça artan tork değerleri gerekir (Şekil 13.7). Değişken tork yüklerine örnek olarak santrifüj fanlar ve santrifüj pompalar verilebilir. Herhangi bir derecede statik yük içeren yüklere çok dikkat edilmelidir, en önemlileri pompalama uygulamalarıdır.



Şekil 13.7:
Değişken Tork Yükü

Sabit Tork

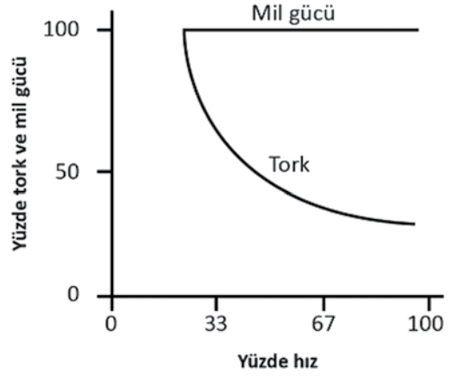
Sabit tork, sürüldüğü hızdan bağımsız olarak, yükü sürmek için gereken torkun sabit olduğu bir yük karakteristiğini tanımlamak için kullanılan bir terimdir (Şekil 13.8). Çoğu konveyörün tork gereksinimi, belirli bir yük için sabittir.



Şekil 13.8: Sabit Tork Yükü

Sabit Mil Gücü

Sabit mil gücü terimi, hız arttıkça tork gereksiniminin azaldığı belirli yük türlerinde kullanılır (Şekil 13.9). Sabit güç yükü genellikle taşlama, matkap presleri, torna tezgâhları, freze tezgâhları ve benzeri talaş kaldırma uygulamalarıyla ilişkilendirilir.



Şekil 13.9: Sabit Mil Gücü

Yüksek Atalet Yükü
Yüksek atalet yükleri, nispeten yüksek bir depolanmış dönme enerjisine veya volan etkisine sahiptir. Büyük fanlar, üfleçler (blowerlar), zımba presleri, santrifüjler, endüstriyel çamaşır makineleri ve benzeri diğer tezgâh ve cihazlar, yüksek atalet yüklerine sahip ekipmana örnektir.

Sıcaklık (Ortam Sıcaklığı)
Ortam sıcaklığı, sürekli olarak tam yükte çalıştırıldığında motoru çevreleyen maksimum güvenli sıcaklıktır. Çoğu durumda, standartlaştırılmış ortam sıcaklığı değeri 40°C'dir ve motor verim testleri bu sıcaklık baz alınarak yapılır. Belirli uygulamalar (örneğin gemi veya kazan daireleri), genellikle 50°C veya 60°C gibi daha yüksek ortam sıcaklığı değerine sahip motorlar gerektirebilir.

Sıcaklık Artışı
Sıcaklık artışı, motorun çalışma dışı (soğuk) durumundan tam yük sürekli çalışma koşulundaki sıcaklığına kadar motorun sargısında beklenebilecek sıcaklık değişimidir. Sıcaklık artışı normalde santigrat derece (°C) olarak ifade edilir.

Güç Faktörü
Güç faktörü (pf), belirli bir motorun mıknatıslama akımı gereksinimlerinin bir ölçüsüdür.

$$\textit{3 Fazlı Bir Sistemde Güç Faktörü/Katsayısı} = \frac{\textit{Giriş Gücü (Watt)}}{\textit{Volt x Amper x 1,73}}$$

Servis Faktörü
Servis faktörü, olağandışı yük koşulları sırasında bir motorun kaldırabileceği aşırı yük miktarını gösteren bir çarpandır. Örneğin, 1,0 servis faktörüne sahip bir motorun sürekli olarak etiket gücünden daha fazlasıyla çalışması beklenemez. Benzer şekilde, 1,15 servis faktörüne sahip bir motorun, etiket gücünün %15'i kadar fazlasında kesintili yükleri taşıması beklenebilir.

Yükleme Rejimi
Çoğu motor, sürekli çalışma sınıfındadır. Bu, bir motorun izolasyon sıcaklığını aşmadan sürekli olarak tam yük torkunda çalışabileceği anlamına gelir. Atık bertarafı, valf aktüatörleri, vinçler ve diğer kesintili yük türleri gibi belirli uygulama türlerinde kullanılan motorlar, sıklıkla 5 dakika, 15 dakika, 30 dakika veya bir saat gibi kısa süreli çalışma olarak değerlendirilecektir. Kısa süreler için çok ağır bir yükü ve ardından daha düşük yük seviyelerini karşılamak için bir motor gerekebilir.

Tork
Tork, motorun mili tarafından uygulanan döndürme momentidir. Tork, N.m veya N.cm biriminde ölçülür.

Tam Yük Torku
Tam yük torku, motorun aşırı ısınma olmadan kendi yükleme rejimi içinde destekleyebileceği nominal sürekli torktur.

Pik Tork
Pistonlu kompresörler gibi birçok yük türü, gerekli torkun motor milinin dönme konumuna bağlı olarak değiştiği periyodik torka sahiptir. Herhangi bir dönüş açısındaki gerçek maksimum tork gereksinimi, pik tork gereksinimi olarak adlandırılır. Pik tork, zımba presleri gibi yüklerde ve salınımlı çevrimsel tork gereksiniminin oluştuğu diğer yük türlerinde mevcuttur.

Devrilme Torku
Devrilme (Pull Out/Breakdown) torku, motor tam gerilimde çalışırken motor milinden elde edilebilecek maksimum tork miktarıdır (Şekil 13.6).

Çekme Torku
Çekme (Pull Up) torku, bir yükü tam hıza kadar hızlandıran bir motor için tork hızı karakteristik eğrisindeki en düşük noktadır (Şekil 13.6). Bazı motorlar, en düşük nokta kilitli rotor noktasında oluşabileceğinden, çekme torku değeri olmadan tasarlanmıştır. Bu durumlarda, çekme torku, kilitli rotor torku ile aynıdır.

Kalkış Torku
Kalkış (Starting) torku, mil yerinde kilitliyken bir motora tam nominal gerilimde enerji verildiğinde üretilir (Şekil 13.6). Kalkış torku ayrıca kilitli rotor torku olarak da tanımlanır, yükün hızlanmasını başlatmak için motor sargılarına güç uygulandığında mevcut olan torktur.

13.7. Yüksek Verimli Özel Motor Tasarımları

Konut, ticari ve endüstriyel uygulamalarda kullanılan en yaygın motor tasarımı, AC endüksiyon veya sincap kafesli motordur. Ancak, enerji tasarrufu projeleri için potansiyel sunan başka motor tasarımları da vardır.

13.7.1. Elektronik Komütasyonlu Motorlar (ECM)

Elektronik komütasyonlu motor alternatif akım (AC) güç kaynağıyla çalışacak şekilde tasarlanmış olmakla beraber yapısal olarak doğru akım (DC) motoruna daha çok benzemektedir. Esasen, elektronik bileşenler içeren sabit mıknatıslı, fırçasız bir DC motordur. Eklenen elektronik bileşenler, bir elektronik komütasyonlu motorun hem AC hem de DC motorların en iyi özelliklerini birleştirmesine imkân tanır. Bu nedenle, bir ECM kendi başına ayrı bir kategoridedir. Bu teknolojiyi kullanan ECM fanlar son derece verimlidir ve daha düşük işletme maliyetleri ve daha uzun hizmet ömrü ile kendilerini amorti ederler. Ayrıca genellikle göz ardı edilen birçok operasyonel fayda da sağlarlar.

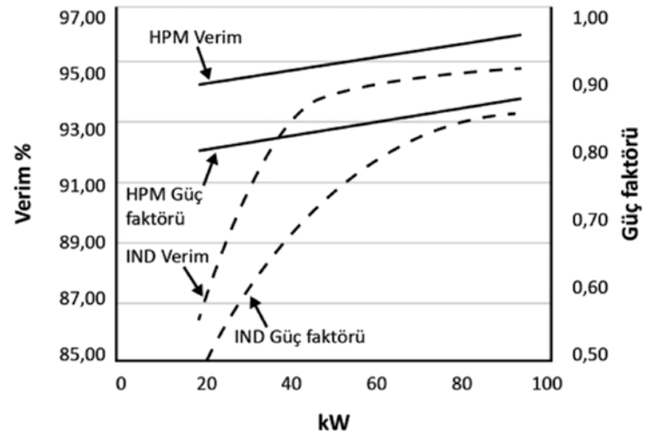
ECM teknolojisi, HVAC endüstrisindeki havalandırma cihazlarında, fırınlarda, ısı pompalarında, klimalarda ve soğutma uygulamalarında yaygın olarak bulunan AC (alternatif akım) gölge kutuplu (SP) ve kalıcı ayrık kapasitörlü (PSC) motorlardan doğal olarak daha verimli olan fırçasız bir DC (doğru akım) sabit mıknatıs tasarımına dayanmaktadır. Elektronik kontrolleri fırçasız DC motorlarla birleştiren ECM'ler, geniş bir çalışma hızı aralığında verimliliği koruyabilir. Ayrıca, elektronik kontroller ECM'yi programlanabilir hale getirerek geleneksel motor teknolojileri kullanılarak oluşturulması imkânsız olan gelişmiş özelliklere izin verir. Bu motorlar, soğutma yüküne ilave yük getirmemeleri nedeniyle son yıllarda merkezi iklimlendirme sistemlerinde de önemli ölçüde yer bulmaya başlamıştır. Tablo 13.5'te söz konusu motor türlerinin tipik verim değerleri verilmektedir.

Tablo 13.5: Oransal Güçlü Motorlarının Tipik Verim Değerleri

	Gölge Kutuplu Motor (SP)	Kalıcı Ayrık Kapasitörlü Motor (PSC)	Elektronik Komütatörlü Motor (ECM)
Tipik Verim	%25-40	%55-65	%80-88

13.7.2. Gelişmekte Olan Teknoloji: Sürekli (Sabit) Mıknatıslı Motorlar

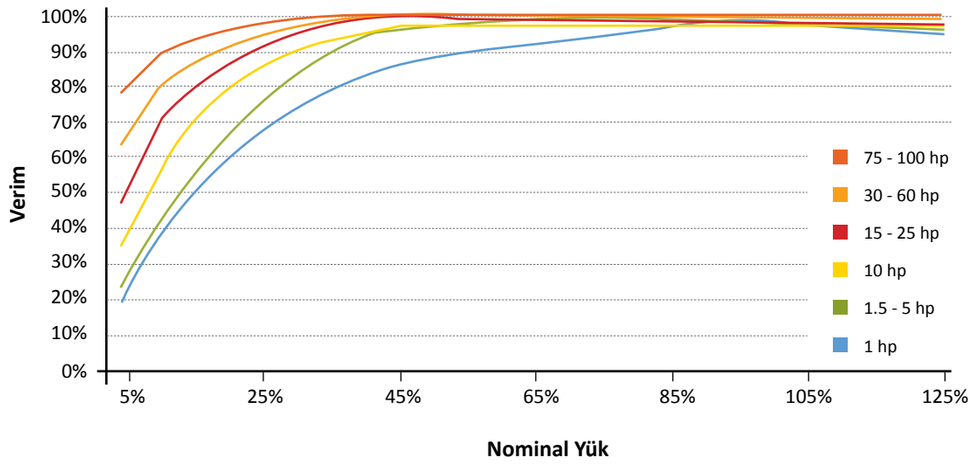
Sürekli mıknatıslı motor, uyarma akısını sağlamak için sargılar yerine kalıcı mıknatıslar kullanan bir elektrik motoru türüdür. Asenkron motorlarda veriminin kayma ile değişmesi, reaktif güce ihtiyaç duyulması ve moment/ağırlık oranının düşük olması gibi nedenlerden dolayı sürekli mıknatıslı motorlar geliştirilmiştir. Bu teknoloji, daha geniş bir hız aralığında daha yüksek verim sunmaktadır. Sürekli mıknatıslı motorlar, geleneksel motorlardan daha pahalı olmasına rağmen ömür boyu maliyet dikkate alındığında uzun çalışma süreleri olan uygulamalarda tercih edilebilmektedir. Bu motorlar, hız ayarının daha kolay yapılabilmesi ve düşük devirlerde de yüksek verime ulaşabilmeleri nedeniyle çalışma sürelerinin büyük bir bölümünü kısmi yükte çalışmanın oluşturduğu değişken hızlı vidalı kompresörler ve soğutma grubu kompresörlerinde kullanılmaktadır. Şekil 13.10'da sürekli mıknatıslı motor ve asenkron motorun verim ve güç faktörü değerlerinin güce göre değişimi verilmektedir.



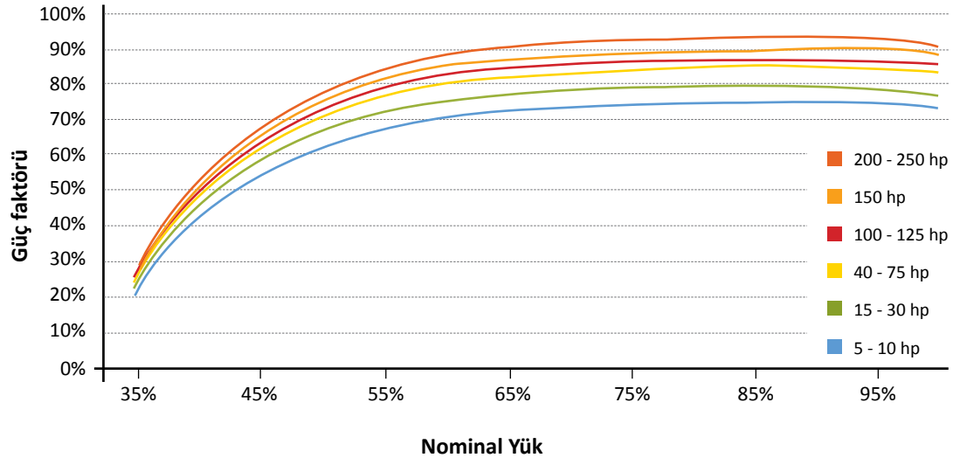
Şekil 13.10: Sürekli Mıknatıslı (HPM) - Asenkron Motor (IND) Karşılaştırması [7]

13.8. Kısmi Yükte Elektrik Motoru Performansı

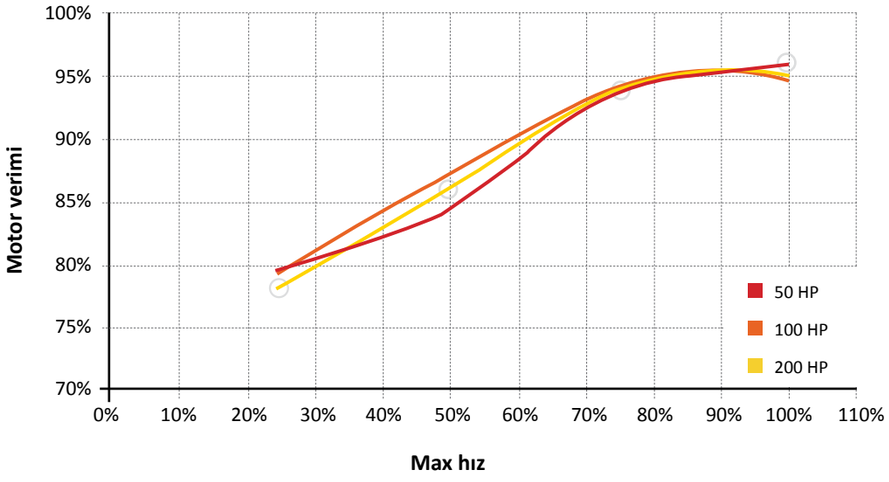
Çoğu elektrik motoru, tasarım kapasitesinin %50-100'ü aralığında çalışacak şekilde kullanılır. Motorun optimum verimine genellikle nominal yükün %75'inde ulaşılır. Çalışmakta olan motorlar üzerinde yapılan araştırmalar, motorların büyük bir kısmının yanlış yüklendiğini ortaya koymaktadır. Nominal yükün %50'sinin altında çalışan hafif yüklü motorlar verimsiz çalışır ve düşük güç faktörü sergiler. Düşük güç faktörü, kablolama, motorlar ve transformatörlerdeki kayıpları artırarak elektrik sisteminin yük taşıma kapasitesini azaltır. Nominal yüklere göre motor verimindeki değişim Şekil 13.11 ve güç faktörü değişimi Şekil 13.12'de gösterilmektedir. Ayarlanabilir hız sürücüleri kullanıldığında olduğu gibi, azaltılmış yüklerle bağlantılı olarak motor hızları düşürüldüğünde ek motor kayıpları meydana gelir (Şekil 13.13).



Şekil 13.11: Nominal Yüke Göre Verimdeki Değişim (Tam Hızda Azaltılmış Yük)



Şekil 13.12: Nominal Yüke Göre Güç Faktöründeki Değişim (Tam Hızda Azaltılmış Yük)



Şekil 13.13: Düşük Hızda Motor Verimi

13.9. Elektrik Motoru Çalışma Yüklerinin Belirlenmesi

Motorların çalışma yükleri belirlemenin birkaç yolu vardır. En anlamlısı, bir veri kaydedici veya bir güç ölçer kullanarak gücün direkt olarak ölçülmesidir. Gerçek yükü tahmin etmek için motor kayma ölçümü ve şebeke akımı bilgileri kullanılabilir. Güç ölçümleri, yedek motorları seçmek ve boyutlandırmak ve işletme ve bakım maliyetlerini azaltmak için kullanılabilecek bilgiler sağlar.

13.9.1. Kayma Ölçümünden Motor Yükünün Değerlendirilmesi

Bu yöntem ile motor yükü yaklaşık olarak tahmin edilebilmektedir. Çünkü asenkron motorlarda, yük ile kayma arasındaki ilişki güç, devir, verim sınıfı vb. kriterlere göre farklılık gösterebilir.

Koşullar
- Motor terminal gerilimi, etiket değerinin %5'i dahilinde olmalıdır.
- Motorlar sabit yük koşullarında çalışmalıdır.
- Ölçümler eğitimli personel tarafından yapılmalıdır.
- Bu prosedür, yeniden sarılmış motorlarda kullanılmamalıdır.

Not: Bu analizde kullanılan değerler, yuvarlama hatalarına tabidir. Örneğin, tam yük hızı genellikle en yakın 5 devir/dk'ya yuvarlanır.

Prosedür:
- Motor etiketini tam yük hızı (FLS) devir/dk'yi okuyun ve kaydedin.
- Senkron/yüksüz hız (NLS) devir/dk olarak (900, 1200, 1800, 3600) belirleyin.
- Takometre ile çalışma yük hızını (OLS) devir/dk, ölçün ve kaydedin.
- Kaydedilen değerleri aşağıdaki formüle yerleştirin ve çözün.

$$\textit{Motor Yükü (\%)} = \frac{\textit{NLS-OLS}}{\textit{NLS-FLS}} \times 100$$

Burada, NLS yüksüz veya senkron hızı, OLS çalışma yükü hızını ve FLS ise tam yük hızını göstermektedir.

Örnek 13.2: Senkron hızı 1800 devir/dk olan bir elektrik motorunun gücü 100 *HP*'dir. Motorun tam yük hızı 1775 ***devir/dk***, çalışma yükü hızı 1786 ***devir/dk*** ise motor yükü yüzdesini ve motor üzerindeki yaklaşık yükü (*HP*) hesaplayınız.

Motorun yüksüz veya senkron hızı ***NLS*** = 1800 ***devir/dk***, tam yük hızı ***FLS*** = 1775 ***devir/dk*** ve çalışma yükü hızı ise ***OLS*** = 1786 ***devir/dk***'dir.

$$\textit{Motor Yükü (\%)} = \frac{\textit{NLS-OLS}}{\textit{NLS-FLS}} \times 100 = \frac{\textit{1800 -1786}}{\textit{1800 -1775}} \times 100 = \% 56$$

Motordaki Üzerindeki Yaklaşık Yük = 100 *HP* x 0.56 = 56 *HP* olarak bulunur.

13.9.2. Faz Akım Değerlerinden Motor Yükünün Değerlendirilmesi

Koşullar
- Motor terminal gerilimi, etiket değerinin %5'i dahilinde olmalıdır.
- V-kayış(lar)ını çıkararak veya kaplini sökerek motoru yükten ayırın.
- Motor 7,5 HP veya daha büyük 3450 devir/dk (iki kutuplu), 1725 devir/dk (dört kutuplu) veya 1140 devir/dk (altı kutuplu) olmalıdır.
- Belirtilen şebeke akımı, tam yük etiket değerinin altında olmalıdır.

Prosedür:
- Motor yüke bağlı ve çalışırken şebeke akımını ölçün ve kaydedin.
- Motoru yükten ayırın. Motor yüksüz çalışırken şebeke akımını ölçün ve kaydedin.
- Kullanılan gerilim için motorun etiket akımını okuyun ve kaydedin.
- Kaydedilen değerleri aşağıdaki formüle yerleştirin ve çözün.

$$\textit{Nominal Motor Yükü (\%)} = \frac{\textit{(2LLA) - NLA}}{\textit{(2NPA) - NLA}} \times 100$$

Burada; LLA yükte çalışırken şebeke akımını (amper), NLA boşta çalışırken şebeke akımını (motorun yükten bağlantısı kesilmiş) ve NPA ise etiket üzerindeki nominal akımı (belirtilen çalışma gerilimi için) göstermektedir.

Örnek 13.3:
- Bir pompayı çalıştıran 20 HP'lik bir motor 460 V ile çalışır ve yüklü durumda şebek akımı 16,5 A'dır.
- Kaplin bağlantısı kesildiğinde ve motor yüksüz çalıştırıldığında, akım 9,3 A'dır.
- 460 V için motor etiket amperi 24,0 A'dır.

Bu nedenle, elimizdeki değerler; *LLA* = 16,5 *A*, *NLA* = 9,3 *A* ve *NPA* = 24,0 *A*

$$\textit{Nominal Motor Yükü (\%)} = \frac{\textit{(2LLA) - NLA}}{\textit{(2NPA) - NLA}} \times 100 = \frac{2 \times 16{,}5 - 9{,}3}{2 \times 24{,}0 - 9{,}3} \times 100 = \frac{23{,}7\text{A}}{38{,}7\text{A}} \times 100 = \%61{,}2$$

Motor Üzerindeki Yaklaşık Yük = 20 *HP* x 0,612 = 12,24 *HP*

Not: Bu prosedürü yalnızca motor yükü %40-100 aralığında olduğunda kullanın. Sonuçlar %40'ın altındaki yükler için kötüleşir. Bu noktanın altında güç faktörü keskin bir şekilde düşer ve şebeke akımı motor yükünün zayıf bir göstergesidir. Yüksüz akımlar, büyük oranda reaktif güç ve çok az gerçek güç içerir. Yüksüz durumda güç faktörü çok düşüktür (Şekil 13.11).

13.10. Elektrik Motorlarında Verim ve Tasarruf Hesapları

Bir motorun verimi, mekanik güç çıkışının elektrik güç girişine oranı olarak tanımlanır.

$$Verim = \frac{Çıktı}{Girdi} = \frac{Girdi - Kayıplar}{Girdi} = \frac{Çıktı}{Çıktı + Kayıplar}$$

Tasarım değişiklikleri, daha iyi malzemeler ve üretim iyileştirmeleri motor kayıplarını azaltır. Premium veya çok yüksek enerji verimli motorlar, standart motorlardan daha verimlidir. Çok yüksek verimli motorlar, standart motorlardan daha düşük enerji girişi ile belirli bir çıktı üretir. [1]

13.10.1. Elektrik Motorlarının Karşılaştırılması ve Prosese Uygun Motor Seçimi

Motor karşılaştırmaları aynı temelde yapılmalı ve yük-verim değerlerini içermelidir. Nominal verim değeri, yalnızca nominal verim ve benzer şekilde garanti edilen verimler için karşılaştırılabilir. Bir projenin enerji maliyetini doğrulamak için hesaplamalara çalışma süreleri dahil edilmelidir.

Aşağıda verilen denklemler iki motoru karşılaştırmak için kullanılır. Bu denklemlerde kullanılan semboller aşağıdaki gibidir.

S	: Yıllık tasarruf (*TL/yıl*)
Beygir Gücü	: HP
L	: % Yük/100
C	: Enerji maliyeti (*TL/kWh*)
N	: Yıllık çalışma saati (*h*)
ESTD	: Standart verimli motorun verimi
EEE	: Enerji verimli motorun verimi
RPMSTD	: Standart verimli motorun hızı (*devir/dk*)
RPMEE	: Enerji verimli motorun hızı (*devir/dk*)
SRCF	: Hız oranı düzeltme faktörü
SRCF	: $\left(\frac{RPMEE}{RPMSTD}\right)^3$

Motor Hızına Duyarlı Olmayan Yükler İçin

Her biri aynı güç (HP) ve yük yüzdesinde ancak farklı verimdeki iki motor verildiğinde, motor verimi artırılmış motor aşağıdaki kadar güç tasarrufu sağlar.

$$Tasarruf\ Edilen\ Güç\ (kW) = HP \times 0{,}746\ \frac{kW}{HP} \times L \times F$$

$$F = \left[\frac{(100 - ESTD)}{100} - \frac{(100 - EEE)}{100}\right]$$

Böylece iyileştirilmiş motor veriminden kaynaklanan yıllık tasarruf veya yıllık enerji maliyeti tasarrufu S (*TL/yıl*):

$$S = HP \times 0{,}746\ \frac{kW}{HP} \times L \times C \times N \times F$$

olur. Burada F iki motor arasındaki verim farkını göstermektedir.

Motor Hızına Duyarlı Yükler İçin

Fan ve pompa uygulamaları, motor hızına duyarlıdır ve artan hız ile birlikte güç tüketimi de artmaktadır. Bu nedenle, standart verimli motordan enerji verimli motora geçiş daha fazla güç tüketecek, başka önlemler alınmadığı takdirde beklenen tasarruf sağlanamayacaktır. Farklı bir hıza sahip bir yedek motorun enerji kullanımını karşılaştırırken, gücünü ayarlamak için benzerlik (afinite) yasaları kullanılır. Güç (HP) bu durumda sabit değildir, bu nedenle tasarruflar ayrı ayrı hesaplanmalı ve ardından çıkarılmalıdır. Baz yük gücü, SRCF ile çarpılır.

Aşağıdaki örnek bir hesaplama için veriler,

HP	: 100 *HP*
L	: %100
C	: 2,88 (*TL/kWh*)
N	: 4000 *h*
ESTD	: %91,7
EEE	: %95
RPMSTD	: 1775 (*devir/dk*)
RPMEE	: 1790 (*devir/dk*)

$$S_{Görünür} = 100\ HP \times 0{,}746\ \frac{kW}{HP} \times 1 \times 2{,}88\ \frac{TL}{kWh} \times 4000\ \frac{h}{yıl} \times \left[\frac{100 - 91{,}7}{100} - \frac{100 - 95{,}0}{100}\right]$$

$$S_{Görünür} = 28.360\ TL/yıl$$

Eğer motor hızındaki devir dikkate alınmadan tasarruf hesabı yapılırsa tasarruf miktarı 28.360 TL/yıl olarak hesaplanacaktır. Fakat motor devri değiştiği için aşağıdaki gibi bir hesap yapılması gerekmektedir.

$$S_{Gerçek} = Mevcut\ Motorun\ Enerji\ Tük. \left(\frac{TL}{yıl}\right) - 100 \times Verimli\ Motorun\ Enerji\ Tük.(TL/yıl)$$

$$S_{Gerçek} = 100 \times 0{,}746 \times 1 \times 2{,}88 \times 4000 \times \left(\frac{100}{91{,}7}\right) - 100 \times \left(\frac{1790}{1775}\right)^3 \times 0{,}746 \times 1 \times 2{,}88 \times 4000 \times \left(\frac{100}{95{,}0}\right)$$

$$S_{Gerçek} = 937.178\ TL/yıl - 927.752\ TL/yıl = 9.426\ TL/yıl$$

Motor devrindeki artış dikkate alınarak yapılan tasarruf hesabında gerçek tasarruf 9.426 TL/yıl olmaktadır. Beklenen Tasarruftan Azalan Miktar:

$$S_{Görünür} - S_{Gerçek} = 28.360\ TL/yıl - 9.426\ TL/yıl = 18.934\ TL/yıl$$

Değişken hız sürücüsü kullanımı ile bu sorunu büyük oranda çözmek mümkündür. Sabit hızlı çalışan motorlarda ise ilave enerji tüketimi yapılan işte artışa sebebiyet verebilir.

13.10.2. Motor Yükü ve Hız İlişkisi

Herhangi bir uygulama için motor yükü ile hız arasında bir ilişki vardır. Ayarlanabilir hızlı sürücülerin (AHS) ortaya çıkışı, hız değiştikçe motor yükünün etkisini inceleme ihtiyacını güçlendirmiştir. Bu ilişkiyi anlamak, herhangi bir sistem öğesini aşırı yükleme riskini en aza indirebilir. Fan ve pompa uygulamalarında, özellikle motor hızı/yük ilişkisinin etkilerinin anlaşılması önem taşımaktadır.

Santrifüj fanlar ve pompalar, performans tahminlerinin yapılmasını sağlayan belirli benzerlik (afinite) yasalarına tabidir. Bu yasalar hidrolikte veya iklimlendirme uygulamalarında pompa veya fan performansıyla ilgili değişkenler arasındaki ilişkileri ifade etmek için kullanılır ve hem merkezkaç hem de eksenel yüklere uygulanır. Yükün yapısını anlamak, olası uygulama sorunlarını önleyecektir. Benzerlik yasalarının doğru uygulanması, sistem enerji kullanımının optimize edilmesini ve enerji verimli motor değişimlerinden tam enerji faydalarının elde edilmesini sağlar.

Terminoloji

Bir fanın hacimsel debisi (*Q*), (m^3/dk)
Bir fan tarafından üretilen basınç (*H*), *Pa* veya *mss*
Güç (*P*), bir yükü tahrik etmek için gereken güç (*kW*)
Devir sayısı (*n*), yük şaftının dönme hızını (*devir/dk*)

Benzerlik Kanunları

Benzerlik Yasası - 1:
Hava debisi, fan hızı (*devir/dk*) ile orantılı olarak değişir. $\frac{\dot{Q}_2}{\dot{Q}_1} = \frac{n_2}{n_1}$

Benzerlik Yasası - 2:
Basınç-Basma Yüksekliği (*H*), fan devir sayısının/hızının (*n*) karesi ile değişir.

$$\frac{H_2}{H_1} = \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^2$$

Benzerlik Yasası - 3:
Güç, fan devir sayısının/hızının (*devir/dk*) küpüyle orantılı olarak değişir.

$$\frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^3$$

Örnek Hesaplama İçin Veriler:

Fan sisteminin hava debisi: 54.368 m^3/h
Mevcut motor: 20 *HP* (20 *HP* x 0,746=14,92 *kW*),1750 *devir/dk* (% 2,8 kayma)
Yeni EE (Energy Efficient-Enerji Verimli) motor: 20 *HP*,1790 *devir/dk* (% 0,5 kayma)

Örnek Hesaplama - Sabit Frekans Uygulaması:

Benzerlik Yasası-1'i kullanarak, yeni motor için hava debisini hesaplayalım.

$$\frac{\dot{Q}_2}{\dot{Q}_1} = \frac{n_2}{n_1}$$

$$\dot{Q}_2 = \frac{n_2}{n_1}\dot{Q}_1 = \frac{1790}{1750} \times 54.368 = 55.611\ m^3/h$$

Bu, debide % 2,3'lük bir artışa karşılık gelir.
Benzerlik Yasası-3'ü kullanarak, yeni motorun gereken gücü hesaplayalım.

$$\frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^3$$

$$P_2 = \left(\frac{n_2}{n_1}\right)^3 P_1 = \left(\frac{1790}{1750}\right)^3 \times 20 = 21{,}4\ HP$$

21,4 HP, *kW*'a dönüştürülürse, 21,4 x 0,746 = 15,96 *kW* bulunur. Bu, motor tarafından yapılan işte %7'lik bir artışa karşılık gelmektedir.

Santrifüj fan (veya pompa) uygulamasında standart bir motorun, enerji verimli bir motorla değiştirilmesi, enerji verimli motor daha yüksek devirde çalışıyorsa enerji tüketiminin artmasına neden olabilir. Bazı durumlarda, 10 *devir/dk*'lık bir artış bile, bir enerji verimli motor yenilemesi ile ilgili tasarrufları ortadan kaldırabilir. Motor hızı değişikliklerinin yarattığı tuzaklardan kaçınmak için özen gösterilmelidir.

13.10.3. Yüke Dayalı Verim

Elektrik motorları, elektrik enerjisini şaft gücüne çok verimli bir şekilde dönüştürür. Buna karşılık, şaft enerjisinin proses enerjisine dönüşümü düşüktür. Bu düşük dönüştürme verimi, motor hızının proses gereksinimleriyle doğru bir şekilde eşleştirilmesiyle önlenebilir.
Fan/Pompa Motor Gücü Denklemi

$$\textit{Motor Şaft Giriş Gücü } Ne_M\,(HP) = \frac{\textit{Teorik Güç (HP) } No_{Fan} \textit{ veya } No_{Pompa}}{\eta_{Fan\ veya\ Pompa} \times \eta_{ga} \times \eta_M}$$

Burada Ne_M motor şaft giriş gücünü, No_{Fan} veya No_{Pompa} fan veya pompanın teorik (akışkana verilen gücü) gücünü, $\eta_{Fan\ veya\ Pompa}$ fan veya pompanın genel verimini, η_{ga} motor-fan veya motor-pompa arasındaki kayış-kasnak, kaplin, dişli kutusu veya direkt tahrik gibi güç aktarma organlarının tahrik verimini ve η_M ise motor verimini göstermektedir.

No_{Fan} (*kW*) ve No_{Pompa} (*kW*) fan veya pompanın teorik (akışkana verilen) güçleri ise aşağıdaki gibi hesaplanır.

$$No_{Fan} = \dot{Q}.\Delta P_t$$

Burada Q fanın hacimsel debisini (m^3/s) ve ΔP_t ise fanın toplam basıncını (*kPa*) göstermekte olup formülde bu birimler kullanılırsa No_{Fan} (kW) olarak elde edilir. Pompa için,

$$No_{Pompa} = \frac{pg\dot{Q}.H_m}{1000}$$

Burada ρ akışkanın yoğunluğunu (kg/m^3), g yerçekimi ivmesini (9,81 m/s^2), $\dot{Q}$ pompanın hacimsel debisini (m^3/s) ve H_m ise pompanın manometrik basma yüksekliğini (mSS) göstermekte olup formülde bu birimler kullanılırsa No_{Pompa} (*kW*) olarak elde edilir.

Fanın efektif mil gücü Ne_{Fan},

$$Ne_{Fan} = \dot{Q}.\Delta P_t/\eta_{Fan}$$

denkleminden yukarıdaki birimler kullanılarak (*kW*) olarak hesaplanabilir.
Pompanın efektif mil gücü Ne_{Pompa} ise,

$$Ne_{Pompa} = \frac{pg\dot{Q}H_m}{1000\eta_{Pompa}}$$

denkleminden yukarıdaki birimler kullanılarak (kW) olarak hesaplanabilir.

Örnek Hesaplama İçin Veriler:

Fan verimi: $\eta_{Fan} = 0{,}75$

Kayış tahrik verimi: $\eta_{ga} = 0{,}96$

Elektrik motoru verimi: $\eta_M = 0{,}91$

Örnek Hesaplama:

Teorik gücü 50 BG olan bir fan için gereken elektrik gücünü belirleme yöntemi:

Elektrik Gücü İhtiyacı;

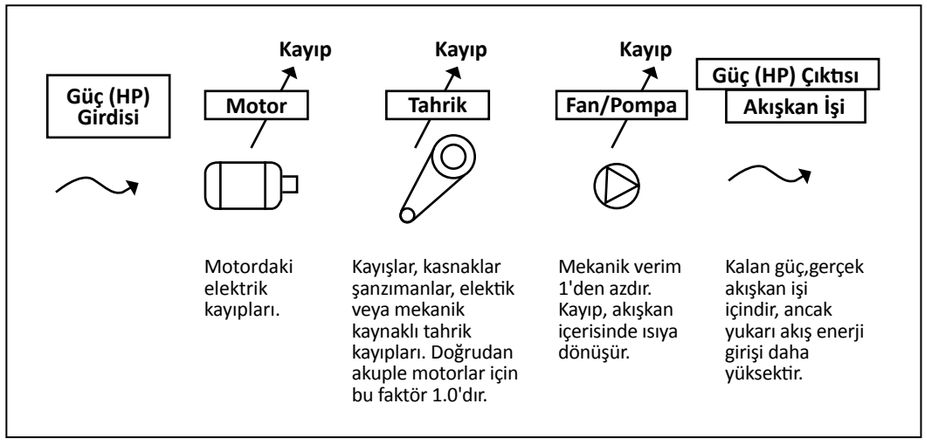
$$\textit{Motor Şaft Giriş Gücü } Ne_M\,(HP) = \frac{\textit{Teorik Güç (HP) } No_{Fan}}{\eta_{Fan} \times \eta_{ga} \times \eta_M} = \frac{50\ HP}{0{,}75\text{x}\ 0{,}96\ \text{x}\ 0{,}91} = 76\ BG$$

Motor Şaft Giriş Gücü Ne_M *(HP) veya Elektrik Gücü İhtiyacı* = 76 *HP*

Sistem Verimsizlikleri = 76 *HP* - 50 *HP* = 26 *HP*

Bireysel Ekipman Kayıpları = Fan 17 *HP + Kayış Tahriki* 3 *HP + Motor Kaybı* 6 *HP* = 26 *HP*

Bu örnekte, tahrik edilen yükün, elektrik motorunun sunduğundan daha fazla enerji tasarrufu fırsatı sunduğu açıktır. Akışkan debisini azaltma, akış direncini azaltma, fan verimini artırma, pompa verimini artırma, tahrik kayıplarını azaltma ve sürücü verimini optimize etme gibi proses iyileştirmeleri, enerji tasarrufu için birçok fırsat sunar. Tipik bir elektrik motoru tahrik sistemi, Şekil 13.14'te gösterilen elemanları içerir. Klasik bir V kayışı ile güç aktarımı, aktarılan gücün %4-6'sının kaybedilmesine neden olacaktır. Bu kayıp, çentikli kayışlar kullanılarak giderilebilir.



Şekil 13.14: Motor Tahrikli Sistem Konsepti [4]

13.11. Değişken Hız Sürücüleri ve Kullanım Alanları

Terminoloji

Bu bölümde açıklanan ayarlanabilir hız sürücüleri, gerçek ayarlanabilir gerilim ve frekans ekipmanıdır. Bu ekipmanı tanımlayan terim, ayarlanabilir hızlı sürücü (AHS) olarak seçilmiştir. Bu terim aşağıdakilere eşdeğerdir:

- Değişken frekanslı sürücü (DFS)
- Değişken hız sürücüsü (DHS)
- Ayarlanabilir frekans sürücüsü (AFD)

Ayarlanabilir hız sürücüleri (AHS'ler), motora sağlanan elektrik gücünün gerilimini ve frekansını değiştirerek standart AC endüksiyon motorlarının hızını değiştirir. Bu, AC'yi DC'ye dönüştürerek ve gerekli gerilim ve frekansla bir dalga formunu elektronik olarak yeniden yaratarak gerçekleştirilir. Bu teknik, bir motorun sıfırdan tam etiket hızına veya daha yüksek herhangi bir hızda sürülmesine izin verir. Motor etiket hızını aşmadan önce motor üreticisinin sınır değerleri dikkate alınmalıdır.

Bir AHS'nin dört ana bileşeni; konvertör, invertör, konvertör ile invertörü birbirine bağlayan DC devresi ve kontrol ünitesidir. Dönüştürücü, sabit frekans AC'yi DC'ye dönüştüren bir doğrultucu ve başka bir devre içerir. Ek sistem bileşenleri, harmonikler için filtreler ve AHS tarafından oluşturulan elektriksel bozulmaların çoğunu azaltan bileşenleri içerir. AHS kontrolcüleri ve motor koruması, elektronik kontrol ünitesine yerleştirilmiştir. AHS kullanmanın birincil nedeni, elektrik motorunun doğru ve verimli hız kontrolünü sağlamaktır.

AHS'ler frekansı değiştirir ve bu dönüştürme sürecinin doğasında sistem harmonikleri üretme potansiyeli vardır. AHS'leri içeren kapsamlı sistemler, sistem harmonikleri ile ilişkili riskleri belirlemek için dikkatli bir hazırlık çalışmasına ihtiyaç duyar. IEEE 519, kabul edilebilir harmonik seviyelerine ilişkin yönergeler ve sistem tasarımına ilişkin tavsiyeler sunmaktadır. Genellikle sisteme stratejik olarak yerleştirilmiş basit harmonik filtrelerin bir kombinasyonu tam koruma sağlayacaktır.

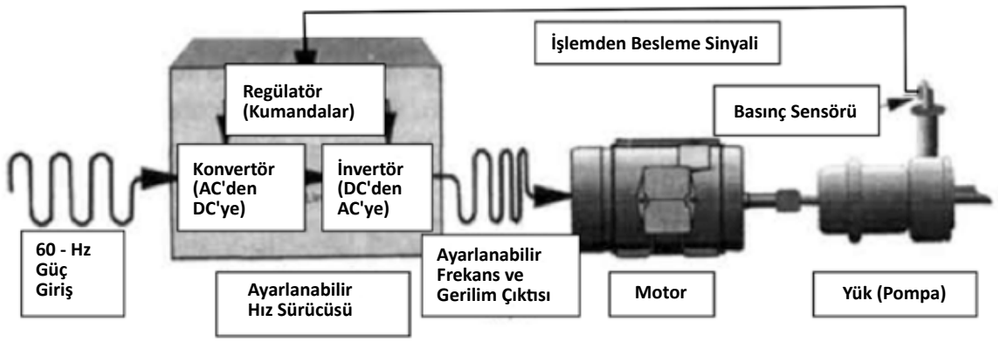
Bu tür yüklere cevap verebilen AHS'lerin kullanımından yararlanan üç yaygın yük türü vardır. AHS'ler bu yüklerin her biri için ekonomik olarak optimize edilmiştir. Her ekipman tipi, kontrol edilen tanımlanmış yük için optimize edilmiş bir algoritma içerir. Değişken tork yükleri, sabit tork yükleri ve sabit şaft gücü yüklerinin tümü barındırılır. Bunlar uygulamaya özeldir ve ayrımlar önemlidir.

- Değişken bir tork yükü, düşük hızda düşük tork ve hız arttıkça kademeli olarak daha yüksek tork gerektirir. Bu tork özelliği, tüm santrifüj fanlar ve pompalar için ortaktır. Şaft gücü yaklaşık olarak hızın küpü kadar değişir ve tork ise yaklaşık olarak hızın karesi kadar değişir. Bu ilişki, yük özelliklerinden, özellikle statik yükten etkilenir. Herhangi bir proje ekonomisi hesaplanmadan önce belirli yük karakteristiği tanımlanmalıdır.
- Sabit bir tork yükü, düşük, orta ve yüksek hızlarda aynı torku gerektirir. Şaft gücü hız ile doğru orantılıdır. Konveyörler, pozitif deplasmanlı pompalar ve bazı ekstrüderler sabit tork özelliklerine sahiptir. Şok yükler, belirli aşırı yükler ve yüksek dönme enerjisi, sabit tork yüklerinde sıklıkla karşılaşılan özelliklerdir.
- Sabit bir şaft gücü yükü, düşük hızlarda yüksek tork ve hız arttıkça kademeli olarak daha düşük tork gerektirir. Metal kesme işlemleri ve bazı ekstrüderler, sabit şaft gücü yük özellikleri sergiler.

Sabit tork veya sabit şaft gücü yüklerinden elde edilen enerji tasarrufu fırsatları, çoğunlukla uygulamanın hız aralığından elde edilir ve bir hız kontrol cihazı olarak AHS'nin yüksek verimi ile geliştirilmiştir.

13.11.1. Motor Güç Tüketimi ve Proses Enerjisinin Kısılması/Ayarlanması

Çoğu motor uygulaması tam hızda çalışır ve bir klape veya bir dizi regülatör (akış düzenleyici) içermez. Değişken yüklere bağlandığında birçok sistem, yükleme kapasitesini eşleştirmek için başlat-durdur (start-stop) kontrolü veya iki hızlı kontrol kullanır. Bununla birlikte, motorla çalışan sistemler genellikle amortisörler, kısma valfleri veya baypas cihazları aracılığıyla debi veya basıncın kontrolünü içerir. Kısma ve baypas valfleri, seri veya paralel güç regülatörleri olarak çalışır. Regülatörün işlevi, sağlanan kaynak enerjisi ile istenen yük enerjisi arasındaki farka eşdeğer enerji miktarını dağıtmaktır. Regülatör işlevinin bir AHS tarafından sağlanan hız kontrolü ile değiştirilmesiyle önemli ölçüde enerji tasarrufu sağlanır (Şekil 13.15). Motorlar için ayarlanabilir hız değiştirme uygulamalarının bazı örnekleri arasında konveyörler, kompresörler, HVAC uygulamalarında kullanılan fanlar ve pompalar bulunur. Çoğu ayarlanabilir hız dönüştürme projesi, motor ve sürücüye ek olarak bir değişiklik gerektirir.



Şekil 13.15: Ayarlanabilir Hız Sürücüsü

Örnek Vaka 1:
Her kullanım noktasında üç yollu kontrol vanaları olan sabit debili bir soğutma grubu sistemi düşünün. Tam sistem kapasitesinde, vanaların çoğu soğutma enerjisini aktarmak için ilgili zona ait ısı değiştiricisine açıktır. Azaltılmış yüklerde vanalar, soğutulmuş suyun daha fazlasını doğrudan dönüşe yönlendirir. Bu uygulama ısıtma, soğutma, kullanım sıcak suyu ve akaryakıt pompalama için yaygındır.

Çözüm:
Bu uygulamada ayarlanabilir hız sürücülü pompa uygulaması, sistem değerlendirmesini ve üç yollu kontrol vanalarının iki yollu kontrol vanalarıyla değiştirilmesini gerektirir. Vanalar azalan yüke tepki olarak kapandıkça, pompadan gelen debi azalır ve pompa tarafından iletilen basınç artar, bu durum eğriyi sürme olarak bilinir. Basınç artışı, kumanda tarafından otomatik olarak algılanır ve pompayı yavaşlatmak için bir kontrol sinyali gönderilir. Pompa basınç artışı minimumdur ve sistem sabit basınç altında çalışır. Enerji, 1 numaralı benzerlik yasasına göre yük takibi olarak adlandırılan hız ile azalır.

Örnek Vaka 2:
10:1 modülasyonlu brülörlü bir kazanın cebri çekiş fanını düşünün. Brülör kapasitesi, giriş yakıt valfinin ve giriş hava damperlerinin aynı anda kısılmasını içerir. Hava kontrolü etkilidir, ancak havayı ileten enerji, brülör kapasitesi ile orantılı olarak azalmaz. Bu uygulama, kazan besleme ve çekiş fanları, basınç regülatörleri kullanan pompa istasyonları ve son kullanım regülatörlerinin çalıştığı diğer uygulamalar için yaygındır.

Çözüm:
Cebri çekiş fanına bir AHS takın. Hem yakıt hem de fan hızı için ortak bir kontrol sinyali kullanın. Yakıt ve hava için aynı kontrol sinyalini kullanmak, AHS'nin yakıt valfi değişimini bir bağlantı olmadan izlemesini sağlar. Bu tip projelerde kazan ve brülör üreticilerine danışılmalı, tavsiyeleri aranmalı ve takip edilmelidir. Tam yanma aralığında optimum hava/yakıt karışım oranlarını sağlamak için baca gazı fazla oksijen ölçümlerinin kullanıldığı O_2 trim uygulaması ile ek faydalar elde edilebilir. O_2 trim'in olmaması, hava ve yakıt ayar noktaları arasında mekanik bağlantıya sahip tüm tek aktüatörlü kazanların bir eksikliğidir.

Örnek Vaka 3:
Sabit hacimsel debili bir HVAC sistemi düşünün. Isıtma ve soğutma yükü dalgalanmalarının dengelenmesi, ısıtma ve soğutma ekipmanı kapasitesinin ayarlanmasıyla sağlanır. Hava debileri, pik ısıtma veya soğutma yük koşullarını karşılamak için belirlenir. Pik koşullar altında çalıştırma dışındaki tüm zamanlarda, sistemde fazla hava dolaşır ve gereksiz yere fan gücü tüketimine neden olur.

Çözüm:
Sıcaklık kontrol zonlarını belirleyin ve ayarlanabilir hava hacmi damperleri (VAV) veya damperler monte edin. Böylece, her zona hava debisi ihtiyaçla orantılı olacak ve sirküle edilen havanın kütlesel debisi mevsimsel yükleri takip edecektir. Bu çözüm fan enerji tüketimini optimize eder.

13.11.2. Sistem Koordinasyonu

Sistem koordinasyonu, geliştirilmiş enerji verimliliği ve genel performans açısından en fazla faydayı sunar. Tek başına motor tasarımındaki iyileştirmeler, mevcut enerji tasarrufu faydalarının çoğunu yakalayamayacaktır. Aslında yanlış uygulanan enerji verimli motorlar enerji tüketimini artırabilir. Ayarlanabilir hızlı motor kontrolünün tanıtılması, tüm sistemin ve bileşen parçalarının anlaşılmasını gerektirir.

Ayarlanabilir hızlı motor kontrolüne dönüşüm için sistem hususları şunlardır:

- Hava debisindeki azalma, HVAC sistemlerinde iç hava kalitesini ve filtreleme performansını tehlikeye atabilir. Hava değişimi gereksinimlerinin tasarım temeli karşılanmayabilir.
- Besleme havası debisinin değiştirilmesi, bir HVAC sisteminde basınçlandırma tasarım esasını tehlikeye atabilir. Bu, gerekli basıncı korumak için karşılık gelen dönüş havası akışının değiştirilmesini gerektirebilir. Bu durum mahalde pozitif veya negatif basınç istendiği temiz oda uygulamaları için hayati öneme sahiptir.
- Daha yüksek kanal basınçları, kanal çalışma bütünlüğünü, yani sızdırmazlığı tehlikeye atabilir. Kanal malzemeleri basınç sınıfına göre imal edilir ve sabit hacimli servis için normal olarak hafif metal kullanılır. VAV'a geçiş, kanaldaki basıncı artırır ve kanal sisteminin kaçaklar için yeniden gözden geçirilmesini gerektirir.
- Yüksek hava sıcaklığı, güvenlik kontrollerini tehlikeye atabilir ve ısıtıcıların tribe girmesine neden olabilir. Yangın riskini önlemek için elektrikli kanal ısıtıcıları, maksimum sıcaklık artışı sınırlamaları ile ilişkili minimum hava debisi gereksinimlerini belirtir. VAV'a dönüşüm bu limitleri aşabilir ve ısıtıcıların yüksek sıcaklık güvenlik kontrolcülerinde devre dışı kalmasına neden olabilir.
- Egzoz akışı bozulabilir. Toz toplayıcı ve davlumbaz sistemlerinde bu durum özellikle ciddi bir sağlık tehlikesi oluşturabilir. Basınç değişikliği hava dağıtımını etkileyebilir ve egzoz akışını değiştirebilir. Bir enerji projesi, gerekli olan hava/egzoz akışı değerlerinin bozulmadan kaldığını kanıtlamayı sağlamalıdır.
- Debinin aşırı derecede azalması, ısıtma ve soğutma enerjisini aktarmak için suyu sirküle eden hidronik sistemlerde tortu çökeltileri ve hava bağlanması oluşturabilir. Boru boyutlandırma için hız kısıtlamaları dikkate alınmalıdır.
- Akış olmayan koşullar nedeniyle pompada aşırı ısınma meydana gelecektir. Hız kontrollü içme suyu hidrofor pompaları bu soruna karşı savunmasızdır. Bu pompaların ayarlanabilir hız kontrolü, akışın olmaması koşulunu sağlamalıdır.
- Azaltılmış soğutma grubu verimi, enerji tasarrufunu etkiler. Su debisinin yük gereksinimlerine uygun hale getirilmesinden elde edilen enerji tasarrufu, azaltılmış soğutma grubu verimi ile azaltılır. Soğutma grubu ısı değiştiricilerinden geçen su debisinin azalması, ısı transferi veriminin azalmasına neden olur.

Ayarlanabilir hızlı motor kontrol projelerinden elde edilen enerji azaltma hedefleri, sistem bütünsel olarak düşünüldüğünde en iyi şekilde elde edilir. Proje başarısı, bireysel sistem bileşenlerinin performansına ve bunların birlikte çalışma şekline değinerek toplam sistem ihtiyaçlarının belirlenmesine ve karşılanmasına bağlıdır.

Bazı dönen ekipmanlar, hız kontrollü koşullar altında başarılı performans elde etmek için özel uygulama bilgisi gerektirir. Bilezik yağlamalı rulmanlar, kritik frekanslara sahip olanlar veya zor çalıştırma özelliklerine sahip pozitif deplasmanlı kompresörler kullanan uygulamalar bu kapsamda verilebilecek örnekler arasındadır. Bu tür ekipman, sistem kısıtlamaları getirir. Çoğu durumda, ayarlanabilir bir hız sürücüsü bu kısıtlamaları aşma yeteneğine sahiptir. Değişken hızlı çalışmaya uygulanan standart motorlar AHS kontrolü için uygun olmayabilir. Bu durumda motor üreticisine danışılmalıdır. Uygun olmayan uygulama erken motor arızasına yol açar.

İnvertörlü motorlar mevcut olsa da bunlar tadilat projelerinde maliyeti artırır. Yeni motorun maliyeti ile tam olarak çalışır durumdaki bir hizmet içi motorun kullanımdan kaldırılmasının maliyeti birleştiğinde, projenin geri ödeme süresi uzayabilir ve bu da projeyi ekonomik olarak cazip olmaktan çıkarır. Bir girdap (eddy) akımlı kaplin veya bir manyetik kaplin kullanılarak sabit hızlı bir motorla hız kontrolü sağlanabilir.

13.11.3. Ayarlanabilir Hız Dönüşümlerinin Ekonomik Değerlendirmesi

Ayarlanabilir hız sistemi dönüşümlerinin ekonomik değerlendirmesi aşağıdaki proje maliyetlerini dikkate almalıdır:

- Motor tahrik ekipmanı maliyeti
- Kontrol ekipmanı maliyeti
- Sistem değişikliklerinin maliyeti

Bir enerji tasarrufu projesinin ekonomik gerekçesi, enerji tasarrufu potansiyelinin ve projeden kaynaklanabilecek diğer faydaların doğru bir şekilde değerlendirilmesini gerektirir. Asgari olarak aşağıdakiler dikkate alınmalıdır:

- Hem kW hem de kW_{talep} dahil olmak üzere yıllık maliyetlerde azalma
  - Mevcut sabit hızlı yük görev döngüsü. Yükü ve zamanı çizelge haline getirin, hassasiyet önemlidir.
  - Yeni değişken hızlı yük görev döngüsü. Hız kontrolünden kaynaklanan faydaları içerir.
  - İhtiyatlı proje tasarruf tahminlerini kullanın. Hız aralığı, sürücü verimini düşürür.
  - Doğru proses koşullarını sağlayarak maliyetlerden tasarruf edin.
- İyileştirilmiş üretim miktarları
  - Üretim miktarındaki iyileştirmeleri tahmin edin.
  - Malzeme israfındaki azalmayı tahmin edin.
- Azaltılmış bakım maliyetleri
  - Azalan demeraj (ani) akımları nedeniyle elde edilen tasarrufları tahmin edin. Yumuşak kalkışlar bakımı ve ekipman aşınmasını, yıpranmasını azaltır.
  - Daha az bakım ve daha az onarımdan elde edilen insan gücü tasarrufunu tahmin edin.
- Proje tasarruf projeksiyonları hesaplandıktan sonra en az %10'luk bir risk marjı uygulanmalıdır.

Proje maliyeti ve potansiyel tasarruf, genellikle basit geri ödeme süresi (GÖS) hesaplaması kullanılarak karşılaştırılır.

$$GÖS = \frac{Toplam\ Proje\ Maliyeti}{Yıllık\ Tasarrufların\ Maddi\ Değeri}$$

Tipik olarak, ticari ve endüstriyel projeler için 3 yıldan daha kısa bir GÖS dikkate değerdir.

13.11.4. Enerji Tasarrufu Projeksiyonları

Enerji verimliliği projelerini gerçekleştiren uygulayıcılar, projeden sağlanacak tasarrufları tahmin ederken ilave risk marjlarının faydalı olduğunu bilirler. Benzerlik yasaları, tam hız koşulları için doğrudur, değişken hız koşulları için doğruluk daha azdır. Analizdeki değişkenler, tasarrufların kesin olarak tahmin edilmesini engelleyebilir. Çoğu zaman saha koşulları, enerji tasarrufu analizinin sonucunu etkileyebilecek, tanınmayan statik yük etkilerini içerir.

Değişken hız ile ilişkili bu azalmış doğruluğu ayarlamaya yönelik bir yaklaşım, hız ile güç değişimleri için küp ilişkisi yerine kare ilişkisi kullanan benzerlik yasasının değiştirilmiş bir versiyonunu kullanmaktır. Bu, %40'ın altındaki hızların sıfıra ayarlanmasıyla birleştiğinde, genellikle iyi enerji tasarrufu tahminleri verir. Benzerlik yasası, küp ilişkisi yerine kare ilişkisi kullanılarak bir santrifüj fan/pompa için AHS tasarrufları için değiştirilir. [4]

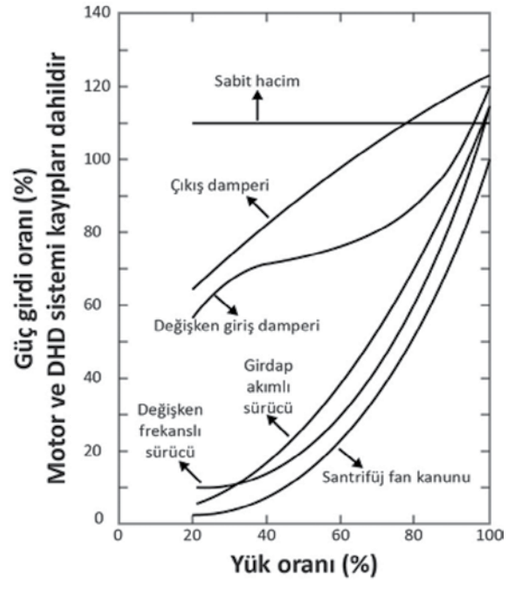
$$\frac{P_2}{P_1} = \left(\frac{\dot{Q}_2}{\dot{Q}_1}\right)^2$$

Burada Q akış debisi olup; birimler $cfm=ft^3/dk$, $gpm=galon/dk$, $L/dk\ (litre/dk)$, m^3/h, m^3/s veya akış yüzdesi vb.'dir (sabit birimlerde).

Fanların ve pompaların kapasitesini (debisini) kısmaya veya değiştirmeye yönelik yaygın yöntemler, Şekil 13.16 ve 13.17'de gösterilmektedir. Bu tür ekipman için kapasite modülasyonu ilkeleri Tablo 13.6 ve 13.7'de açıklanmıştır.

Enerji tasarrufu, çıktıyı kontrol eden hızı azaltma ile maksimize edilir. Fanların, pompaların ve kompresörlerin hızının düşürülmesi enerji kullanımını azaltır. Bu, iki yoldan biriyle gerçekleştirilebilir:

- Elektrik motorunun hızının değiştirilmesi
- Tahrik edilen cihaz hızının değiştirilmesi
  - Elektrik motoru hızı sabit kalır.
  - Ara hız değiştirici uygulanır.
  - Kullanılabilecek ara hız değiştiriciler arasında değişken oranlı kayış tahrikleri, girdap (eddy) akımlı kaplinleri veya manyetik kaplinleri bulunur.



Şekil 13.16: Çeşitli Fan Kontrol Sistemlerinin Tipik Güç Tüketimi [12]

Giriş Damperi
Twin City Fan & Blower'ın izniyle

Çıkış Damperi
Twin City Fan & Blower'ın izniyle

Girdap Akımlı Sürücü
Coyote Electronics Inc.'in izniyle

Manyetik Kaplin Sürücüsü
MagnaDrive'ın izniyle

Elektronik Değişken Hızlı Sürücü
ABB'nin izniyle

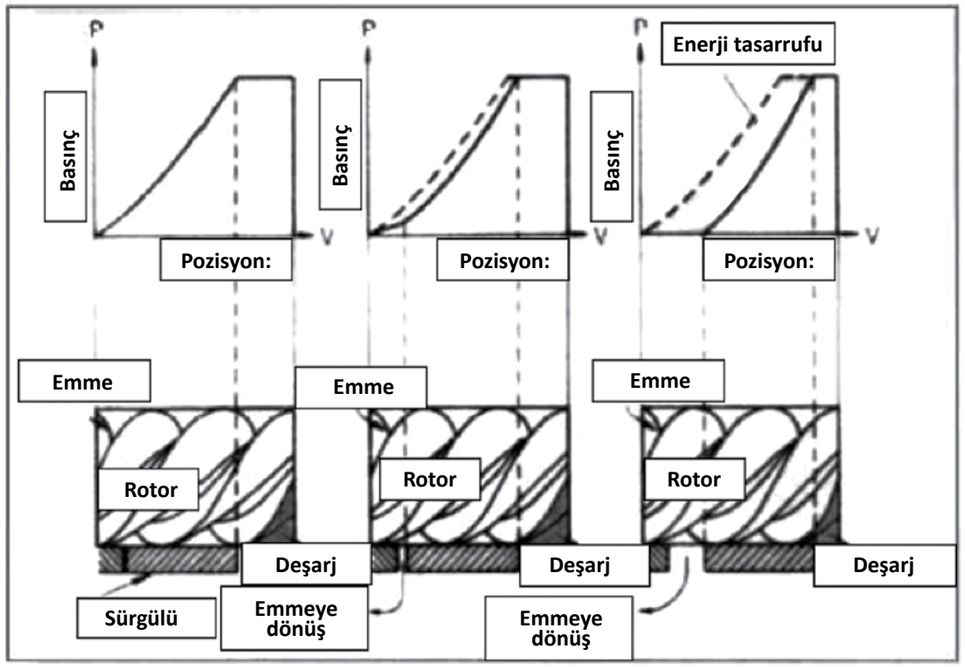
Şekil 13.17: Fan ve Pompa Kapasite (Debi) Kontrol Yöntemleri [12]

Tablo 13.6: Ortak Fan/Pompa Kapasitesi Modülasyon Cihazları [12]

Kapasite modülasyonu yöntemi	İlke	Notlar
Çıkış Damperi	Yük kaybı veya ilave direnç yoluyla enerji kaybı	Kapasite (debi) azaltma için en düşük maliyet ve enerji faydası
Giriş Kanadı (Drallregler Klape)	Girişte ön döndürme ve ilave direncin birleşimi	Genellikle %40 kısma ile sınırlıdır
Girdap (Eddy) Akımı Kaplini	Tahrik edilen cihazın değişken hızı, sabit motor hızı	%0-100 kısma
Manyetik Kaplin	Tahrik edilen cihazın değişken hızı, sabit motor hızı	%0-100 kısma
Ayarlanabilir Hızlı Sürücü veya Değişken Frekanslı Sürücü	Değişken motor hızı Genellikle farklı hızlarda ayarlanabilir gerilim/ frekans oranı ile değişken tork	%0-100 kısma

Tablo 13.7: Diğer Kapasite Modülasyon Cihazları [12]

Kapasite modülasyonu yöntemi	İlke	Notlar
Giriş Sürgülü Vanalar (Vidalı Kompresörler)	Sürgü mekanizması rotorun bir kısmını açarak kütle akışının bir kısmını emişe geri yönlendirir.	%20-100 kapasite (debi) genellikle %50-10 güç tüketimine karşılık gelir.
Ayarlanabilir Kanat Açılı Fan (Eksenel Fanlar)	Pervanenin azaltılmış eğimi fana yük bindirir.	Ayarlanabilir Hızlı Sürücüye (veya DFS) çok benzer güç eğrisi. %0-100 kapasite genellikle %25-100 güç tüketimine karşılık gelir.
Modülasyonlu Giriş Fan Manşonu (Santrifüj Fanlar)	Sürgülü bir manşon, fanı yüklemek ve boşaltmak için etken çark genişliğini değiştirerek çarkın tamamını veya bir kısmını ortaya çıkarır.	Sabit hızlı fanlar için %0-100 modülasyon. Giriş damperinden (Drallregler Klapeden) daha verimlidir ve geniş açık konumda enerji kaybı yoktur.
Değişken Kasnak Sistemleri	Ayarlanabilir bir tahrik kasnağının kenarlarını içeri veya dışarı hareket ettirerek, kasnağın çapını değiştirerek tahrik edilen cihazın hızını modüle edin.	Bir zamanlar nispeten yaygın olan bu teknoloji, artık diğer metotlarla değiştirilmiştir. Bunlara “kayış sıkacakları” veya “kasnak kıskaçları” deniyordu. Hızları modüle etme yeteneğine sahip olsalar da cihazlar gürültülü, kayışlara sıkı sıkıya bağlıydı ve nispeten yüksek mekanik kayıplara sahipti.



Şekil 13.18: Vidalı Kompresör Sürgülü Vana Kapasite Modülasyonu [8]

13.11.5. Teorik Güç Tüketimi

Örnek Çalışmalar:

Fan

Mevcut durum: Yılda 6000 *h* (saat), 100 *kW* sabit hacimli fan
Önerilen: Ayarlanabilir hız sürücüsü (*AHS*)
Enerji maliyeti: 2,88 *TL/kWh*
Motor verimi: η_M= 0,90 (hız aralığında sabit olduğu varsayılır)
Tam yükte *AHS* verim kaybının %5 olduğu varsayılır (AHS verimi 0,95)
Küp yasası yerine kare yasasını kullanın:

$$P_2 = P_1 \left(\frac{\dot{Q}_2}{\dot{Q}_1}\right)^2$$

Hesaplamadan bağımsız olarak minimum debi %50, minimum yük %30.

Şaft gücü, motor çıktısının bir değeridir, kullanım maliyeti ise bunun gerektirdiği girdidir. Motorun ve AHS'nin (kullanılıyorsa) verim kayıpları giriş gücünü artırır. Hesaplamada, AHS ile tam yükte enerji kullanımının mevcut duruma kıyasla biraz daha yüksek olduğunu fark edeceksiniz. Bu durum, AHS'nin %5 olarak belirtilen kaybından kaynaklanmaktadır. Ancak, bu küçük kayıp, diğer tüm yüklerde sağlanan tasarrufla fazlasıyla karşılanacaktır. Bunun gibi hesaplamalar, yük profili bilindikten sonra (çeşitli yüklerde yılda saat çalışma) standart bir elektronik tablo kullanılarak yapılabilir.

Tablo 13.8: Örnek Yük Profili ve Enerji Tasarrufu Tahmini

Yüzde Hava Debisi	Yılda Saat h	$\dot{Q}_1$	$\dot{Q}_2$	kWm_1	$kWm_2 = kWm_1\left(\frac{\dot{Q}_2}{\dot{Q}_1}\right)^2$	kWm_1 /0,9	kWm_2/0,95 /0,9	kW_1 x h	kW_2 x h	
						kW_1	kW_2	*Mevcut kWh*	*AHS'li kWh*	*Tasarruf kWh*
%100	300	%100	%100	100	100	111	117	33.333	35.088	-1754
%90	500	%100	%90	100	81	111	95	55.556	47.368	8187
%80	1500	%100	%80	100	64	111	75	166.667	112.281	54.386
%70	1500	%100	%70	100	49	111	57	166.667	85.965	80.702
%60	1000	%100	%60	100	36	111	42	111.111	42.105	69.006
%50	1200	%100	%50	100	25	111	29	133.333	35.088	98.246
								666.667	357.895	308.772

Tablo 13.8'de $\dot{Q}_1$ mevcut debiyi, kW_1 mevcut gücü, $\dot{Q}_2$ iyileştirme sonrası debiyi ve kW_2 iyileştirme sonrasındaki gücü göstermektedir. Tam yükte çalışmakta olan bir motorda AHS uygulamasının daha fazla enerji tüketime neden olması ilk satır sonucunda görülmektedir.

Kazan Yanma Havası Fanı

Doğal gaz yakıtlı yüksek basınçta buhar üretimi yapan bir kazan için 50 HP santrifüj yanma havası besleme fanının hızını değiştirmek için bir AHS kullanımını düşünün. Mevcut sistem hem doğal gazı hem de yanma havasını kontrol etmek için tek bir aktüatör kullanır. Verilen hava, kılavuz kanatlar yerine fan çıkış damperleri tarafından kontrol edilir.

Kazan yanma hızı azaldıkça, damper kademeli olarak kapanır. Kazanın yük profili ve ilgili motor talebi Tablo 13.9'da verilmiştir. Karşılık gelen AHS talep gereksinimleri, kW tasarruflarından ve kWh tasarruflarından yaklaşık olarak hesaplanır.

Tablo 13.9: Örnek Kazan Yanma Fanı Yük Profili ve AHS İle Elde Edilen Tasarruf

Yükte Çalışma Süresi (saat)	Yüzde Kazan Yükü	Damperli Mevcut Yük (kW)[1]	AHS Kontrollü Yük (kW)[2]	kW Tasarrufu	kWh Tasarrufu
1.000	100	37	37	0	0
2.000	80	34	19	15	30.000
3.000	60	28	13	15	45.000
1.000	40	22	6	16	16.000
					91.000 kWh

[1] Güç ölçer ile ölçülmüştür

[2] $kW_2 = kW_1$ x (% Hava Debisi)^2 olarak hesaplanır.

Bu örnek için yıllık enerji tasarrufu 91.000 kWh olur ve 2,88 TL/kWh elektrik maliyeti için yıllık tasarruf 262.080 TL olarak hesaplanabilir. Bu boyut aralığındaki bir AHS'nin birim güç için 5.400 TL veya 200.000 TL (37 kW x 5400 TL/kW) olan bir ortalama tahmini kurulum maliyetine dayanarak, bu uygulama için GÖS yaklaşık 9 ay olarak hesaplanır. (1$=20TL kuru kabul edilmiştir.)

Endüstriyel Soğutma Grubu Tesisi

Aşağıdaki örnek hesaplamada farklı bir metodoloji kullanılmaktadır. Bir endüstriyel tesis, proses soğutması için soğutulmuş su sağlamak üzere yedi adet 1934 kW soğutma kapasiteli soğutma gruplarından oluşmaktadır. Soğutma gruplarından üçü sürekli, dördü ise tesisin değişen soğutulmuş su talebine göre çalışmaktadır. Soğutma grupları sürekli ayarlanabilir giriş kanatları (AGK) tarafından kontrol edilmektedir.

Tipik yük çeşitliliği ve değişken yük altındaki soğutma gruplarından biri için gereken güç girişi üreticiden alınmıştır. Ek olarak, Tablo 13.10'daki veriler, yılda 6000 saat çalışan bir soğutma grubu için önerilen bir AHS'nin güç girdisi bilgisini sağlamaktadır.

- Ağırlıklı ortalama yük ve çalışma süresi %64,2'lik bir eş zaman faktörü (ezf) sağlar.
- Soğutma grupları tam yük kapasitesinin %64,2'sinde çalışır.
- AHS kontrolü ile değiştirilen devreye girme döngüsü için %26,6 tasarruf tahmin edilebilir.
- COP* değeri 5 olarak kabul edilmiştir.

Enerji tasarrufu,

Tasarruf = (0,266)(386,8 kW_e)(0,642) (6.000 h/yıl) = 396.327,7 kWh/yıl olarak hesaplanır.
Elektriğin birim fiyatı 2,88 TL/kWh ise soğutma grubu başına tasarruf, (396.327,7 kWh/yıl)(2,88 TL/kWh) = 1.141.423,7 TL/yıl olarak hesaplanır.

AHS için kurulum maliyetinin soğutma grubu başına 850.740 TL olduğu tahmin edilmektedir (yaklaşık 110 $/kW).

Bu nedenle, GÖS = 1.141.423,7 (TL/yıl)/(850.740 TL/yıl) = 1,3 yıl olarak hesaplanabilir.

Bu, enerji tasarrufuna dayalı bir GÖS'dir. Ek olarak, azaltılmış mekanik aşınma, azaltılmış bakım ve daha az arıza süresinden diğer ölçülebilir faydalar elde edilecektir.

Soğutma grubu tesislerinde esas olarak performans analizi dış ortam koşullarından direkt etkilendiği için grubun tipine ve cihazın yükte olma durumuna göre ele alınmalıdır. Etütlerde yapılan yanlışlardan birisi direkt olarak kataloglarda bulunan COP ya da EER değeri üzerinden hesap yapmak ya da anlık değerlerle dış ortam sıcaklığından bağımsız ölçümler yapmaktır.

COP, ısı pompalı sistemlerde ısıtma performans katsayısıdır ve kondenserdeki ısıtma kapasitesinin (kW) cihazın harcadığı elektriksel güce (kW) oranıdır. Soğutma sistemlerinde ise COP evaporatördeki soğutma kapasitesinin (kW), elektriksel güce (kW) oranıdır. EER (enerji verimlilik oranı) de soğutma sistemlerinde bir verim ölçütü olarak kullanır, ancak evaporatördeki soğutma kapasitesi (Btu/h) ve elektriksel güç (W) olarak tarif edilir. COP değerinin 3,413 katı EER değerini verecektir. Ancak, her iki durumda da cihazın yük durumu dikkate alınmamaktadır. Bu nedenle, IPLV (AHRI-Amerika) ya da ESEER (Avrupa) kısmi yük durumlarındaki enerji performans metrikleri dikkate alınmalıdır. Burada kondenser giriş ve çıkış sıcaklıklarına göre cihazın farklı yük koşullarındaki değerleri hesaplanır ve ilgili yük koşulunda çalışma süresi de dikkate alınarak ortalama bir değer hesaplanır. Bu değerin performans hesaplarında kullanılması daha uygun sonuçlar verecektir.

Tablo 13.10: Örnek Kazan Yanma Fanı Yük Profili ve AHS İle Elde Edilen Tasarruf

Yüzde Yük (1)	AGK, kW, (2)	AHS, (3)	Tasarruf, kW, (4)	Yüzde Çalışma Süresi (5)
30	41	17	24	8
40	53	22	31	10
50	66	33	33	13
60	75	40	35	18
70	82	54	28	22
80	87	63	24	15
90	92	78	14	9
100	100	100	0	5

Sütun 2. Giriş ve kılavuz kanat kontrolü ile tipik kompresör performansından (Borg-Wamer Corp'un York Bölümü).
Sütun 3. Carrier Corporation'ın İklimlendirme Tasarımı El Kitabından: Santrifüj Kompresör Kapasite Kontrol Yöntemlerinin Karşılaştırmalı Performansı.
Sütun 5. Gerçek performans verileri.

13.12. Özet ve Öneriler

Elektrik motorlarının ve AHS'lerin özelliklerinin ve çalışma prensiplerinin anlaşılması, enerji tasarrufu çalışmaları açısından önemli bir adımdır. Enerji tasarrufu için etkin imkân, mekanik regülatörlerin/akış kontrol elemanlarının, damperlerin ve kontrol vanalarının ortadan kaldırılmasıdır. Bu regülatör cihazları genelde %20 ila %50 arasında enerji kaybına yol açmaktadır. Bir AHS kullanarak motor hızını değişken motor gereksinimleriyle eşleştirmek, mekanik regülatör kayıplarını ortadan kaldırmak için uygun bir yöntemdir.

Elektrik motorlarına yönelik tüm tadilat ve değiştirme projelerinde enerji tüketiminin azaltılmasını sağlamak için dikkatli olunmalıdır. AHS'lerle birlikte geliştirilmiş motor teknolojisinin tüm faydaları, en iyi şekilde ancak sistemin bir bütün olarak ele alınmasıyla elde edilir. Bu yaklaşım kullanıldığında motor değişimlerinden elde edilen faydalar, enerji tasarrufunun çok ötesine geçerek gelişmiş güvenilirliğe dönüşmekte ve azaltılmış insan gücü, bakım ve işletme maliyetlerinde düşüşle birlikte ilave parasal tasarrufları beraberinde getirmektedir.

Ek. Dönüşüm Formülleri

İSTENEN	*DOĞRU AKIM*	*ALTERNATİF AKIM*	
		TEK FAZ	*ÜÇ FAZ*
Bilinen (HP)'den Akım Şiddetini (Amper) Hesaplama	$\frac{HP \times 0{,}746}{E \times EFF}$	$\frac{HP \times 0{,}746}{E \times EFF \times PF}$	$\frac{HP \times 0{,}746}{1.73 \times E \times EFF \times PF}$
Bilinen (kW)'dan Akım Şiddetini (Amper) Hesaplama	$\frac{kW \times 1000}{E}$	$\frac{kW \times 1000}{E \times PF}$	$\frac{kW \times 1000}{1{,}73 \times E \times PF}$
Bilinen kVA'dan Akım Şiddetini (Amper) Hesaplama		$\frac{kVA \times 1000}{E}$	$\frac{kVA \times 1000}{1{,}73 \times E}$
kW	$\frac{I \times E}{1000}$	$\frac{I \times E \times PF}{1000}$	$\frac{I \times E \times PF \times 1{,}73}{1000}$
kVA		$\frac{I \times E}{1000}$	$\frac{I \times E \times 1{,}73}{1000}$
HP Çıkışı	$\frac{I \times E \times EFF}{746}$	$\frac{I \times E \times EFF \times PF}{746}$	$\frac{I \times E \times 1{,}73 \times EFF \times PF}{746}$

I: Akım şiddeti (Amper) *HP:* Beygir gücü *EFF:* Verim (Ondalıklı sayı olarak)
E: Gerilim (Volt) *PF:* Güç faktörü *kW:* kiloWatt *kVA:* kiloVolt-Amper

KAYNAKÇA

1. NEMA Standarts publication No. MG 1-2016 Motors and Generators.

2. Specification Guidelines to Improve Power Quality Immunity and Reduce Plant Operating Costs. Lawrance, R. And Moncrief, W. IEEE. Petroleum and Chemical Industries Conference PCIC 2002-5.

3. NEMA Standarts publication No. MG 10-2001 (2007, August). Energy Management Guide for Selection and Use of Fixed Frequency Medium AC Squirrel Cage Polyphase Induction Motors. National Electrical Manufactureres Association. Washington, D. C.

4. Doty, S. (2008). Commercial Energy Auditing Reference Handbook. The Fairmont Press, Inc. Lilburn, Georgia.

5. McCoy, G., Litman, A. And Douglas, J. (1993), Energy Efficient Electric Motor Selection Handbook. Bonneville Power Admin.

6. Lawrabce, R. (2001, September). The Adjustible Speed Synchronous Motor Drive Matures. EEMODS Conference.

7. Parasalilti, F. And Bertoldi, P., editors. Energy Efficiency in Motor Driven Systems. Springer ISBN 3-540-00666-4. Originzl data from technical paper "Hybrid Permanent Motors Allow fort he Development of High Efficiency Screw Compressors", Cook, R.

8. Ohama, T., Tanaka, H. and Koga T. (2006), Process Gas Applications Where API 619 Screw Compressors Replaced Reciprocating and Centrifugal Compressors. 35th Turbomachinery Symposium.

9. Cowern, Ed. Baldor Electrik Motors.

10. MotorMaster software, U. S. Department of Energy, Energy Efficient and Renewable Energy (EERE), Industrial. Technologies Program.

11. U.S. Department of Energy /1996). Optimizing Your-Motor Driven System. Motor Challence Fact Sheet.

12. Doty S., Turner W.C., Energy Management Handbook, 8th Edition, CRC Press, 2013.

13. Bölüm Çalışma Soruları

1. Senkron hızı 1500 devir/dk olan bir elektrik motorunun gücü 40 HP'dir. Motorun tam yük hızı 1447 devir/dk, çalışma yükü hızı 1488 devir/dk ise % motor yükünü ve motor üzerindeki yaklaşık yükü (HP) hesaplayınız.

A. % 12,6 - 5
B. % 32,6 -13
C. % 22,6 - 9
D. % 42,6 - 17

2. Güç faktörü (katsayısı) 0,82 bir elektrik şebekesine bağlı bir elektrik motorunun etiket değerleri 100 HP güç ve 0,94 verim şeklindedir. Mevcut aktif (gerçek) gücü (kW) ve görünür gücü (kVA) hesaplayınız.

A. 69,4 kW - 86,8 kVA
B. 79,4 kW - 96,8 kVA
C. 7,94 kW - 9,68 kVA
D. 89,4 kW - 106,8 kVA

3. Görünür gücü 100 kVA, aktif (gerçek) gücü 60 kW olan bir elektrik şebekesin mevcut reaktif gücünü (kVAR) ve güç faktörünü (katsayısını) bulunuz.

A. 80 kVAR - 0,60
B. 140 kW - 0,75
C. 20 kW - 0,85
D. 100 kW - 0,65

4. Santrifüj fan/pompa için benzerlik yasaları, tam hız koşulları için doğrudur; değişken hız koşulları için doğruluk daha azdır. Analizdeki değişkenler, tasarrufların kesin bir tahminini engelleyebilir. Çoğu zaman saha koşulları, enerji tasarrufu analizinin sonucunu etkileyebilecek, tanınmayan statik yük etkilerini içerir. Değişken hız ile ilişkili bu azalmış doğruluğu ayarlamaya yönelik bir yaklaşım, hız ile güç değişimleri için benzerlik yasasının değiştirilmiş bir versiyonunu kullanmaktır. Bu, %40'ın altındaki hızların sıfıra ayarlanmasıyla birleştiğinde, genellikle iyi enerji tasarrufu tahminleri verir. Santrifüj fan/pompa için AHS tasarrufları için benzerlik yasası, aşağıdaki denklemlerden hangisiyle değiştirilir?

A. $Ne_2 = Ne_1\ Q_2/Q_1$
B. $Ne_2 = Ne_1(Q_2/Q_1)^2$
C. $Ne_2 = Ne_1(Q_2/Q_1)^3$
D. $Ne_2 = Ne_1(Q_2/Q_1)^4$

5. Debisi 10 *L/s*, manometrik basma yüksekliği 20 *mSS* olan bir su pompasının genel verimi 0,65, pompa-motor arasındaki güç aktarma organlarının tahrik verimi 0,90 ve motor verimi 0,90 olan bir bir pompayı tahrik edecek motorun mil giriş gücünü (elektrik gücü ihtiyacını) (*kW*) hesaplayınız. Suyun yoğunluğu ρ = 1000 kg/m^3 ve yerçekimi ivmesi g = 9,81 m/s^2 alınacaktır.

A. 0,73
B. 1,73
C. 2,73
D. 3,73

Bölüm 14:
Aydınlatma Sistemlerinde Enerji Verimliliği

14.1. Giriş

Türkiye'de tüketilen toplam elektrik enerjisi içinde aydınlatmanın payı, dünya geneline benzer şekilde yaklaşık %20 olarak açıklanmaktadır. Endüstride tüketilen elektrik enerjisinin içinde aydınlatmanın payı ise daha düşük olup ortalama %10 civarındadır. Farklı kullanım alanlarına bakıldığında, tüketilen elektrik enerjisinin mağazalarda %30'unun, ofislerde ise yaklaşık %40'ının aydınlatma amaçlı harcandığı gözlenmektedir. Bu bilgilerle, aydınlatmada gerçekleştirilecek doğru uygulamalarla sağlanacak enerji tasarrufunun önemi açıkça ortaya çıkmaktadır. Bazen küçük bir yüzde olarak görülen aydınlatma maliyetinde gerçekleştirilen tasarruf, uzun saatler boyunca çalışılan tesislerde küçümsenmeyecek boyutlara ulaşabilmektedir.

Aydınlatmada tasarrufun, lamba söndürerek değil, görme yeteneği ve görsel konfordan taviz vermeden, gerekli minimum düzeyde aydınlık düzeylerinin yaratılması ile sağlanabileceği akıldan çıkarılmamalıdır. Görüş koşullarını bozarak çalışma konforunu azaltan, hatta kazalara neden olabilen bir tasarrufun bedeli, oluşacak zararların yanında çok küçük kalacaktır. İyi ve kaliteli biraydınlatma ile çalışanların görme yetenekleri iyileştirilerek iş hacmi ve verimi artırılır, göz sağlığı korunur, iş kazaları en aza indirilir. Çalışma konforu ve iş potansiyelinin artmasıyla elde edilecek tasarruf elektrik enerjisine ödenen miktardaki azalmadan çok daha önemlidir.

Aydınlatmacılığın temel konusunu ışığın üretimi, dağıtımı, ekonomisi ve ölçülmesi oluşturur. Işığın insanlar üzerindeki etkileri araştırılır. Somut ölçülebilir değerlere dayanan, disiplinler arası çalışmalar gerektiren bir bilim dalıdır. İnsan gözü sadece 380 nm ile 780 nm arasındaki dalga uzunluklu radyasyonları ışık olarak algılamakta ve bütün radyasyonlara karşı da duyarlık derecesi farklı olmaktadır. Temel gereksinimi ışık ve kullanıcısı da sera, hayvan yetiştiriciliği gibi farklı kullanım alanları olmasına rağmen genelde insan olan aydınlatmada bu dalga boylarında radyasyon yayan ışık kaynaklarının etkin bir şekilde üretimi ve kullanımı esastır.

Aydınlatma uygulamaları kullanılan ışığın kökenine göre doğal ve yapay aydınlatma; aydınlatılan yere göre iç ve dış aydınlatma; amacı bakımından da fizyolojik, dekoratif ve dikkat çeken aydınlatma olarak ayrılmaktadır. Fizik, mühendislik, mimarlık, hatta psikoloji ve sosyoloji gibi çok farklı uzmanlık alanlarının çalışmalarına ihtiyaç duyulan aydınlatmada gerçekleştirilen uygulamaların bu ayrımlar dikkate alınarak sınıflandırılması iş, zaman ve başarı ölçütlerinde önemli kazanımlar sağlamaktadır. Enerji yöneticiliği tanımı altında bina ve endüstri tesislerinde enerji verimliliği çalışmaları gerçekleştirecek uzmanları yetiştirmeye yönelik eğitimlerde, aydınlatma konusunun iş verimi dolayısıyla görüş koşullarının sağlanması amaçlı ele alınması gerekmektedir. Bu amaç ve gereklilikler dikkate alınarak hazırlanan bu eğitim notunda fizyolojik esaslı iç aydınlatmalar yapay ve doğal aydınlatma ile bütünleşik olarak ele alınmaktadır. Dış aydınlatma konusunda da kısa ama tamamlayıcı bilgiler verilmektedir.

14.2. Aydınlatma Esasları

Aydınlatma tekniğinde ışığa ve aydınlatma uygulamalarına ait hesap, ölçme ve değerlendirmeleri yapabilmek için bazı temel büyüklükler tanımlanmıştır. Bu tanımlarda gündüz görmesine (fotopik görme) ait standart normal bir gözün spektral duyarlık eğrisi esas alınmaktadır. Bu büyüklükler yardımıyla aydınlatma uygulamalarının nicel ve nitel değerlendirmeleri yapılmaktadır.

Bu bölümde aydınlatmanın niceliği kapsamında ışık akısı, etkinlik faktörü, ışık şiddeti, aydınlık düzeyi, parıltı düzeyi; aydınlatmanın niteliği kapsamında da düzgünlük, kamaşma ve renk tanımları verilmektedir. Bölümde aydınlatma sistem bileşenleri altında da ışık kaynakları ve yardımcı elektriksel elemanları, armatürler, aydınlatma kontrolü bilgileri ile birlikte doğal aydınlatma hakkında kısa bir bilgi verilmektedir.

14.2.1. Aydınlatmanın Niceliği

Bu bölümde açıklanan tanımlar "fotometrik büyüklükler" olarak da adlandırılmaktadır. Fotometrik büyüklükler normal gözün radyasyonları algılama (spektral duyarlığı) özelliği ve ışık kaynaklarının bu radyasyonlarda ürettikleri enerji miktarları ile açıklanabildiği için enerji büyüklüklerinden daha farklı kavramlardır.

14.2.1.1. Işık Akısı

Işık akısı, bir ışık kaynağının birim zamanda yaydığı toplam ışık miktarı ile ilgili bir kavramdır. Φ harfi ile gösterilir. Birimi lümendir. 1 lümen = 1lm.

Tanım olarak, bir ışık kaynağının ışık akısı, bu ışık kaynağından çıkan ve normal gözün gündüz görmesine ait spektral duyarlık eğrisine göre değerlendirilen enerji akısıdır.

$$\Phi = K_0 \, FV_\lambda \quad [\text{lm}] \qquad (14.1)$$

Burada F enerji akısını, Ko da enerji akısının V_{555} = 1 için (ışıksal) fotometrik eşdeğerini gösterir. λ_o=555 nm için V_{555} = 1 ve K_o= 683 lm/W'tır. V de gözün radyasyonlara karşı spektral duyarlık derecesidir.

14.2.1.2. Etkinlik Faktörü

Enerjinin verimli kullanılması açısından ışık kaynakları ve/veya armatürlerin üretebildiği toplam ışık akısı (Φ) için tükettikleri elektrik gücünü (P) ifade eden etkinlik faktörü (lm/W) önemli bir değerdir.

$$e = \frac{\Phi}{P} \quad \left[\frac{lm}{W}\right] \qquad (14.2)$$

Işık kaynaklarının şebekeden çektikleri güç ile yaydıkları ışık akısı arasında sabit bir oran yoktur. Etkinlik faktörü lambalar için tanımlandığı gibi armatürler için de verilmektedir. Enerji verimli aydınlatma çözümleri için etkinlik faktörü yüksek ışık kaynakları ve armatürler kullanılması önemlidir. Ancak bu faktör, aydınlatma sistemlerinin belirlenmesinde tek kriter değildir. Seçimlerin diğer gereklilikler de dikkate alınarak yapılması gerekmektedir.

14.2.1.3. Işık Şiddeti

Işık şiddeti, bir ışık kaynağından çıkıp birim uzay (Ω_α) içersinde yayılan ışık akısının (Φ) bir ölçüsüdür. Vektörel bir büyüklük olarak kabul edilebilir. Birimi kandela'dır (cd) ve I ile gösterilir. SI birim sisteminde temel büyüklük olarak tanımlanmıştır.

$$I_\alpha = \frac{d\Phi}{d\Omega_\alpha} \quad [cd] \qquad (14.3)$$

Görüldüğü gibi bu tanım uzay açı kavramını ortaya koymaktadır. Işık kaynakları genelde her doğrultuda eşit ışık akısı yaymazlar, uzayın değişik doğrultulardaki ışık akısı yoğunlukları farklıdır. Genel olarak bir ışık kaynağının Φ toplam ışık akısı, uzayın değişik kısımlarına yayılan $\Delta\Phi_1$, $\Delta\Phi_2$, ... kısmi ışık akılarının toplamı olarak düşünülebilir.

$$\Phi = \Delta\Phi_1 + \Delta\Phi_2 + \ldots$$

İçinden kısmi ışık akısı geçen koni veya piramit şeklindeki uzay parçasına uzay açı denir.

14.2.1.4. Aydınlık Düzeyi

Aydınlık düzeyi birim alana (A) dik düşen toplam ışık akısı miktarı (Φ) olarak tanımlanmaktadır. Birimi lüks'tür (lx) ve E ile gösterilir.

$$E = \frac{d\Phi}{dA} \left[\frac{lm}{m^2}\right], [lx] \qquad (14.4)$$

Bir yüzeyde elde edilen aydınlık düzeyi, yüzeyin yansıtma özelliğinden bağımsızdır. Yüzeyin yansıtma faktörü ne olursa olsun, aydınlık düzeyi yüzeye dik gelen ışık akısı miktarına bağlıdır. Aydınlık düzeyi, aydınlatma tasarımındaki en temel büyüklüklerden biridir. Aydınlatma tasarımı, söz konusu çalışma düzleminde sağlanması gereken ortalama aydınlık düzeyinin belirlenmesi ile başlar. Ortalama aydınlık düzeyi (E_{ort}), yüzeye düşen toplam ışık akısının dik bileşenidir. Bir hacimdeki ortalama aydınlık düzeyi, o hacmin çalışma düzlemine dik düşen toplam ışık akısının (Φ_d) hacmin alanına (A) oranıdır.

$$E_{ort} = \frac{\Phi_d}{A}\left[\frac{lm}{m^2}\right],[lx] \qquad (14.5)$$

Bunun yanında, bir noktadaki aydınlık düzeyi, noktasal aydınlatma formulü (D.6) yardımıyla hesaplanabilir. Buna göre, bir noktasal ışık kaynağının, kaynaktan d (m) kadar uzaklıktaki bir noktada oluşturacağı aydınlık düzeyi, söz konusu noktaya dik düşen ışık şiddeti (I_d) ile düz, uzaklığın (d) karesi ile ters orantılı olarak hesaplanır. Yüzeye dik düşen ışık şiddeti, yüzey normaline α açısıyla gelen ışık şiddetinin kosinüsü dikkate alınarak belirlenir. Mevcut aydınlatma tasarım programları, belirlenmiş hesap noktalarında bu yöntem ile aydınlık düzeylerini hesaplayarak ortalama aydınlık düzeyini vermektedir.

$$E = \frac{I_\alpha}{d^2} \text{ x } \cos\alpha \quad [lx] \qquad (14.6)$$

Bir hacimde sağlanması gereken ortalama aydınlık düzeyi değerleri, yapılan işe ve hacmin kullanım fonksiyonuna göre değişir. Fazla dikkat isteyen, görme koşullarının ön planda olduğu hacimlerde sağlanması gereken ortalama yatay aydınlık düzeyleri daha yüksektir.

14.2.1.5. Parıltı Düzeyi

Aydınlık düzeyinden farklı olarak parıltı terimi, yüzey yansıtma faktörüne, dolayısıyla yüzeyin yapısına bağlı bir büyüklüktür. Parıltı, bir yüzeyin birim alanından (A), belirli bir doğrultuda yayılan ışık şiddetidir (I_α). Birimi cd/m²'dir ve L ile gösterilir.

$$L_\alpha = \frac{dI_\alpha}{dA}\left[\frac{cd}{m^2}\right] \qquad (14.7)$$

Hem ışık şiddeti, hem de görünen alan gözlemci ile parıltısı hesaplanan nokta arasındaki mesafeye bağlı olmadığından, parıltı da aradaki mesafeden bağımsızdır. Parıltı, görmemizi sağlayan aktif bir büyüklüktür. Cisimler ancak parıltıları ile gözde görme işlevini sağlayan hücreleri uyarabilmektedir. İç aydınlatmada hacmin yüzeylerindeki parıltı dağılımı görsel konfor açısından önem taşımaktadır. Bu kapsamda, parıltı değerlerinin yüksek olması kamaşmaya, parıltı dağılımının düzgün olmaması adaptasyon sorununa, çok düşük parıltı değerlerinin olması ise rahatsız edici çalışma koşullarına sebep olabilmektedir. Hacim yüzeylerinin parıltıları, sağlanan aydınlık düzeyinin yanında yüzeylerin yansıtma faktörlerine bağlı olarak da değişmektedir. İç aydınlatma için, görsel konforun sağlanabilmesi açısından önerilen yüzey yansıtma faktörleri (ρ) aşağıdaki gibi verilmektedir (TSE, 2021).

Tavan	0,7 – 0,9
Duvarlar	0,5 – 0,8
Çalışma düzlemi	0,2 – 0,7
Zemin	0,2 – 0,6

Hacim yüzeylerinin yansıtma faktörü üzerinde, kuşkusuz yüzey renkleri de etkendir. Koyu renklerin sağladığı yansıtma daha düşük iken, açık renklerin yansıtma faktörleri yüksektir. Aşağıda, bazı renklerin sağlayabildiği yaklaşık yansıtma faktörleri verilmektedir.

0,70 : Çok açık (beyaz, saman rengi, kemik rengi, açık mavi, açık yeşil)
0,50 : Açık (kavuniçi, sarı bej, turuncu)
0,30 : Orta (gök mavisi, çimen yeşili)
0,10 : Koyu (koyu mavi, deniz mavisi, koyu yeşil, koyu gri)

14.2.2. Aydınlatmanın Niteliği

Bu bölümde düzgünlük, kamaşma, renk sıcaklığı ve renksel geriverim endeksi tanımları verilmektedir.

14.2.2.1. Düzgünlük

İç aydınlatmada ve park, alan, yaya yolları gibi dış aydınlatma uygulamalarında düzgünlük tanımı aydınlık düzeyi temelli verilmektedir. Motorlu araç trafiğinin olduğu yol aydınlatmalarında ise parıltı esaslı düzgünlük tanımları yapılmaktadır. Ortalama aydınlık düzeyi hesaplanırken, çalışma yada kullanım düzlemindeki hesap noktalarında sağlanan aydınlık düzeylerinin ortalaması alınmaktadır. Her bir noktada farklı aydınlık düzeyleri oluşabildiğinden ortalama düzgünlük kriteri ile çalışma düzleminde sağlanan aydınlık düzeyi dağılımının düzgünlüğü ifade edilmekte ve sağlanan minimum değerin ortalama değere oranı olarak hesaplanarak U_o ile gösterilmektedir. Yol aydınlatmasında ortalama düzgünlük (U_o) hesap noktalarındaki en düşük yol yüzeyi parıltısının, ortalama parıltı düzeyi değerine oranı olarak ifade edilmekte ve değerinin yol aydınlatma sınıfına bağlı olarak 0,35 ila 0,4'den büyük olması istenmektedir (EN-2, 2015). Aydınlatma tekniğinde, aydınlatma tasarımının belirli bir ortalama düzgünlük değerini sağlayacak şekilde yapılması gerekmektedir. Ancak tamamen düzgün bir aydınlık düzeyi dağılımı da gölge, modelleme gibi gereklilikler nedeni ile görsel konfor koşullarını bozabilmektedir. İç aydınlatma uygulamalarında, çalışılan iş üzerinde ortalama düzgünlüğün 0,4'ten yüksek, genelde de 0,6 ila 0,7 değerlerinde olması istenmektedir. Çalışma düzleminin arka fonu, duvar ve tavanlarda ise $U_o \geq 0,1$ olmalıdır. Ancak bu koşullar sadece yapay aydınlatma olduğunda aranmaktadır. Ortamda doğal aydınlatma mevcut olduğunda, ışığın şiddeti ve dağılımı dış ortam ve hava koşullarına bağlı olarak değiştiğinden, bu gereklilikler aranmamaktadır. Doğal aydınlatmanın çalışma koşullarına olan olumlu katkılarıyla düzgünlüğün yetersizliği telafi edilebilmektedir.

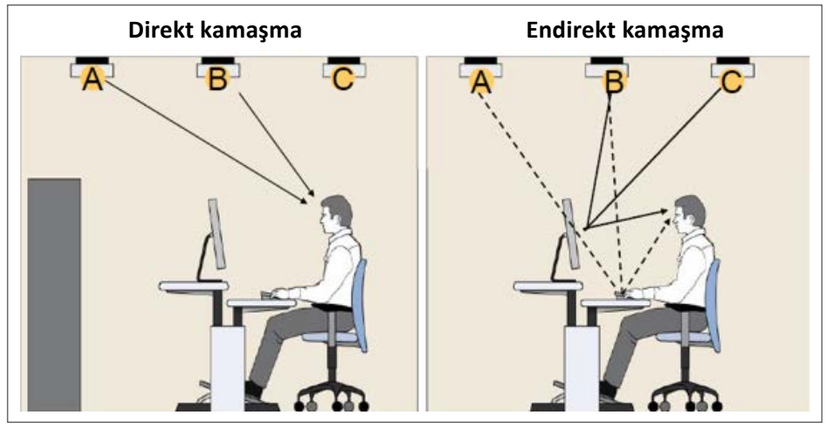
14.2.2.2. Kamaşma

Aydınlatmada kamaşma, psikolojik kamaşma ve fizyolojik kamaşma olarak ikiye ayrılır. Fizyolojik kamaşma göze giren ışık miktarı ile ilgilidir ve görme yeteneğinin bozulması ya da geçici olarak kaybolmasına neden olmaktadır. Psikolojik kamaşma ise, yüksek parıltıya sahip yüzeylerin, armatürlerin ya da pencerelerin görme koşullarında rahatsızlık oluşturması durumunda ortaya çıkmaktadır. Özellikle çıplak kullanılan lambalar, yüksek ışık akılı armatürler ya da önü açık pencereler kamaşma sorunu yaratabileceğinden oluşabilecek yüksek parıltı değerlerinin optik elemanlar ya da gölgeleme elemanları ile perdelenmesi gerekmektedir. TS EN 12464-1 standardında belirli ışık kaynağı parıltı değerleri için aydınlatma armatürlerinde sağlanması önerilen minimum perdeleme açıları Tablo 14.1'de verilmektedir (TSE, 2021).

Tablo 14.1: Değişik Işık Kaynağı Parıltıları İçin Tanımlanan Minimum Armatür Perdeleme Açıları

Kaynak parıltısı [kcd/m²]	Minimum perdeleme açısı [°]
20 ile 50 arası	15°
50 ile 500 arası	20°
500'den büyük	30°

Kamaşma iki şekilde gerçekleşebilir. Birincisi, yüksek parıltıya sahip yüzeylerin gözü doğrudan etkilemesiyle direkt kamaşma, ikincisi ise yüksek parıltıya sahip yüzeylerin bilgisayar ekranı ya da benzer yansıtıcı bir yüzeyden yansıyıp görme koşullarını dolaylı yolla bozmasıyla oluşan endirekt (dolaylı) kamaşmadır. İç aydınlatmada kamaşma değerleri, direkt olarak meydana gelen psikolojik kamaşma için sınırlandırılmıştır. Psikolojik kamaşma değerinin hesabı, deneysel çalışmalar sonucunda elde edilmiş ampirik formüller ile gerçekleştirilmektedir.

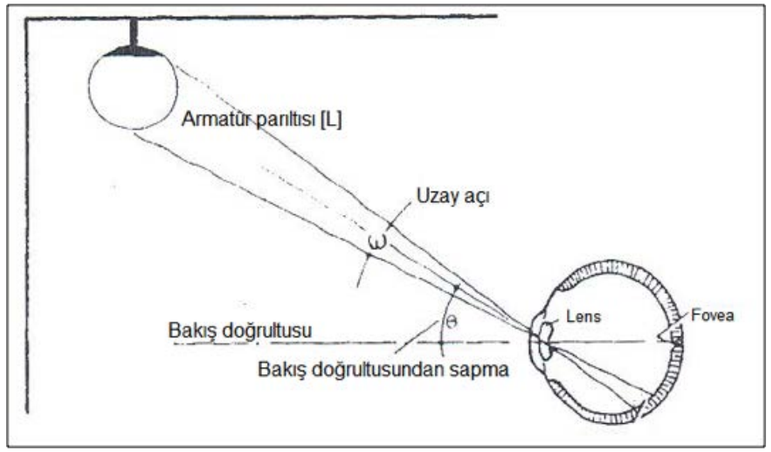


Şekil 14.1: Direkt ve Endirekt Kamaşma

Günümüzde, iç aydınlatma kalite kriterleri içerisinde tanımlanmış psikolojik kamaşma, birleşik kamaşma değeri (R_{UG}) hesaplanarak değerlendirilmektedir. R_{UG} değeri D.8 denklemi ile hesaplanmaktadır. Hesaplamada kullanılan parametreler ise Şekil 14.2'de gösterilmektedir.

$$RUG = 8\log\left(\frac{0,25}{L_f}\sum\frac{L^2\omega}{p^2}\right)\left[\frac{cd}{m^2}\right] \qquad (14.8)$$

L_f fon parıltısı [cd/m²]
L gözlemciye göre her bir armatürün parıltısı [cd/m²]
ω gözlemciye göre her bir armatür için ayrı ayrı hesaplanan uzay açı [sr]
p her bir armatür için Guth pozisyon endeksi (bakış doğrultusundan sapma açısına göre)



Şekil 14.2: Kamaşma Hesapları İçin Kullanılan Parametreler

Aydınlatma hesaplarında kullanım kolaylığı olması açısından, farklı oda geometrileri ve farklı oda yüzey yansıtma faktörleri için R_{UG} tabloları tanımlanmıştır. Buna göre R_{UG} değerleri, odanın eni (b) ve boyu (a) ile armatür ile göz seviyesi arasındaki mesafesine (H) bağlı olarak tanımlanan farklı oda geometrileri, başka bir deyişle farklı oda endeksleri ve farklı yüzey yansıtma faktörleri için hesaplanarak tablo haline getirilmektedir. 1000 lm ışık akısı için hesaplandığında düzeltilmemiş, armatürde üretilen toplam ışık akısına göre hesaplandığında ise düzeltilmiş değerleri içeren tablolar olarak sunulmaktadır. Hazırlanan bu tablolar, iki armatür arası mesafenin (S), göz seviyesi ile armatür arasındaki mesafeye (H) oranı olarak tanımlanan belirli bir değere (R_{SH}) göre hesaplanmaktadır. Tablo 14.2'de, 2 adet 28 W gücünde T5 flüoresan lambalı ve parabolik lamelli bir armatüre ait toplam 5200 lm ışık akısına göre düzeltilmiş R_{UG} tablosu R_{SH}=0,25 durumu için verilmiştir. R_{SH} değerinin farklı olduğu durumlar için, R_{UG} tablolarının altında verilen düzeltme değerleri ile UGR tabloları yeniden oluşturulabilmektedir. Armatürlerin bakış doğrultusuna dik ya da paralel olacak şekilde yerleştirilmeleri gözlemciye göre armatür parıltısını değiştirebileceğinden, R_{UG} tablolarında gözlemci bakış yönü, konumu ve armatür yerleşimleri de dikkate alınmaktadır.

Tablo 14.2: T5 Flüoresan Lambalı Bir Armatüre Ait R_{UG} Tablosu (R_{SH}=0,25)

	Tavan	0,70	0,70	0,50	0,50	0,30	0,70	0,70	0,50	0,50	0,30
	Duvar	0,50	0,50	0.50	0,30	0,30	0,50	0,30	0,50	0,30	0,30
	Zemin	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Oda boyutu a	b	Bakış doğrultusuna dik yerleşim					Bakış doğrultusuna paralel yerleşim				
2H	2H	19,4	20,6	19,7	20,8	21,0	18,6	19,8	18,9	20,0	20,2
	3H	19,4	20,4	19,7	20,6	20,9	18,5	19,5	18,8	19,7	20,0
	4H	19,3	20,2	19,6	20,5	20,8	18,4	19,3	18,7	19,6	19,9
	6H	19,2	20,1	19,6	20,4	20,7	18,3	19,2	18,7	19,5	19,8
	8H	19,2	20,0	19,5	20,3	20,6	18,3	19,1	18,6	19,4	19,7
	12H	19,1	19,9	19,5	20,2	20,6	18,2	19,0	18,6	19,3	19,7
4H	2H	19,5	20,5	19,9	20,7	21,0	18,8	19,7	19,1	20,0	20,3
	3H	19,4	20,2	19,8	20,5	20,9	18,7	19,4	19,0	19,8	20,1
	4H	19,4	20,1	19,8	20,4	20,8	18,6	19,3	19,0	19,6	20,0
	6H	19,3	19,9	19,7	20,3	20,7	18,5	19,1	18,9	19,5	19,9
	8H	19,3	19,8	19,7	20,2	20,6	18,5	19,0	18,9	19,4	19,8
	12H	19,2	19,7	19,7	20,1	20,6	18,5	18,9	18,9	19,3	19,8
8H	4H	19,3	19,8	19,7	20,2	20,6	18,5	19,0	18,9	19,4	19,8
	6H	19,2	19,6	19,6	20,1	20,5	18,4	18,9	18,9	19,3	19,7
	8H	19,2	19,5	19,6	20,0	20,5	18,4	18,8	18,8	19,2	19,7
	12H	19,1	19,4	19,6	19,9	20,4	18,3	18,7	18,8	19,1	19,6
12H	4H	19,2	19,7	19,7	20,1	20,6	18,5	18,9	18,9	19,3	19,8
	6H	19,2	19,5	19,6	20,0	20,5	18,4	18,8	18,8	19,2	19,7
	8H	19,1	19,4	9,6	19,9	20,4	18,3	18,7	18,8	19,1	19,6

Farklı R_{SH} değerleri için düzeltme değerleri		
R_{SH} = 1,0	+2,5 / -11,5	+1,7 / -3,2
R_{SH} = 1,5	+4,4 / -23,8	+3,0 / -32,4
R_{SH} = 2,0	+6,4 / -42,6	+4,8 / -91,0

Kamaşma değerleri 5200 lm ışık akısına göre hesaplanmıştır.

Ampirik ve logaritmik bir denklem ile hesaplanan R_{UG} değeri, 13-16-19-22-25-28 olarak tanımlanmış kamaşma skalası üzerinden değerlendirilmektedir. R_{UG} değeri 13'ten küçük ise kamaşma rahatsız edici değildir. Farklı kullanım amacına sahip hacimler için farklı kamaşma sınırlandırma değerleri tanımlanmıştır. Örneğin 500 lx aydınlık düzeyinin sağlanacağı bir ofis hacmi için R_{UG} değeri 19 ile sınırlandırılmıştır. Ofiste 750 lx sağlanması gerekiyorsa R_{UG} değerinin 16 ile sınırlandırılması gerekmektedir.

Yol aydınlatma tesislerinde ise, armatürlerdeki istenmeyen kamaşma ile neden olunan görülebilirlik kaybı dolayısıyla fizyolojik kamaşma, kamaşma sınırlama faktörü (eşik artışı) ile değerlendirilmektedir. f_{TI} sembolü ile gösterilen eşik artışı, kamaşma koşullarındaki parıltı eşiği (ΔL_K) ile kamaşma olmadığındaki parıltı eşik (ΔL_e) farkının ΔL_e'ye oranı olarak ifade edilmektedir. Değerinin yol aydınlatma sınıfına bağlı olarak 10 ila 20'nin altında kalması istenmektedir.

14.2.2.3. Işık Renk Özelliği

Kullanılan ışık kaynaklarının renk özellikleri aydınlatma tasarımını etkileyen önemli kriterlerdir. Bu bölümde renk sıcaklığı ve renksel geriverim endeksi tanımları verilmektedir.

14.2.2.3.1. Renk Sıcaklığı

Eğer bir cisim, üzerine düşen değişik dalga boylarındaki ışınımların tümünü yutabiliyorsa bu cisme siyah cisim denir ve siyah cismin spektral yutma faktörü teorik olarak 1 (bir) kabul edilir. Siyah cisme ısı enerjisi verildiğinde önce ısınmaya başlamakta, sonra sırasıyla sarımsı, sarı, sarı beyaz ve mavi beyaz renkli ışık yaymaktadır. Işık kaynaklarının ışık rengi, spektrumlarındaki ışınım yoğunluklarının farklı şekilde olmalarına bağlıdır. Renk sıcaklığının birimi Kelvin'dir (K) ve T_c ile gösterilir. Işık kaynaklarının renksel izlenimleri soğuk, ılık ve sıcak olarak üç ana gruba ayrılmaktadır. Renk sıcaklığı 3000 K (sıcak beyaz) olan bir ışık kaynağının (enkandesen lamba) rengi sarımsı beyaz iken, renk sıcaklığı daha yüksek 6500 K (soğuk beyaz-gün ışığı) olan bir ışık kaynağının rengi mavimsi beyazdır. Renk sıcaklığı 5300 K'dan büyük olan ışık kaynakları soğuk beyaz, 3300 K – 5300 K arası ılık beyaz, 3300 K'dan küçük olanlar da sıcak beyaz olarak adlandırılır (Tablo 14.3).

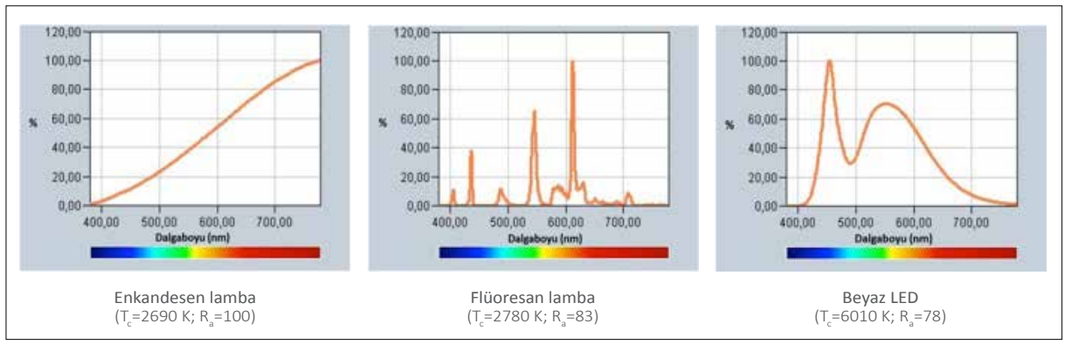
Tablo 14.3: Işık Kaynakları İçin Tanımlanmış Renk Sıcaklıkları ve Işık Renkleri

Renk Sıcaklığı (TC) [K]	Renksel İzlenim
< 3300 K	Sıcak
3300 K - 5300 K	Ilık
> 5300 K	Soğuk

Hangi renk sıcaklıklarının hangi ortamlarda tercih edildiği konusundaki çalışmalar uzun yıllardır süregelmektedir. Genel bir yaklaşımla, 500 lx'ten düşük aydınlık düzeyleri için sıcak, 500-3000 lx arası için ılık, 3000 lx'ten yüksek aydınlık düzeylerinin sağlandığı ortamlarda ise soğuk renksel izlenimlere sahip ışık kaynaklarının kullanılması önerilebilmektedir. Kullanıcıların ışık rengi tercihleri öznel olabilmekle beraber, iklim şartları ve kültürel farklılıklara göre de değişiklikler göstermektedir. Soğuk iklim bölgelerinde genel olarak sıcak renksel izlenime sahip ışık kaynaklarının, sıcak iklim bölgelerinde ise soğuk renksel izlenime sahip ışık kaynaklarının kullanılması tercih edilmektedir. Renksel tercihler ortamın yüzey renklerine göre değişebilmesine rağmen, çalışanların dikkat ve konsantrasyonlarının yüksek tutulması amacı ile 4000 K ve üzeri renk sıcaklığına sahip ışık kaynaklarının kullanılması önerilmektedir.

14.2.2.3.2. Renksel Geriverim Endeksi

Değişik ışık kaynaklarının renksel karakteristiklerini karşılaştırabilmek için kullanılan diğer bir özellik ise renksel geriverim endeksidir. Işık kaynaklarının renksel geriverim endeksleri referans kaynaklarla karşılaştırılarak belirlenmektedir. Bu ölçümlerde, spektrumu sürekli olan, yani 380 nm ile 780 nm arasındaki tüm dalga boylarını içeren gün ışığı referans alınmaktadır. Renksel geriverim endeksi kısaca İngilizce *"Colour Rendering Index"* kelimelerin baş harflerinden türetilen CRI ile ifade edilmekte ve Ra ile gösterilmektedir. Renksel geriverim endeksinin birimi yoktur ve değeri 0 ile 100 arasındadır. Bir ışık kaynağının renksel geriverim endeksi, maksimum değer olan 100 ise (R_a=100), bu kaynağın spektral dağılımı referans kaynak ile aynıdır. Yani gün ışığı altında görünen renkler, renksel geriverim endeksi R_a=100 olan ışık kaynakları altında da aynı şekilde algılanabilmektedir.



Enkandesen lamba (T_c=2690 K; R_a=100) | Flüoresan lamba (T_c=2780 K; R_a=83) | Beyaz LED (T_c=6010 K; R_a=78)

Şekil 14.3: Farklı Işık Kaynaklarının Spektral Enerji Dağılımları, Renk Sıcaklıkları ve Renksel Geriverim Endeksleri

Işık kaynakları, renksel geriverimlerine göre genel olarak dört grup altında toplanırlar. Birinci gruptaki ışık kaynaklarının renksel geriverimleri çok iyi, ikinci gruptakilerin iyi, üçüncü gruptakilerin orta ve dördüncü gruptakilerin ise kötü olarak tanımlanmıştır (Tablo 14.4). Standartlara göre insansız veya çok kaba işlerin yapıldığı ortamlar dışında, iç hacimlerde kullanılacak ışık kaynaklarının renksel geriverim endeksleri 80 ve üzeri olmalıdır. Dış aydınlatmada ise alanların kullanım fonksiyonuna bağlı olarak daha düşük renksel geriverim endeksli ışık kaynakları kullanılabilmektedir.

Tablo 14.4: Renksel Geriverim Kademeleri ve R_a Değerleri

Kademe	Değerlendirme	Endeks
1A	Çok iyi	$R_a > 90$
1B	Çok iyi	$80 < R_a < 90$
2A	İyi	$70 < R_a < 80$
2B	İyi	$60 < R_a < 70$
3	Orta	$40 < R_a < 60$
4	Kötü	$20 < R_a < 40$

İlgili standartlarca tanımlanan aydınlık düzeyi, düzgünlük, kamaşma ve renksel özellikleri kapsayan aydınlatma tasarım kriterleri farklı kullanım amacına sahip hacimler için değişiklikler göstermektedir.

14.2.3. Standart ve Öneriler

Bina enerji performansı hesaplama yöntemi kapsamında aydınlatma sistemlerinin enerji performansı TS EN 15193 "Binalarda Enerji Performansı – Aydınlatma için enerji gereksinimleri" standardında tanımlandığı şekilde hesaplanabilmektedir (TSE, 2017). Bu standartta belirtilen yönteme göre yapılan hesaplar sonucunda aydınlatma enerji performansını ifade eden sayısal bir değer elde edilmektedir. Bu yöntem hem yeni hem de mevcut binalarda aydınlatma enerji performansını hesaplamak için kullanılabilmektedir. Standartta, aydınlatma amaçlı tüketilen elektrik enerjisinin hesaplanabilmesi için 3 yöntem tanımlanmaktadır:

i. Hızlı Yöntem: Bina tipine göre değişen, hızlı yöntem için belirlenmiş standart değerler ile hesaplama yöntemidir. Bu yöntem oldukça kaba olup sadece proje aşamasında bina tasarımı için genel bir fikir vermesi açısından uygun olabilmektedir.

ii. Detaylı Yöntem: Binanın tüm hacimleri için ayrı ayrı aylık ve saatlik periyotlarda hesap olanağı sağlayan bu yöntem, günışığından yararlanma, doluluk oranları ve kontrol sistemlerini de dikkate alarak daha detaylı ve doğru hesaplama yapabilmektedir.

iii. Enerji İzlemesi: Aydınlatma için tüketilen enerjinin net miktarını belirleyebilmek için enerji ölçüm cihazları ile en az bir yıl boyunca tüketimlerin kaydedilmesi esasına dayalı bir yöntemdir. Pratikte uygulanması hem zor hem de maliyetlidir. Aydınlatma tesisatlarının ayrı bir panodan beslenmesi, ya da aydınlatma linyelerine ayrı izleme sistemlerinin tesisi ve tüketimlerin en az bir yıl boyunca izlenmesi gerekmektedir. Yeni binalar için enerji kimlik belgesinin proje aşamasında çıkartılması gerektiğinden, bu yöntem ancak mevcut ve aydınlatma tesisatının ayrı bir elektrik panosundan beslenebildiği, ya da özel izleme sistemlerinin tesis edilebildiği binalarda uygulanabilmektedir.

Hesaplama ya da ölçümlerin sonucunda bulunan toplam tüketim değeri binanın kullanım alanına bölünerek Aydınlatma Enerjisi Sayısal Göstergesi (AESG, *ing.* LENI: Lighting Energy Numeric Indicator) adı verilen sayısal bir değer elde edilmektedir. Bu değer metrekare başına yıllık elektrik enerjisi tüketimini (kWh/m^2.yıl) ifade etmektedir. Binalarda Enerji Performansı Ulusal Hesaplama Yöntemine Dair Tebliğ ekinde binanın aydınlatma enerji gereksinimlerinin Türkiye koşullarına göre nasıl hesaplanacağı kapsamlı bir şekilde verilmektedir (BİB, 2010b). Aydınlatma Enerjisi Sayısal Göstergesi (AESG) D.9 denklemi ile hesaplanabilmektedir.

$$AESG = \frac{W}{A} \ [kWh/(m^2.yıl)] \qquad (14.9)$$

W : yıllık aydınlatma amaçlı tüketilen toplam elektrik enerjisi (kWh)

A : binanın toplam kullanım alanı (m^2)

Binanın aydınlatma amaçlı tüketilen elektrik enerjisi; aydınlatma elemanlarınca tüketilen aydınlatma enerjisi (W_L) ile acil durum aydınlatması şarjı ve aydınlatma kontrol sistemlerinin tükettiği enerjilerden oluşan parazit enerjinin (W_P) toplamı olarak ifade edilmektedir.

$$W = W_L + W_p \ [kWh] \qquad (14.10)$$

AESG değerinin hesaplanmasındaki en önemli sorun bina hacimlerinin standartlara uygun aydınlık düzeyi değerlerine göre aydınlatılmamış, başka bir deyişle standartlarda tanımlanan aydınlık düzeyi değerlerini sağlayamamış olmasıdır. TS EN 15193 standardında, enerji performansı hesaplanacak mevcut bir binanın aydınlatma tasarımının TS EN 12464-1 standardındaki gereklilikler yerine getirilerek yapılmış olduğu kabul edilir. Yeni yapılan binalarda, bu standarda göre önerilen aydınlık düzeyi değerleri maksimum %10 hata ile hesaplanmalıdır. Mevcut binalarda ise aydınlatma sistemlerinin bu değerleri sağlayacak şekilde revize edilmesi gerektiği ifade edilmektedir. Bunun için AESG'nin sağlanan aydınlık düzeyi (lux) değerine göre D.11'deki gibi normalize edilerek kullanılması önerilmektedir.

$$AESG_N = \frac{W}{\sum AxE_{ort}} \left[\frac{kWh}{m^2.yıl.lx}\right] \qquad (14.11)$$

Ülkemizde TS EN 12464-1 olarak yürürlükte olan Avrupa Standardında çalışma alanlarının iç aydınlatması ile ilgili tanımlar, tasarım kalite kriterleri ve limitler verilmektedir. Tablo 14.5'te örnek olması amacıyla bazı farklı kullanımlı hacimler için sağlanması gereken değerler gösterilmektedir (TSE, 2021).

Tablo 14.5: Farklı Hacimler İçin Sağlanması Gereken Aydınlatma Tasarım Kriterleri

Hacmin Tanımı	E_{ort}	U_o	R_{UG}	R_a
Banyo ve tuvaletler	200	0,4	25	80
Bekleme salonları	200	0,4	22	80
Ekipman odası	200	0,4	25	80
Elektrik pano odası	200	0,4	25	60
Garaj	75	0,4	25	40
Giriş holleri	100	0,4	22	60
Kantinler/büfeler	200	0,4	22	80
Kazan dairesi	200	0,4	25	60
Ofis hacimleri	500	0,6	19	80
Koridorlar	100	0,4	28	40
Merdivenler, yürüyen merdiven ve bantlar	150	0,4	25	40
Mutfak	500	0,6	22	80
Resepsiyon, danışma	300	0,6	22	80
Seminer salonu/derslik	300	0,6	19	80
Teknik çizim ofisleri	750	0,7	16	80
Teleks-posta-santral odası	500	0,6	19	80
Toplantı odası	500	0,6	19	80
Yemekhane / Restoran	300	0,6	22	80
Yükleme rampaları / bölümleri	150	0,4	25	40

Ortalama aydınlık düzeyi (E_{ort}), bir hacmin aydınlatılmasında en temel tasarım kriteri olarak kabul edilebilir. Ancak bunun yanında kamaşmanın sınırlandırılması (RUG) ve yapılan işe göre gerekli renksel geriverim (R_a) değerlerini sağlayabilen ışık kaynaklarının kullanılması da gerekmektedir. Ayrıca hacmin geneli çalışma düzlemi olarak düşünüldüğünde, minimum aydınlık düzeyinin ortalama aydınlık düzeyine oranı olarak ifade edilen ortalama düzgünlük (U_o) değerinin de sağlanması gerekmektedir.

Dış aydınlatma tesisatlarında ise, elektriksel güç (P) ilgili alandaki aydınlatma armatürlerinin (n_{lp}) ışık kaynağı ile sürücü, kontrol ünitesi, fotoelektrik sensör gibi yardımcı elemanlarının birlikte çektiği toplam güç (P_k) ve armatür kapsamında olmayan uzaktan kumanda, diğer merkezi ya da yerinden kontrol ünitelerinin çektikleri güçlerin (Pad) toplamı olarak alınmaktadır (D.12).

$$P = \sum_{k=1}^{n_{lp}} P_k + P_{ad} \qquad (14.12)$$

Yıllık enerji tüketim göstergesi (Annual Energy Consumption Indicator) "D_E" de D.13 ile hesaplanmaktadır (EN-5, 2015).

$$D_E = \frac{\sum_{j=1}^{m} (P_j \cdot t_j)}{A} \qquad (14.13)$$

Burada;

D_E yol aydınlatma tesisatının yıllık enerji tüketim göstergesi (Wh/m^2)
P_j j. işletme periyodundaki tesisat elektriksel gücü (W)
t_j P_j gücünün çekildiği j. işletme periyodunun yıl içindeki süresi (saat)
A aynı aydınlatma düzeneği ile aydınlatılan alanın boyutu (m^2)
m farklı P_j işletme güçlü periyot sayısı

Dış aydınlatma tesisatlarında TSE tarafından da kabul edilmiş olan TS EN 13201-2 ve TS EN 12464-2 standardlarındaki aydınlatma kalite kriterlerinin sağlanması gerekmektedir. Tablo 14.6'da yaya yolları (P sınıfı) için sağlanması gereken değerler örnek olarak verilmektedir (EN-2, 2015 ve TSE, 2014).

Tablo 14.6: P Yol Aydınlatma Sınıfları İçin Sağlanması Gereken Aydınlatma Tasarım Kriterleri

Sınıf	Yatay Aydınlık Düzeyi		Yüz Tanıma İçin gerekenler	
	E_{ort} (lx)* [sağlanan minimum]	E_{min} (lx) [sağlanan]	$E_{v,min}$ (lx) [sağlanan]	$E_{sc,min}$ (lx) [sağlanan]
P1	15,0	3,00	5,0	5,0
P2	10,0	2,00	3,0	2,0
P3	7,50	1,50	2,5	1,5
P4	5,00	1,00	1,5	1,0
P5	3,00	0,60	1,0	0,6
P6	2,00	0,40	0,6	0,2
P7	tanımlanmamış	tanımlanmamış		

* Düzgünlüğün sağlanması için, ortalama aydınlık düzeyi değeri o sınıf için belirtilen minimum aydınlık düzeyi değerinin 1,5 katını geçmemelidir.

Ev : yol yüzeyinden 1,5 metre yukarıda düşey aydınlık düzeyi, birimi lux'tür.
Esc : yarı silindirik aydınlık düzeyi, birimi lux'tür.

14.2.4. Aydınlatma Sistem Bileşenleri

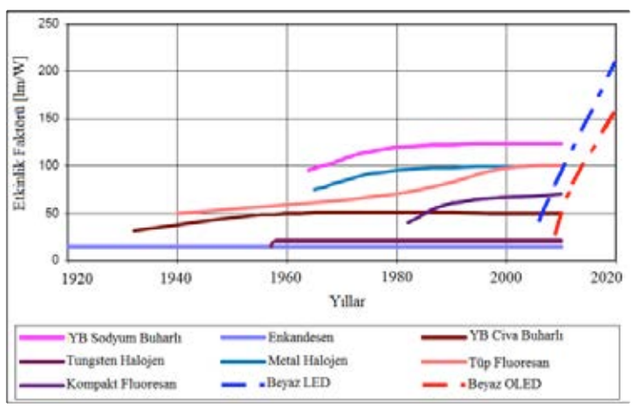
Bu bölümde ışık kaynakları ve yardımcı elemanları, armatürler, aydınlatma kontrolü ve doğal aydınlatma hakkında bilgiler verilmektedir.

14.2.4.1. Işık Kaynakları (Lambalar)

Işık kaynaklarının ışık üretme prensipleri, yapısal, optik ve teknik özellikleri hakkında bilgiler verilecektir. İç aydınlatmada kullanılabilen ışık kaynakları ışık üretim tekniklerine göre sınıflandırılarak Şekil 14.4'te şematik olarak gösterilmektedir.

Şekil 14.4: İç Aydınlatmada Kullanılan Işık Kaynaklarının Işık Üretim Prensipleri

Bölüm 14.2.1.2'de ifade edildiği gibi, enerjinin verimli kullanılması açısından ışık kaynaklarının üretebildiği toplam ışık akısı için tükettikleri elektrik gücünü ifade eden etkinlik faktörü (lm/W) önemli bir değerdir. Şekil 14.5'te değişik tiplerdeki lambaların etkinlik faktörlerinin zaman içindeki gelişimi gösterilmektedir.



Şekil 14.5: Işık Kaynaklarının Etkinlik Faktörlerinin Zaman İçinde Gelişimi

Lambaları tanımlayan bir diğer özellik de ömürleridir. Bir lambanın ömrü, ekonomik ömür ve ortalama ömür olarak iki şekilde tanımlanır. Ekonomik ömür, istatistiksel bakımdan değerlendirmeye yetecek sayıda lambadan oluşan bir aydınlatma tesisinde, 100 saat kullanmadan sonraki toplam ışık akısının yaklaşık %30 değer kaybetmesi için geçen süredir. Ortalama ömür ise, istatistiksel bakımdan değerlendirmeye yetecek sayıda lambadan oluşan bir aydınlatma tesisinde, normal şartlarda lambaların %50'sinin kullanılmaz hale gelmesi için geçen süredir. İç aydınlatmada kullanılabilen lambaların tipleri, güçleri, maksimum etkinlik faktörleri, ekonomik ömürleri, ışık rengi ve renksel geriverim özelliklerini içeren bilgiler Tablo 14.7'de dış aydınlatmada kullanılabilen ışık kaynaklarının karakteristik örnek değerleri de Tablo 14.8'de verilmektedir. Aydınlatma tasarımlarının başlangıç noktası doğru ışık kaynaklarının seçimidir. Bu seçimde enerji verimliliği açısından ışık kaynaklarının etkinlik faktörleri (lm/W) önemli bir kriterdir. Ancak karar verilirken sadece bu kriter ile değil, ortamda gerçekleştirilecek fonksiyonlara göre renk ve ömür gibi diğer kriterlerin de birlikte değerlendirilmesi gerekmektedir. Özellikle ışık kaynaklarının renksel geriverim endeks değerleri iyileştikçe etkinlik faktörleri, dolayısıyla verimlerinin düştüğü üzerinde önemle durulmalı ve optimum çözümler belirlenmelidir.

Tablo 14.7: İç Aydınlatmada Kullanılabilen Işık Kaynaklarının Teknik Özellikleri

Tipi	Gücü[1] [W]	Etkinlik Faktörü [lm/W]	Ekonomik ömür [saat]	Renksel İzlenim	Renk Sıcaklığı [K]	Renksel Geriverim (Ra)
Enkandesen	15-200	6-16	1000	Sıcak	2700-3000	100
Tungsten halojen	25-500	12-35	2000-4000	Sıcak	2700-3000	100
Kompakt flüoresan[2] (Kendinden balastlı)	5-33	42-65	12000	Çeşitli	3000, 4000, 6500	>70
Kompakt flüoresan (Harici balastlı)	10-26	60-69	12000	Çeşitli	3000, 6500	>70
Tüp flüoresan	18-54	75-104	12000-20000	Çeşitli	3000, 4000, 6500	>70
Metal halojen	35-2000	65-100	6000-20000	Çeşitli	3000, 4000, 6500	>70
LED	Değişken	160	30000-60000	Çeşitli	Değişken	>70

[1] Balast, trafo kayıpları hariç; [2] Dahili elektronik balast kaybı dahil.

Tablo 14.8: Dış Aydınlatmada Kullanılabilen Bazı Işık Kaynaklarının Teknik Özellikleri

Lamba tipi	Lamba gücü (W)	Işık akısı (lm)	Etkinlik fak. (lm/W)*	Ekonomik ömür (saat)**	Renksel geriverim (R_a)
Yüksek basınçlı cıva buharlı	125	6200	45	4000	40-60
	250	12700	47		
	400	22000	52		
İçten ateşlemeli yüksek basınçlı sodyum buharlı	110	10400	84	9000	20-40
	220	20000	84		
	350	34000	92		
Flüoresan kaplamalı elipsoidal yüksek basınçlı sodyum buharlı (dıştan ignitörlü)	70	5800	72	16000	20-40
	100	9200	82		
	150	14500	87		
	250	27000	98		
	400	48000	112		
Şeffaf tüp yüksek basınçlı sodyum buharlı	50	4400	72	24000	20-40
	70	6600	80		
	100	10000	87		
	150	17500	104		
	250	33000	120		
	400	56500	132		
Alçak basınçlı sodyum buharlı	18	1800	72	9000 -13000	-
	35	4600	92		
	55	8100	117		
	90	13700	130		
	135	22500	142		
	180	32000	142		
Metal halojen lamba	70	6500	74	6000-9000	70-95
	150	14000	84		
	250	20500	75		
	400	35000	81		
LED	Değişken	Değişken	>160	30000-60000	>70

* Etkinlik faktörü balast kaybı dikkate alınarak hesaplanmıştır.
** Işık akısının %30 değer kaybettiği ana kadar geçen süre.

14.2.4.1.1. Enkandesen ve Tungsten Halojen Lambalar

Isıl ışık üretimi prensibi ile çalışan bu lambalarda tüketilen enerjinin büyük bir bölümü ısıya dönüşür. Dolayısıyla bu tip ışık kaynaklarının verimleri düşüktür. Buna karşın renksel geriverim endeks değerleri çok iyi olduğundan halen uygulama alanı bulmaktadırlar. Tungsten halojen lambaların küçük kapsülden çubuk şekline, reflektörlü ve reflektörsüz olmak üzere birçok çeşitli boy ve farklı modelleri vardır. Işık akıları basit bir düzenekle loşlaştırılabilir. Mevcut binalarda, özelikle koridor, bekleme hollerinde ya da dekoratif amaçlı olarak kullanılan tesisatlarda sıklıkla kullanılmaktadır. 2012 yılından itibaren önce büyük güçlüler olmak üzere akkor telli lambalar kademeli olarak üretimden kaldırılmıştır. Tungsten halojen lambaların üretimleri devam etmektedir.

14.2.4.1.2. Tüp Flüoresan Lambalar

Alçak basınçlı cıva buharlı deşarj lambası günümüzde flüoresan lamba olarak bilinir. İçlerinde alçak basınçta cıva gazı bulunur. Deşarj esasına göre bir elektrottan diğerine akan elektronlar önlerine çıkan cıva atomlarına çarpıp atomların uyarılmasına ve temel hale geçerken ultraviyole (mor ötesi) ışınım yayımına sebep olur. Lambanın iç yüzeyi flüoresan madde (fosfor) ile kaplanmıştır. Bu da deşarj ile oluşan UV ışınlarının daha uzun dalga boylarına yani görülebilir ışığa çevrilmesini sağlar. Deşarj, ateşleyicinin (starter) gerekli olan yüksek gerilimi sağlamasıyla başlar. Flüoresan lambalar da diğer deşarj lambaları gibi bir balast yardımıyla şebekeye bağlanır. Flüoresan lambalar verimli ışık kaynaklarıdır. Tükettikleri elektrik enerjisinin yaklaşık %28'i görülebilir ışığa dönüşür. Etkinlik faktörleri 104 lm/W'a kadar yükselmektedir. Çeşitli renk sıcaklığı ve renksel geriverim seçenekleri mevcuttur. Manyetik ya da elektronik balastlarla kullanılırlar ve loşlaştırılabilir elektronik balastlar ile kullanıldıklarında ışık akıları %1'e kadar düşürülebilir. Elektronik balastlarla kullanıldıklarında ekonomik ömürleri 20000 saatlere ulaşabilmektedir. Uzun yıllar boyunca kullanılan, T12 olarak bilinen 38 mm çapındaki lambalar 1990'ların başında yerini aynı uzunlukta, 26 mm çapında, T8 olarak bilinen lambalara bırakmışlardır. T12 flüoresan lambalar daha çok 20, 40 ve 65 W güçlerde kullanılırken yerine önerilen T8 lambaların güçleri 18, 36 ve 58 W olmuştur. Daha sonra, flüoresan lamba teknolojisindeki gelişmeler ile 16 mm çapında, T5 olarak bilinen daha yüksek verimli tüp flüoresan lambalar üretilmiştir. Uzunlukları ve duy başlıkları farklı olduğu için lamba değişiminden çok armatür değişimi gerektiren T5 lambalar, elektronik balast ile çalıştıkları ve daha küçük boyutlar ile daha iyi optik özelliklere sahip olan armatürlerde kullanılabildikleri için daha verimli aydınlatma sistemlerinin tasarlanabilmesine olanak sağlamışlardır. Tablo 14.9'da T12, T8 ve T5 tipindeki tüp flüoresan lambaların teknik özellikleri verilmektedir.

Tablo 14.9: Tüp Flüoresan Lambaların Teknik Özellikleri

Tip/Çap	Gücü [W]	Işık Akısı [lm]	Etkinlik Faktörü* [lm/W]	Renksel Geriverim Grubu	Renk Sıcaklığı [K]
T12/38 mm	20	1150	58	1B, 2A, 2B, 3	3000 - 6500
	40	2800	70		
	65	4400	68		
T8/26 mm	18	1350	75	1A, 1B, 2A, 2B	3000 - 6500
	36	3350	93		
	58	5200	90		
T5/16 mm	14	1350	96	1A, 1B	3000 - 6500
	28	2900	104		
	35	3650	104		

* Balast kaybı hariç

14.2.4.1.3. Kompakt Flüoresan Lambalar

Kompakt flüoresan lambalar (KFL), lamba teknolojisinin gelişmesi ile daha küçük boyutlarda üretilebilen flüoresan lambalardır. Dolayısıyla çalışma prensipleri flüoresan lambalar ile aynıdır. KFL'lerde çok farklı tip ve güç seçenekleri mevcuttur. Tavana gömme veya sıva üstü direkt aydınlatma yapan armatürlerde sıklıkla kullanılmaktadır. KFL'ler temel olarak ikiye ayrılabilir:

- E14 veya E27 duy başlıklı (entegre elektronik balastlı)
- İğne bacaklı – soket başlıklı (harici balastlı)

Şekil 14.6: Kompakt Flüoresan Lamba Tiplerinden Örnekler

Kendinden balastlı ve duy başlıklı KFL'ler bire bir değiştirilebildiğinden akkor telli lambalı tesisatlara alternatif olmakta ve "enerji tasarruflu lamba" olarak da adlandırılmaktadır. Gündüz saatleri boyunca sürekli çalışılan ofis aydınlatma sistemlerinde, mimari ve dekoratif kaygılarla kompakt flüoresan lambalar da yoğun olarak kullanılmaktadır. Konutlarda kullanılan KFL'den farklı, balastı dıştan bağlantılı, etkinlik faktörleri daha yüksek lambalar olmalarına rağmen, bu ışık kaynaklarının geniş hacimlerde genel aydınlatma amaçlı kullanımı verimli bir çözüm olmamaktadır. Tablo 14.9'da KFL'lerin teknik özelliklerine örnekler verilmektedir.

Tablo 14.9: Kompakt Flüoresan Lambaların Teknik Özellikleri

Tip	Gücü [W]	Işık Akısı [lm]	Etkinlik Faktörü* [lm/W]	Renksel Geriverim Grubu	Renk Sıcaklığı [K]
Kendinden balastlı (E27 duy başlıklı)	11	600	55	1B	2700-6500
	15	850	57		
	20	1150	58		
	23	1450	63		
2 iğne bacaklı (Manyetik Balastlı) 4 iğne bacaklı (Elektronik Balastlı)	10	600	60	1B	2700-6500
	13	900	69		
	18	1200	67		
	26	1800	69		
4 iğne bacaklı (Elektronik manyetik Balastlı)	18	1200	67	1B	2700-6500
	24	1800	75		
	36	2900	81		

* Balast kaybı hariç

14.2.4.1.4. Yüksek Basınçlı Cıva Buharlı Lambalar

Bu lambalar ilk üretilen yüksek basınçlı deşarj lambalarıdır. Yüksek basınçlı cıva içeren deşarj tübünde ön boşalma yardımcı elektrotlar ile başlar. Bu nedenle ayrıca ateşleyici gerektirmezler. Cıva buharlaştıktan sonra asıl boşalma başlar. Yayılan radyasyon hem ultraviyole (morötesi) bölgede hem de görülebilir bölgede, yeşil – mavi aralığında, oluşur. Bu yüzden bu lambanın ışığı mavimsi beyaz renktedir. Cıva buharlı lambalar sodyum buharlı lambalar kadar verimli değildirler. Etkinlik faktörleri 40 ila 60 lm/W arasında olup, ekonomik ömürleri kısadır. Renksel geriverim indeksleri de 40 ile 60 arasında değişir. Bu lambalar geçmişte uzun yıllar dış aydınlatmada çok yaygın kullanılmışlardır. Ayrıca renk ayrımının birinci derece önemli olmadığı depo, fabrika gibi kapalı mekanlarda da kullanılmaktadır. Ancak günümüzde yerlerini metal halojen lambalar almaktadır.

14.2.4.1.5. Metal Halojen Lambalar

Metal halojen lambaların yapısı yüksek basınçlı cıva buharlı lambalara benzerdir. Ancak deşarj tüpünde cıvanın yanında indiyum, talyum, sodyum, lityum, kalay iyodid gibi metal halojenler bulunur. Böylece başta kırmızı olmak üzere cıva buharı tayfında eksik olan radyasyonlar sağlanmaktadır. Hem çok yüksek renksel geriverim endeksine hem de yüksek verime sahiptir. Etkinlik faktörleri 65 ile 100 lm/W, renksel geriverim endekleri 70 ile 95 arasında değişmektedir. Bu ışık kaynakları 100 lm/W'a kadar çıkan etkinlik faktörleri, yüksek renksel geriverim endeksleri, farklı renk sıcaklığı seçenekleri ve kompakt boyutları nedeniyle iç aydınlatma uygulamalarında özellikle yüksek tavanlı hacimler için tasarlanmış armatürlerde kullanılmaktadır. Düşük güçlü olanları da bazı direkt ışık dağılımlı armatürlerde kullanım alanı bulmaktadır. Rejime girme sürelerinin 2 ile 5 dakika arası, ömürlerinin kısa ve fiyatlarının yüksek olması olumsuz tarafları olarak sıralanabilmektedir.

14.2.4.1.6. Yüksek Basınçlı Sodyum Buharlı Lambalar

Tüp ya da armut şeklindeki bu lambaların içinde bir seramik ark tüpü (deşarj tüpü) bulunmaktadır. Tüp içindeki basınç yüksektir, ayrıca ateşlemeyi kolaylaştırmak için cıva ve asal gaz da içerirler. Deşarj yüksek sıcaklıklarda yaklaşık 700 °C civarında meydana gelmektedir. Verimleri alçak basınçlı sodyum buharlı lambalar kadar yüksek değildir, ama kullanıldıkları yardımcı elemanların kayıpları dikkate alındığında etkinlik faktörleri daha yüksek olabilmektedir. Ürettikleri ışığın spektrumu daha geniştir. Altın sarısı renginde ışık üretirler. Renksel geriverim özellikleri alçak basınçlı sodyum buharlı lambalardan daha iyidir. Renksel geriverim indeksleri (Ra) 20 ile 85 arası değişir. Yüksek renksel geriverim iç yüzeyi flüoresan malzeme ile kaplı tiplerinde elde edilebilmektedir. Etkinlik faktörleri 70 ile 150 lm/W arasındadır. Yol aydınlatmaları başta olmak üzere özellikle dış aydınlatmada geniş kullanım alanları mevcuttur. Ekonomik ömürleri tiplerine bağlı olarak 9.000 ile 24.000 saat arasında değişir.

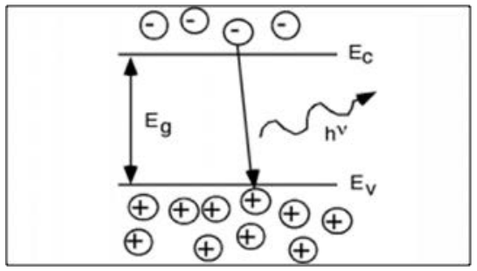
14.2.4.1.7. Alçak Basınçlı Sodyum Buharlı Lambalar

Alçak basınçlı sodyum buharlı lambaların içinde havası boşaltılmış U şeklinde bir deşarj tüpü vardır. Deşarj tüpünde oda sıcaklığında katı halde bulunan sodyum madeni ve dolgu gazları (argon ya da neon) bulunur. Şebeke gerilimi ilk ateşleme için yeterli değildir. İlk ateşleme ateşleyici yardımcı elemanlar (ignitör, ototransformatör) tarafından gerçekleşir. Ateşleme ile sodyum madeni buharlaşmadan önce tüpün içindeki dolgu gazlarında ön boşalma başlar ve lambanın sıcaklığı artar, 260°C'de sodyum buharlaşır ve asıl deşarj başlar. Lambanın kararlı çalışması için gerekli olan gerilim ve akım balast ile karşılanır. Alçak

basınçlı sodyum buharlı lambalar portakal sarısı, monokromatik ışık yayarlar. Bu yüzden renk ayrımının önemli olduğu yerlerde kullanılamazlar. Etkinlik faktörleri 176 lm/W'a (balast kaybı dahil) kadar ulaşır. Otoyollar, depo, yükleme ve boşaltma tesisleri gibi yerlerde kullanılmaktadırlar.

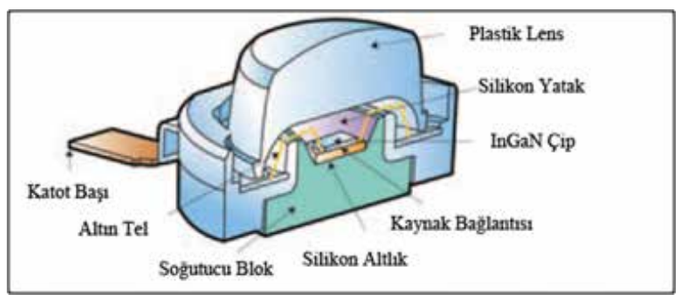
14.2.4.1.8. LED (Işık Yayan Diyotlar)

LED'ler elektronların tek yönlü hareketine izin veren ve üzerinden elektrik akımı geçirildiğinde ışık yayan elektronik elemanlardır. Normal diyotlar gibi LED'ler de, birer p-tipi ve-n-tipi yarı-iletken birleşimi oluşturmak amacıyla farklı maddeler katılarak saflığı bozulmuş yarı iletken malzemelerden üretilir. Saflığı bozulan yarı-iletkenlerde, elektronların sayısı, boşlukların sayısından fazla ise yarı-iletken n-tipi, az ise p-tipi olarak adlandırılır. p-tipi bir yarı-iletken malzeme ile n tipi bir yarı-iletken malzeme yan yana getirilerek LED yapısı oluşturulur. p-tipi yarı iletken bir doğru akım kaynağının pozitif ucuna, n-tipi yarı iletken de negatif ucuna bağlandığında pozitif taraftan (anot), negatif tarafa (katot) doğru elektrik akımı iletilir. Elektronlar ise negatif taraftan pozitif tarafa geçerken bir boşluk ile çiftleşir ve foton yayar. Bu olay elektro-lüminesan ışık üretimi olarak adlandırılır (Şekil 14.7). Şekil 14.7'de gösterilen Ec yarı iletkenin iletim bandının enerjisi, Ev ise yarı iletkenin valans bandının enerjisidir. Eg, iletim ve valans bandı arasındaki enerji farkıdır. hv ise yayılan fotonun enerjisidir.



Şekil 14.7: LED'lerde Işık Üretim Prensibi

Örnek bir yüksek güçlü LED çipinin genel yapısı Şekil 14.8'de gösterilmektedir.



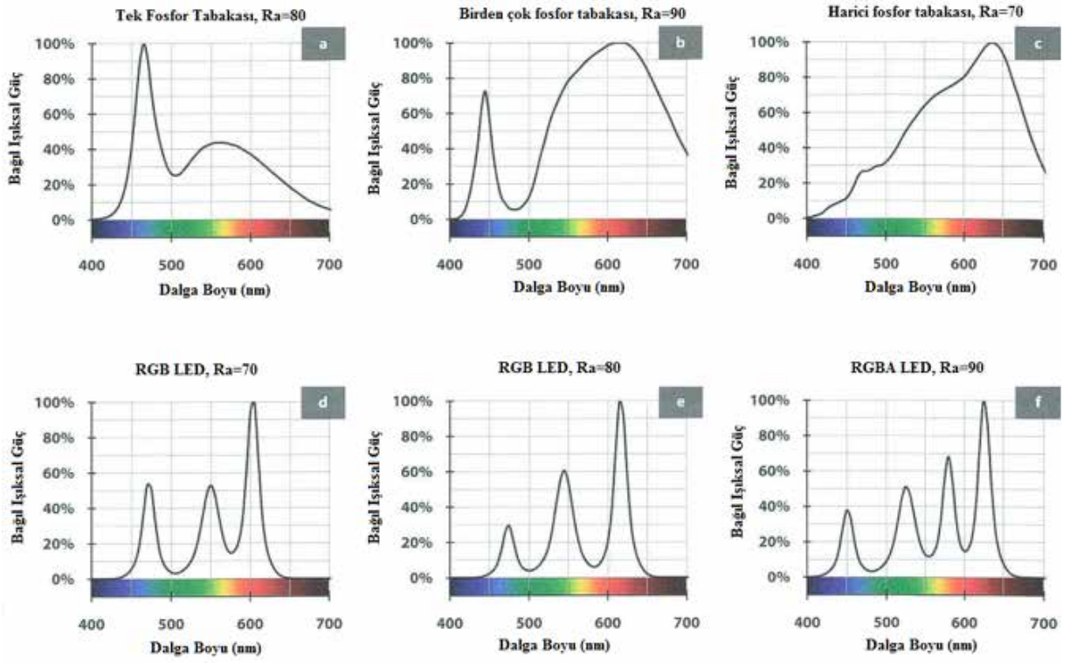
Şekil 14.8: Tipik Bir LED Çipi

Tipik bir LED çipinde, ışık üretiminin gerçekleştiği yarıiletken birleşimi silikon bir yatak içinde bulunur. Çipe elektrik akımının taşınabilmesi için çok ince altın bir tel kullanılır. Çipte oluşan ısının atılabilmesi için, çipin alt bölümünde bir soğutucu blok bulunur. Bu bloğun görevi, oluşacak ısının LED çipinin altından baskı devreye iletilebilmesinin sağlanmasıdır. Çipi dış etkilerden korumak ve üretilen ışığı istenilen biçimde dağıtabilmek için de çipin üzerinde plastik bir lens bulunur. LED çipinin hemen üzerinde bulunan bu lenslere "birincil lens" adı verilmektedir. LED paketinin baskılı devre ile olan elektrik bağlantısını sağlamak için ise anot ve katot başları kullanılmaktadır.

Genel olarak tek renk ışık yayan (monokromatik) LED'lerin verimi yaydıkları ışığın dalga boyu ile ilgilidir. Ürettikleri ışık, elektromanyetik spektrumun görülebilir bölgesinin kısa dalga boyu tarafının bir bölümünü kapsamakta olup neredeyse tek renkli sayılabilecek özelliktedir. Bu yüzden tek renk ışık kullanan uygulamalarda (trafik ışıkları, yol işaretleri, elektronik göstergeler vb.) oldukça verimli kabul edilmelerine rağmen, genel aydınlatmalarda kullanımları beyaz ışık üretimindeki teknolojik gelişmelerle 2010 yılından sonra gerçekleşebilmiştir. Temelde LED'lerden beyaz ışık elde etmek için iki yöntem kullanılır. Birinci yöntem, mavi veya mor ötesi bölgede ışıma yapan bir LED çipinin fosfor tabakası ile kaplanarak beyaz ışık yaymasıdır. Fosfor tabaka, kısa dalga boylarındaki ışık radyasyonunu yutarak daha uzun dalga boyunda ışık radyasyonu yaymaktadır. LED çiplerinin her biri ayrı ayrı fosfor ile kaplanabildiği gibi, daha esnek tasarımlar için kısa dalga boylu LED'ler, paketlerinin dışından harici bir fosfor tabakası ile de kaplanabilir (Şekil 14.9).

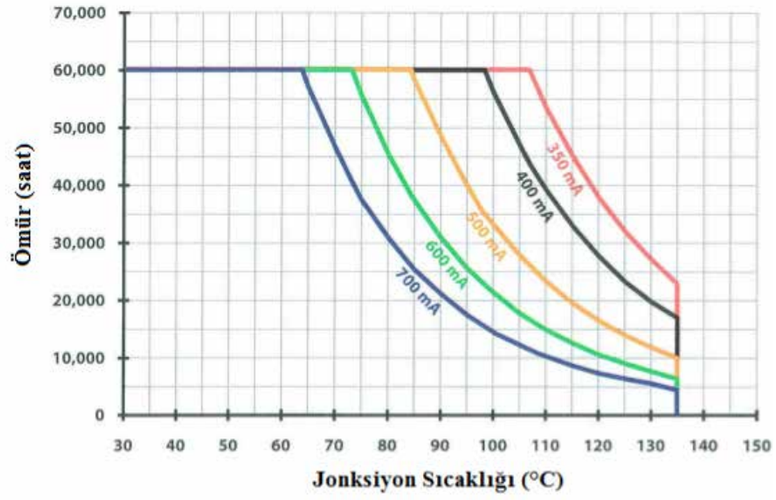
Şekil 14.9: Çip Bazlı ve Harici Fosfor Tabaka Uygulamaları

İkinci yöntem, birçok tek renkli LED kullanarak (genelde kırmızı, yeşil, mavi - RGB) karışımlarından beyaz ışık elde etmektir. Sadece iki renk kullanarak beyaz ışık elde etmek mümkün olsa da renk özelliklerinin iyileştirilmesi için üç tek renkli LED kullanılmaktadır. LED'lerin spektrumu, farklı sıcaklıklarda değişebildiği için, farklı renklerde LED'ler kullanılarak beyaz ışık elde etmenin kontrolünün zor ve değişkenlik gösterebilen bir yöntem olduğu söylenebilir. Farklı renksel geriverim endeksli örnek LED'lerin, beyaz ışık oluşturma yöntemine göre sahip olduğu spektrumlar Şekil 14.10'da gösterilmektedir. Daha yüksek renksel geriverim elde etmek için RGB dizilimine kehribar (amber) rengi bir LED de ilave edilebilir.



Şekil 14.10: Farklı Beyaz Işık Oluşturma Yöntemlerien Göre Üretilen LED Spektrumları ve Renksel Geriverim Endeksleri

LED ömrünü etkileyen parametreler olarak açılıp kapanma sayıları, sürücü özellikleri, çalışma sıcaklıkları, ortam koşulları (nem ve sıcaklık) sayılabilir. Genelde ışık kaynakları kullanıldıkça ışık akıları azalmaktadır. LED'li armatürden elde edilebilecek toplam ışık akısı miktarı, çalıştırıldığı ortamın sıcaklığı ile LED çiplerinin çalışma sıcaklığına bağlı olarak değişmektedir. Bu sebeple, kullanılacak LED lamba ya da armatürlerin etkinlik faktörleri belirlenirken tüm bu faktörlere dikkat edilmelidir. LED ışık kaynakları kullanılarak tesis edilmiş bir aydınlatma sisteminin ömrünü belirlerken iki farklı performans parametresinden bahsedilebilir. Birincisi, LED'lerin elektriksel ve ısıl yük altında ışık veremeyecek şekilde bozulmalarıdır. İkincisi, LED'lerin belirli özelliklerinin (ışık akısı, renk, spektrum vb.) ilk durumdaki hallerinden sapmasıdır. Şekil 14.11'de örnek bir LED'in farklı sürme akımları ve jonksiyon sıcaklıklarına göre tahmin edilen ömürleri gösterilmektedir.



Şekil 14.11: Farklı Sürme Akımları İçin Jonksiyon Sıcaklığına Bağlı Ömür Tahmini

14.2.4.2. Yardımcı Elemanlar

Bir aydınlatma sisteminde enerjinin verimli kullanılması sadece verimi yüksek ışık kaynaklarının (lambaların) kullanılması ile değil, aynı zamanda balast, transformatör, sürücü ve loşlaştırıcı gibi yardımcı elektriksel elemanların da verimi yüksek olanlardan seçilmesi ile mümkün olabilmektedir. İç aydınlatmada sıklıkla kullanılan flüoresan ve kompakt flüoresan lambalar akım sınırlayıcı yardımcı elektriksel eleman olan balastlar ile, bazı tungsten halojen lambalar ise trafolar ile çalışmaktadır. LED ışık kaynakları ise kullanılan LED sayısı ve dizimine göre tasarlanmış elektronik sürücü devresi ile çalışabilmektedir. Bir aydınlatma sisteminin veriminin yüksek olabilmesi için yardımcı elektriksel elemanların kayıplarının düşük olması gerekir. Aydınlatma sistemlerinde kullanılan balast, trafo ya da sürücü devrelerinin kayıplarının azalması ile armatürlerin toplam verimleri artar. Özellikle flüoresan lambaların yüksek frekanslı elektronik balastlar ile kullanılması, aynı ışık akısının daha az güç ile üretilebilmesine olanak sağlamaktadır.

14.2.4.2.1. Balast

Flüoresan lambalar için kullanılan balastlar manyetik ve elektronik olarak ikiye ayrılır. Elektronik balastların maliyetleri manyetik balastlardan daha yüksek olmasına rağmen, kayıplarının oldukça az olması nedeniyle enerji verimliliği çalışmalarında önemli kullanım alanları bulmaktadır. Düşük enerji tüketimlerinin yanı sıra güç faktörleri bire yakın olduğundan kompanzasyona gerek duyulmaması, uzun ömürleri, elektronik teknolojisinin daha ekonomik hale gelmesi ile maliyetlerinin de oldukça azalmış olmasından dolayı artık günümüzde çok yaygın olarak kullanılmaktadır.

Armatür ve Armatürler için Elektroteknik Eleman Üreticileri Federasyonu (CELMA, ing. Federation of National Manufacturers Associations for Luminaires and Electrotechnical Components for Luminaires) tarafından, balastlar için Enerji Verimliliği Endeksi (EEI – Energy Efficiency Index) adında bir enerji verimliliği sınıflandırması oluşturulmuştur (CELMA, 2007). Bu sınıflandırma ile T8 flüoresan ve kompakt flüoresan lamba balastları A1, A2, A3, B1, B2, C ve D olarak yedi sınıfa ayrılmıştır (Tablo 14.11).

Tablo 14.11: CELMA Balast Sınıflandırması

Sınıf	Açıklama
A1	Loşlaştırılabilir elektronik balast
A2	Düşük kayıplı elektronik balast
A3	Elektronik balast
B1	Çok düşük kayıplı manyetik balast
B2	Düşük kayıplı manyetik balast
C	Orta kayıplı manyetik balast
D	Yüksek kayıplı manyetik balast

Günümüzde balast üreticileri, ürettikleri balastlar üzerinde CELMA sınıflandırması kullanarak EEI sınıflarını belirtmektedir. Eko tasarım çalışmaları kapsamında tüm kullanılan flüoresan lamba balastlarının A sınıfı elektronik balastlar olması planlanmıştır. Tablo 14.12'de iç aydınlatmada sıklıkla kullanılan lamba tipleri için EEI sınıflarına göre izin verilen maksimum lamba-balast güçleri W cinsinden verilmektedir.

Tablo 14.12: CELMA Balast Sınıflandırması

Lamba Tipi	Lamba Gücü (50 Hz)	Lamba Gücü (YF)	A1	A2	A3	B1	B2	C	D
T8	18	16	10,5	19	21	24	26	28	> 28
	36	32	19	36	38	41	43	45	> 45
	58	50	29,5	55	59	64	67	70	> 70
T5	-	14	9,5	17	19	-	-	-	-
	-	28	17	32	34	-	-	-	-
	-	35	21	39	42	-	-	-	-
KFL	18	16	10,5	19	21	24	26	28	> 28
	24	22	13,5	25	27	30	32	34	> 34
	36	32	19	36	38	41	43	45	> 45
KFL	10	9,5	6,5	11	13	14	16	18	> 18
	13	12,5	8	14	16	17	19	21	> 21
	18	16,5	10,5	19	21	24	26	28	> 28
	26	24	14,5	27	29	32	34	36	> 36

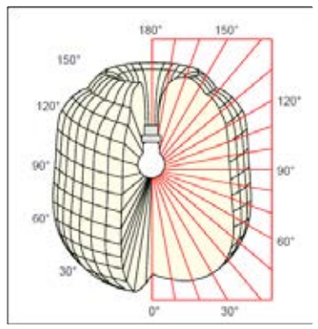
14.2.4.2.2. LED Sürücüsü (LED Driver)

LED ışık kaynaklı armatürlerin ihtiyaç duyduğu doğru akımı sağlamak için sürücüler kullanılmaktadır. Sürücüler, şebekeden aldıkları gücü LED'lerin çalışması için gerekli sabit akıma çevirir. Özetle, LED sistemlerine gereken elektriksel gücü sağlamak için sistem ile şebeke arasında çalışan ve LED sistemininin karakteristiğine uygun akım/gerilim (DC) değerlerini ayarlayan elektronik devrelerdir (Şekil 14.12). Piyasada bulunabilecek tipik sürücülerin verimi %60-95 civarındadır. Sürücü seçimi yapılırken, armatür etkinlik faktörü hedefi gözetilmeli ve uygun, yüksek verimli sürücüler seçilmelidir. Kullanıldıkları aydınlatma armatürlerinin etkinlik faktörleri (lm/W) dolayısıyla verimleri üzerinde belirleyici olan sürücülerin verimlerinin %80'in üzerinde olması istenmektedir.

Şekil 14.12: LED Sürücü Örnekleri

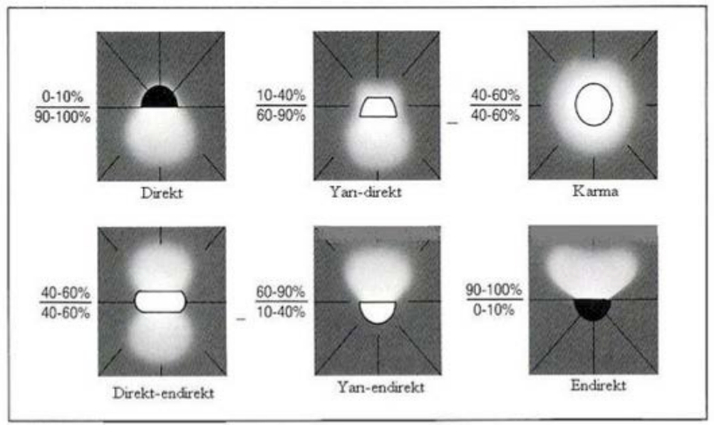
14.2.4.3. Armatürler

Bir aydınlatma armatürü, bir veya çok sayıda ışık kaynağından yayılan ışığı dağıtan, süzen veya dönüştüren, lambaların (ışık kaynaklarının) beslenmesi, desteklenmesi, tespiti ve korunması için gerekli tüm düzenekleri içeren cihaz olarak tanımlanmaktadır. Armatürler uygulama alanları ve fotometrik özellikleri temelinde sınıflandırılabilmektedir. Uygulama alanına göre armatürler iç ya da dış aydınlatma armatürleri olarak ikiye ayrılır. Bu armatürler genelde kullanılan ışık kaynağı, montaj şekli ve yapısal özellikleri ile değerlendirilir. Fotometrik yapılarına göre de üretilen ışığın armatür dışına dağılım biçimine göre sınıflandırılırlar. Uluslararası Aydınlatma Komisyonu'na göre, belirli bir ışık kaynağı/armatür kombinasyonunun ışık dağılımı (ışık şiddeti dağılımı), armatür tarafından yayılan ışık akısının uzayın farklı doğrultularına dağılım şeklini tanımlamaktadır (Şekil 14.13).



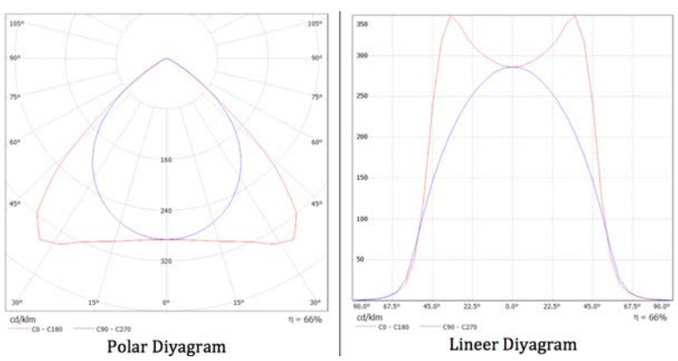
Şekil 14.13: Üç Boyutlu Uzayda Bir Lambaya Ait Işık Dağılım Yüzey Ve Açıları

Uluslararası Aydınlatma Komisyonu (CIE) tarafından armatürler ışık akıları ve ışık şiddeti dağılımları bakımından, ışık yaydıkları düzlemler göz önünde bulundurularak altı sınıfa ayrılmıştır (Şekil 14.14).



Şekil 14.14: CIE Armatür Sınıflandırması

Verimli bir aydınlatma tesisatı yaratılabilmesi açısından, kullanılacak armatürün fotometrik özellikleri önemlidir. Direkt aydınlatma yapabilen, armatür dışına çıkan ışık akısının en az %90'ının alt yarı uzaya iletildiği bir armatür ile daha verimli, dolayısıyla kurulu gücü daha düşük bir aydınlatma tesisatı sağlanabilmektedir. Bir armatüre ait ışık dağılımları, kolay anlaşılabilmesi açısından ışık dağılım eğrileri ile gösterilmektedir. Buna göre, ganyofotometrik ölçümler ile armatürlerin tüm uzaya yaydıkları ışık şiddetleri ölçülmekte, elde edilen değerler polar ya da lineer diyagramlar üzerinde gösterilerek ışık dağılım eğrileri oluşturulmaktadır. Işık dağılım eğrileri genelde enine ve boyuna düzlemler olarak adlandırılan iki C_0- C_{180} ve C_{90}- C_{270} düzlemleri için verilmektedir. Şekil 14.15'te armatür dışına çıkan ışığın %100'ünün alt yarı uzaya iletildiği, 4x14W gücünde T5 flüoresan lambalı, parabolik lamelli bir flüoresan armatüre ait polar ve lineer ışık dağılım eğrileri verilmektedir.

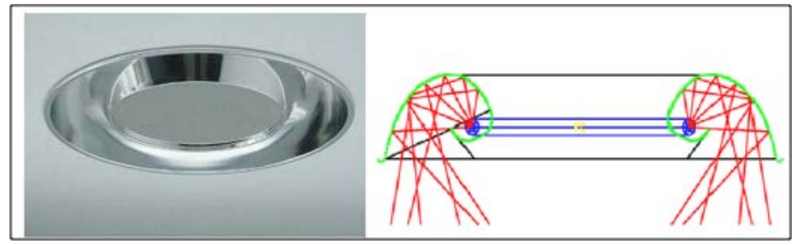


Şekil 14.15: 4x14w Gücünde Parabolik Lamelli Flüoresan Armatüre Ait Polar ve Lineer Işık Dağılım Eğrileri

Genel aydınlatmada LED ışık kaynakları kullanımının yaygınlaştığı günümüzde armatür verimleri, armatür etkinlik faktörü ile tanımlanmaktadır. Armatür dışına aktarılan ışık akısına (Φ_{arm}) karşılık şebekeden çekilen elektrik gücünü (W) ifade eden armatür etkinlik faktörü earm ile gösterilir ve birimi lm/W'tır.

$$e_{arm} = \frac{\Phi_{arm}}{P_{arm}} \left[\frac{l_m}{W} \right] \qquad (14.14)$$

Ancak iyi tasarlanmış bir armatürden veriminin yüksek olması dışında, ışığı armatür dışında istenilen bölgeye ulaştırabilecek şekilde tasarlanmış olması da beklenmektedir. Bu da iyi bir optik tasarım ile mümkün olabilmektedir. İyi bir optik tasarım, ışık kaynaklarında üretilen ışığı en optimum biçimde çalışma düzlemine yönlendirirken, aynı zamanda kamaşmayı da standartlarda verilen değerler doğrultusunda sınırlayabilmelidir (Şekil 14.16).



Şekil 14.16: Kamaşmayı Sınırlayabilen Optik Tasarım Örneği

Armatürler, fotometrik özelliklerinin dışında toza ve neme karşı olan korunma özelliklerine göre de IP (*ing. Ingress Protection*) koruma sınıflarına ayrılır (IEC, 1989, TSE 1997). IP sınıfı iki rakamlı bir kodla ifade edilir. İlk rakam toz ve katı cisimlere karşı, ikinci rakam su ve neme karşı koruma sınıfını temsil etmektedir. Tablo 14.13'te ilgili standartlarca tanımlanmış uluslararası IP koruma sınıfları verilmektedir. Örneğin IP65 kodlaması, armatürün kesin toz geçirmez ve fışkıran suya karşı dayanıklı olduğunu göstermektedir.

Tablo 14.13: Uluslararası Armatür Koruma Sınıfları

Yabancı katı cisimler ve toz girişine karşı		
Kod	**Tanım**	**Açıklama**
0	Korunmasız	Korunmasız
1	El korunmalı	Çapı 50 mm'yi geçen katı cisimler
2	Parmak Korunmalı	Çapı 12 mm'yi geçen katı cisimler
3	Alet korunmalı	Çapı 2,5 mm'yi geçen katı cisimler
4	Kablo korunmalı	Çap 1,0 mm'yi geçen katı cisimler
5	Toz korunmalı	Tozun zararlı birikimlerine karşı korunmalı
6	Toz geçirmeyen	Tozun girmesine karşı korunmalı

Nem girişine karşı		
Kod	**Tanım**	**Açıklama**
0	Korunmasız	Korunmasız
1	Damla korunmalı	Düşey düşen su damlaları
2	Damla korunmalı	15° açıyla gelen düşey su damlaları
3	Yağmur korunmalı	15°'lik açıyla gelen su
4	Sıçrama korunmalı	Herhangi bir yönden sıçrayan su
5	Hortum korunmalı	Herhangi bir yönden hortumla gelen su (hortum Ø6,3 mm, basınç 30 kPa)
6	Hortum korunmalı	Herhangi bir yönden hortumla gelen su (hortum Ø12,5 mm, basınç 100 kPa)
7	Su geçirmez	Geçici olarak suya batırma
8	Basınçlı su geçirmez	Sürekli olarak su altında bırakma

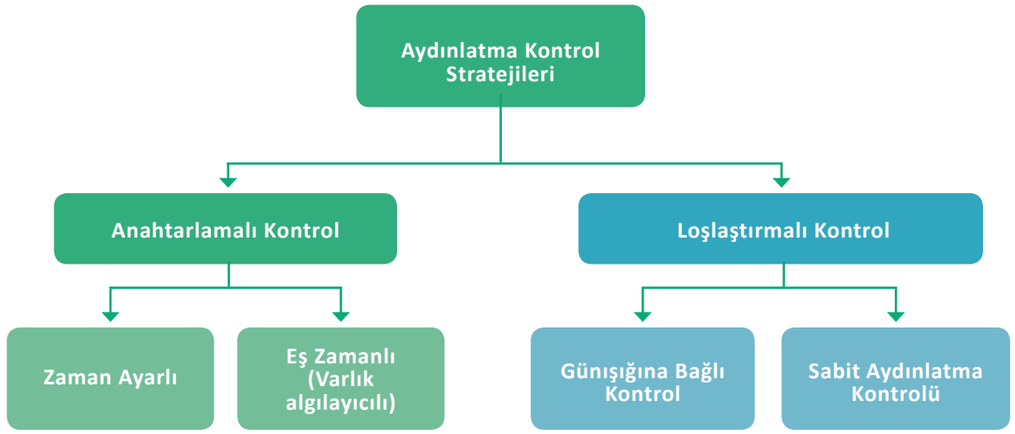
Armatürlerin koruma sınıflarına göre, aydınlatma hesaplarında dikkate alınan bakım faktörü değeri değişmektedir. CIE'nin 97 no'lu "iç aydınlatma armatürlerinin bakımı" isimli teknik dökümanında, armatürler yapılarına göre altı farklı sınıfa ayrılmıştır.

- Tip A: Çıplak lamba
- Tip B: Reflektörsüz açık armatür
- Tip C: Reflektörlü açık armatür
- Tip D: Kapalı armatür (IP2X)
- Tip E: Toza karşı korumalı armatür (IP5X)
- Tip F: Endirekt armatür

Dış aydınlatma armatürlerinin IP koruma sınıfları yüksek olmak zorundadır. Armatürler, yapısal özellikleri açısından IP koruma sınıfları dışında elektriksel darbelere karşı koruma, destekleyici yüzeylerin yanabilirliğine karşı koruma ve mekanik darbelere karşı direnç gösterme özelliklerine göre de farklı sınıflara ayrılmaktadır. Armatür üreticileri, ürettikleri armatürleri çeşitli testlere tabi tutarak belirledikleri özellikleri ilgili armatür teknik dökümanlarında göstermek ile yükümlüdür.

14.2.4.4. Aydınlatma Kontrolü

Aydınlatma kontrol sistemlerinin kullanımı ile konfor koşullarından ödün vermeden, yeteri kadar ışık miktarının istenilen yerde ve zamanda sağlanması hedeflenmektedir. Konvansiyonel bir yapıya sahip aydınlatma sistemlerinin kullanıldığı binalarda aydınlatmada tasarruf olanakları, yatırım maliyetleri ve geri ödeme süreleri dikkate alınarak tesisatların kolay uygulanabilir olmasına da özen gösterilmelidir. Aydınlatma kontrol stratejileri temel olarak anahtarlamalı ve loşlaştırılabilir (dimlenebilir) kontrol olmak üzere ikiye ayrılabilir. Anahtarlamalı kontrol, sistemin otomatik olarak anahtarlanması esasına dayanan kullanıma bağlı kontroldür. İkinci tip loşlaştırmalı kontrol ise günışığına bağlı kontrolü ya da çalışma düzleminde sabit aydınlık düzeyi yaratmayı amaçlayan bir stratejidir (Şekil 14.17).



Şekil 14.17: Aydınlatmada Kontrol Stratejileri

Anahtarlamalı kontrol stratejilerinden biri olan zaman ayarlı kontrol, aydınlatma sisteminin belirli zamanlarda açılıp kapanmasını sağlayarak kontrol edilmesini amaçlamaktadır. Bu amaçla belirlenmiş saatlerde, örneğin çalışma saatlerine ya da binanın bulunduğu enlem boylama göre hesaplanabilen güneşin doğuş ve batış saatlerine göre anahtarlama yapılabilmektedir. Çalışma koşullarına göre önceden ayarlanmış saatlerde aydınlatma sistemi devreye sokulup çıkartılarak, çalışma saatleri dışında ve hafta sonu olabilecek gereksiz kullanımların önüne geçilmektedir. Bunun yanında, özellikle atrium veya çatı açıklığı gibi bol gün ışığı alan, güneşin doğuşundan batışına kadar geçen süre içinde belirlenen bir periyotta yapay aydınlatmaya ihtiyaç duyulmayan hacimlerde güneşin doğuş batış saatleri referans alınarak anahtarlama yapılabilir. Zaman ayarlı kontrol stratejileri ile %10-%15 arası tasarruf oranlarına ulaşmak mümkün olabilmekte iken, gün ışığının yeterli olduğu durumlarda, çağrı merkezi binası gibi 24 saat işletmede olan bir binada %50'lere kadar tasarruf elde edebilmek mümkün olabilmektedir.

Anahtarlamaya dayanan önemli başka bir kontrol yöntemi de varlık algılayıcısı ile eş zamanlı kontroldür. Buna göre ilgili hacim aktif ya da pasif varlık algılayıcıları ile izlenerek, kullanımda olmadığı zamanlarda aydınlatma sistemi devreden çıkartılabilmektedir. Bu strateji özellikle pasif kızıl ötesi algılayıcılar (PIR) ile kolayca uygulanabilmektedir. Bunun yanında, aktif ultrasonik algılayıcılar ya da aktif mikrodalga algılayıcılar ile kontrol edilerek otomatik anahtarlama yapmak da mümkün olabilmektedir. Bu kontrol stratejisi ile %20 ila %50 oranında tasarruf yapılması söz konusudur. Anahtarlama yapılarak gerçekleştirilen kontrol stratejisi binanın ya da ilgili hacmin kullanım durumuna başka bir deyişle, kullanıcılara bağlı bir stratejidir. Loşlaştırma ile gerçekleştirilen kontrol stratejilerinde ise, ilgili hacmin kontrolü kullanıcılarına değil tanımlanan parametrelere göre sağlanmaktadır. Bunlardan en önemlisi gün ışığına bağlı kontroldür. Literatürde, aydınlatma sistemlerinde elde edilebilecek tasarruf ile ilgili çalışmalar çoğunlukla gün ışığına bağlı kontrol sistemlerinin kullanılmasıyla elde edilen tasarrufa yöneliktir. Gün ışığına bağlı kontrol yapabilmek için aydınlatma sisteminin altyapısının kontrole uygun tesis edilmiş olması gerekmektedir. Örneğin loşlaştırılabilir A1 tipi elektronik balastlar, çeşitli gün ışığı algılayıcıları ve kontrol elemanları ile aydınlatma sistemlerinde önemli tasarruf oranları elde etmek mümkün olabilmektedir. LED teknolojisi bu stratejilerin uygulanmasını kolaylaştırmıştır. Elde edilebilecek enerji tasarruf oranları %20 ile %50 arasındaki değerlerle açıklanmaktadır. Tüm bunların yanında, loşlaştırma amaçlı diğer bir kontrol stratejisi de sabit aydınlatma kontrolüdür. Özellikle yeni tesis edilmiş aydınlatma sistemlerinde sağlanan aydınlık düzeyi değerleri, tasarım hesaplarında kullanılan bakım faktörü sebebi ile gerekli değerlerin üstündedir. Örneğin ortalama aydınlık düzeyi 500 lx olarak hedeflenmiş bir aydınlatma tasarım hesabında bakım faktörünün 0,80 alınması ile ilk tesis anında sağlanacak ortalama aydınlık düzeyinin yaklaşık olarak 625 lx olması beklenmelidir. Sabit aydınlatma kontrol stratejisi ile çalışma düzlemlerine yerleştirilen algılayıcılar aracılığıyla aydınlık düzeyi sabit 500 lx olacak şekilde loşlaştırma yapılması hedeflenmektedir. Gereğinden fazla aydınlatılmış hacimler de istenilen aydınlık düzeyini sağlayabilecek şekilde loşlaştırılabilir. Bu bölümde bahsedilen kontrol stratejilerini özetlemek amacıyla, her bir stratejiye ait üstünlük ve sakıncalar, uygulama alanları ve kontrol sistemlerini oluşturan elemanlar açıklanarak Tablo 14.14'te verilmektedir.

Tablo 14.14: Aydınlatma Kontrol Stratejilerinin Karşılaştırılması

Strateji	Zaman Ayarlı Anahtarlama	Eş Zamanlı (Varlık Algılayıcılı) Anahtarlama	Günışığı Kontrolü	Sabit Aydınlatma Kontrolü
Üstünlük	- Düşük maliyet - Kolay uygulanabilir - %10 ila %20 tasarruf	- Nispeten düşük maliyet - %20 ila %50 tasarruf	- Sabit aydınlık düzeyi - %20 ila %50 tasarruf	- Sabit aydınlık düzeyi - %5 ila %15 tasarruf
Sakınca	- Çalışma saatleri değiştiğinde tekrar ayarlanmalı	- Çok farklı algılayıcı tipleri - Hassas olmayan algılayıcılar ile konfor koşullarının bozulabilmesi	- Yüksek maliyetli - Ayarlanması zor	- Ayarlanması zor - Bazen yüksek maliyetli
Uygulama Alanları	- Sınıflar - Toplantı salonları - Ofisler - Mağazalar - Müzeler	- Koridorlar, bekleme holleri - Depolar - Tuvaletler - Kütüphane alanları	- Ofisler - Sınıflar - Yüksek binalar - Mağazalar	- Ofisler - Sınıflar - Yüksek binalar - Mağazalar
Yapısı	- Zamanlayıcı - Anahtarlama elemanları	- Varlık algılayıcıları - Anahtarlama elemanları	- Günışığı kontrol algılayıcıları - Loşlaştırıcı - Kontrol devresi	- Fotosensör - Loşlaştırıcı

Aydınlatma kontrol sistemlerinin enerji tüketimi üzerindeki etkilerinin hesaplanabilmesi amacıyla, TS EN 15193 standardında verilen AESG hesaplama denkleminde üç adet faktör bulunmaktadır. FD faktörü günışığının katkısı ile elde edilebilecek tasarruf miktarını, FO faktörü kullanıma bağlı olarak elde edilebilecek tasarruf miktarını ve FC faktörü ise sabit aydınlatma sağlayabilen kontrol sistemlerinin bulunması ile elde edilebilecek tasarruf miktarını ifade etmektedir.

14.2.4.5. Doğal Aydınlatma

Doğal aydınlatma olarak adlandırdığımız gün ışığı, insan gözünün görebildiği tüm dalga boylarına sahip geniş spektrumu nedeni ile renksel geriverim özelliği mükemmel bir ışık kaynağıdır. Saat, gün ve mevsimlere göre aydınlık seviyesi, doğrultusu ve renk sıcaklığı sürekli değişim göstermesine rağmen, değişimin frekansı kullanıcılar üzerinde olumsuz etki yaratmayan düzeydedir. Gün boyu kullanılan çalışma ortamlarında hem dış ortamlarla temasın kesilmemesi hem de enerji tasarrufu açısından gün ışığı ile bütünleşik yapay aydınlatmaların yaratılması önemli uygulamalardır. İnsan fizyolojik yapısı ve gereksinimleri dikkate alınarak, gün ışığının saatlere bağlı ışık renk ve seviyesini takip edebilen "insan odaklı aydınlatma" sistemleri, üzerinde en çok çalışılan araştırma konusudur. LED ve otomasyon tekniklerindeki teknolojik gelişmelerle uygulanabilirlikleri kolaylaşan bu sistemlerde, enerji tasarrufundan daha ön planda olarak çalışanların konfor ve iş veriminin yükseltilmesi hedeflenmektedir.

Kullanıcılar üzerinde olumlu etkileri olan ve aydınlatmaya sağladığı katkı nedeniyle aydınlatma amaçlı enerji tüketimini azaltabilen doğal aydınlatmanın hacimlere ulaşabilmesi düşey düzlemlerdeki pencereler, eğimli veya yatay çatı açıklıkları ya da ışık tüpü, fiber gibi gün ışığı taşıyıcı sistemlerle gerçekleştirilmektedir. Gün ışığının hacmin aydınlık yüzeylerinden uzak bölümlerine de düzgün bir şekilde ulaştırılabilmesi için yansıtıcı, kırıcı, taşıyıcı gibi optik sistemlerden yararlanılmaktadır. Kamaşma ve aşırı ısıl yük risklerinin önlenmesi için perdeleme, ekranlama veya ısı ve ışın geçirgenlik kontrollü cam yüzey elemanlarının kullanılması önerilmektedir. Bu ekranlama yapı elemanları da aydınlatma otomasyon sistemleri ile entegre edilebilmektedir. İç ortamlarda doğal aydınlatmanın gerekli kontroller yapılmadan kullanılması, özellikle yaz mevsiminde ve sıcak iklim koşullarında tüm yıl boyunca ısıl yüklerin artmasına, bunun sonucu olarak da havalandırma-iklimlendirme sistemlerinin enerji tüketimlerinin yükselmesine neden olabilmektedir. Işık kaynakları ve otomasyon kontrol sistemlerinin teknik özellikleri analiz edilerek doğal aydınlatma ile bütünleşik yapay aydınlatma sistemlerinin tüm bina otomasyon sistemi ile entegre edilmesi gerekmektedir.

14.3. Aydınlatma Hesabı

Günümüzde aydınlatma hesapları bilgisayar yazılımları aracılığı ile hızlı ve oldukça detaylı olarak yapılabilmektedir. Uygulamalarda yaygın kullanılan kriter olan aydınlık düzeyinin hesapları temel olarak iki farklı yöntem ile gerçekleştirilmektedir. İlki noktasal aydınlatma hesabına dayanan ışık şiddeti yöntemi, diğeri de ışık akısı hesaplanması esasına dayanan verim yöntemidir. Ortalama aydınlık düzeyi hesaplanacak ise, verim yöntemi daha pratik ve kolay uygulanabilir bir yöntemdir. Bu yöntem ile belirli bir aydınlatma sistemi ile sağlanacak ortalama aydınlık düzeyi ya da belirli bir ortalama aydınlık düzeyini sağlamak için gerekli ışık akısı miktarı dolayısıyla gerekli kurulu güç değerleri belirlenebilmektedir.

14.3.1. Noktasal Aydınlatma Hesabı

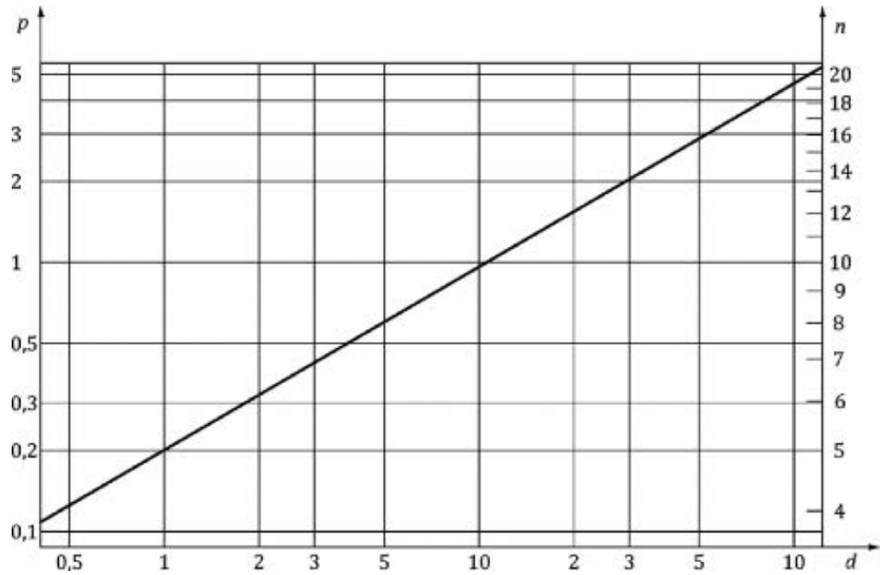
Bir noktadaki aydınlık düzeyi, noktasal aydınlatma formulü yardımıyla hesaplanabilir. Daha önce bölüm 14.2.1.4'te verilen denklem D.6'ya göre, bir noktasal ışık kaynağının, kaynaktan d (m) kadar uzaklıktaki bir noktada oluşturacağı aydınlık düzeyi, söz konusu noktaya dik düşen ışık şiddeti (I_d) ile düz, uzaklığın (d) karesi ile ters orantılı olarak hesaplanmaktadır. Yüzeye dik düşen ışık şiddeti, yüzey normaline α açısıyla gelen ışık şiddetinin kosinüsü dikkate alınarak belirlenmektedir. Mevcut aydınlatma tasarım programları, belirlenmiş hesap noktalarında bu yöntem ile aydınlık düzeylerini hesaplayarak ortalama aydınlık düzeyini hesaplamaktadır.

$$E = \frac{I_\alpha}{d^2} \times cos\alpha \quad [lx]$$

TS EN 12464-1 standardına göre uzun kenarı a ve kısa kenarı b olan bir hacim p ≤ 10 m olacak şekilde aşağıdaki formüle göre gridlere ayrılmaktadır.

$$p = 0{,}2 \times 5^{\log_{10}(d)} \qquad (14.15)$$

Her gridin orta noktası için noktasal aydınlık düzeyi hesaplanmaktadır. Gridlere bölünecek hesap alanının boyu (d), grid uzunluğu (p) ve hesap noktası sayısı (n) Şekil 14.18'de verilen grafikten bulunabilmektedir. Gridlerin orta noktası için hesaplanan noktasal aydınlık düzeyleri toplanıp grid sayısına (n) bölünerek ortalama aydınlık düzeyi (E_{ort}) bulunmaktadır.



Şekil 14.18: Hesap Alanı Boyu (d), Grid Uzunluğu (p) ve Grid Sayısı (n)

Dış aydınlatma hesapları da genelde noktasal aydınlatma formülü kullanılarak gerçekleştirilmektedir.

14.3.2. Verim Yöntemi ile Aydınlatma Hesabı

Kapalı bir hacimde, çalışma düzlemine düşen toplam ışık akısının bir bölümü armatürlerden direkt, bir kısmı da endirekt yoldan yani hacim yüzeylerinden yansıyarak gelmektedir. Tüm yüzeylerinin yansıtma faktörü %100 olan hacimlerde, verimi de %100 olan N adet armatürün içindeki n adet ve ϕL ışık akısına sahip lambalar ile üretilen ışık akısının tümünün çalışma düzlemine iletildiği düşünüldüğünde, oluşacak ortalama aydınlık düzeyi aşağıdaki D.16 ve D.17 denklemleri ile hesaplanabilir.

$$\Phi_0 = N \times n \times \Phi_L \quad [lm] \qquad (14.16)$$

$$E_{ort} = \frac{\Phi_0}{A} = \frac{N \times n \times \Phi_L}{A} \left[\frac{lm}{m^2}, lx\right] \qquad (14.17)$$

Ancak pratikte, gerek armatürlerin verimi, gerekse hacim yüzey yansıtma faktörleri %100 olamamaktadır. Bu durumda, üretilen ışığın bir miktarı armatür içinde bir miktarı da hacim yüzeylerinde yutulmaktadır. Lambalarda üretilen ışık akısı armatür içinde armatür verimine (η_{arm}), hacmin geometrik boyutlarına, yüzey yansıtma faktörlerine, armatür montaj yüksekliğine ve armatürlerin ışık dağılımına göre değişen oda verimine (η_{oda}) bağlı olarak kayba uğramaktadır. Bu durumda elde edilen ortalama aydınlık düzeyi D.18 denklemi ile hesaplanabilmektedir.

$$E_{ort} = \frac{N \times n \times \Phi_L \times \eta_{arm} \times \eta_{oda}}{A} \left[\frac{lm}{m^2}, lx\right] \qquad (14.18)$$

Denklemdeki η_{arm} ve η_{oda} terimlerinin çarpımı, aydınlatma hesaplarında verim faktörü (η) olarak adlandırılmakta ve bir hacimde bulunan tüm armatürlerin içindeki ışık kaynaklarında (lambalarda) üretilen ışık akısı miktarının hangi oranda çalışma düzlemine iletildiğini ifade etmektedir.

$$\eta = \eta_{arm} \times \eta_{oda} \qquad (14.19)$$

Buna göre E_{ort} hesap denklemi yeniden düzenlendiğinde D.20'deki eşitlikler elde edilmektedir.

$$E_{ort} = \frac{N \times n \times \Phi_L \times \eta}{A} = \frac{\Phi_0 \times \eta}{A} \qquad (14.20)$$

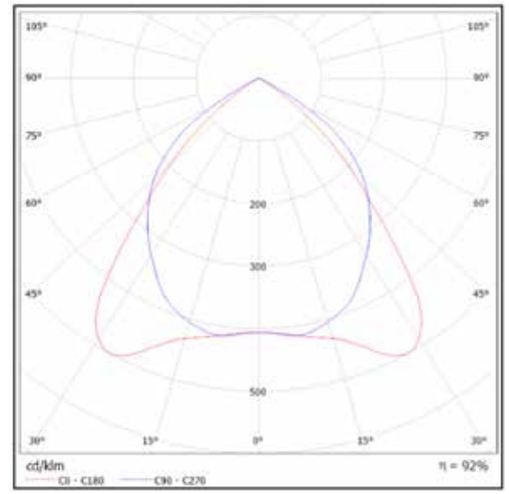
Aydınlatma hesaplarında dikkate alınan başka bir parametre de bakım faktörüdür. Bakım faktörü (BF), bir aydınlatma sisteminin belli bir süre geçtikten sonra sağladığı ortalama aydınlık düzeyinin, sistemin ilk kurulduğu anda sağladığı ortalama aydınlık düzeyine oranı olarak kabul edilmektedir. Yeni kurulan aydınlatma sistemini oluşturan ışık kaynakları ve armatürlerin performansları zaman geçtikçe düşmektedir. Lambaların ışık akıları zamanla azalırken, armatürlerin tozlanması ile armatür verimleri, hacim yüzeylerinin kirlenmesi ile de oda verimleri azalmaktadır. Dolayısıyla, çalışma düzleminde sağlanan aydınlık düzeyi değerleri de düşmektedir. Bu nedenle, aydınlatma tasarım hesapları bakım faktörü de dikkate alınarak D.21 denklemi kullanılarak gerçekleştirilmektedir.

$$E_{ort} = \frac{\Phi_0 \times \eta \times BF}{A} \qquad (14.21)$$

14.3.2.1. Verim Faktörünün Belirlenmesi

Çalışma düzlemine iletilen ışık akısı miktarı armatür verimi, hacmin boyutları ve yüzeylerinin yansıtma faktörleri kadar armatürün ışık dağılımı ile de doğrudan ilişkilidir. Armatürün ışık yayan yüzeyinden çıkan ışık akısı hacmin içindeki farklı bölgelere farklı oranlarda dağılmaktadır. Işık dağılımının dar açılı olduğu bir armatür ile lambalarda üretilen ışık akısı en kısa yoldan çalışma düzlemine iletilecektir. Ancak bu durumda, geniş açılı ışık dağılımına sahip bir armatürün sağlayacağından daha kötü düzgünlük değerleri elde edilecektir. Çok geniş açılı bir ışık dağılımında da armatürden çıkan ışık akısı daha fazla kayba uğrayacak ve çalışma düzlemine iletilen ışık akısı miktarı daha az olacaktır. Verimleri aynı olan armatürlerin aynı özelliklere ve boyutlara sahip bir hacimdeki çalışma düzleminde sağladıkları ortalama aydınlık düzeyi, armatürlerin ışık dağılım biçimine bağlı olarak değişebilmektedir. Bu kapsamda, uzun süren çalışmalar ve deneysel yaklaşımların sonucunda çalışma düzlemine iletilen ışık akısı miktarı, oluşturulan transfer fonksiyonları aracılığıyla hesaplanan verim faktörü değerlerinin kullanılması ile hesaplanabilir hale getirilmiştir.

Bunların sonucunda, oda yüzeylerinin farklı yansıtma faktörleri, oda geometrisi, armatürün ışık dağılımı ve verimi dikkate alınarak her bir armatür için verim faktörü tabloları oluşturulmaktadır. Her armatür için hazırlanan tablolardan aydınlatma hesabı yapılacak hacmin eni, boyu, yüksekliği ile duvarlar, tavan ve zeminin yansıtma faktörleri dikkate alınarak bir verim faktörü değeri belirlenebilmekte ve aydınlatma hesaplarında kullanılmaktadır. Örnek olarak, Şekil 14.19'da ışık dağılım eğrisi verilen içinde 2 adet 28 W gücünde T5 tüp flüoresan lamba bulunan parabolik lamelli, armatür dışına çıkan ışık akısının %100'ünü alt yarı uzaya ileten ve %92 verime sahip armatüre ait verim faktörü tablosu Tablo 14.15'te verilmektedir.



Şekil 14.19: 2x28 W T5 Flüoresan Lambalı, Parabolik Lamelli Armatüre Ait Işık Dağılım Eğrisi

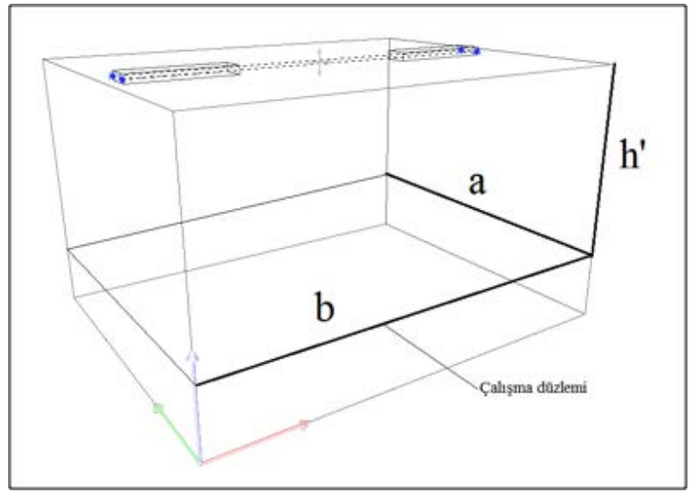
Tablo 14.15: 2x28 W T5 Flüoresan Lambalı, Parabolik Lamelli Armatüre Ait Verim Faktörü (η) Tablosu (η_{arm}=0,92)

	Tavan, duvar ve zemin için yansıtma faktörleri (ρ)										
Oda endeksi (k)	0,80	0,80	0,70	0,70	0,70	0,70	0,50	0,50	0,30	0,30	0,00
	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,30	0,30	0,10	0,30	0,10	0,00
	0,30	0,10	0,30	0,20	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,00
0,60	0,52	0,50	0,52	0,50	0,49	0,44	0,44	0,41	0,44	0,40	0,39
0,80	0,62	0,58	0,61	0,59	0,58	0,53	0,52	0,49	0,52	0,49	0,48
1,00	0,70	0,65	0,69	0,66	0,64	0,60	0,59	0,56	0,59	0,56	0,54
1,25	0,77	0,70	0,75	0,72	0,70	0,66	0,65	0,62	0,64	0,62	0,60
1,50	0,82	0,74	0,80	0,77	0,74	0,70	0,69	0,67	0,68	0,66	0,64
2,00	0,89	0,79	0,87	0,83	0,79	0,76	0,75	0,73	0,74	0,72	0,70
2,50	0,93	0,82	0,91	0,86	0,82	0,79	0,78	0,76	0,77	0,76	0,74
3,00	0,96	0,84	0,94	0,88	0,83	0,81	0,80	0,79	0,79	0,78	0,76
4,00	1,00	0,86	0,97	0,91	0,85	0,84	0,82	0,81	0,81	0,80	0,78
5,00	1,02	0,87	0,98	0,92	0,86	0,85	0,83	0,82	0,82	0,81	0,79

Tablo 14.15'in birinci sütunu, oda endeksi (k) adı verilen ve hacim boyutları ile hesaplanan bir değeri içermektedir (Şekil 14.20). Oda endeksi, hacmin yatay yüzeylerinin toplam alanının düşey yüzeylerinin toplam alanına oranını ifade etmektedir. Dar ya da yüksek hacimlerin oda endeksi küçüktür. Hacmin yüksekliği sabit kalmak koşulu ile eni ve boyu arttıkça oda endeksi de büyür. Oda endeksi hacmin eni, boyu ve armatürlerin çalışma düzlemine olan uzaklığı ile D.22 denklemi ile hesaplanmaktadır. Çalışma düzlemi dolaşım alanlarında zemin, atelye gibi hacimlerde 1 metre, masalı ortamlarda ise 0,8 metre yükseklikteki düzlemlerdir.

$$k = \frac{a \times b}{h' \times (a+b)} \qquad (14.22)$$

a odanın boyu [m]
b odanın eni [m]
h' armatürün çalışma düzlemine uzaklığı [m]



Şekil 14.20: Oda Endeksi Hesaplamasında Kullanılan Parametreler

Bulunan k değeri tabloda verilen değerlerin arasında kalan bir değer ise interpolasyon yöntemi ile ara değere karşılık gelen verim faktörü değeri hesaplanmaktadır.

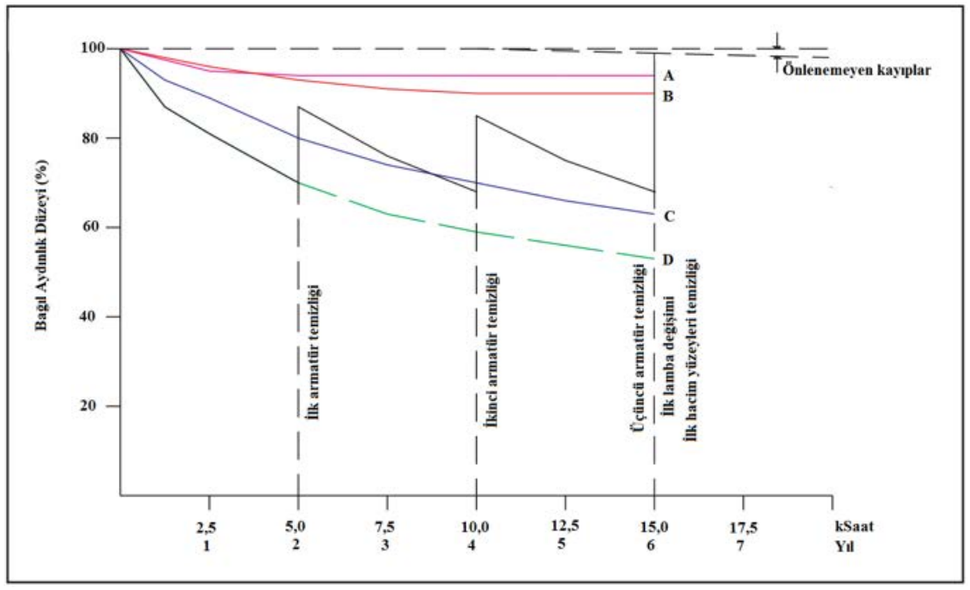
14.3.2.2. Bakım Faktörünün Belirlenmesi

Verim yöntemi ile yapılan aydınlatma hesaplarında, verim faktörünün yanında belirlenmesi gereken bir diğer faktör de bakım faktörüdür. Bakım faktörü (BF), bir aydınlatma sisteminin belli bir süre geçtikten sonra sağladığı ortalama aydınlık düzeyinin, sistemin ilk kurulduğu anda sağladığı ortalama aydınlık düzeyine oranı olarak kabul edilir. Zaman içinde lambaların kullanım ve bozulmalar sonucunda toplam ışık akılarındaki düşüş ile armatürlerin, duvarların ve tavanın kirlenmesi sonucu çalışma düzlemine iletilecek ışık akısı miktarındaki azalmayı dikkate alacak şekilde hesaplara dahil edilmelidir. Bakım faktörü, D.23 denkleminde ifade edilen faktörlerle hesaplanabilmektedir (CIE, 2005).

$$BF = OÖF \times LLBF \times ABF \times OBF \qquad (14.23)$$

OÖF ortalama ömür faktörü
LLBF lamba lümen (ışık akısı) bakım faktörü
ABF armatür bakım faktörü
OBF oda bakım faktörü

Eğer bir aydınlatma sisteminde bozulan lambalar hemen değiştiriliyorsa OÖF=1 alınmaktadır. Bozulan lambalar ancak belirli periyotlar ile tanımlanmış bakım zamanlarında değiştiriliyorsa OÖF değeri birden küçük bir değer alacaktır. Diğer yandan lambaların ekonomik ömürlerine göre belirli aralıklarda değiştirilmesi gerekmektedir. Böyle bir bakım planı yapılmış ise LLBF değeri bu plana göre belirlenmektedir. Benzer şekilde ABF de armatürlerin temizlik periyotlarına göre belirlenmektedir. OBF ise hacim yüzeylerinin belirli aralıklarda temizlenmesi ya da tekrar boyanması durumları dikkate alınarak saptanmaktadır. Örnek olması amacıyla Şekil 14.21'de elektronik balast ile çalışan flüoresan lambalı bir endüstriyel tip armatür için farklı bakım planlarına göre aydınlık düzeyinin bağıl değişimleri verilmektedir.



Şekil 14.21: Bakım Planına Bağlı Olarak Aydınlık Düzeyinin Zamana Bağlı Değişimi

Şekil 14.21'e göre, A eğrisi tavan, duvar ve zemin için yansıtma faktörleri sırasıyla 0,70, 0,50 ve 0,20 olan hacmin oda bakım eğrisi, B eğrisi elektronik balastlı flüoresan lambalı tesisat için lümen bakım eğrisi, C eğrisi C tipindeki armatür (reflektörlü açık armatür) için bakım eğrisi ve D eğrisi ise, aydınlatma sisteminin bakım olmadığı durumuna ait eğrisini ifade etmektedir. Bu eğriler, farklı eğimlerle zaman içinde düşüş göstermektedir. Bozulan lambaların hemen değiştirildiği varsayılarak OÖF=1 alınmıştır. Şekilden gerekli değişimlerin zamanında ve armatür, oda temizliğinin düzenli yapılması durumunda bakım yapılmayan duruma göre aydınlık düzeyleri arasında %50'ye yakın fark olduğu görülmektedir. Özellikle oda ve armatür temizliğine ait bakım planlarının yapılması, bakım faktörünün iyileştirilmesinde önemli bir etkendir. Bir aydınlatma sistemi ile ilgili yapılacak bakımlar ve bakım periyotları önceden planlanarak aydınlık düzeylerindeki azalmalar minimize edilebilir. Şüphesiz her sistemde olduğu gibi, önlenemeyecek bazı kayıplar da söz konusudur. Özellikle lambalar ekonomik ömürlerini doldurdukları zaman değiştirilmelidir. Ekonomik ömürleri bitmese de bozulan, devre dışı kalan lambaların yerine de bakım zamanını beklemeden yenileri konulmalıdır. Bu işlemlerle üretilen toplam ışık akısı sürekli istenilen seviyelerde tutulmuş olacaktır. Aydınlatma hesaplarında bakım faktörünün tam olarak belirlenebilmesi için armatür tipi, yüzey yansıtma faktörleri gibi bilgilerin yanı sıra, planlanan bakım periyotları hakkında da detaylı bilgi sahibi olunması gerekmektedir. Endüstriyel işlerin yapıldığı bir iç hacimdeki aydınlatma için bakım faktörü 0,6 alınabilir. Buna karşın, çok sık aralıklarla oda ve armatür temizliği yapılan, lambaların zamanında değiştirildiği bir aydınlatma sisteminde bakım faktörü 0,80'lerin üzerinde hesaplanabilmektedir. Klasik bir ofis hacmi için, aydınlatma hesaplarında bakım faktörü genelde 0,80 alınmaktadır. LED ışık kaynaklarının ışık akılarınının zamana bağlı olarak azalmasını ifade eden ekonomik ömürlerinin daha uzun olduğu iddia edilerek, LED'li armatürlerin kullanıldığı ortamlarda daha yüksek bakım faktörleri kabul edilebilmektedir.

14.3.2.3. Verim Yöntemi ile Kurulu Güç Hesabı

Verim, başka bir deyişle ışık akısı yöntemi ile ortalama aydınlık düzeyi hesaplanabildiği gibi, ulaşılması istenilen ortalama aydınlık düzeyini sağlayabilecek lamba (ışık kaynağı) sayısı ve gücü de belirlenebilmektedir. Öncelikle D.21 denklemi yeniden düzenlenerek üretilmesi gereken toplam ışık akısı miktarı D.24 denklemindeki gibi ifade edilebilir.

$$\Phi_0 = \frac{E_{ort} \times A}{\eta \times BF} \qquad (14.24)$$

Öte yandan, söz konusu hacimdeki toplam aydınlatma kurulu gücü (P_n), toplam armatür sayısı (N) ile armatür gücünün (P_{arm}) çarpımına eşittir (D.25). Toplam armatür sayısı D.16 denkleminden çekilerek D.25 denkleminde yerine konulduğu zaman, D.26 denklemindeki eşitliğe ulaşılır.

$$P_n = N \times P_{arm} \qquad (14.25)$$

$$P_n = \frac{\Phi_0}{n \times \Phi_L} \times P_{arm} \qquad (14.26)$$

P_n n no'lu hacmin toplam kurulu gücü [W]
Φ_L lamba (ışık kaynağı) ışık akısı [lm]
n armatürdeki toplam lamba (ışık kaynağı) sayısı
P_{arm} armatür gücü (balast, trafo, sürücü, vb. kayıpları dahil) [W]

Diğer yandan, D.14 denkleminde ifade edilen armatür etkinlik faktörü (earm), yeniden düzenlenerek D.27 denklemi elde edilebilmektedir.

$$e_{arm} = \frac{n \times \Phi_L \times \eta_{arm}}{P_{arm}} \qquad (14.27)$$

D.27 denkleminden P_{arm} çekilirse D.28 denklemine ulaşılmaktadır.

$$P_{arm} = \frac{n \times \Phi_L \times \eta_{arm}}{e_{arm}} \qquad (14.28)$$

D.26 denkleminde Φ_0 ve P_{arm} yerine sırasıyla D.24 ve D.28 no'lu eşitlikler konulduğunda ise D.29 denklemine ulaşılmaktadır.

$$P_n = \frac{E_{ort} \times A \times \eta_{arm}}{\eta \times BF \times e_{arm}} \qquad (14.29)$$

Daha önce belirtildiği üzere verim faktörü (η), armatür verimi, armatür ışık dağılımı ile oda geometrisi ve yüzey yansıtma özelliklerine göre değişmektedir ve verim faktörü, armatür verimi (η_{arm}) ve oda verim faktörü (η_{oda}) olarak denklem D.19 eşitliğinde belirtildiği üzere iki bileşenden ($\eta = \eta_{arm} \times \eta_{oda}$) oluşmaktadır. D.29 denkleminde η armatür verimi yerine D.19 eşitliği kullanılırsa;

$$P_n = \frac{E_{ort} \times A}{BF \times \eta_{oda} \times e_{arm}} \qquad (14.30)$$

D.30 denklemi elde edilmektedir. Söz konusu denklem, A alandaki bir hacimde belirli bir bakım faktörü ile (BF) sağlanması istenilen ortalama aydınlık düzeyi (Eort) için gerekli kurulu gücün oda verimi ile armatür etkinlik faktörüne bağlı olduğunu ifade etmektedir.

Bu durumda, 100 lx aydınlık düzeyi sağlayabilmek için metrekare başına çekilen gücü ($W/m^2.100lx$) ifade eden normalize güç yoğunluğu (NGY) değeri ise D.31 denkleminde olduğu gibi hesaplanabilmektedir.

$$NGY = \frac{100}{BF \times \eta_{oda} \times e_{arm}} \qquad (14.31)$$

Denklem D.31 incelendiğinde, armatür etkinlik faktörü ile armatürün ışık dağılımına ve yüzey yansıtma faktörlerine göre belirlenen oda verim faktörünün, kurulu gücün belirlenmesinde en önemli iki parametre olduğu görülmektedir. Bu kapsamda, aydınlatma enerjisi tasarruf hesapları için referans olabilecek armatürlerin yüksek etkinlik faktörüne ve üretilen ışığı verimli bir şekilde çalışma düzlemine iletecek iyi bir optik tasarıma sahip olmaları beklenmektedir.

Örnek Çözümlü Problem

8 m x 12 m boyutunda 3,2 m yüksekliğindeki bir çalışma hacminin tavan, duvar ve zemin yansıtma faktörleri sırasıyla, %80, %50 ve %30'dur. Yerden 0,8 m yükseklikteki çalışma düzleminde 500 lx ortalama aydınlık düzeyi elde etmek için iki ayrı aydınlatma tesisatı önerilmektedir. Her bir tesisat durumu için bakım faktörü (BF) 0,8 olduğuna göre çalışma düzleminde gerekli aydınlık düzeyini +%5 tolerans ile sağlayacak en uygun çözümün hangisi olduğunu W/m^2 ve $W/m^2.100$ lx cinsinden enerji tüketimlerini hesaplayarak belirleyiniz.

Öneri 1: 4x18W tüp flüoresan lambalı direkt ışık dağılımlı aydınlatma armatürü: içinde 4 (dört) adet lamba olan armatürdeki lambaların her birinin ışık akısı Φ_L=1350 lümendir. Armatür verimi %85 olup armatür toplam gücü (elektronik balast dahil) P_{arm}=75 W'tır.

Öneri 2: Armatür verimi %100 kabul edilen LED ışık kaynaklı direkt ışık dağılımlı panel aydınlatma armatürü: Armatür toplam ışık akısı Φarm= 4750 lm; P_{arm}=45 W'tır.

Armatürler asma tavana gömme olarak tesis edileceklerdir. Aşağıda her iki armatürün "oda verim faktörü" tabloları verilmektedir.

Oda Verim Faktörü Tabloları

4 x 18W

Room Index k	0,80	0,80	0,70	0,70	0,70	0,70	0,50	0,50
	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,30	0,30	0,10
	0,30	0,10	0,30	0,20	0,10	0,10	0,10	0,10
0,60	0,37	0,35	0,36	0,36	0,35	0,30	0,30	0,27
0,80	0,44	0,42	0,44	0,43	0,41	0,37	0,37	0,34
1,00	0,51	0,47	0,50	0,48	0,46	0,42	0,42	0,39
1,25	0,56	0,52	0,55	0,53	0,51	0,47	0,47	0,44
1,50	0,60	0,55	0,59	0,57	0,54	0,51	0,50	0,47
2,00	0,67	0,59	0,65	0,62	0,59	0,56	0,55	0,53
2,50	0,71	0,62	0,69	0,65	0,62	0,59	0,58	0,56
3,00	0,73	0,64	0,71	0,67	0,64	0,61	0,60	0,59
4,00	0,77	0,66	0,74	0,70	0,66	0,64	0,63	0,62
5,00	0,79	0,68	0,76	0,71	0,67	0,66	0,64	0,63

LED

Room Index k	0,80	0,80	0,70	0,70	0,70	0,70	0,50	0,50
	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,30	0,30	0,10
	0,30	0,10	0,30	0,20	0,10	0,10	0,10	0,10
0,60	0,36	0,35	0,36	0,35	0,34	0,30	0,30	0,27
0,80	0,44	0,41	0,43	0,42	0,41	0,36	0,36	0,33
1,00	0,50	0,46	0,49	0,47	0,46	0,42	0,41	0,38
1,25	0,55	0,51	0,54	0,52	0,50	0,46	0,46	0,43
1,50	0,59	0,54	0,58	0,56	0,53	0,50	0,49	0,47
2,00	0,66	0,59	0,64	0,61	0,58	0,55	0,54	0,52
2,50	0,70	0,61	0,68	0,64	0,61	0,58	0,57	0,56
3,00	0,72	0,63	0,70	0,66	0,63	0,61	0,60	0,58
4,00	0,76	0,65	0,73	0,69	0,65	0,63	0,62	0,61
5,00	0,78	0,67	0,75	0,70	0,66	0,65	0,63	0,62

Çözüm:

a=12 m; b=8 m; h=3,2 m; $h_Ç$=0,8 m; ρ_T=0,80; ρ_D=0,50; ρ_Z=0,30; BF=0,8; E_{ort}=500 lx

Öneri 1: 4x18W flüoresan; Φ_L=1350 lm; η_{arm}=0,85; P_{arm}=75 W

Öneri 2: LED; Φ_{arm}= 4750 lm; η_{arm}=1; P_{arm}=45 W

İki önerideki armatürlerin enerji verimliliği açısından en önemli kriterlerdem biri olan etkinlik faktörleri D.27 denklemi ile belirlenir.

Öneri 1'deki armatürün etkinlik faktörü;

$$e_{arm} = \frac{n \times \Phi_L \times \eta_{arm}}{P_{arm}} = \frac{4 \times 1350 \times 0{,}85}{75} = 61{,}2 \text{ lm/W}$$

Öneri 2'deki armatürün etkinlik faktörü;

$$e_{arm} = \frac{n \times \Phi_L \times \eta_{arm}}{P_{arm}} = \frac{4750 \times 1}{45} = 105{,}6 \text{ lm/W}$$

Armatürün çalışma düzlemine uzaklığı h' = h - $h_Ç$ = 2,4 m olarak belirlenip, D.22 denkleminden k oda endeksi 2 olarak hesaplanır.

$$k = \frac{12 \text{ m} \times 8 \text{ m}}{2{,}4 \text{ m} \times (12 \text{ m} + 8 \text{ m})} = 2$$

Armatürlere ait oda verim faktörü tablolarından hacim yansıtma faktörü değerlerini karakterize eden ilk kolonda k=2 satırından her iki öneri için ηoda verimleri bulunur.

Öneri 1: η_{oda} = 0,67

Öneri 2: η_{oda} = 0,66

D.18 ve D.21 denklemleri N armatür sayısının hesaplanması için düzenlenerek aşağıdaki eşitlik elde edilir. Bu eşitlikler kullanılarak Öneri 1 ve Öneri 2 alternatiflerinde E_{ort}= 500 lx ortalama aydınlık düzeyinin sağlanabilmesi için gerekli armatür sayıları hesaplanır.

Öneri 1. için;

$$N = \frac{E_{ort} \times A}{n \times \Phi_L \times \eta_{oda} \times \eta_{arm} \times BF} = \frac{500 \text{ lx} \times 12 \text{ m} \times 8 \text{ m}}{4 \times 1350 \text{ lm} \times 0{,}67 \times 0{,}85 \times 0{,}8} = 19{,}5 \text{ adet armatür}$$

Öneri 2. için;

$$N = \frac{E_{ort} \times A}{n \times \Phi_L \times \eta_{oda} \times \eta_{arm} \times BF} = \frac{500 \text{ lx} \times 12 \text{ m} \times 8 \text{ m}}{4750 \text{ lm} \times 0{,}66 \times 1 \times 0{,}8} = 19{,}1 \text{ adet armatür}$$

Hacmin boyut ve şekli ile ortamda sağlanması gereken aydınlatmanın düzgünlük değerleri dikkate alınarak uygulamada her iki çözümde de 20 adet armatür kullanılmasına karar verilir. 20 adet armatür ile her iki öneride çalışma düzlemi üzerinde sağlanacak ortalama aydınlık düzeyi (E_{ortS}) değeri D.21 denklemi aşağıdaki gibi uyarlanarak hesaplanır.

Öneri 1. için;

$$E_{ortS} = \frac{\Phi_0 \times \eta \times BF}{A} = \frac{N \times n \times \Phi_L \times \eta_{oda} \times \eta_{arm} \times BF}{A} = \frac{20 \times 4 \times 1350 \text{ lm} \times 0{,}67 \times 0{,}85 \times 0{,}8}{12 \text{ m} \times 8 \text{ m}}$$

$$= 512{,}6 \text{ lx} \leq 525 \text{ lx}$$

Öneri 2. için;

$$E_{ortS} = \frac{\Phi_0 \times \eta \times BF}{A} = \frac{N \times n \times \Phi_L \times \eta_{oda} \times \eta_{arm} \times BF}{A} = \frac{20 \times 4750 \text{ lm} \times 0{,}66 \times 1 \times 0{,}8}{12 \text{ m} \times 8 \text{ m}}$$

$$= 522{,}5 \text{ lx} \leq 525 \text{ lx}$$

Çalışma düzlemlemlerinde sağlanacak ortalama aydınlık düzeyi değerleri gerekli olan E_{ort}=500 lx değerinden yüksek ve +%5 fazlası olan 525 lx değerinden de düşük olduğundan önerilen armatür sayıları uygun bulunur. Aksi halde hesaplamalara farklı armatür sayı ve yerleşim alternatifleri ile devam edilir.

D.25 ve D.30 denklemleri ile sağlamalı olarak tesisatların kurulu güçleri (W) hesaplanır.

Öneri 1. için;

$$P_n = N \times P_{arm} = 20 \times 75\ W = 1500\ W$$

$$P_n = \frac{E_{orts} \times A}{BF \times \eta_{oda} \times e_{arm}} = \frac{512{,}6\ lx \times 12\ m \times 8\ m}{0{,}8 \times 0{,}67 \times 61{,}2\ lm/W} = 1500{,}2\ W$$

Öneri 2. için;

$$P_n = N \times P_{arm} = 20 \times 45\ W = 900\ W$$

$$P_n = \frac{E_{orts} \times A}{BF \times \eta_{oda} \times e_{arm}} = \frac{522{,}5\ lx \times 12\ m \times 8\ m}{0{,}8 \times 0{,}66 \times 105{,}6\ lm/W} = 899{,}6\ W$$

Öneri 1 için tesisat aydınlatma verimlilik göstergesi: 15,6 W/m^2
Öneri 2 için tesisat aydınlatma verimlilik göstergesi: 9,4 W/m^2 olarak hesaplanır.

D.31 denklemi ile tesisatların normalize güç yoğunluğu (NGY) değerleri hesaplanır.

Öneri 1 için;

$$NGY = \frac{100}{BF \times \eta_{oda} \times e_{arm}} = \frac{100}{0{,}8 \times 0{,}67 \times 61{,}2\ lm/W} = 3{,}05\ W/m^2.100\ lx$$

Öneri 2. için;

$$NGY = \frac{100}{BF \times \eta_{oda} \times e_{arm}} = \frac{100}{0{,}8 \times 0{,}66 \times 105{,}6\ lm/W} = 1{,}8\ W/m^2.100\ lx$$

Enerji tüketimi açısından Öneri 2 çözümünün üstün olduğu görülmektedir. Son karar, hacmin yıllık kullanım süresi, elektrik enerjisinin birim maliyeti, armatür ve gerekli aksamının birim satın alma maliyetlerine göre yapılacak fayda-maliyet hesaplamaları sonucunda verilmelidir.

14.4. Verimli Aydınlatma Yöntemleri

Aydınlatma tekniği ve esasları konusunda verilen bilgiler dikkate alındığında, yapılacak iş ve hacimlerin kullanım fonksiyonlarına göre tanımlanan nicel ve nitel büyüklüklerin sağlanması gerektiği ortaya çıkmaktadır. Doğal aydınlatmadan rahatsız edici etkileri elimine edilerek en üst düzeyde yararlanılması da esas alınmalıdır. Doğal aydınlatmanın istenilen şekilde kullanımı ancak yapay aydınlatma ve havalandırma-iklimlendirme sistemleri gibi diğer bina tesisatları ile entegre kontrol sistemleri tesis edilerek mümkün olabilmektedir. Elektrik enerjisi tüketen aydınlatma sistemlerinde enerji verimliliği altında beklenilen ilk hedef de enerji tüketim değerlerinin düşürülmesidir. Oysa ki ihtiyaçların kullanıcı yaşına ve yapılan işe göre farklılık gösterdiği kaliteli bir aydınlatma ile görsel performans ve konforun iyileştiği, bunun sonucunda da yorgun çalışan kişi sayısının, ürün hatalarının ve iş kazalarının azaldığı değerlerle ortaya konulabilmektedir. Aydınlatma enerji verimliliği analiz edilirken bu olumlu sonuçların da değerlendirilebilmesi son derece önemlidir.

Genel olarak, aydınlatma amaçlı tüketilen elektrik enerjisi en basit olarak D.32 denklemi ile ifade edilebilir.

$$W = \sum_{i=1}^{m} N_{arm,i} . P_{arm,i} . T_i \qquad (14.32)$$

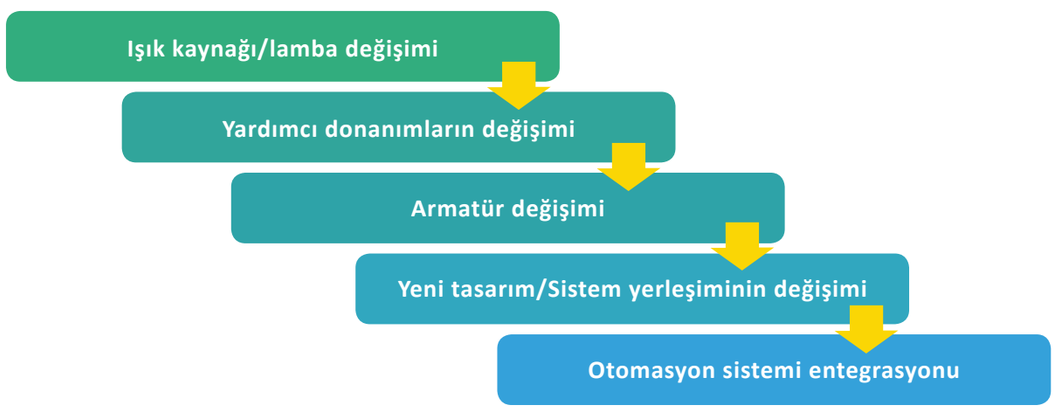
Burada,

W : tüketilen elektrik enerjisi (kWh)
$N_{arm,i}$: i tipindeki armatür sayısı
$P_{arm,i}$: i tipindeki her bir armatürün balast, sürücü kayıpları dahil şebekeden çektiği güç (W)
T_i : i tipindeki armatürün yıllık kullanım süresi (h)
m : hacimdeki armatür tip sayısı

Denklemden açıkça görüldüğü gibi, aydınlatma amaçlı tüketilen elektrik enerjisini azaltmanın üç yolu vardır.

1. En yeni teknolojik gelişmeler takip edilerek verimli ışık kaynakları (lambalar) ve yardımcı elemanlar (balast, trafo, sürücü, vb.) kullanılarak armatürlerin şebekeden çektikleri güçler azaltılabilir.
2. Işığı istenilen şekilde yayan kaliteli, verimi yüksek armatürler kullanılarak gerçekleştirilen aydınlatma tasarımları ile toplam armatür sayısı azaltılabilir.
3. Kontrol sistemleri ile aydınlatmanın gerek duyulan saatlerde, gereken miktarlarda kullanılması sağlanabilir.

Uygulanması gereken enerji verimliği uygulama adımları Şekil 14.22'de de şematik olarak gösterilmiştir.



Şekil 14.22: Aydınlatmada Enerji Verimliliği Uygulama Adımları

Bu uygulama adımları, bu ders notunda detaylı bir şekilde verilen bilgiler doğrultusunda değerlendirdiğinde aşağıdaki sonuçlara varılabilmektedir.

- Yapılacak işlere göre ortamlarda sağlanması gereken ortalama aydınlık düzeyi ve diğer kalite değerlerinin belirlenmesi gerekmektedir. Bu değerler yeni yapılarda proje ve uygulama aşamalarında gerçekleştirilmelidir. İyileştirme çalışmaları yapılan mevcut tesisatlarda ise standartlara uygun değerlerin mevcudiyeti saha çalışmaları ile etüt edilmeli, eksik veya aşırı olma durumuna göre gerekli değerler sağlanacak şekilde yeniden projelendirilmelidir.
- Enerji verimliliği projelerinde ortamdaki çalışma koşulları, yapı ve tesisat özellikleri ile bütçe durumuna göre Şekil 14.22'deki adımlar takip edilmelidir. Hedeflenen enerji tasarruf değerlerinin ancak tüm adımlar gerçekleştirilerek elde edilebileceği açıktır.
- Yüksek aydınlık düzeylerine ihtiyaç duyulan işlerin yapıldığı ortamlarda, çevre ile adaptasyonun sağlandığı lokal aydınlatma çözümleri de değerlendirilmelidir.
- Aydınlatma enerji verimliliği projelerinin tüm olasılıklar değerlendirilerek alternatifli olarak hazırlanması uygulanmalarını kolaylaştıracaktır. Ancak alternatif çözümlerin standartlarca önerilen aydınlatma nicel ve nitel özelliklerini sağlamaları koşul olmalıdır. Özellikle ortamda gerekli ortalama aydınlık düzeyinin (Eort) istenilen değerden düşük olmaması, en yüksek de %5 fazlalık ile sağlanması gerekmektedir. Alternatif çözümlerin karşılaştırılmasında D.31 denklemi ile verilen $W/m^2.100lx$ birimli normalize güç yoğunluğu göstergesinin kullanılması önerilmektedir. Şekil 14.23'te bir ofis örneği için 4 alternatif aydınlatma çözümü verilmektedir. Bu örnekte LED armatürlü önerinin kullanılması uygundur.

Verimli Armatürler (Ofis Örneği)

Armatür Tipi	Armatür Adedi	Toplam Güç (W)	E_{ort} (lx)	$W/m^2/100lx$
4x18W Tüp Floresan T8	306	22032	520	2,12
3x14W Tüp Floresan T5	440	21120	513	2,06
2x28W Tüp Floresan T5	240	15360	516	1,49
LED	272	10880	514	1,06

S= 40m x 50m; H = 3m; $h_{çe}$= 0,8m ρ_T= %70; ρ_D= %50; ρ_Z= %20

Şekil 14.23: Ofis Aydınlatması İçin Alternatif Çözümler

- Enerji verimliliği çalışması yapılan ortamlar yoğun ve uzun saatler boyunca kullanılıyorsa, aydınlatma tesisatlarının verimli olanlarla değiştirilmesinin geri ödeme süreleri kısa ve projelerin kabulleri kolay olacaktır.
- Ortam kullanıcı sayısı düşük ve/veya değişken olduğunda, aydınlatma kontrol sistemleri efektif çözümler olabilecektir.
- Ortamlarda yapılan işe göre ihtiyaç olan ortalama aydınlık düzeyi değerlerinin tesisatların ömürleri boyunca sabit kalması istenmektedir. Projelendirme aşamasında bakım faktörü dikkate alındığı için, ilk kurulumda gerekenden fazla aydınlatmalar olabilecektir. Işık akısı ayarlı otomasyon sistemleri mevcut olduğunda, ilk anlardaki aydınlık düzeylerinin düşürülmesi, sürekli kontrol ile ihtiyaç olduğunda yükseltilmesi yaklaşık %15 ek enerji tasarrufu sağlayacaktır. Tesisatlar ilk kurulduğunda çalışma veya kullanım düzlemleri üzerinde belli noktalarda aydınlık düzeyi (lux) ölçümleri yapılıp kaydedilmesi; bu ölçümlerin 6 aylık periyotlarla tekrarlanması uygun olacaktır. İlk andaki aydınlık düzeyi değerlerinin bakım faktörüne göre düzenlenmesi, bulunan bu başlangıç aydınlık düzeyi %30 değer kaybedince, ekonomik ömürleri sona ermiş olan tesisattaki tüm ışık kaynaklarının yenileri ile değiştirilmesi enerji yönetimi çalışmalarında önemli bir uygulama olarak önerilmektedir.

14.5. Sonuç

Elektrik enerjisi tüketiminde önemli bir paya sahip AYDINLATMA tesisatlarında gerçekleştirilen “Enerji Verimliliği” çalışmaları geri ödeme süreleri kısa, kolay uygulanabilir ve değerlendirilebilir projelerdir. Değerlendirmeler aydınlatma tesisatlarının sağladıkları nitel ve nicel aydınlatma kalite kriterleri ile başlamalıdır. Enerji tasarrufu ve verimlilik karşılaştırmaları sadece gerekli aydınlatma kalite kriterleri sağlanan tesisatlar için yapılmalıdır. Aksi halde can ve mal güvenliği tehlikeye girer ve beklenilen verimlilik değerlerine ulaşılamaz.

“Verimli Aydınlatma” sadece enerji tasarrufunu değil, aynı zamanda iş ve kişi güvenlik ve performansını da kapsar. Elektrik enerji faturalarındaki azalmanın yanı sıra elde edilebilecek diğer dolaylı faydalar iş ve yaşam performanslarını olumlu yönde etkileyerek önemli maddi kazançlara dönüşür.

KAYNAKÇA

Onaygil S. (2022). Enerji Verimli Aydınlatma Teknolojileri Ders Notları, İTÜ Enerji Enstitüsü, Enerji Bilim ve Teknoloji Yüksek Lisans Programı

Erkin E. (2012). Doktora Tezi, “Ofis Binaları için Aydınlatma Enerjisi Tasarruf Potansiyelleri Hesaplama Amaçlı bir Yöntem Önerisi”, İTÜ Enerji Enstitüsü, Enerji Bilim ve Teknoloji Yüksek Lisans Programı

Yurtseven M.B. (2016). Doktora Tezi, “LED Işık Kaynaklı Armatür Isıl Modellemesi ve Isıl Tasarımı Etkileyen Faktörlerin İstatistiksel Analizi”, İTÜ Enerji Enstitüsü, Enerji Bilim ve Teknoloji Yüksek Lisans Programı

BİB (2010b). Binalarda Enerji Performansı Ulusal Hesaplama Yöntemi, Ek 05-Aydınlatma, Bayındırlık ve İskan Bakanlığı, Ankara

CELMA (2007). Guide for Application of Directive 2000/55/EC on Energy Efficiency Requirements for Ballasts for Fluorescent Lighting, Issue 3.1, Federation of National Manufacturers Associations for Luminaires and Electrotechnical Components for Luminaires in the European Union, Brussels.

CIE (2005). Technical Report No:97, “Maintenance of Indoor Electric Lighting Systems”, International Commission on Illumination, Vienna, Austria

EN-2 (2015), EN Standart No: 13201-2, “Road lighting - Performans requirements”

EN-5 (2015), EN Standar No: 13201-5, “Road Lighting – Energy Performance Indicators”IEC (1989). IEC Standart No: 60529, “Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)”, International Electrotechnical Commision, Switzerland

TSE (1997), Türk Standardı (TS 3033 EN 60529) “Mahfazalarla Sağlanan Koruma Dereceleri (IP Kodu)”, Türk Standartları Enstitüsü, Ankara.

TSE (2017). TSEN 15193 “Binalarda Enerji Performansı–Aydınlatma için enerji gereksinimleri”, Türk Standartları Enstitüsü, Ankara.

TSE (2021). Türk Standardı (TS EN 12464-1) “Işık ve Işıklandırma - İş Mahallerinin Aydınlatılması - Bölüm 1: Kapalı Alandaki İş Mahalleri”, Türk Standartları Enstitüsü, Ankara.TSE (2014). Türk Standardı (TS EN 12464-2) “Işık ve Işıklandırma – Çalışma Yerlerinin Aydınlatılması - Bölüm 2: Açık Çalışma Alanları”, Türk Standartları Enstitüsü, Ankara.

14. Bölüm Çalışma Soruları

1. Aydınlatmanın kalitesini belirleyen nicel büyüklükler hangi şıkta doğru olarak sıralanmıştır?

A. Aydınlık düzeyi, Parıltı düzeyi, Kamaşma, Işık şiddeti
B. Işık akısı, Işık şiddeti, Aydınlık düzeyi, Parıltı düzeyi
C. Işık akısı, Renksel geriverim endeksi, Etkinlik faktörü, Renk sıcaklığı
D. Işık akısı, Etkinlik faktörü, Ekonomik ömür, Kamaşma

2. Aşağıdaki eşleştirmelerden hangisi yanlıştır?

A. Işık şiddeti; I; kandela (cd)
B. Işık akısı; L; lümen (lm)
C. Aydınlık düzeyi; E; lux
D. Parıltı düzeyi; L; cd/m^2

3. Aşağıdaki ifadelerden hangisi doğrudur?

A. Işık kaynaklarının Kelvin cinsinden renk sıcaklıkları arttıkça ortamda oluşan renksel izlenim "sıcak" olur.
B. Renk sıcaklığı 5300 K'den yüksek olan ışık kaynakları "ılık" olarak tanımlanır.
C. Düşük aydınlık düzeyi değerlerinin sağlandığı ortamlarda "soğuk" renkli ışık kaynaklarının kullanılması önerilmektedir.
D. Cisimlerin gün ışığı altında göründükleri şekilde algılanabilmesi için renksel geriverim endeksi 100 ya da buna yakın olan ışık kaynaklarının kullanılması gerekmektedir.

4. Düşey doğrultuda ışık şiddeti 2700 cd olan bir aydınlatma armatürü, yansıtma faktörü 0,80 olan yatay bir düzlemden 3 metre yükseğe monte edilmiştir. Aygıtın tam altında, yatay düzlem üzerindeki noktada oluşacak aydınlık düzeyini lux cinsinden hesaplayınız.

A. 30 lux
B. 300 lux
C. 900 lux
D. 90 lux

5. Aşağıdaki ifadelerden hangisi yanlıştır?

A. LED'ler p ve n tipi yarı-iletken malzemelerden oluşmaktadır.
B. Tekil LED çipinin yaydığı ışığın spektrumu 380 nm-780 nm aralığında süreklidir.
C. Mavi veya mor ötesi bölgede ışıma yapan LED çipi fosfor tabaka ile kaplanarak beyaz ışık elde edilir.
D. LED'lerin ömrü sürme akımına göre değişir.

6. Bir ofiste 350 lüks değerinde olan aydınlık düzeyi korunarak mevcut flüoresan lambalar yerine LED lamba değişimi yapılmıştır. Değişimden önce ve sonra toplam armatür gücü, sırasıyla 254 kW ve 123 kW olarak ölçülmüştür. Bütün armatürlerin günde 7,5 saat çalıştığı varsayıldığında günlük enerji tasarrufu aşağıdakilerden hangisidir?

A. 982,5 kWh
B. 990,2 kWh
C. 870,5 kWh
D. 900,4 kWh

Bölüm 15:
Enerji Sistemleri Bakımı

15.1. Giriş

Enerji sistemleri bakımı konulu bu bölümde; ticari, kurumsal ve endüstriyel tesislerde yüksek miktarda enerji tüketen ekipman ve sistemlerin verimli çalışması ile ilgili süreç ve prosedürler ele alınacaktır. Bu bölümün amacı, mekanik ve elektrik sistemlerinin performansının arzulanan iş çıktılarıyla etkin bir şekilde ilişkilendirildiği bir bakım anlayışı içerisinde, söz konusu yüksek miktarda enerji tüketen ekipman ve sistemleri optimize etmeye yönelik sürdürülebilir bir yaklaşım geliştirilebilmesi için gereken temel çerçeveyi sağlamaktır.

Etkili ve planlı bakım programlarının temel amacı başlıca aşağıdaki gibidir:

- Makinelerin duruşunu en aza indirerek mümkün olan en yüksek düzeyde üretimi veya işletmeyi sağlamak
- Önceden hazırlanmış olan üretim programının gerçekleşmesini sağlamak
- Makinelerin ekonomik faydalı ömrünü uzatmak

- Arıza hasarlarını en aza indirmek suretiyle onarım giderlerini azaltmak
- Bakım maliyetlerini azaltmak
- Ekipman arızalarından kaynaklanan kesintilerin en aza indirilmesi
- Düzenli ve eksiksiz gerçekleştirilen bakımlara paralel olarak enerji verimliliğini sağlamak
- Yedek parça ve stok kontrolü
- Yatırım maliyetlerinde tasarruf sağlamak

Yukarıdaki hedefler en az miktarda enerji kullanılarak ve buna bağlı olarak en az maliyetle gerçekleştirilmelidir.

Bakım prosedürlerinin belirlenmesi ve periyodik bakım planlamasının yıllık olarak oluşturulması temel esastır. İzlenecek yol ve temel adımlar atılmadan önce yapı içerisinde envanter kurulumu yapılmalıdır. Tüm bakıma esas ekipman ve donatılar kayıt altına alınmalıdır. Ekipmanların kimlik bilgileri, ekonomik durumu, bakım esasları ve uygulanacak bakım periyotları envanter listelerinde kayıt altına alınmalıdır. Bir dokümantasyon olarak hazırlanacak envanter listesi bakım programının oluşturulması ve yıllık bir planlamanın yapılmasında temel adım olacaktır.

Planlama başlangıç olarak değerlendirilmekle birlikte en kritik ve önemli süreci oluşturmaktadır. Doğru ve eksiksiz olarak oluşturulmuş planlama metotları, standardı yüksek bir uygulama alanı oluşturacaktır. Uygulama standartlarını planlama adımı oluşturmaktadır. Uygulama sürecinin takibi ve sürekli olarak kontrol edilmesinin yanı sıra edinilen verilerin/bilgilerin nitelikli olması, olumlu veya olumsuz değerlendirmeler yapılabilmesi bakımından önemlidir. Olumsuz tespitlerin iyileştirilmesi kritik bir husustur ve kesinlikle atlanmamalıdır. Yapılan her iyileştirmenin planlama olarak geri dönüşünün sağlanması verimliliği yüksek oranda artıracak ve uzun sürelerde yüksek kazançlı getiriler sağlayacaktır.

Bakım, ekipman performansı ve yatırım getirisi beklentilerini içeren enerji tasarrufu önlemlerinin de önemli bir bileşenidir. Bakımın enerjiyle ilgili bir hedefi, sistemlerin ve ekipmanın işleyişinin pratikte mümkün olduğu ölçüde yeni performans seviyelerine yakın tutulmasıdır.

İşletme ve bakım kılavuzları ve talimatlarının oluşturulmasında ekipmanın üretici firmasının yönergeleri esas alınır. Tüm işletme ve bakımlar üretici firmanın talimatlarına uygun şekilde yapılır. Yasaların ve standartların öngördüğü zorunlu kontrol, test, muayene, ölçüm ve analizler de dikkate alınarak bütünsel bir yaklaşım sergilenir.

Bu bölümde, enerji açısından verimli işletme bakım uygulamalarıyla ilgili olarak neden, nasıl ve nereden başlamalı sorularına bir ön cevap teşkil edecek bilgiler verilmektedir. Söz konusu sorular arasında aşağıdakiler yer almaktadır:

1. Neden enerji, tesis ve proses sistemleri bakımı yapmalıyız?
2. Bir plan geliştirmeye nasıl veya nereden başlamalıyız?
3. Örnek önleyici bakım görev listeleri nelerdir?
4. Referans materyaller ve kaynak verileri nelerdir?

Bu bölümün odak noktası öncelikle mekanik sistemler ve elektrik sistemleridir. Enerji maliyetlerinin her geçen gün artış göstermesi ve yatırım maliyetlerindeki yüksek bedeller bakım ve verimlilik uygulamalarına yönelimi artırmıştır. Yapılan çalışmalarla tasarruf potansiyellerine yönelik tespit ve önerilerin ortaya çıkarılması amaçlanmaktadır.

15.2. Enerji, Tesis ve Proses Sistemlerine Niçin Önleyici Bakım Yapılmalıdır?

Neden düzgün bir önleyici bakımın yapılması gerektiği bu bölümün girişinde yer alan arzulanan hedefler listesi üzerinden ifade edilebilir. İyi bir bakım programının olmaması, muhtemelen bir yapı sahibinin yapı operasyonlarından elde etmeyi arzuladığı sürdürülebilir sonuçlara ulaşma becerisini engelleyecektir.

Bakım sadece enerji maliyetlerini azaltmak, iş ekipmanlarının performans seviyelerini artırmak ve plansız duruşları engellemek amacıyla gerçekleştirilmez. Yasaların, standartların ve üretici firmaların zorunlu kıldığı bakımların, yine ilgili dokümanların belirlediği periyotlarda ve kriterlerde yerine getirilmesi zorunludur.

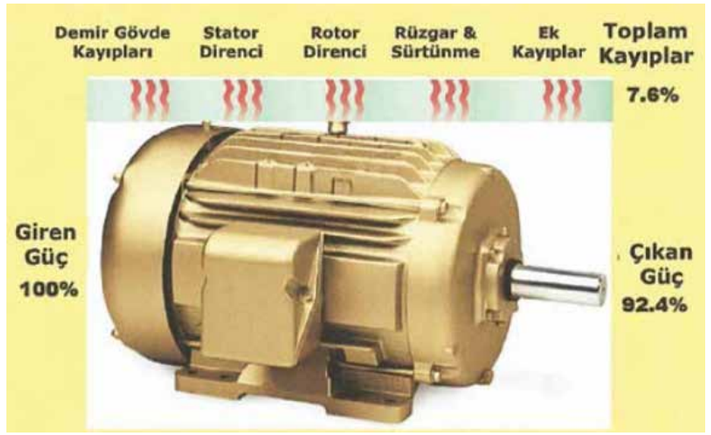
Bu işlemleri yerine getirirken yine yasanın tarif ettiği şekilde gerekli eğitimleri tamamlanmış, iş koluna göre yetkinlik sertifikalarına sahip, iş koluna uygun şekilde kişisel koruyucu donanımlara sahip ve kalibrasyonları güncel olarak yapılmış ölçüm cihazlarına sahip kişiler faaliyetleri yerine getirebilirler.

İş Ekipmanlarının Kullanımında Sağlık ve Güvenlik Şartları Yönetmeliği, iş ekipmanlarının kullanımı ile ilgili sağlık ve güvenlik yönünden uyulması gerekli asgari kuralları belirlemiştir. Yönetmelik yapılarda ve işletmelerde kullanılan basınçlı kap ve tesisatları, kaldırma ve iletme ekipmanları, elektrik ve topraklama tesisatları, yıldırımdan korunma tesisatları, akümülatörler, jeneratörler, transformatörler, katodik koruma tesisatları, yangın söndürme sistemleri, portatif yangın söndürücüler, kaçış yolu basınçlandırma sistemleri ve duman tahliye sistemleri, yangın algılama sistemleri, havalandırma ve klima tesisatlarının periyodik kontrol süreleri ve kontrol kriterlerini yönetmelik ve standartlar çerçevesinde belirlemiştir. Tüm yapılar sistemlerinde bulunan iş ekipmanlarının kontrol ve muayene işlemlerini yönetmelik kapsamına giren uygun periyotlarda yaptırmakla yükümlüdür. Bu yönetmeliğin amacı verimlilik sağlamak ve performans artırıcı faaliyetlerin gerçekleştirilmesi değildir. Yönetmeliğin esas konusu işyerinde iş ekipmanlarının kullanımı ile ilgili sağlık ve güvenlik yönünden uyulması gerekli asgari şartları belirlemektir.

Enerji Verimliliği Kanunu kapsamında, belirli büyüklükteki endüstriyel işletmeler ve binalar için enerji yöneticisi görevlendirme, belirli periyotlarda etüt yaptırma, enerji tüketimlerini bildirme vb. yükümlülükler tanımlanmıştır.

Enerji Verimliliği Kanunu, enerjinin etkin kullanılmasını, israfın önlenmesini, enerji maliyetlerinin ekonomi üzerindeki yükünün hafifletilmesini ve çevrenin korunması için enerji kaynaklarının ve enerji kullanımında verimliğin artmasını hedefler ve amaç edinir. Enerji, tesis ve proses sistemlerinde düzenli bakım faaliyetleri yürütmek, Enerji Verimliliği Kanunu'nun hedeflediği politikanın temel adımlarından birini oluşturmaktadır.

İş ekipmanlarına düzenli olarak bakım uygulamak hem cihazın faydalı ömür beklentisini verimli kılmakta hem de enerji performans verisinin uzun vadede değişikliğe yol açmamasını sağlamaktadır. Örneğin bir motora bakım yapılmadığında zamanla bağlantı noktalarında gevşeme oluşur. Buna bağlı olarak titreşim artar. Süreç ilerlediğinde rulman yatakları ve rulmanlarda bozulmalar meydana gelir. Sürtünme kayıpları artar. Isı artışı meydana gelir. Zamanla sargıların yanmasına kadar ilerleyebilecek bir arıza süreci yaşanabilir. Görüldüğü üzere bu durum motor nominal işletme akımından çok daha yüksek enerji tüketimi yapmasına neden olacaktır. Bu kayıplar sürtünme ve ısı kaybı olarak ortaya çıkacaktır.



Şekil 15.1: Bir Elektrik Motorunun Kayıplarının Genel Görünümü [11]

Bu kayıplar Şekil 15.1'de görüldüğü gibi 5 noktada olması gerekenin çok üzerinde ortaya çıkacaktır. Görüldüğü üzere periyodik olarak doğru bir bakım metodu uygulanmadığında hem nominal değerin üzerinden enerji tüketilmesine hem de yüksek arıza maliyetlerinin oluşmasına neden olacaktır.

Bu durumu engellemek amacıyla periyodik bakım metodunun doğru şekilde uygulanması ve bakım verilerinin işlenerek kayıt altına alınması gereklidir.

Yukarıda açıklanan örnek dikkate alındığında, iş ekipmanlarına uygun bir şekilde bakım yapılmadığında:

- Makinelerin faydalı kullanım ömrünün kısalması,
- Plansız duruşların oluşması,
- Yüksek enerji tüketimlerinin oluşması,
- Stok yönetiminin doğru yapılmaması,
- Çevreye olumsuz etkilerin oluşması,
- Arıza kaynaklı kaza ve yaralanmaların meydana gelmesi mümkündür.

Enerji tüketimi ve buna bağlı olarak oluşan enerji maliyetleri kontrol edilemez.

Enerji sistemlerinin bakımı da dahil olmak üzere sağlam bir bakım planı, bina ve işletme sahiplerinin hem finansal hedefler hem de diğer kritik görev hedefleri açısından iş hedeflerine ulaşmak için binalarını ve tesislerini maliyeti etkin bir şekilde kullanmalarına olanak tanır.

Bakım planlamasının doğru uygulandığı ve periyodik olarak aksatılmadan devam edilen yapılarda aşağıdaki muhtemel arızaların önüne geçilmiş olur.

- Mekanik dengesizlik
- Tahrik edilen ekipman arızaları
- İletim arızaları
- Dişli kutusu, kayış, kaplin ve rulman arızaları
- Stator ve rotor arızaları
- Dahili ve harici elektrik arızaları
- Yüksek enerji tüketimi
- Düşük verimlilik
- Pompalarda kavitasyon
- Aşırı yüklenme
- Yağlama
- Filtre ve ısı eşanjöründe kirlenme
- Fanlarda, üfleyici akış türbülansı
- Kirlilik
- Hatalı şalter açmaları

15.3. Önleyici Bakım Planının Geliştirilmesi ve Uygulanması

Bakım planları mekanik ve elektrik sistemlerinin kullanımıyla ilgili olduklarından, bakım planlarına işlerin düzenine ilişkin net bir vizyonla başlanılmalıdır. Basit bir bakım planı örneği şu bileşenleri içerir:

- Konfor ve güvenlik
- Üretkenlik
- Ekipmanın korunması
- İşletme maliyetlerinin (enerji, bakım ve onarım vb.) kontrolü

Etkili bir bakım planının geliştirilebilmesi, planın geliştirilmesi için gereken süre ve planın uygulanması için gereken fonlar noktasında yapı sahipleri, yönetim, hissedarlar, uygulayıcılar ve paydaşlardan destek sağlanmasına bağlıdır. Bir bakım planının başarısı ve sürdürülebilirliği ancak kilit paydaşlar ve karar vericiler ile uyumun tesisi ve bu uyumun sürdürülmesi ile mümkündür.

Uygulamaya alınan bakım planının bir rapor formatı taslağı oluşturulmalı ve düzenli olarak takip edilerek güncellenmelidir. Bu raporda, işi gerçekleştirmek için gereken kaynaklar ve bakım ve onarım, işçilik ve sarf malzemeleri vb. ihtiyaçların planlanabilmesi ve takip edilebilmesi için bakım planına genel bir bakış yer almalıdır.

Yapılandırılmış bir bakım planı kapsamında standartların belirlenmesi, bakımda gerçekleştirilecek aşamaların düzenlenmesi, zaman-süreç fonksiyonlarının düzenlenebilmesi için gereken hususlar arasında:

1. Ortaklaşa yazılmış ve iyi belgelenmiş hizmet ve konfor standartlarının dahil edilmesi;
   a. Çalışma saatlerini,
   b. Çalışma saatleri süresince sağlanacak termal konfor seviyelerini,
   c. Sağlanacak proses ısıtma, soğutma, takviye havası vb. seviyelerini,
   d. Söz konusu hizmet seviyelerini standart bina saatleri dışında elde etmeye yönelik prosedürleri içermelidir.
2. Onarım gerektiren sistemlerin tanımlanması ve ele alınması;
3. Ortaya konan enerji tasarrufu hedeflerinin istemeden yükümlülükler oluşturmasına veya gerekli iç mekân çevre kalitesini, üretkenliğini, bina sakinlerinin sağlık ve güvenliğini veya kurallarını kısıtlamasına izin verilmemesi;
4. Doğru aydınlatma seviyelerinin sağlanması (doğru yere doğru miktarda ışık verilmesi);
5. Halihazırda sorunlu olan sistemlerin daha verimli hale getirilmeye çalışılmaması; öncelikle ihtiyaca göre sistemlerin modifiye edilmesi veya değiştirilmesi, ardından uygun işletme bakım talimatlarının uygulanması;

6. Tesisin mevcut enerji tüketimi ve enerji talebinin asgari sınırının belirlenmesi ve bu sınır temel alınarak süregelen performans eğrisinin belirlenmesi;

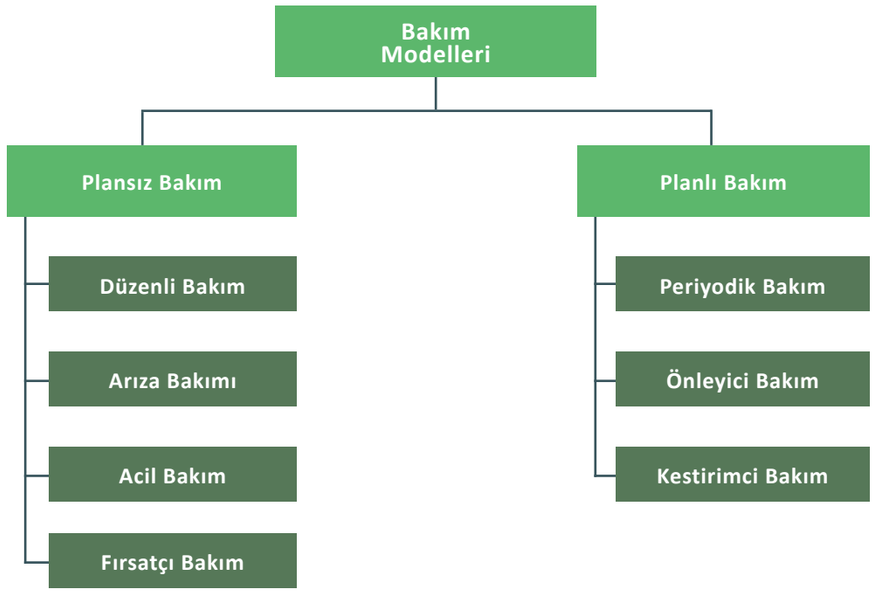
7. Yönetimin/yapı sahibinin işletme bakım çabalarına desteklerinin sürekliliğinin sağlanması için bakımı yapılan sistemlerin operasyonel ve finansal performansının en az yılda bir kez olmak üzere raporlanması;

8. Yeni işletme bakım çalışanları ve paydaşlarının eğitimi, oryantasyonu ve sertifikasyonu için bir sistemin tesis edilmesi;

9. Mevcut işletme bakım personelinin sürekli eğitimi ve yenilenme sürecine yönelik bir sistemin tesis edilmesi bulunmaktadır.

15.3.1. Bakımın Uygulanma Derecesi Aralığı

Yapılarda makine-teçhizat ve tesisat, yönetimin belirlediği standartlara göre sürekli çalışır durumda bulundurulmalı ve istenen verimde kalmaları sağlanmalıdır. Bu amaçla Şekil 15.2'de gösterilen bakım modelleri uygulanmaktadır.



Şekil 15.2: Bir Elektrik Motorunun Kayıplarının Genel Görünümü [11]

Bakım modellemesi oluşturulurken fayda maliyet dengesinin sağlanması gerekir. Dolayısıyla, bir taraftan eksik bakımdan diğer taraftan da fazla harcamadan kaçınmak için her bir ana ekipman veya sistem için uygun bakım stratejisinin seçilmesi önem arz etmektedir. Söz konusu bakım stratejilerinin ve bu stratejilerin nasıl ve nerede uygulanabilecekleri aşağıda açıklanmıştır.

1. Önleyici ve rutin bakımlar:
   a. Tipik olarak belirli bir programa/takvime dayalı bakımlardır;
   b. Çalışma zamanına veya diğer işletme parametrelerine dayalı da olabilirler;
   c. Üretici firma önerileri, amacı kendilerini garanti/pazarlama hizmet sözleşmeleri bağlamında koruma altına almak olduğundan, genellikle ihtiyaç duyulandan çok daha fazladır.

2. Tanısal bakımlar:
   a. Sistemin mevcut işleyişi belirlenir ve buna göre gerekli görülen önleyici veya düzeltici eylemler gerçekleştirilir;
   b. Örnek: yağ numunesi analizi veya filtre basıncı düşüşü temelinde bakım yapılıp yapılmayacağının veya yapılacaksa ne zaman yapılacağının belirlenmesi.

3. Öngörücü bakımlar:
   a. Olası arızayı tahmin etmek için normal operasyon koşulları ve ilgili trendler belirlenir;
   b. Ardından gerekli önleyici veya düzeltici eylemler gerçekleştirilir;
   c. Örnek: normal titreşim değerlerinin ve trendlerinin analizi performanstaki bozulmayı öngörebilir ve hangi bakım ve onarımlara ihtiyaç olduğunun tahmin edilmesinde kullanılabilir. Diğer örnekler, diferansiyel basınç değerleri temelinde filtrelerin kirliliğinin ve yaklaşma sıcaklıkları temelinde ısı eşanjörlerinin kirliliğinin tahmin edilmesidir.

4. Bozulana kadar çalıştırma veya istisnai bakım:
   a. Arızaların meydana gelmesi halinde kritik bir sorun yaratmadığı ve arızalanan ekipmanların değiştirilmesinin zaman ve para açısından daha ekonomik olduğu durumlarda tercih edilen bakım yöntemidir;
   b. Belgelenmiş bir planın parçası olduğunda çok daha iyi sonuç verir;
   c. Yaygın olarak aydınlatma uygulamalarını içerir; arızalanan aydınlatma ekipmanlarının oranı önceden belirlenmiş belirli bir oran değerine ulaştığında ilgili aydınlatma ekipmanları grubu bir bütün olarak yenileriyle değiştirilir.
   d. Bu yaklaşım yanlış bir şekilde pahalı ekipmanlara veya kondenser suyu arıtma veya kanal sistemi gibi büyük altyapılara uygulandığında yüksek maliyetli onarımlara yol açabilir.

Tablo 15.1: Planlı ve Plansız Bakımın Karşılaştırılması (İşlem ve Çıktı)

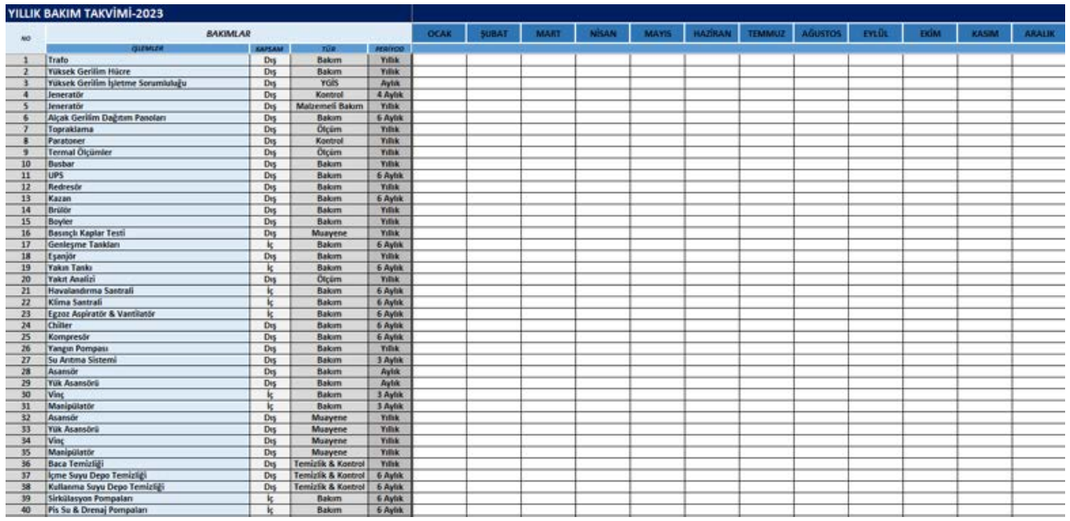
Sıra	Parametreler	Plansız Bakım	Planlı Bakım
1	Arızalar	Yüksek	Düşük
2	Kesinti	Yüksek	Düşük
3	Ürün çıktısı	Düşük	Yüksek
4	Bakım masrafları	Yüksek	Düşük
5	Ekipman/tesisin güvenilirliği	Düşük	Yüksek
6	Tesis/ekipman mevcudiyeti	Düşük	Yüksek
7	Ekipman/tesis yüzdesinin kullanımı	Düşük	Yüksek
8	Yedeklerin kontrolü ve stok kontrolü	Yok	Var
9	Arıza/arıza için önceden uyarı	Yok	Mümkün

15.3.2. Bir Bakım Planının Geliştirilmesi

İlk kez bir bakım planı oluşturulmak istendiğinde mevcut yapının tüm bileşenleri değerlendirmeye alınmalıdır. Üretken bir model oluşturmak için 9 maddeden oluşan geliştirme süreci kullanılabilir.

Bir Bakım Planının Geliştirilmesine Yönelik Dokuz Adımlı Süreç

1. Ekipman ve sistemlerin envanterinin çıkarılması
   a. Ekipman verileri
   b. Durumlarının değerlendirilmesi
2. Yapılması gerekenlerin belgelenmesi
   a. Onarım ve/veya yenileriyle değiştirme
   b. Bakımla ilgili görevler
3. Görevlerin sıklığının belirlenmesi
4. Gerekli araçların ve malzemelerin listelenmesi
5. Görevleri yapmak için gereken uzmanlığın net ve belgeli bir şekilde tanımlanması
6. Gerekli insan gücünün planlanması
   a. Halihazırda şirket içinde mevcut bulunan uzmanların ve çalışma saatlerinin müsaitliğinin değerlendirilmesi. Tatillerin, çalışma saatlerindeki mevsimsel farklılıkların vb. diğer olasılıkların göz önünde bulundurulması.
   b. Beklenmedik ve kestirilemeyen durumların göz önünde bulundurulması.
   c. Mevcut "sıkıntının" süresinin belirlenmesi ve bu sürenin bakım yoluyla azaltılıp azaltılamayacağına gerçekçi bir şekilde karar verilmesi.
   d. Planlamanın haftalık, aylık ve yıllık bazda yapılması
7. İşi kimin yapacağına karar verilmesi
   a. Kurum içi kaynakların kullanımına karşı dış kaynak kullanımı:
      1) Kurum içi personelin yeteneklerinin değerlendirilmesi
      2) Dış kaynak kullanılacaksa, kimin güvenilir, uygun maliyetli ve zaman açısından müsait olduğunun değerlendirilmesi
   b. Kurum içi kaynaklar kullanılacaksa, aşağıdakileri ele alan "aktif" bir eğitim programının oluşturulması:
      1) Sürekli (yıllık) eğitim ihtiyaçları
      2) Tüm çalışanlara yönelik eğitim
8. Bakım ve planlanmamış iş emirlerinin planlanmasına ve takibine yönelik bir sürecin oluşturulması
   a. Bakım planın oluşturulması (aylık, yıllık)
   b. Ardından, otomasyona geçmenin değerlendirilmesi.



YILLIK BAKIM TAKVİMİ-2023

NO	BAKIMLAR				OCAK	ŞUBAT	MART	NİSAN	MAYIS	HAZİRAN	TEMMUZ	AĞUSTOS	EYLÜL	EKİM	KASIM	ARALIK
	ÜLEMLER	KAPSAM	TÜR	PERİYOD												
1	Trafo	Dış	Bakım	Yıllık												
2	Yüksek Gerilim Hücre	Dış	Bakım	Yıllık												
3	Yüksek Gerilim İşletme Sorumluluğu	Dış	YGİS	Aylık												
4	Jeneratör	Dış	Kontrol	4 Aylık												
5	Jeneratör	Dış	Malzemeli Bakım	Yıllık												
6	Alçak Gerilim Dağıtım Panoları	Dış	Bakım	6 Aylık												
7	Topraklama	Dış	Ölçüm	Yıllık												
8	Paratoner	Dış	Kontrol	Yıllık												
9	Termal Ölçümler	Dış	Ölçüm	Yıllık												
10	Busbar	Dış	Bakım	Yıllık												
11	UPS	Dış	Bakım	6 Aylık												
12	Redresör	Dış	Bakım	Yıllık												
13	Kazan	Dış	Bakım	6 Aylık												
14	Brüler	Dış	Bakım	Yıllık												
15	Boyler	Dış	Bakım	Yıllık												
16	Basınçlı Kaplar Testi	Dış	Muayene	Yıllık												
17	Genleşme Tankları	İç	Bakım	6 Aylık												
18	Eşanjör	Dış	Bakım	Yıllık												
19	Yakıt Tankı	İç	Bakım	6 Aylık												
20	Yakıt Analizi	Dış	Ölçüm	Yıllık												
21	Havalandırma Santrali	İç	Bakım	6 Aylık												
22	Klima Santrali	İç	Bakım	6 Aylık												
23	Egzoz Aspiratör & Vantilatör	İç	Bakım	6 Aylık												
24	Chiller	Dış	Bakım	6 Aylık												
25	Kompresör	Dış	Bakım	6 Aylık												
26	Yangın Pompası	Dış	Bakım	Yıllık												
27	Su Arıtma Sistemi	Dış	Bakım	3 Aylık												
28	Asansör	Dış	Bakım	Aylık												
29	Yük Asansörü	Dış	Bakım	Aylık												
30	Vinç	İç	Bakım	3 Aylık												
31	Manipülatör	İç	Bakım	3 Aylık												
32	Asansör	Dış	Muayene	Yıllık												
33	Yük Asansörü	Dış	Muayene	Yıllık												
34	Vinç	Dış	Muayene	Yıllık												
35	Manipülatör	Dış	Muayene	Yıllık												
36	Baca Temizliği	Dış	Temizlik & Kontrol	Yıllık												
37	İçme Suyu Depo Temizliği	Dış	Temizlik & Kontrol	6 Aylık												
38	Kullanma Suyu Depo Temizliği	Dış	Temizlik & Kontrol	6 Aylık												
39	Sirkülasyon Pompaları	İç	Bakım	6 Aylık												
40	Pis Su & Drenaj Pompaları	İç	Bakım	6 Aylık												

Şekil 15.3: Örnek Periyodik Yıllık Bakım Takvimi

9. Parametrelerin (görev, eğitim vb.) uygulanması, takip edilmesi ve uyarlanması
10. Raporlama ve verilerin işlenmesi

Şekil 15.3'te örnek bir aylık ve yıllık bakım şablonu gösterilmiştir. Çıkarılan envanter listesi dahilinde bakım kapsamına alınan tüm iş ekipmanlarının girişi yapılır. Bakım ve muayene işlemlerinin mevcut personelle veya dışarıdan uzman firma üzerinden gerçekleştirileceği bilgileri girilir. Uygulanacak işlem türü girilir. Yıl içerisinde yapılacak çalışmanın periyodu girilerek taslak program yapılmaya hazır hale getirilir. Aylık ve yıllık planlama oluşturulurken yapının durumu, personel sayısı, muhtemel duruş zamanları, her bir işlem için gerçekleştirilebilecek zaman aralığı, muhtemel kesintiler neticesinde oluşan etkiler vs. gibi kavramlar üzerinden aylık ve yıllık dağılımlar yapılır.

Bakım periyotları sahada iş gücü ve takip açısından her aya eşit derecede dağıtılmalıdır. Dönem riski bulunan çalışmalara öncelik verilerek aylık planlama girişleri yapılır. Riski yüksekten alçak seviyeye doğru periyotlar ve aylık dağılımlar yapılır.

Tüm adımlar tamamlandıktan sonra yıllık bakım takvimi tüm yapı içerisinde bulunan ilgililere paylaşılarak yayınlanır. Dışarıdan hizmet alınacak firmalara bakım periyotları iletilir. Bu şekilde planlama çalışması tamamlanmış olacaktır.

15.3.3. Kurum İçi veya Dış Kaynakların Kullanımı

İşletme ve bakım için gerekli iş gücüne ilişkin taslaklar oluşturulmalı ve planlanmalıdır. Bu plan, büyük bir yenileme ve genişleme sürecinde olan bir yapı tarafından operasyonun öncesinde test edilmelidir. Yönetim, rutin bakım uygulamasında, dolayısıyla bakım takviminde ve planlamasında değişiklik yapmak için zamanlamanın doğru olup olmadığını bu şekilde test edebilir. Yapı yönetimi altı başlık altında işletme ve bakımı gerçekleştirmeye hazır olup olmadıklarını değerlendirebilir. Söz konusu başlıklar şunlardır:

1. Operasyonel kayıtlar ve denetimler
2. Önleyici bakım
3. Sorunların teşhisi
4. Onarımlar
5. Enerji verimliliği ve enerji yönetimi
6. İç mekanların çevresel kalitesi

Bu değerlendirme sonucunda yönetim, çalışanların bireysel eğitim planlarının geliştirilmesine, dış kaynak kullanılarak tedarik edilen hizmetlerin yeniden değerlendirilmesine ve tam yönetim desteği ile daha uzun vadeli (bütçeli ve finanse edilen) bir işletme bakım programının uygulanmasına karar verebilir.

15.3.4. Bakım Programının Etkinliğinin ve Enerji Verimliliğinin Değerlendirilmesi

Halihazırda yürürlükte olan bir bakım programı varsa, enerji sistemleri bakım stratejilerine yönelik herhangi bir değişiklik önermeden veya enerji sistemleri bakım stratejilerinde herhangi bir değişiklik yapmadan önce söz konusu bakım programının etkinliği beklentiler temelinde değerlendirilebilir. Bu türden bir değerlendirmeye örnek olarak bir endüstriyel enerji santralinin değerlendirmesi verilebilir. Söz konusu örnekte gösterilen yöntem kapsamında enerji yönetimi işletme bakım programının etkinliğini derecelendirmiş ve önceliklendirmiştir. Her kategori bir dizi soru üzerinden değerlendirilmiştir. Her öğe ve her bir öğe altındaki ilişkili alt kategori ağırlıklandırılmıştır. Söz konusu öğeler şunlardır:

1. Enerji yönetim planı
2. Enerji tedariği
3. Enerji tüketimi verilerinin toplanması ve analizi
4. Enerji denetimleri ve değerlendirmeleri
5. Enerji tüketen sistemlerin önleyici bakımı
6. Enerji ıslahı standartları
7. Bina kaplaması yönetimi
8. Aydınlatma yönetimi
9. İklimlendirme yönetimi
10. Su yönetimi
11. Kazan yönetimi
12. Elektrik yönetimi
13. Basınçlı hava yönetimi
14. Taşıt yönetimi
15. Isıtma
16. Enerji proses sistemi optimizasyonu

Listelenen alt öğeler: Enerji tüketen sistemlerin önleyici bakımı ana öğesi altında, her bir ana öğenin tesise özel bakım ve enerji verimliliği alanlarının bir alt kümesini içerdiğini göstermek amacıyla çeşitli alt öğeler tanımlanmıştır. Bakım uygulama alanları şunlardır:

1. Buhar kapanı sızıntıları
2. Basınçlı hava kaçakları
3. Isı yalıtımı hasarları
4. Elektrik motorlarının bakım ve denetimi
   a) Elektrikli marş motoru bağlantıları
   b) Gevşek kablo bağlantıları
   c) Nominal yüklere karşı başlangıç yükünün ve çalışma yükünün sayaç kontrolü
   d) Kayış gerginliği ve kayışın hizalanması
   e) Rulmanlar (aşınma, toz, kir)
   f) Yağsız iç yalıtım
   g) Toza karşı iyi hava sirkülasyonu için komütatör yuvaları ve motor gövdesi
   h) Sigortalama ve akım sınırlama cihazları
   i) Fırçaların aşınması
5. Kızılötesi taramalar
6. Girdap akımı testi
7. Titreşim analizi
8. Yağ analizi
9. Ultrasonik test
10. İzolasyon direnci testi
11. Harmonik test
12. Çoklu amper testi

15.4. Enerji Sistemleri Bakım Prosedürlerine Örnekler

Enerji sistemlerinde bakım ve verimlilik artırmaya yönelik birçok örnek vermek mümkündür. Bu kapsamda bu bölümde yüksek miktarda enerji tüketen sistemlere yönelik faydalı enerji sistemleri bakım ve verimlik uygulamaları aşağıda sırayla ele alınmaktadır.

Yüksek Verimli Motor Kullanımı

Üretim sektöründe kullanılan endüstriyel ekipmanların çoğu, gücü elektrik motorları sayesinde üretir. Bir elektrik motorunun belirli bir güç çıkışı için çektiği enerji verimi ile ters orantılıdır. Bütün motorlar gibi elektrik motorları da kullandıkları enerjinin tamamını mekanik enerjiye çeviremez. Motorun mekanik güç çıkışının, çekilen elektrik gücüne oranı motor verimi olarak adlandırılır ve motor tipi ve büyüklüğüne göre %70 ile %96 arasında değişir. Ayrıca kısmi yükte çalışan motorların verimleri de düşüktür. Bu verimler de motordan motora değişiklik gösterir. Örneğin bir motorun tam yükte verimi %90, yarı yükte %87 ve ¼ yükte %80 iken aynı özelliklerdeki başka bir motorun tam yükteki verimi %91 iken ¼ yükte %75 verimle çalışabilir.

Tipik bir motorun satın alma maliyeti, o motorun toplam maliyetinin %2'sinden bile azdır. Enerji maliyeti ise toplam maliyetin %98'i olabilmektedir. Bazı işletmeciler bozulan eski motorları ucuz olduğu için tekrar tekrar sardırmaktadır. Halbuki tekrar sardırılan eski motorların zaten düşük olan verimleri daha da düşebilmekte (her tamirde %0,5 kadar) ve tamirle sağlanan maliyet tasarrufu artan enerji tüketimi ile kısa sürede yok olabilmektedir.

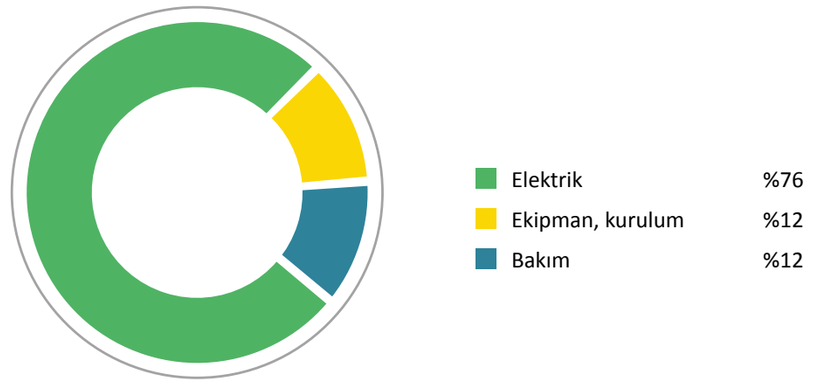
2000 yılında CEMEP elektrik motorlarını verimlilik değerlerine göre EFF3, EFF2 ve EFF1 olmak üzere sınıflara ayırmıştır. EFF3 en düşük verimlilik sınıfı, EFF1 en yüksek verimlilik sınıfıdır. IEC 60034-30-1 standartı ile yeni verim sınıfları tanımlanmıştır. Bu yeni tanımlamaya göre yaklaşık olarak IE1 sınıfı EFF2'ye, IE2 sınıfı ise EFF1'e karşılık gelmektedir. Söz konusu yeni standarta göre elektrik motorları verimliliklerine göre; IE1 - Standart Verimlilik, IE2 - Yüksek Verimlilik, IE3 - Premium Verimlilik ve IE4 - Süper Premium Verimlilik şeklinde sınıflandırılmaktadır. Standartın bir sonraki sürümünde IE5 verim sınıfının da ekleneceği tahmin edilmektedir. Bir örnek vermek gerekirse, 10 kW gücündeki IE1 verim sınıfındaki motorun verimi %86 civarındadır. Ama aynı güçteki IE3 verim sınıfındaki bir motorun verimi %90'a çıkmakta ve en yüksek verimli motorlarda (IE5) bu değer %95'e ulaşmaktadır.

Mekanik enerjiye çevrilemeyen elektrik enerjisinin bir kısmı ısıya dönüşür. Motorlar tarafından üretilen bu ısı miktarı eğer sönümlenmediği takdirde yüzeyde aşırı ısınmaya sebep olabilir. Motorların mevcut karakteristikleri üzerinde yakın bir inceleme yapacak olursak, farklı üreticiler tarafından üretilen motorların verimlerinde yaygın bir değişiklik olduğunu belirleriz. Bazı üreticiler tarafından üretilen bazı standart motorların başka üreticilerin sahip olduğu yüksek verimli motorlara kıyasla daha yüksek verime sahip olduğunu görmek de ilginçtir. Bundan dolayı, işletmelerde çalışan yetkili personelin yeni bir motor siparişi vermeden önce ve herhangi bir katalogda motor seçmek yerine bazı önemli noktaları kontrol etmesinde fayda vardır.

Son yıllarda geliştirilen yüksek verimli motorların maliyetleri standart motorlara göre %15-25 daha pahalı olmakla birlikte, çoğu zaman işletme maliyetlerinin düşük olmaları nedeni ile bu fark kısa bir sürede geri kazanılır. Bu motorların sargılarında kullanılan bakır iletkenin kesitinin artırılması ile primer I^2R kayıpları düşürülebilir. Demir göbek kayıpları akı yoğunluğunun azalmasıyla, genellikle stator göbeğinin boynunun artırılması ile sınırlanabilir. Bunun yanında bu kayıplar levha kalınlığının azalması ve kaliteli alaşım kullanılarak da azaltılabilir. Ayrıca yüksek verimli motorlarda azalan kayıplar nedeniyle, açığa çıkan ısının dışarıya verilmesi ihtiyacı azalır.

Basınçlı Sava Sistemleri

Endüstriyel tesislerde kullanımı yönünden çok değerli, olmazsa olmaz kaynaklardan biri olan "basınçlı hava" bu tesislerin en çok para ödedikleri işlemlerden bir tanesini oluşturmaktadır. Kompresörler birçok sanayi tesisinde en çok enerji harcayan ekipmanların başında gelmektedir. Kompresörler, kurutucular ve diğer destek ekipmanlarının bir yıllık çalışma maliyetleri toplam yıllık ödenen elektrik faturasının %70'ini oluşturmaktadır. Basınçlı hava sisteminde olacak bir arıza birçok tesiste üretimin durmasına sebep olmaktadır. Günümüzde kompresör bulunmayan bir fabrika düşünmek oldukça zordur. Üretim sahalarında basınçlı hava; matkap, hava tabancaları ve öğütücüler gibi küçük el aletlerinden akışkan depolanması, işlem tankları ve pnömotik ekipmanlar gibi birçok yerde kullanılmaktadır. Yapılan enerji tasarrufu çalışmalarında, enerji tasarruf potansiyelinin en yüksek olduğu alanlardan birinin basınçlı hava sistemi olduğu görülmüştür. 10 kW ile 10.000 kW arasında üretim kapasitesine sahip kompresör sistemlerindeki yetersiz tesisat ve bakımdan kaynaklanan enerji kaybı, kompresörün harcadığı enerjinin %50'sine varabilir ve basit işletme tedbirleri ile bunun yarısının önlenmesi pratik olarak mümkündür. Bir kompresörü bir sene çalıştırmak için harcanan elektrik enerjisinin maliyeti genelde kompresörün satın alma fiyatını geçer (Şekil 15.4). Bu sistemlerde pratik bazı önlemlerle önemli miktarda enerji ve mali tasarruflar sağlanabilir.



Şekil 15.4: Tipik Bir Kompresörün Ömrü Boyunca Maliyet Dağılımı

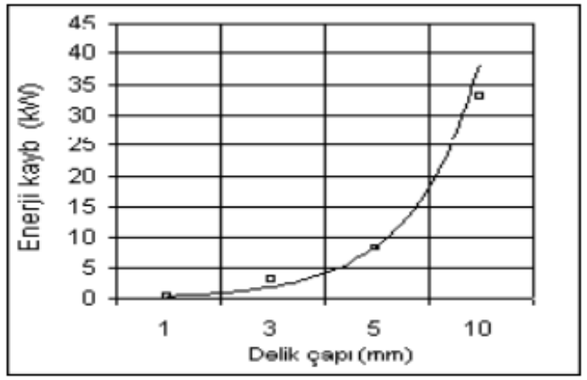
Hava kaçakları, basınçlı hava sisteminde meydana gelen enerji kayıplarının en önde gelen sebebidir. Bir kompresörün hava kaçaklarının oluşturduğu basınç düşümünü önlemesi için daha uzun zaman çalışması gerekmektedir. Çeşitli çalışmaların gösterdiğine göre, üretilen basınçlı havanın yaklaşık %25'i sızıntılar nedeniyle kayıp olmaktadır. Bu kayıpların tamamen önlenmesi pratik değildir ve %10'a indirilmesi kabul edilebilir bir sınır olarak benimsenmektedir. Tablo 15.2'de çalışma basıncına ve delik çapına bağlı olarak hava kaçak miktarları verilmiştir.

Tablo 15.2: Basınçlı Hava Sistemlerinde Hava Kaçak Miktarları (litre/dakika)

Delik Çapı (mm)	Çalışma Basıncı (bar)				
	2	4	6	8	10
0,5	8	12	15	20	25
1,0	30	45	65	85	105
1,5	55	90	125	160	200
2,0	100	170	240	310	380
3,0	225	375	520	675	825
4,0	410	700	980	1250	1500
5,0	640	1050	1500	1870	2300
6,0	900	1520	2120	2750	3350
8,0	1250	2700	3770	4800	5850
10,0	1950	4230	5900	7500	9200

Kaçak hava miktarı hat basıncına, basınçlı havanın kaçak noktasındaki sıcaklığına, kompresör emişindeki hava sıcaklığına ve havanın kaçtığı deliğin çapına bağlıdır. Genelde hava kaçakları, boruların bağlantı yerlerinde, flaşlarda, manşon ve dirseklerde redüksiyonlarda, vana gövdelerinde, filtrelerde, hortumlarda, çek vanalarda, uzatmalarda ve basınçlı havayı kullanan cihazlarda olmaktadır. Sıcaklık değişimleri ve titreşim bağlantılarının gevşemesinin ve böylece de sızıntıların başlıca sebepleridir. Bu nedenle boruların birleşme yerlerini periyodik olarak gözden geçirmek bu konuda yapılacakların başında gelir. Kaçaklar genelde son kullanım yerinde veya basınçlı hava hattının ekipmana bağlandığı yerde olur. Sık sık basınçlı hava girişinin açıp kapandığı bu gibi yerlerde contalar hızla bozulur. Bu nedenle contaların da periyodik olarak bakımının yapılarak eskiyenlerin değiştirilmesi gereklidir. Basınçlı hava kaçaklarını bulmanın birçok metodu vardır. Kullanılan en modern metot, ultrasonik ses detektörü kullanmaktır. Hava kaçaklarının oluşturdukları, insan kulağının duyamayacağı seviyedeki sesleri bir mikrofon vasıtası ile algılayarak, kulağın duyabileceği seviyeye yükselterek çalışan bu cihazlar ile yaklaşık da olsa kaçan havanın miktarını da tahmin etmek mümkündür.

Delik çapı büyüdükçe basınç kayıpları eksponansiyel olarak artmaktadır. Basınçlı hava sisteminde delik çapına bağlı olarak enerji kaybının değişimi Şekil 15.5'te verilmiştir. Bu kayıpların dayandığı veriler şunlardır: vidalı kompresör, motor verimi=0,90, kompresör çıkış basıncı=700 kPa, hat basıncı=650 kPa, kaçan hava sıcaklığı=20°C, atmosfer basıncı=101 kPa, Cd=0,8

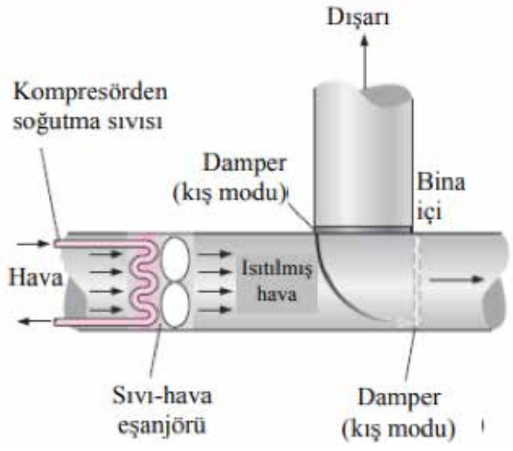


Şekil 15.5: Basınçlı Hava Sisteminde Delik Çapına Bağlı Olarak Enerji Kaybı

Özellikle kış aylarında dış hava sıcaklığı bir fabrika içindeki havanın sıcaklığından düşüktür. Havanın yoğunluğu sıcaklığın düşmesiyle artar ve harcanan daha az enerji ile daha çok hava sıkıştırma imkânı doğar. Prensip olarak soğuk, temiz ve kuru hava girişi daha verimli bir sıkıştırma sağlar. Bu nedenle kompresör kurulumu kuzey ve nem (yağmur) almayan bir alanda yapılmalıdır. Hava girişi ile kompresör arasındaki hattın kısa, düz ve çapının büyük olması basınç düşmelerinin minimuma inmesine katkı sağlayacaktır. Hava girişine yerleştirilen filtreler ile havanın içerisinde bulunan toz ve pislikler temizlenmiş olacaktır. Filtreler sık sık değiştirilmelidir yoksa tıkanarak basınç düşümlerine neden olacaktır. Sıcak ve kuru iklimlerde, evaporatif soğutma yöntemiyle kompresöre giren hava soğutularak kompresör enerji tüketimi azaltılabilir. Kuru ve sıcak havanın üzerine sıvı su püskürtülmesiyle suyun bir kısmı buharlaşır ve buharlaşma için gerekli ısı havadan sağlandığı için havanın sıcaklığı azalır ve nem oranı artar. Hesaplamalara göre yaklaşık her 3°C'lik sıcaklık düşüşünde, enerji kullanımı %1 azalmaktadır.

Isı Geri Kazanım Sistemleri

Endüstriyel tesislerde birçok uygulama sonucunda atık ısı meydana gelir ve bu atık ısının atmosfere atılmadan önce işletmede farklı faydalı amaçlar için kullanılması ile önemli miktarlarda enerji ve para tasarrufu sağlanabilir. Bir örnek vermek gerekirse, elektrik tüketimini azaltmak için, kompresörler bazen doğrudan hava ile bazen de su, yağ gibi bir sıvının etrafından dolaştırılmasıyla soğutulurlar. Su veya yağ tarafından kompresörden alınan ısı bir sıvı-hava ısı değiştiricisi ile atmosfere atılır. Atılan bu ısı miktarı kompresörde harcanan işin %60'ı ile %90'ı arasında değişir. Bu atık ısı, kış aylarında ortamın ısıtılması, kazanda hava veya suyun ön ısıtılması veya işletmede diğer faydalı bir amaç için kullanılabilir. Örneğin 110 kW gücünde bir kompresörün gücünün %60'ının atık ısı olarak atıldığı varsayılırsa 66 kW'lık bir ısıtıcının vereceği bir ısı faydalı amaçlar için kullanılabilir. Şekil 15.6'da kompresörden alınan ısının ortam ısıtılması için nasıl kullanılabileceği gösterilmiştir.



Şekil 15.6: Bir Kompresörden Alınan Atık Isının Ortam Isıtılmasında Kullanımı (Damper havayı kışın içeriye yazın dışarıya gönderir.)

Bir kompresörde sıkıştırılan hava, kompresörü oldukça yüksek bir sıcaklıkta terk eder. Örneğin 700 kPa bir basınca adyabatik olarak sıkıştırıldığında sıcaklık 250°C'ye ulaşabilir. Yüksek sıcaklıktaki bu hava işletmede kullanıldıktan sonra atmosfere ortama göre oldukça yüksek bir sıcaklıkta atılıyor olabilir. Bu durumda sıcak havanın ısısının bir ısı eşanjöründen geçirilerek hava veya suyun ısıtılması ve bu ısıtılan akışkanın ortam ısıtılması veya başka bir faydalı amaç için kullanılması mümkündür.

Bu metodun uygulanması için ısı eşanjörünün çıkışına bir hava kanalının yerleştirilmesi ve bina içine yönlendirilmesi gerekir. Bunun maliyeti düşüktür. Piyasada birleşik kompresör/ısı kazanım sistemi beraber bir sistem olarak hem hava soğutmalı (50 hp'den büyük) ve su soğutmalı (125 hp'den büyük) modeller için bulunmaktadır. Kazanlarda çıkan egzoz gazlarının sıcaklığı genelde 150°C'nin üstündedir ve bir ısı geri kazanım sistemiyle egzoz gazlarının sahip olduğu ısının bir bölümü faydalı amaçlar için kullanılabilir.

Kazanlar

Çoğu endüstriyel tesiste enerjinin önemli miktardaki bölümünü kazanlar tüketmektedir. Bu nedenle kazanların çalışması optimize edilerek önemli miktarda enerji tasarrufu sağlanabilir. Bu sistemlerde yapılacak küçük iyileştirmelerin enerji tüketim ve enerji maliyetlerindeki azalmada önemli yansımaları olabilir. Sabit bir kazan ısı çıkış oranı için, yanma veriminde olacak her %1'lik bir artış, %1'lik bir yakıt tasarrufu demektir. Dikkate değer miktarda bir enerji ve para tasarrufu hava-yakıt karışım oranını optimize ederek ve dolayısıyla kazan verimini artırarak sağlanabilir. Baca gazının bileşimi ve sıcaklığı, kazan veriminin tespitinde kullanılan göstergelerdir. Gaz analizörlerinin birçoğu doğrudan kazan verimini göstermekle beraber baca gazlarının bileşim oranını ve yanma sıcaklığını da gösterir. Bütün kazanlar kurulum aşamalarında belirli bir yanma (set-up) verimine sahiptir. Ama belirli bir süre sonra yanma verimleri hesaplandığında, bu değerin set-up verimlerinden düşük olduğu görülecektir. Bunun nedeni kayıplardır ve bu kayıplar azaltılarak tasarruf imkanları sağlanabilir. Kazanlarda baca gazı kaybı tek kayıp değildir. Kazan yüzeylerinden de ısı kayıpları vardır (Tablo 15.3). Kazanın dış yüzey sıcaklığını ölçerek yüzey kayıpları hesaplanabilir.

Tablo 15.3: Fuel-Oil Kazanlarında Yüzey Kayıpları

Kapasite (t/h)	Tam Yükte Kayıp (%)
1	1,9
2	1,5
4	1,1
8	0,7
10	0,6
15	0,5
20	0,3

Kazan verimini artırmak için hava-yakıt karışım oranını optimize etmek, baca gazı kayıplarını ve yüzeyden konveksiyon ve radyasyon ile kaybedilen ısıyı azaltmak gerekir. Kazanın işletilmesi sırasında kazan suyundaki safsızlıkların oranı artar. Buhar oluşumundan sonra kazanda oluşan partiküllerin buhar kalitesini bozmaması için belirli aralıklarla kazandan uzaklaştırılması gerekir. Bu işleme blöf denir. Ayrıca, blöfün zamanında yapılması ile kazan yüzeyinde ısı transferini olumsuz etkileyen kirlilikler temizlenmiş olur. Blöf miktarının optimize edilmesi ve blöf periyotlarının gerekenden fazla olmaması yakıt tasarrufu açısından önemlidir. Örneğin 3,5 bar basınçta ve %5 blöf durumunda %1 yakıt kaybı meydana gelirken 14 bar ve %10 blöf durumunda kayıp %3'ü bulur.

Blöf elle veya otomatik olarak yapılabilir. Özellikle büyük kazanlarda blöfün otomatik yapılması gerekir. Kazanlarda optimum blöf miktarının belirlenebilmesi için kazanda izin verilen maksimum blöf sertlik değerinin bilinmesi gerekir. Bu değer için Tablo 15.4'te basınca göre verilen değer kullanılabilir.

Tablo 15.4: Kazanlarda Basınca Göre Blöf Sertlik Değerleri

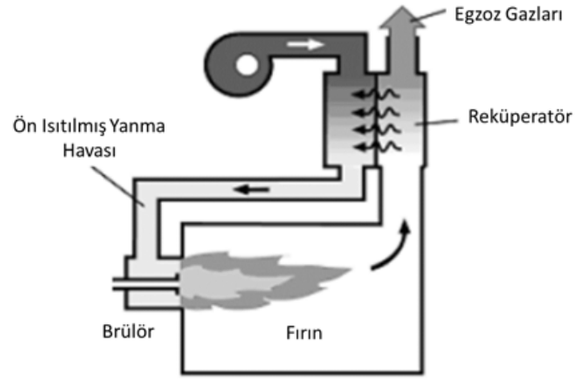
Basınç (bar)	Blöf Sertlik Değeri, TDS (ppm)
0-20	3500
21-30	3000
31-40	2500
41-50	2000
51-60	1500
61-100	1000
101-133	750
134 ve yukarı	500

Kazanlarda otomatik blöf işlemi yapılıyorsa blöf enerjisinin bir flaş tankı (ısı geri kazanım sistemi) ile değerlendirilmesi gerekir. Blöfle alınan buhar ve kondensat karışımı flaş tankına girer. Tankta buhar yukarıdan alınırken aşağıdan kondensat toplanır ve dışarıya alınır. Elde edilen flaş buharı ısı geri kazanımı için kullanılır. Bu ısı kazan girişinde havanın ön ısıtılmasında kullanılabileceği gibi işletmede mekân ısıtması, proses ısıtması gibi başka faydalı bir amaç için de kullanılabilir. Blöf işlemi periyodik olduğu için ısıtma gibi durumlarda alternatif bir kaynağın geri kazanım sistemine entegre olması gerekir.

Kazanlarda hava-yakıt oranının periyodik olarak kontrol edilip modifiye edilmesi verimi artırmanın en kolay yöntemlerinden biridir. Yüksek sıcaklıkta çalışan kazanların çoğu %10 ile %20 arasında bir fazla hava kullanır. Hava miktarının teorik miktardan çok fazla veya az olması verimi düşürür. Hava-yakıt oranı akış debilerinin ölçülmesiyle veya çıkan egzoz gazlarının analizi ile tespit edilebilir.

İşletmelerde oluşan atık ısının değerlendirilebileceği bölgelerden bir tanesi de tesiste bulunan kazanlarda kullanılan yakma havasının ısıtılması olmalıdır. Bu enerjinin kaynağı olarak yüksek sıcaklıkta kazanı terk eden egzoz gazları kullanılır. Bir ısı eşanjörü baca sistemine veya çıkışına yerleştirilerek egzoz gazıyla giriş havası ısıtılır. Yanma havasının her 28°C sıcaklık artışında yanma verimi de yaklaşık olarak %1 oranında artmaktadır. Yapılan bir çalışmada, bir tesiste atmosfere atılan üretim fazlası 14911 kg/saat debideki buharın (350 kPa basınç ve 155°C sıcaklığında), tesisteki fırınların yanma havasının ön ısıtılmasında kullanılması durumunda yıllık 1 milyon doların üstünde enerji tasarrufu sağlanacağı hesap edilmiştir. Bunun uygulanma maliyeti fazla olmadığı için geri ödeme süresi ise sadece bir ay olarak hesaplanmıştır.

Şekil 15.7'de "Reküperator" olarak isimlendirilen ısı eşanjörünün çalışması gösterilmiştir. Tablo 15.5'te havanın ön ısıtılmasıyla sağlanabilecek % yakıt tasarrufları verilmiştir.



Şekil 15.7: Rekuperator Isı Eşanjörünün Çalışması

Tablo 15.5: Havanın Isıtılmasıyla Sağlanabilecek % Yakıt Tasarrufu

% Yakıt Tasarrufu						
Egzoz Sıcaklığı (°C)	Hava Ön Isıtma Sıcaklığı, °C					
	315,5	426,6	537,7	648,8	759,9	871,0
537,7	13	18	-	-	-	-
648,8	14	19	23	-	-	-
759,9	15	20	24	28	-	-
871,0	17	22	26	30	34	-
982,0	18	24	28	33	37	-
1093,0	20	36	31	35	39	43
1204,0	23	29	34	39	43	47
1315,4	26	32	38	43	47	51

Kazana giren yakma havasının atık bir ısı kaynağı ile ısıtılması kazan veriminde artış sağlarken kazanda yakılacak yakıt miktarını sağlanan ısı geri kazanımı oranında azaltacaktır.

Hareket Sensörleri

Endüstriyel tesislerde, soyunma odaları ve depolama sahaları gibi bazı bölgeler üretim esnasında kullanımı çok az olan bölgelerdir. Çoğunlukla bu bölgelerde kimse olmadığı zamanlarda içerideki aydınlatmalar da açık kalmakta ve ciddi miktarda enerji kaybına sebep olunmaktadır. Bu kayıp ya bölgelerden ayrılırken iyi bir kapatma alışkanlığına sahip olmakla ya da bu sahalara harekete duyarlı sensörler yerleştirmekle önlenebilir. Bu tip sensörler genellikle girişlere ve duvar üzerlerine yerleştirilir. Kapı etrafında herhangi bir hareket meydana geldiğinde lambalar otomatik olarak açılacak, kullanıcı tarafından ayarlanan zaman dolduğunda ise lambalar kapanacaktır.

Programlanabilir Termostatlar

Endüstriyel tesislerin çoğunda, üretim sahalarında veya ofislerde iklimlendirme amaçlı ünitelerin üzerinde termostatlar kullanılır. Bu termostatlar genellikle ayarlandıkları değerde kalmakta ve hatta unutulmaktadır. Sonuç olarak, bu üniteler geceleri ve hafta sonları gibi periyotlarda içeride kimse olmamasına rağmen çalışmakta ve önemli miktarda enerji kaybolmaktadır. Bazen akşamları ve hafta sonları ısıtma ve soğutma ünitelerinin kapatılmasıyla bu mekânların konforu önemli miktarda azalmakta ve ertesi gün sabah veya hafta başı insanların çalışma performansı üniteler çalışıp konfor şartları tekrar sağlanıncaya kadar kötü bir biçimde etkilenmektedir. Bu tip problemler bu ünitelere sıcaklığı otomatik olarak düşüren veya yükselten, gerektiğinde sistemi kapatabilen programlanabilir termostatlar eklenerek aşılabilir.

Ekipmanların Çalışmadığı Zamanlarda Kapatılması

Yapılan enerji tasarrufu çalışmalarında tespiti yapılan ve bu esnada göze en çok çarpan noktalardan bir tanesi de enerji tüketen bazı ekipmanların yükte olmadığı zamanlarda da çalıştırıldığıdır. Bu tür ekipmanların mümkünse tam yükte çalıştırılması ve kullanılmadığı zamanlarda kapatılması tesise büyük miktarda tasarruf sağlar. Mesela, vidalı kompresörler, stand-by modunda nominal güçlerinin %85'ine kadar olan bir oranını harcayabilir. Ekipman elle kapatılabileceği gibi zamanlı bir açma kapatma sistemi tavsiye edilmektedir.

Vanalarda Yalıtım Ceketi Kullanılması

Sıcak ve soğuk boru hatları genelde yalıtılırken vanalar ihmal edilmektedir. Sıcak boru hatları üzerindeki vana ve pislik tutucularda oluşan ısı kayıplarını en aza indirmek, soğutma hatlarında ise ısınmayı ve yoğuşmayı önlemek için; yanmaz cam elyaf kumaş veya seramik kumaş arası taş yünü, seramik yünü veya kauçuk izolasyon malzemelerinden imal edilen yalıtım ceketleri kullanılır. Yalıtım ceketi kullanılarak ısıtma uygulamalarında yakıt tasarrufu sağlanırken soğutmada enerji tüketimi azaltılır.

Soğutma Sistemleri

a. Soğutulan bölgelerin sıcaklığı gerekli olan derecenin altında tutulmamalıdır. Bir soğuk deponun sıcaklığını 1°C artırmakla %2-4 enerji tasarrufu sağlanabilir.
b. Soğutma deposunda birden fazla ürün varsa ve ürünlerin sıcaklık ihtiyacı farklı ise her ürün ayrı depoda ve kendi sıcaklık ihtiyacına göre depolanmalıdır. Ürünlerin aynı depoda en düşük sıcaklık ihtiyacı olan ürün sıcaklığında muhafazası enerji tüketimini artıracaktır.
c. Soğutulacak ürün soğutma bölgesine girmeden önce mümkün olan en düşük sıcaklıkta olmalıdır. Eğer mümkünse atmosfer havası veya su ile ön soğutma yapılmalıdır.
d. Soğutma depolarının kapılarının açıldığı süre minimumda tutulmalıdır.
e. Depo çevresinde bulunan izolasyon ve kapı etrafı sızdırmazlık elemanları tamir edilmelidir.
f. Soğutma deposu içinde olan ve ısı yayan aydınlatma, fan ve pompa gibi cihazlar mümkünse depo dışına alınmalı veya bu cihazlar yüksek verimli olanlarla değiştirilmelidir.
g. Buz eritme sisteminin gereğinden uzun süre çalışması engellenmelidir.
h. Fanın soğutma ihtiyacına uygun olduğu kontrol edilmeli ve gereğinden büyük bir kapasitede fan kullanılmamalıdır.
i. Sızıntılar tespit edilip tamir edilmelidir.
j. Havanın kondenser çevresinde rahat hareket etmesi sağlanmalıdır. Kondenser duvara yakın olmamalı ve direkt güneş ışığı almamalıdır.
k. Soğutma deposunda birden fazla ürün varsa ve ürünlerin sıcaklık ihtiyacı farklı ise her ürün ayrı depoda ve kendi sıcaklık ihtiyacına göre depolanmalıdır. Ürünlerin aynı depoda en düşük sıcaklık ihtiyacı olan ürün sıcaklığında muhafazası enerji tüketimini artıracaktır.

Fan Sistemleri

a. Yüksek verimli bir fan seçin.
b. Filtreleri temiz tutarak basınç düşümlerini minimize edin.
c. Kanatları düzenli olarak temizleyin.
d. Kanallardaki gereksiz basınç düşümlerini minimize edin.
e. Fanın bir kontrol sistemi yardımıyla sadece gerektiğinde çalışmasını sağlayın.
f. Birden fazla fanın olduğu durumda ihtiyaca uygun fanla çalışmak için bir fandan diğerine geçin.

15.5. Bakım Görev Listeleri

Burada bahsi geçen periyodik önleyici bakım programları örnekleri, gerçekleştirilmesi gereken genel enerji sistemleri bakım görevlerini ortaya koymaktadır. Diğer sistemler için de benzer listeler oluşturulabilir ve arzu edilmesi halinde bu listeler otomatik iş emri üreten yazılımlara dahil edilebilir.

Kesintisiz Güç Kaynakları

1. Ortam koşullarının kontrolü
2. Sistemin genel kontrolü
3. Ups servis yazılımı ile programsal kontrollerin yapılması ve raporların alınması
4. Giriş-çıkış (yük) gerilim ve akımları değerlerinin ölçümü
5. Çıkış verilerinin ve yük dağılımının incelenmesi
6. Çıkış frekansı ölçümü
7. Elektronik kartların kontrolü
8. Evirici kontrolü
9. Statik by-pass kontrolü
10. Manuel by-pass kontrolü
11. Dahili elektronik besleme kaynaklarının kontrolü
12. Sıcaklık kontrolü (doğrultucu, evirici, statik switch, trafo)
13. Soğutucu fanların kontrolü
14. Tüm gösterge ve ledlerin kontrolü
15. Akü grubunun görsel kontrolü
16. Akü grubu ara bağlantı kabloları ve grup kutup başları sıkılık kontrolü
17. Akülerin deşarj altında grup/tek olarak gerilim/akım ölçümü ve kontrolü
18. Ups giriş beslemesinin kesilerek yükte test işleminin gerçekleştirilmesi
19. Cihazın genel temizliğinin yapılması

Jeneratör

1. Aylık Bakımlar

a) Motoru Çalıştırmadan Önce:
- Genel olarak gözle kırık, gevşek ve sızıntı kontrolü
- Motor yağı seviye kontrolü ve eksik ise tamamlanması
- Radyatör suyunun kontrolü ve eksik ise tamamlanması
- Radyatör peteklerinin kontrol edilmesi
- Blok ısıtıcının kontrol edilmesi
- Antifiriz ölçümü
- Şarj redresörünün kontrol edilmesi
- Akülerin elektrolit seviyesi ve bome kontrolü
- Yakıt tankı ve hattının sızıntı kontrolü
- Kayışların kontrolü
- Hava filtresi ve indikatör kontrolü, gerekli ise hava ile temizlenmesi
- Göstergelerin kontrolü

b) Motor Çalışırken
- Akülerin yükleme testi
- Marş sistemi kontrolü
- Genel olarak gözle kırık, gevşek ve sızıntı kontrolü
- Motor yağ basıncı kontrolü
- Jeneratör frekans ve gerilim kontrolü
- Alarm devrelerinin test edilmesi

c) Motor Stop Ettikten Sonra:
- Otomatik çalışma kontrolü
- Yakıt seviyesinin kontrolü
- Genel kontrol

2. Yıllık Bakımlar

a) Motoru Çalıştırmadan Önce:
- Genel olarak gözle kırık ve sızıntı kontrolü
- Motor yağı kontrolü
- Radyatör suyu kontrolü, antifiriz ve soğutma suyunun yenilenmesi
- Blok ısıtıcının test edilmesi
- Akülerin yükleme testinin yapılması
- Akülerin elektrolit seviyesi ve bome kontrolü
- Yakıt tankı ve hattının sızıntı kontrolü
- Hava filtresi ve indikatör kontrolü, hava filtresinin yenilenmesi
- Kayışların kontrolü
- Göstergelerin kontrolü
- Gerekirse manyetik hız sensörünün sökülüp temizlenmesi ve yeniden ayarlanması
- Supap, enjektör, supap dondurucuların kontrolü ve gerekirse ayarlarının yapılması
- Jeneratörün arka yatağının özel gresle greslenmesi

b) Motor Çalışırken:
- Marş sistemi kontrolü
- Genel olarak gözle kırık, gevşek ve sızıntı kontrolü
- Motor yağ basıncı kontrolü
- Jeneratör frekans ve gerilim kontrolü
- Alarm devrelerinin test edilmesi
- Jeneratörün yüklenmesi ve motor performans testi

c) Motor Stop Ettikten Sonra:
- Otomatik çalışma kontrolü
- Yakıt seviyesinin kontrolü
- Şarj redresörünün şarj ve şarj akımının kontrolü
- Genel kontrol ve ünitenin temizlenmesi
- Yağın değiştirilmesi
- Yağ ve mazot filtrelerinin değiştirilmesi

Trafo ve Yüksek Gerilim Hücreleri

1. Güç Trafoları
   a) Fiziksel ve mekanik durumun incelenmesi
   b) Transformatör odası koşullarının kontrol edilmesi
   c) Sıcaklık termistörlerinin ve termistör rölesinin kesici açtırılarak test edilmesi
   d) Soğutma fanlarının, fan kumanda sisteminin kontrol edilmesi
   e) Topraklama devamlılığının fiziksel kontrolü
   f) Zati korumaların fonksiyon testlerinin yapılması
   g) Trafo izolasyon testi
   h) Trafo sargı direnci testi
   i) Trafo çevirme oranı testi
   j) Kontak geçiş direnci testi
   k) Trafo ve trafo odasının temizliğinin yapılması
   l) Trafo primer ve sekonder bağlantı noktalarının sıkılık kontrolü
   m) Trafo odası aydınlatma sisteminin kontrolü
   n) Trafo odası havalandırma sisteminin kontrolü
   o) Uygun sıcaklık koşularının sağlandığının kontrolü
   p) Yağlı tip trafolarda yağ seviyesinin kontrolü
   q) Yağlı tip trafolarda yağ delinme gerilimi testi
   r) Yağlı tip trafolarda yağ rutubet testi
   s) Yağlı tip trafolarda yağ kayıp faktör testi
   t) Yağlı tip trafolarda yağ asidite testi
   u) Yağlı tip trafolarda silikajel tozlarının kontrolü ve değişimi
   v) Yağlı tip trafolarda genleşme tankının kontrolü
   w) Yağlı tip trafolarda bucholz rölesi fonksiyon testlerinin yapılması, alarm testleri
   x) Yağlı tip trafolarda contaların kontrolü ve gerekli ise değişimi
2. Yüksek Gerilim Kesicileri
   a) Kesici mekanizmasının temizliği ve yağlanması
   b) Kesicinin fiziksel kontrolünün yapılması
   c) Çekmeceli kesicilerde parmak kontakların özel kontak yağı ile yağlanması
   d) Yardımcı besleme gerilim değerinin kontrolü
   e) Sabit ve hareketli kontakların kontrolü
   f) Açma ve kapama bobin ve yay kurma motorunun çalışırlığının kontrolü
   g) Kesici kompartmanının temizlenmesi
   h) Epoksi kaplamanın görsel kontrolü
   i) Bağlantı noktalarının sıkılık kontrolü
   j) Kontak geçiş direncinin ölçümünün yapılması
   k) Kesici açma ve kapama testlerinin yapılması
   l) Topraklama bağlantılarının kontrolü

3. Yüksek Gerilim Hücreleri
   a) Hücrelerin kesici kompartmanlarının temizliği
   b) Topraklama hatlarının ve bağlantılarının kontrolü
   c) İndikatörlerin ve ölçüm cihazlarının kontrolü
   d) Varsa hücre ısıtıcı fonksiyonlarının kontrolü
   e) Hücrelerin topraklama ayırıcılarının kontrolü ve fonksiyon testleri
   f) Hareketli noktaların ve kolların yağlanması
   g) YG kablolarının ve kablo başlıklarının temizliği ve sıkılık kontrolü
   h) Hücrelerin mekanik ve elektriksel kilitleme kontrolleri
   i) Ana bara ve hücre içi bağlantılarının tork anahtarı ile kontrolü
   j) Busbar destek izolatörlerinin kontrolü
   k) Çekmeceli hücrelerin shutter kapaklarının kontrolü ve gerekirse yağlanması
   l) Patlama kapaklarının sağlamlığının kontrolü
   m) Kesici arabasının kontrolü
4. Yüksek Gerilim Akım-Gerilim Trafoları ve Yüksek Gerilim Sigortaları
   a) Trafo epoksi kontrolü
   b) Primer ve sekonder bağlantı noktalarının kontrolü
   c) Sigorta dirençlerinin kontrolü
   d) Sigorta mekanik açma devresi kontrolü

Chiller Soğutma Üniteleri

1. Genel kontrollerin yapılması
2. Kompresör titreşim kontrolleri
3. Elektrik güç ve kumanda panolarının kontrolü
4. Elektrik kablo bağlantılarının sıkılık kontrolü ve termal ile görüntüleme
5. Kontaktör ve rölelerin kontrolü
6. Elektronik kart ve soket bağlantılarının kontrolleri
7. Var ise sürücü ve parametre ayarlarının kontrolü
8. Karter ısıtıcılarının kontrolü
9. Yağ seviyesinin kontrolü
10. Emniyet ekipmanlarının kontrolü
11. Flow switch, alçak ve yüksek basınç ayarlarının kontrolü
12. Chiller çalışma modunda iken güç değerlerinin kontrolü
13. Gaz kaçağı kontrolü
14. Gaz basıncının kontrolü
15. Yağlama basıncının kontrolü
16. Superheat ve subcool kontrolleri
17. Soğutma set parametrelerinin kontrolü
18. Set değerlerine uygun şekilde sistemin devreden çıkıp tekrar girdiğinin kontrolü
19. Serpantin lamellerinde korozyon ve bozulma olup olmadığının kontrolü
20. Serpantin yüzeylerinin kontrolü ve temizliği

21. Fan gruplarının bağlantı noktalarının sıkılık kontrolü
22. Fan gruplarının titreşim kontrolü
23. Fanların aktif durumda akım ve gerilim değerlerinin kontrolü

Kazan Brülör

1. Kazan
   a) Kazan dairesi genel durumunun kontrolü
   b) Su bağlantı noktalarının sızdırmazlık kontrolü
   c) Kazan kapısı fitilleri sızdırmazlık kontrolü
   d) Kazan duman kanalarının ve cehennemlik kontrolü
   e) Bacanın temizlik ve çekiş kontrolü
   f) Kazan emniyet ventili basınç tertibatının kontrolü
   g) Genleşme tankı basıncının kontrolü
   h) Kazan kapısı fitilleri sızdırmazlık kontrolü
   i) Kontrol panelinin parametre ayarlarında çalışıp çalışmadığının kontrolü
   j) Kazan kontrol paneli fonksiyonlarının kontrolü
   k) Kazan su sertliği ölçümü ve kontrolü
   l) Kazan emniyet ventil çıkışının kontrolü
   m) Kazan giriş ve çıkış tesisatı hat basıncı değerlerinin kontrolü
   n) Kazan bacalarının yılda iki kez yetkili firmaya temizletilmesi
   o) Basınçlı kaplar periyodik muayenesinin yılda bir kere yetkili firma tarafından uygulanması
2. Brülör
   a) İşletme ve emniyet elemanlarının kontrolü
   b) Genel temizlik yapılaması (toz ve filtre temizlikleri)
   c) Ateşleme elektrot konumlarının kontrolü ve temizliği
   d) Alev dedektörü veya iyonizasyon konumu kontrolü ve temizliği
   e) Brülör fanı, motor ve hava prosestadının temizliği
   f) Fan klapesi ve servo motor kontrolü ve ayarsızlık durumunun kontrolü
   g) Giriş doğalgaz vanası ve doğalgaz oransal vanaların kontrolü
   h) Turbülatör başlığı kontrolü ve temizliği
   i) Elektrik bağlantıları ve kumanda panosunun kontrolü ve temizliği
   j) Baca gazı analiz cihazı ile yanma kontrolü ve O_2, CO_2 ve PPM ayarlarının yapılması
   k) Baca gazı analiz sonuçlarının çıktı alınarak servis raporu ile birlikte kayıt altına alınması

Motor ve Pompa

1. Motor fiziksel durumunun kontrolü
2. Motor sızdırmazlık kontrolü
3. Motor güç bağlantı kablolarının sökülerek bağlantı kutusundan sargı izolasyon dirençlerinin ölçülmesi
4. Motor bağlantı kutusu temizliğinin yapılması
5. Motor kapaklarının sökülerek soğutucu fan ve iç yüzeylerinin temizliğinin yapılması
6. Motor tam yükte akım ve gerilim değerlerinin ölçülmesi
7. Etiket değerleri ile ölçüm değerlerinin karşılaştırarak değerlendirilmesi
8. Motor aktif durumda ses kontrolü
9. Motor vibrasyon testleri
10. Motor dış gövde üzerinden sıcaklık değerlerinin kontrolü
11. Motor rulmanlarının ve rulman yataklarının kontrolü
12. Motor bağlantı noktalarının sıkılık kontrolü
13. Var ise kaplin kontrolü ve lastik takozların aşınma kontrolleri
14. Var ise kayış kasnak grubunun kontrolü (gerekli ise kayış değişimi)
15. Pompa giriş ve çıkış vanalarının kontrolü
16. Var ise çekvalf işlevsellik kontrolü
17. Motor güç ve kumanda panolarının kontrolü
18. Güç ve kumanda kabloları sıkılık kontrolü
19. Motor koruma rölelerinin fonksiyonel testleri

Havalandırma ve Klima Santralleri

1. Santral kapı kolları ve menteşelerin işlevsellik kontrolü
2. Kapı ve kapakların sızdırmazlık kontrolü
3. Genel ses ve titreşim kontrolü
4. Fan kanatlarının deformasyon kontrolü
5. Fan yatağının kontrolü
6. Rulman ve rulman yatağı kontrolü ve yağlanması
7. Fan bağlantı noktalarının sıkılık kontrolü
8. Fan kayış kasnak grubunun kontrolü
9. Fan kayışları tahribatının kontrolü
10. Kayış-kasnak reglaj ayarının yapılması
11. Isıtma ve soğutma serpantinleri korozyon ve sızıntı kontrolü
12. Karışım tamburu kontrolü
13. Isıtma ve soğutma serpantin yüzeylerinin temizliği
14. Yoğuşma tavasının ve giderinin kontrolü
15. Damperlerin açma-kapama testleri
16. Kaset tipi filtrelerin değişimi
17. Torba tipi filtrelerin değişimi
18. Elektrik güç ve kumanda panolarının kontrolü
19. Elektrik güç ve kumanda kablolarının sıkılık kontrolü
20. Tam yükte gerilim ve akım değerlerinin ölçülmesi
21. Etiket bilgileri ile ölçüm verilerinin karşılaştırılarak değerlendirilmesi
22. Ölçüm sensörlerinin kontrolü
23. Giriş ve çıkış su tesisatları vanalarının kontrolü
24. İç kabinlerin, filtre haznelerinin genel temizliği

Fancoil

1. Fancoil fiziksel durumunun kontrolü
2. Filtrelerin kontrolü (yıkanması veya değişimi)
3. Serpantin yüzeylerinin kontrolü ve temizliği
4. Yoğuşma tavalarının kontrolü ve temizliği
5. Fan yataklarının ve fan devrinin kontrolü
6. Fanın çalışması esnasında titreşim ve gürültü kontrolü
7. Su tesisatları girişi pislik tutucularının temizliği
8. Su tesisatları oransal vanaların fonksiyonel kontrolleri
9. Termostat fonksiyonel testleri
10. Termostat üzerinden girilen set değerlerine uygun olarak devreye girip çıktığının kontrolü
11. Giriş ve çıkış vanalarının kontrolü
12. Flexible bağlantı hortumlarının sızdırmazlık ve korozyon tespiti
13. Elektrik devreleri bağlantı noktalarının sıkılık kontrolü
14. Yoğuşma tavası anti bakteriyel lejyonella kontrolü ve uygulaması

Elektrik Panoları

1. Pano odası ortam koşullarının kontrolü (sıcaklık, nem, toz)
2. Pano odası ve pano içi aydınlatmaların kontrolü
3. Pano kapakları menteşeleri ve kapak kilit mekanizmalarının kontrolü
4. Pano kapağına topraklama hattının bağlı olup olmadığının kontrolü
5. Pano çalışma alanında yalıtkan izole halının kontrolü
6. Pano içi göz ile genel kontrolü
7. Olağan dışı ses, titreşim ve renk değişimi olup olmadığının kontrolü
8. Pano giriş klemenslerinin kontrolü
9. Tüm elektriksel güç ve kumanda bağlantılarının sıkılık kontrolü
10. Sinyal lambalarının fonksiyonel testleri
11. Anahtar ve butonların fonksiyonel testleri
12. Giriş şalteri çalışma limit değerlerinin ayar aralığı kontrolü
13. Sigorta gruplarının kontrolü
14. Kontaktör ve rölelerin kontrolü
15. Enerji analizörünün kontrolü
16. Elektronik devre elemanlarının kontrolü
17. Akım trafoları ve akım trafosu çevirme oranı parametrelerinin kontrolü
18. Pano topraklama bağlantılarının uygun şekilde yapıldığının kontrolü
19. Giriş ve çıkış voltaj değerlerinin ölçülmesi
20. Giriş ve çıkış akımlarının ölçülmesi
21. Kondansatör gruplarının görsel kontrolü (şişme, delinme ve görsel olarak kusurlu durumların tespiti)
22. Kondansatör gruplarının yükte akım değerlerinin ölçülmesi
23. Kondansatör etiket bilgileri ile ölçüm değerleri karşılaştırılarak uygun olmayan kondansatörlerin değişiminin yapılması
24. Reaktif güç kontrol rölesi fonksiyonel testlerinin yapılması
25. Elektrik aktif, endüktif ve kapasitif değerler kontrol edilerek cezai limitlerin aşılmasının engellenmesi ve kademe ayarlarının düzenlenmesi
26. Artık akım koruma rölesi fonksiyonel testlerinin yapılması
27. Termal kamera ile ölçüm yapılması ve ısı yayılımının kontrol edilmesi
28. Topraklama ölçümünün yapılması

Elektrikli ve Hidrolik Asansörler

1. Kabin içi göstergeler, butonlar, sabitleyiciler ve aydınlatma kontrolü
2. Kabin kapısı ve emniyet cihazları
3. Kat buton yerleri, göstergeler, sesli uyarılar ve kapı önü aydınlatma kontrolü
4. Makine dairesi kapı kilidi, aydınlatma ve güvenlik uyarıları kontrolü
5. Enerji yokken acil durum aydınlatma ve haberleşme kontrolü
6. Makine freni kontrolü
7. Kat seviyeleme doğruluğu kontrolü
8. Asansör kabin kapısı kontrolü
9. Kat kapıları işlevselliğinin kontrolü
10. Elektrik güç ve kontrol panolarının kontrolü
11. Elektrik güç ve kontrol kablo bağlantılarının sıkılık kontrolü
12. Yangın algılama sistemi alarm durumuna geçtiğinde asansörlerin tanımlı kata gelerek kapıları açık bir şekilde bekleme moduna geçtiğinin periyodik olarak testi
13. Yılda bir kere yetkili firma tarafında fenni muayenenin yapılması

Yürüyen Merdivenler ve Bantlar

1. Anahtar ve şalter pozisyonlarının kontrolü
2. Basamak palet giriş kontrolü
3. Trabzan direği zincirleri kontrolü
4. Şekiller, bariyerler ve deflektör kontrolü
5. Tarak plakası kontrolü
6. Varsa display kontrolü
7. Tarak plakası aydınlatmasının kontrolü
8. Basamak palet açıklığı aydınlatmasının kontrolü
9. Giriş izleme radar ve sensörlerinin kontrolü
10. Yön göstergesi kontrolü
11. Stop düğmesi işlevsellik kontrolü
12. Küpeşte kontrolü
13. Küpeşte kayışı giriş kontakları kontrolü
14. Küpeşte kayış senkron çalışma kontrolü
15. Yan alt kaplama kontrolü
16. Etek sacı fırçalarının kontrolü
17. Elektrik güç ve kontrol panolarının kontrolü
18. Acil durdurma butonlarının kontrolü
19. Yılda bir kere yetkili firma tarafında fenni muayenenin yapılması

15.6. Özet

İşletme ve bakım faaliyetleri yatırımların birçok yönden korunması amacını taşımaktadır. Enerji tasarrufu, sağlık, güvenlik, konfor ve iç mekân hava kalitesi gibi konular başarılı bina işletimi ve bakımının ortak konularıdır. Binalarda yaşam standardı ve hizmet kalitesinin, endüstriyel işletmelerde ise üretim kalitesi ve miktarının düşüşüne yol açmadan, birim veya ürün miktarı başına enerji tüketiminin azaltılması amaçlanmaktadır. İş ekipmanlarının çoğu için enerji tüketimine etkisi yüksek ekipmanların çalıştırılmasından kaynaklanan enerji tüketim verileri kolayca elde edilebilmektedir. Bakım ve verimlilik projeleriyle sağlanan performans artışı, hedeflenen bakım uygulamaları yoluyla elde edilmesi durumunda, elde edilecek tasarruflar doğrudan işletme ve bakım performansına atfedilecektir.

Enerji tüketim noktalarını belirlemek, ölçmek ve yönetmek için yapısal bir yaklaşım ile işletme ve bakım metotları ektin bir şekilde uygulanmalıdır. Enerji risklerine dair açıkların anlaşılmasını ve yapının risk altında olduğu alanların tespit edilmesini kolaylaştırır. Davranışsal değişiklikler yaratmak ve maliyet etkin teknik çözümleri sistematik olarak belirlemek ve önceliklendirmek suretiyle enerji tüketimini en aza indirerek üretkenliği artırmaya katkıda bulunur.

Bu bölümde, endüstriyel işletmeler ve binalarda sistemlerin bakım ve işletmesine odaklanılmıştır. Bu yolla iş ekipmanlarının ekonomik ömürlerinin verimli olarak kullanılması, işletme ve bakım uygulamaları ile enerji performans verilerinin iyileştirilmesi, yatırım maliyetlerinde verimlilik sağlanması, istenmeyen duruşların önüne geçilmesi, konforlu ortamların oluşturulması, sağlık ve güvenlik açısında duyarlı olunması hedeflenmektedir.

KAYNAKÇA

[1] Enerji Verimliliği Kanunu (2011), T. C. Resmî Gazete, 26510, 18.04.2007

[2] Enerji Kaynaklarının ve Enerjinin Kullanımında Verimliliğin Artırılmasına Dair Yönetmelik (2007),

[3]T. C. Resmî Gazete, 28097, 27.10.2011

[4] İş Ekipmanlarının Kullanımında Sağlık ve Güvenlik Şartları Yönetmeliği (2013), T. C. Resmî Gazete, 28628, 25.04.2013

[5] Elektrik Tesislerinde Topraklamalar Yönetmeliği (2001), T. C. Resmî Gazete, 24500, 21.08.2001

[6] Elektrik Kuvvetli Akım Tesisleri Yönetmeliği (2000), T. C. Resmî Gazete, 24246, 30.11.2000

[7] Elektrik İç Tesisler Yönetmeliği (2004), T. C. Resmî Gazete, 25494, 16.06.2004

[8] Asansör İşletme, Bakım ve Periyodik Kontrol Yönetmeliği (2015), T. C. Resmî Gazete, 29396, 24.06.2015

[9] Gary Berngard. Energy Systems Maintenance

[10] Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Website, https://enerji.gov.tr

[11] Enerji Verimliği Raporu(2012), Enerji Bakanlığı Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü

[12] Saving Money on compressed air, Website, https://www.air-compressor-guide.com

15. Bölüm Çalışma Soruları

1. İş ekipmanlarına uygun bakım metotları uygulanmadığında aşağıdakilerden hangisi meydana gelebilir?

A. Plansız duruşların oluşması
B. Yüksek enerji tüketimlerinin oluşması
C. Arıza kaynaklı kaza ve yaralanmaların meydana gelmesi
D. Hepsi

2. Bakım planı oluşturulurken hangi bileşen dikkate alınmamalıdır?

A. Üretkenlik
B. İşletme maliyetlerinin kontrolü
C. Konfor ve güvenliğin göz ardı edilmesi
D. Ekipmanların korunması

3. Yapılandırılmış bir bakım planı kapsamında standartların belirlenmesi, bakımda gerçekleştirilecek aşamaların düzenlenmesi, zaman-süreç fonksiyonlarının düzenlenebilmesi için gereken hususlar nelerdir?

A. Çalışma saatlerinin dikkate alınması
B. Onarım gerektiren sistemlerin tanımlanması
C. Ortam koşullarının dikkate alınması
D. Hepsi

4. Bakım programının etkinliği ve enerji verimliliği değerlendirmesi aşağıdakilerden hangisi ile ölçülemez?

A. Enerji yönetim planı
B. Enerji tüketen sistemlerin önleyici bakımı
C. İklimlendirme yönetimi
D. Otomasyon sistemlerinin kullanılmaması

5. İş ekipmanlarının kullanımı ile ilgili sağlık ve güvenlik şartları yönetmeliği aşağıdaki ekipmanlardan hangisine periyodik muayene yapılmasını zorunlu kılmaz?

A. Transformatör
B. Jeneratör
C. Kazan
D. Lamba

Bölüm 16:
Alternatif Enerji Kullanımı

16.1. Giriş

Bir enerji biçimi yerine koyulan diğer enerji olarak tanımlanabilen alternatif enerji, sanayi devriminden bu yana insan toplumunun artan ihtiyaçlarını karşılamak, özellikle fosil yakıtları destekleyen konvansiyonel olmayan enerji kaynakları sınıfı için tanımlanmış bir terimdir. [1] Günümüzün alternatif enerji kaynakları, genellikle fosil yakıtların aksine düşük çevresel etki ile ayırt edilir. Bazen yenilenebilir (tükenmez) kaynaklarla eş anlamlı olarak kabul edilen alternatif enerji, enerji verimliliği, birlikte/birleşik ısı-güç ve yakıt hücreleri gibi yüksek verimli veya sıfır emisyonlu dönüşüm teknolojilerini içeren daha geniş bir kaynak ve enerji dönüştürme teknolojileri sınıfıdır. Bununla birlikte, nükleer enerji bir fosil yakıt kullansa da bazen ihmal edilebilir sera gazı emisyonları nedeniyle temiz enerji olarak sınıflandırılır. Ancak, nükleer atık depolama ve bertarafı ile ilgili sorunlar çevreye zarar verebilmektedir.

Yenilenebilir enerji (YE), güneş, rüzgar, su, gel-git ve jeotermal ısı gibi doğal, tükenmeyen veya hızla yenilenen kaynaklardan elde edilen enerjidir (Tablo 16.1).

Tablo 16.1: Enerji Kaynakları, Teknolojiler, Ölçek ve Ticari Durum [1]

Enerji Kaynağı	Öne Çıkan Teknoloji	Ölçek	Durum	Yorumlar
Güneş	Pasif Güneş	Dağıtılmış/ Dağıtık tip	Tamamen Ticari	En uygun maliyetli. Yeşil bina tasarımı ve programlarında belirgin bir biçimde öne çıkar.
	Güneş Termal	Dağıtılmış/ Dağıtık tip	Tamamen Ticari	Teknolojiler, en yaygın olarak düşük sıcaklık uygulamaları için kullanılan çalışma sıcaklığına göre değişir.
	Güneş Termal-Elektrik (parabolik oluk, çanak)	Endüstriyel, büyük ölçekli bina ve santral	Tamamen Ticari	Direkt güneş ışınım miktarının ve güneşlenme süresinin yüksek olduğu yerlerde elektrik ve endüstriyel buhar üretimi için avantajlıdır.
	Güneş Termal-Elektrik (merkezi alıcı)	Santral tipi	Ticari	Termal depolama kapasitesi olarak yüksek kapasite faktörleri sağlar.
	Fotovoltaik (PV)	Dağıtılmış/ Dağıtık tip*	Tamamen Ticari	Montajı ve kurulumu kolay, düşük bakım, artan uygulama ile azalan maliyetler.
Rüzgar	Yatay Eksenli Rüzgar Türbini	Santral tipi	Tamamen Ticari	Yığınsal yenilenebilir enerjiler için en üstün teknoloji, eğilim daha büyük dönme çapına sahip türbinlere doğru.
	Dikey Eksenli Rüzgar Türbini	Dağıtılmış/ Dağıtık tip*	Ticari	Yatay eksenliye göre çok daha az kullanım.
Biyokütle	Birleşik Isı/Güç	Santral tipi/ Sanayi	Tamamen Ticari	Orman ürünleri endüstrisinde çoğunlukla birlikte/birleşik ısı ve güç sistemlerinin yakıtıdır.
Depolama - Çeşitli Teknolojiler		Santral tipi ve Dağıtılmış/ Dağıtık tip	Ticari Ar-Ge	Kesintili üretim yapan yenilenebilir enerji kaynaklarına entegrasyonları oldukça uygundur.

** Bu teknolojiler küçük ölçeklidir ancak santral tipi ölçeğine yükseltilebilir.*

Gel-git (kütlesel çekim kuvvetleri nedeniyle) ve jeotermal enerji (dünyanın iç sıcaklığından kaynaklanan) istisnaları dışında, tüm enerji kaynakları güneş temellidir. Güneş enerjisi, radyasyon yoluyla dünyaya ulaşır ve güncel teknolojilerle kolayca ısı veya elektrik enerjisine dönüştürülebilir. Rüzgar enerjisi teknolojileri, güneş radyasyonunun neden olduğu hava hareketinin kinetik enerjisini kullanır. Biyokütle süreçleri, fotosentez süreci boyunca organik maddede kimyasal bağlar olarak güneş radyasyonundan gelen enerjiyi depolar ve daha sonra besin zincirinden geçirilebilir veya çeşitli dönüşüm süreçleri yoluyla ısıl, kinetik ve elektrik enerjisine dönüştürülebilir.

2012'de yapılan Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli'nde (IPCC) küresel yenilenebilir enerji hakkında yapılan değerlendirmeye göre yenilenebilir enerji için teknik potansiyelin, yüzyılın sonuna kadar toplumun toplam tahmini enerji ihtiyaçlarını fazlasıyla karşılayabileceği ortaya konmuştur. YE geliştirme potansiyeline ilişkin temel tahminler birçok parametreye göre değişir ve YE'nin enerji dağıtım sistemleri, enerji depolama, arazi kullanım planlaması ve diğer teknik faktörlerle karmaşık etkileşimleri, enerji verimliliğinde önemli gelişmelerin yanı sıra, YE'nin bir geçiş sürecinin olduğunu göstermektedir ve gelecekteki enerji ihtiyaçlarını ve uzun vadeli iklim hedeflerini sürdürülebilir bir şekilde karşılamak için yenilenebilir enerji kaynakları gerekli olacaktır. Türkiye'nin bulunduğu coğrafi konum gereği güneş enerjisinden yararlanma potansiyeli oldukça yüksektir. Bu nedenle Türkiye'de kurulacak güneş tarlalarından alınacak verim oldukça yüksek olacaktır. Ülkemiz karasal rüzgar enerjisi potansiyeli bakımından özellikle Ege, Marmara ve Doğu Akdeniz bölgeleri başta olmak üzere oldukça zengindir. Ülkemiz, ayrıca jeotermal, biyokütle ve hidroelektrik enerji potansiyeli bakımından da oldukça zengindir. Düşen maliyetler ve iklim hedefleri nedeniyle, önümüzdeki yıllarda yenilenebilir enerji üretimindeki artış trendinin devam etmesi muhtemeldir. Yenilenebilir enerji üretimi, ekonomik ve teknik entegrasyon faktörleriyle sınırlı olabilir, ancak kaynak mevcudiyeti ile sınırlandırılamaz.

Binalarda/işletmelerde enerji verimliliği çalışmaları ile enerji tüketimlerinin azaltılması, gerekli enerji ihtiyacının ise yenilenebilir enerji kaynakları ve yerinde üretim teknolojileri yardımıyla üretilmesi gerekmektedir. Bu sayede binaların/işletmelerin enerji ihtiyaçlarının önemli bir kısmı yenilenebilir enerji kaynakları kullanılarak yerinde üretilebilecek ve iletim, dağıtım ve çevrim kayıpları asgari düzeye indirilebilecektir. Özellikle güneş enerjisinde olmak üzere yenilenebilir enerji alanında yüksek bir potansiyele sahip olan Türkiye'nin yenilenebilir enerji kaynaklarından azami ölçüde faydalanması ve yerinde üretim teknolojileri kullanımını yaygınlaştırarak teknik kayıpları asgari düzeye çekmesi gerekmektedir. Bina/yapı enerji projeleri için yol gösterici bir tasarım ilkesi önce enerji verimliliğinin sağlanması, sonrasında yenilenebilir enerji yatırımlarının yapılması şeklindedir. Maliyet etkin enerji verimliliği önlemleri, genellikle enerji hizmetleri sağlamaya yönelik en düşük maliyetli alternatiftir. Enerji verimliliği önlemleri projeye dahil edildikten sonra yenilenebilir enerji kullanımına ilişkin kararlar alınabilir. Bu ilkenin kullanılması, bina kabuğu ve enerji tüketen sistem verimini optimum hale getirdiği için yenilenebilir enerji kurulumlarının toplam maliyetini düşürmeye yardımcı olur.

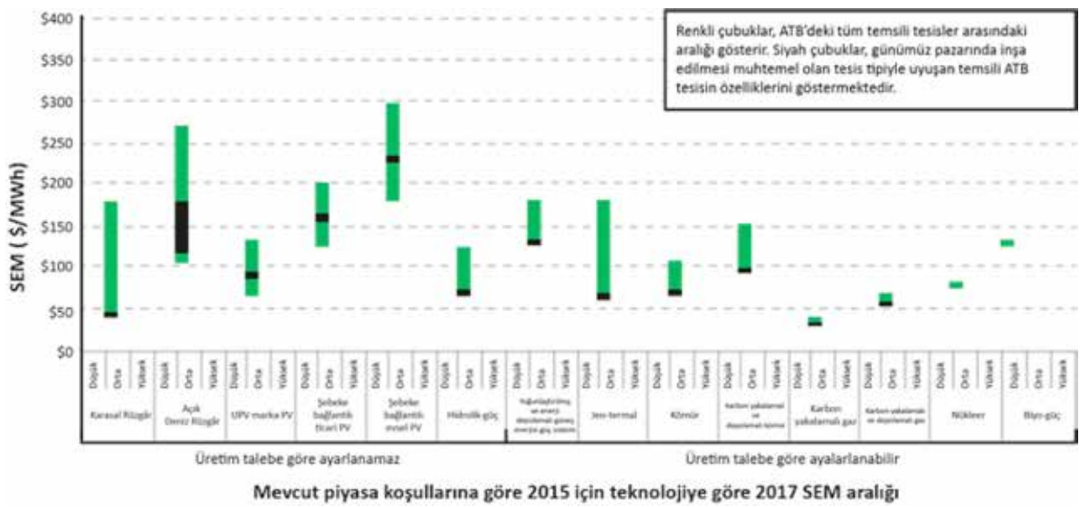
2022 yılı Kasım ayı sonu itibarıyla ülkemiz kurulu gücü 103.541 MW'a ulaşmıştır. Kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı; %30,5'i hidrolik enerji, %24,4'ü doğal gaz, %21,1'i kömür, %11,0'ı rüzgâr, %9,0'ı güneş, %1,6'sı jeotermal ve %2,4'ü ise diğer kaynaklar şeklindedir.

16.1.1. Teknoloji Maliyetleri

Yenilenebilir enerji teknolojilerindeki gelişmeler bu sistemlerin ilk yatırım maliyetlerinde de bir azalmaya neden olmuştur. 2023 yılı başı itibariyle karasal rüzgar enerjisinde ilk yatırım maliyeti 1.600 $/kW iken deniz üstü rüzgar uygulamalarında ilk yatırım maliyeti 6.500 $/kW dolaylarındadır. Güneş fotovoltaik sistemlerin ilk yatırım maliyetleri 860 $/kW, hidroelektriğin 2.750 $/kW ve jeotermalin 2.800 $/kW dolaylarındadır. Emisyonların kontrol edilebildiği bir kömür yakıtlı termik santralde ilk yatırım maliyetleri 3.750 $/kW iken kombine çevrim santrallerinde ilk yatırım maliyeti 1.000 $/kW dolaylarındadır. Bazı durumlarda ve seçeneklerde yenilenebilir enerji santralleri ilk yatırım maliyetleri açısından fosil yakıtlı santral tiplerine göre daha pahalı olabilmektedir. Bununla birlikte, yenilenebilir enerji santrallerinin işletme ve bakım maliyetleri çok daha düşüktür. Dolayısıyla ilk yatırım maliyetleriyle işletme, bakım, yakıt, sıkılaşan çevre düzenlemelerine uyum ve buna benzer diğer maliyetleri aynı düzlemde değerlendirecek ve santral için yük faktörü, arazi maliyetleri ve emreamadelik gibi diğer faktörleri de dikkate alacak şekilde teknolojileri karşılaştırmaya hizmet eden başka bir tanım gerekmektedir. Seviyelendirilmiş enerji maliyeti (SEM), kaynakları farklı ilk yatırım maliyetleri, yakıt maliyetleri, yaşam döngüleri ve proje boyutlarıyla karşılaştırmanın uygun bir yoludur. Basitleştirilmiş terimlerle, SEM Eş.16.1'de belirtildiği gibi hesaplanabilir. [1]

$$SEM = \left[\sum_{t=1}^{n} (I_t + M_t + F_t) / (1+r)^t \right] / \left[\sum_{t=1}^{n} (E_t) / (1+r)^t i \right] \qquad (16.1)$$

Burada; I_t finansman dahil t yılındaki yatırım harcamalarını, M_t t yılındaki işletme ve bakım giderlerini, F_t t yılındaki yakıt harcamalarını, E_t t yılındaki elektrik üretimini, r faiz oranını ve n ise sistemin ömrünü (yıl) göstermektedir. Çeşitli elektrik üretim kaynakları için SEM'nin bir karşılaştırması Şekil 16.1'de gösterilmektedir. Hem şebeke ölçeğinde rüzgar enerjisi hem de güneş fotovoltaik enerjisi maliyetleri 2009'dan beri düşmüştür ve önümüzdeki yıllarda daha da düşmesi muhtemel görünmektedir.



Şekil 16.1: Çeşitli Elektrik Üretim Teknolojileri İçin Seviyelendirilmiş Enerji Maliyeti [1]

Yenilenebilir enerji kaynakları doğaları gereği kesintili çalışmaya uygundur. Bu kesintili çalışma santral yük faktörlerinin konvansiyonel santrallere göre oldukça düşük olmasına sebep olmaktadır. Kömürlü bir elektrik üretim tesisinde yük faktörü %75 dolaylarında iken rüzgarda bu oran %27, güneşte %25 ve hidroelektrikte %38 dolaylarındadır. Kesintili çalışmaları nedeni ile enerji depolama sistemleri ön plana çıkmaktadır. Ancak, bu durumda artan ilk yatırım ve işletme maliyetleri de dikkate alınmalıdır. Yenilenebilir enerji teknolojileri, düşük yakıt ve işletme maliyetleri nedeniyle yaşam döngüsü maliyeti açısından cazip olabilirken bu teknolojilerde ilk yatırım maliyeti genellikle daha yüksektir. Çoğu özel firmanın yatırım eğilimi genellikle 5 yıldan az geri ödeme süresi olan projeleri finanse etme yönünde olmasına rağmen, devlet tarafından sağlanan yenilenebilir enerji teşviklerinden de faydalanarak, enerji maliyetini düşürme ve kurumsal karbon ayak izini azaltma hedefleri doğrultusunda yenilenebilir enerji yatırımlarına ilgi artarak devam etmektedir. Bu nedenlerle, yenilenebilir enerji yatırım kararında daha uzun geri ödeme süreleri kabul edilebilir hale gelmiştir. Enerji sektörü özelinde düşünüldüğünde, yenilenebilir enerji potansiyelinin yeterince değerlendirilememesinin yol açtığı fırsat maliyetleri vardır ve bu maliyetlerin ulusal düzeyde makro ekonomik yansımaları söz konusudur. Yenilenebilir enerji yerine fosil yakıtlar kullanıldığında birincil enerji kaynaklarında büyük oranda dış bağımlı olan ülkemizin ithalatı artmakta ve bu da dış ticaret dengesini olumsuz yönde etkilemektedir. Diğer yandan, sayısallaştırma zorlukları bulunmakla birlikte sera gazı salımında rolü bulunan her türden büyük yakma tesisinin bir çevresel maliyeti olduğu bilinmektedir. Kısacası, yenilenebilir enerji santrallerine yönelik potansiyel değerlendirilemediğinde, bir kısmı açık biçimde ölçülebilen ve diğer bir kısmı tam manasıyla sayısallaştırılamayan fırsat maliyetleri ortaya çıkmaktadır.

16.1.2. Karbon Ayak İzi

Küresel iklim değişikliği ve bununla ilgili ne yapılması gerektiği konusu, 21. yüzyılın başlarındaki en önemli uluslararası politika sorularından biri haline gelmiştir. 130 ülkeden 3.500'den fazla uzmandan oluşan Hükümetlerarası İklim Değişikliği Paneli (IPCC), iklim sorunları hakkında dünya çapında bilimsel fikir birliğini belgeleyen birkaç değerlendirme raporu yayımlamıştır. Enerji yöneticilerinin, kararlarının hem yerinde yakıt tüketiminden hem de elektrik üretmek için kullanılan enerji kaynaklarının karışımından salınan karbondioksit (CO_2) ve diğer sera gazlarının (SG) atmosferik emisyon değerlerini nasıl etkilediğini anlamaları da önemlidir.

Tablo 16.2'de sera gazlarına ait küresel ısınma potansiyeli (KIP), CO_2 eşdeğeri olarak gösterilmektedir. Bu karşılaştırma tablosunda CO_2'nin küresel ısınma üzerindeki etkisine 1 değeri verilmiştir. Endüstriyel işlemlerde kullanılan hidroflorokarbonlar (HFC'ler) ve perflorlu bileşikler olan (CF'ler ve kükürt heksaflorür "SF_6") mevcut soğutma sistemlerinde yaygın olarak kullanılmaktadır. Florlu Sera Gazlarına İlişkin Yönetmelik 2022 yılında yürürlüğe girmiş ve özellikle soğutma sistemlerindeki soğutucu akışkanların geri toplanması konusunda teknik personel eğitimleri devam etmektedir. Düzenli depolama, atık su arıtma ve tarımsal işlemlerde metan emisyonları oldukça yaygındır.

Tablo 16.2: Seçili Sera Gazları IPCC AR 5 – 20/100 Yıllık Küresel Isınma Potansiyelleri (KIP) Değerleri [1]

Sera Gazları	GWP_{20}	GWP_{100}
Karbondioksit	1	1
Metan	25	28
Nitröz oksit	298	265
Kükürt heksaflorür	22.800	23.500
CFC-11	4.750	4.660
CFC-12	10.900	10.200
CFC-13	14.400	13.900
CFC-113	6.130	5.820
CFC-114	10.000	8.590
CFC-115	7.370	7.670
HFC-21		148
HFC-22	1.810	1.760
HFC-123	77	79
HFC-124	609	527
HFC-141b	725	782
HFC-142b	2.310	1.980

Tablo 16.3'te verilen CO_2 emisyon faktörleri vasıtasıyla, elektrik üretiminde kullanılan kaynakların oranı bilindiğinde, nihai enerji kullanımı ve elektrik alımları için bir karbon ayak izi hesaplanabilir. Karbon ayak izi, belirli bir süre (genellikle bir yıl) boyunca bir firma veya bireyin eylemlerine atfedilebilen veya bir ürün veya hizmetin tüm yaşam döngüsü boyunca biriken CO_2e miktarıdır. [1]

[1] Greenhouse Gas Protocol (t. y.). Global Warming Potential Values. https://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29_1.pdf

Tablo 16.3: Yakıt Türüne Göre Kontrolsüz CO_2 Emisyon Faktörleri: Son Kullanım ve Elektrik Üretimi

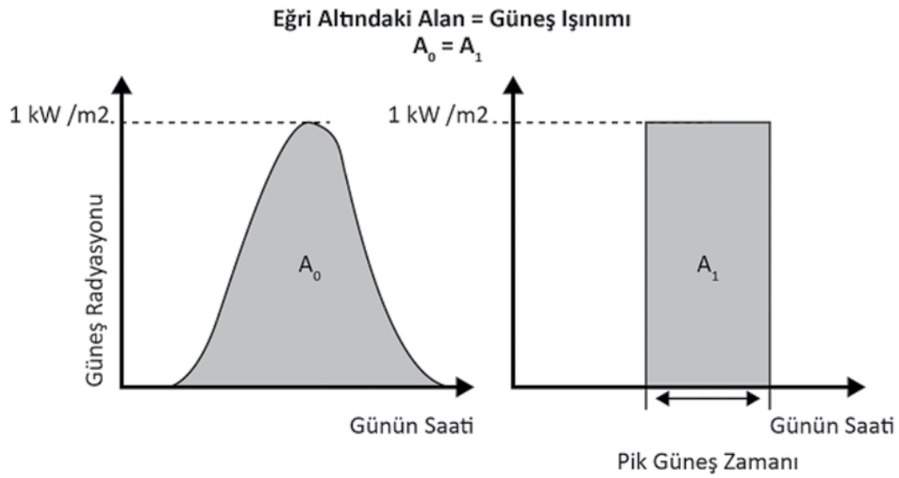
Yakıt	*CO_2 Emisyon Faktörü (kg/kWh)**
Bitümlü kömür	0,3183
Damıtılmış akaryakıt	0,2496
Jeotermal	0,0263
Jet yakıtı	0,2419
Gazyağı (Kerosen)	0,2467
Linyit kömürü	0,3334
Belediye Katı Atık	01422
Doğal gaz	0,1811
Petrol kok	0,3484
Propan gazı	0,2153
Rafine kömür	0,3184
Artık akaryakıt	0,2688
Alt bitümlü kömür	0,3317
Lastik kaynaklı yakıt	0,2933
Atık kömür	0,3184
Atık yağ	0,3250

** CO_2 emisyon faktörleri, yakma sistemi tipine veya kazan ateşleme biçimine göre değişmez. Doğal gaz, propan, kerosen (gazyağı), distilat akaryakıt ve diğer yaygın son kullanım yakıtları için emisyon faktörleri, son kullanım ve elektrik üretimi uygulamalarında aynıdır.*

Tablo 16.2 ve 16.3'ü kullanarak bir hizmetin/şirketin proseslerinin yıllık karbon ayak izinin küresel ısınma potansiyellerini hesaplamak mümkündür. Emisyon raporları hazırlayan enerji yöneticilerinin, kapsam belirleme gereksinimleri için Sera Gazı Protokolü'ne **(http://www.ghgprotocol.org)** ve kuruluşlar tarafından sera gazı emisyonlarını ve azaltımlarını ölçmek ve raporlamak için kullanılacak ilkeleri ve gereksinimleri tanımlayan Uluslararası Standartlar Örgütü (ISO) 14064-1'e aşina olmaları önerilmektedir. Yaşam döngüsü değerlendirmeleri (YDD), yıllık raporlardan daha karmaşıktır. YDD hazırlayan enerji yöneticileri, ISO 14000 enerji yönetimi standartlarının 14040:2006 ve 14044:2006 bölümlerini kılavuz olarak edinmelidir.

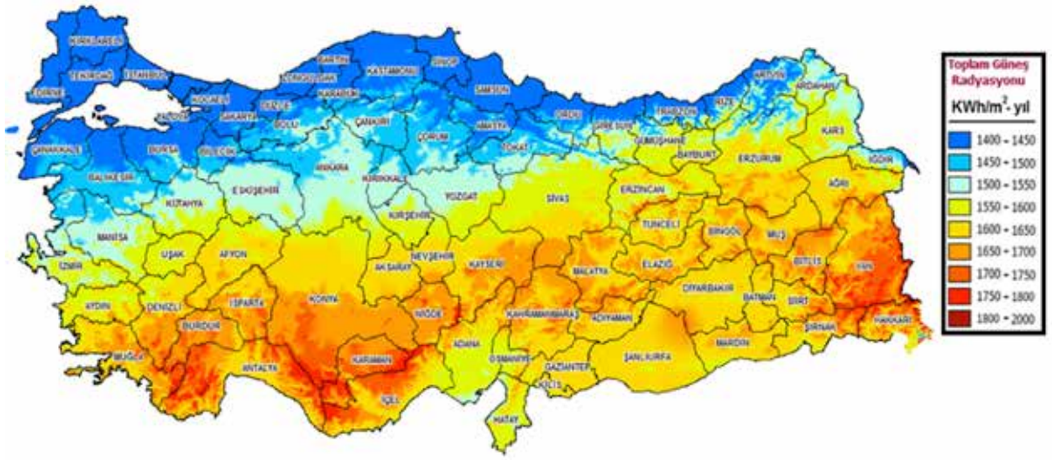
16.2. Güneş Enerjisi

Güneş enerjisi, dünya atmosferinin dışına yaklaşık 1.353 *W/m²* değeri ile ulaşır. [1] Bu değere güneş sabiti denir. Bu gelen ışınımın bir kısmı yansıma ile uzaya geri yansır, bir kısmı atmosfer tarafından absorbe edilerek yeniden yayılır ve bir kısmı da atmosferik parçacıklar tarafından saçılır. Güneş enerjisinin sadece üçte ikisi dünya yüzeyine ulaşır. Dünya yüzeyindeki pik güneş radyasyonu yaklaşık 1 *kW/m²*'dir. Güneş radyasyonu (güneşlenme veya ışınım) verileri genellikle kWh/m²/gün birimi ile verilir, bazen pik güneş saatleri olarak adlandırılır. Pik güneş saatleri, belirli bir zaman aralığında belirli bir konum için güneşin maksimum ışınım değerinde alabileceği ışınımı ifade eden bir terimdir. 1 kW/m²'lik bir pik güneş ışınımında, pik güneş saatlerinin sayısı, Şekil 16.2'de gösterildiği gibi, ortalama günlük güneş ışınımı değeri ile sayısal olarak aynıdır.



Şekil 16.2: Pik Güneş Saatleri ve Pik (Yoğun) Güneş Radyasyonu ile İlişkisi, 1 kW/m²

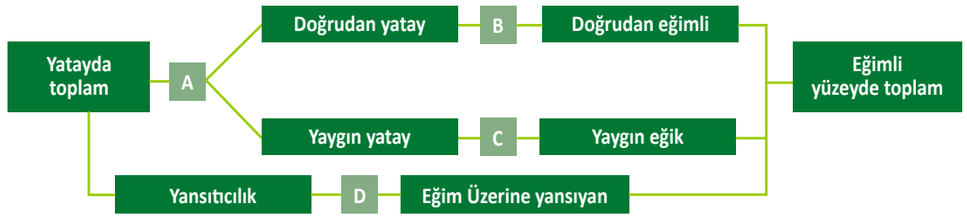
Şekil 16.3'te Türkiye için yıllık birim alana düşen kWh cinsinden toplam güneş ışınımını gösteren güneş haritası verilmiştir **(www.gepa.enerji.gov.tr)**. Sabit güneş enerjisi kolektörü sistemlerinde elde edilen güneş enerjisi miktarını maksimum yapmak için güneş fotovoltaik ve güneş termal-elektrik sistemlerinin yıl boyunca, güneş termal sistemlerinin ise belirli bir mevsim boyunca [1] genellikle yataydan belirli bir açıyla eğimli olarak kuzey yarımkürede genellikle güneye bakacak (güney yarımkürede ise kuzeye bakacak) bir şekilde yerleştirilmeleri gerekir.



Şekil 16.3: Türkiye İçin Yıllık Ortalama Günlük Güneş Işınımı (www.gepa.enerji.gov.tr)

Kaynak haritaları, fizibiliteye ilk bakışı sağlar ve bazı bölgelerde kullanılabilirliğin bir ölçütünü gösterir. Ön ekonomik fizibilite çalışmalarında ihtiyaç duyulan veri, eğimli yüzeylerde güneş ışınımının güneşlenme miktarı hakkında yüksek çözünürlüklü, konuma özgü verilerdir. Şekil 16.4, yataya gelen güneş ışınımının eğimli bir yüzey üzerindeki güneş ışınımına dönüşme prosedürünü göstermektedir. Yatay bir yüzey üzerinde ölçülen güneş ışınımı verileri, güneşten gelen doğrudan ışınım ve gökyüzünden gelen difüz (dağınık) ışınımdan oluşur. Toplam ışınım bu iki bileşene bölünmelidir (*Adım A*) ve her bileşen ayrı ayrı analiz edilmelidir (*Adım B ve C*). Ayrıca, yerden ve diğer çevreden yansıyan güneş enerjisi de toplama eklenmelidir (*Adım D*). Enerji yöneticileri, tipik meteorolojik yıl (*TMY*) veri setinde verilen küresel yatay, doğrudan normal ve dağınık yatay ışınım verilerini kullanabilir ve çeşitli sistem türleri ve konfigürasyonları için performans hesaplamaları yapılabilir.

Halihazırda, *PVWATTS, PVGIS (PV-GIS)* [2] gibi çevrimiçi tahmin araçları, güneş fotovoltaik sistemlerinden beklenen çıktının hızlı bir şekilde hesaplanmasını sağlar. Tipik bir yılda toplanan tipik aylar için saatlik güneş radyasyonu ve meteorolojik unsurları içeren Güneş Radyasyonu Veri Tabanından türetilen TMY veri kümeleri kullanılabilir.



Şekil 16.4: Yatay Bir Yüzeydeki Güneş Işınımının Eğik Yüzey Üzerindeki Güneş Işınımına Dönüştürülmesi [1]

[2] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html

Uydu fotoğrafçılığının PVWatts Calculator (pvwatts.nrel.gov) gibi çevrimiçi araçlara entegrasyonu, ayrıntılı saha görüntülerinden ve koordineli yerel meteorolojik verilerden yaklaşık kolektör alanının ve elektrik üretim potansiyelinin belirlenmesine yardımcı olabilir.

Eğim Açısı

Herhangi bir güneş enerjisi dönüşüm sisteminin performansı, yatay düzlemden olan *S* eğim açısıyla doğrudan ilişkilidir. Bu nedenle, sistemin performansını en üst düzeye çıkarmak için güneş enerjisi kolektörlerinin (güneş termal kolektör, güneş fotovoltaik panel, güneş termal-elektrik vb.) doğru açıda konumlandırılması gerekir. Literatürde bununla ilgili birçok çalışma olup doğru açısal konumlandırma yönüyle sistemin kurulacağı coğrafi yerin enlem açısına bağlı olarak birçok deneysel eşitlik geliştirilmiştir. Bu eşitlikler, deneyin yapıldığı coğrafi konuma bağlı olarak ölçülen güneş ışınımı şiddetinin, yatay düzleme göre günlük, aylık, mevsimlik ya da yıllık bazda kolektör yüzeyine düşen maksimum güneş ışınımını alacak şekilde belirlenmesi özelliğine bağlıdır. [2]

Ülkemizin içinde bulunduğu enlem açıları (36°- 42° Kuzey) dikkate alınarak güneş enerjisi kolektörlerinin (güneş fotovoltaik, güneş termal ve güneş termal-elektrik) yıl boyunca veya mevsimsel kullanıma bağlı olarak eğim açılarını (*S*) aşağıda verilen eşitlikler yardımıyla belirlemek mümkündür. [3-7]

Yıl boyunca kullanım:

$$S = Enlem - 8^{o}$$

Mevsimsel olarak kullanım:

Yaz:	$S = Enlem - 18^{o}$
Kış:	$S = Enlem + 30^{o}$
İlkbahar/Sonbahar:	$S = Enlem + 8^{o}$

Enlem değerine ilave edilen veya çıkarılan sayısal değerlerin nedeni, dünyanın zamana bağlı olarak açısal konumunun değişimidir. Bu da literatürde Zenit açısı olarak ifade edilip, dünyanın kendi ekseni etrafında dönmesinden dolayı sistemin kurulacağı coğrafi konumun açısal olarak gerçek düşeye göre değişkenlik göstermesinden kaynaklanmaktadır. Zenit açısı ne kadar küçükse, bulunulan noktadaki güneşin yükseklik açısı o kadar büyük, tam tersinde ise o kadar küçüktür.

Güneş enerjisi kullanımının dört ana kategorisi bulunmaktadır:

- Pasif güneş
- Güneş termal
- Güneş termal-elektrik
- Güneş fotovoltaik (PV)

16.2.1. Pasif Güneş Enerjisi Sistemleri

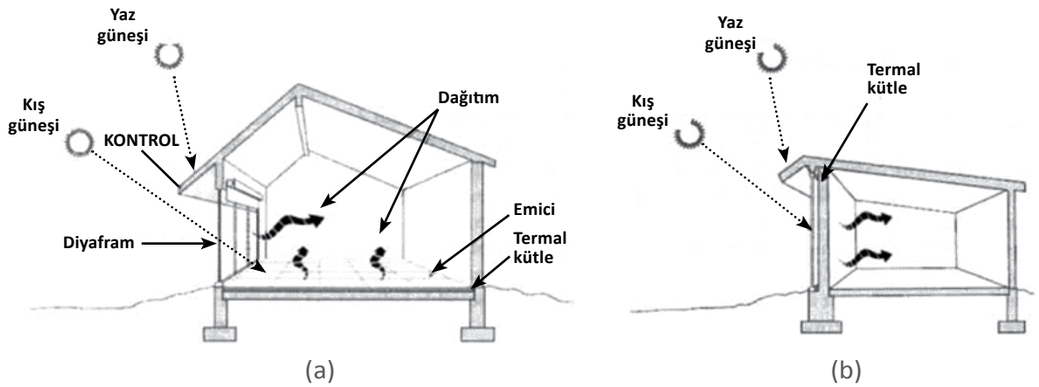
Uygulandığında fanlar ve pompalar gibi mekanik cihazların kapsamlı kullanımını gerektiren güneş enerjisi teknolojileri, aktif güneş enerjisi teknolojileri olarak kabul edilir. Pasif bir güneş teknolojisi, damperleri ve diğer kontrolcüleri düzenlemek için gerekli olanın ötesinde mekanik cihazları veya konvansiyonel enerji kaynaklarının kullanımını içermez. [1] Yapay aydınlatma ihtiyacını azaltmak veya ortadan kaldırmak için bir alana doğal aydınlatma sağlamak, güneş enerjisinin iyi bilinen yaygın bir pasif kullanımına örnektir.

Pasif güneş, binaları verimli bir şekilde ısıtmak ve soğutmak için güneş enerjisinin doğal ışınım, iletim ve taşınım süreçlerinden yararlanmak adına tasarım ilkelerini ve yapı malzemelerini de kullanır. Doğal havalandırma ile birleştirilen pasif güneş enerjisi, günün belirli saatlerinde mekanik soğutma ve ısıtma ihtiyacını ortadan kaldırabilir veya azaltabilir. Bina inşaatının tasarım aşamaları düşünüldüğünde, güneş enerjisini kullanmanın en ekonomik yolu pasif güneş enerjisidir. Pasif olarak ısıtılan (veya soğutulan) yapılar tasarlamak için güneş geometrisi, pencere teknolojisi, ısıl kütle ve yerel iklim bilgisi gereklidir. Kuzey enlemlerinde, temel tasarım ilkelerinden birkaçı şunlardır: [1]

- Binanın uzunluğu, güneye açıklığı en üst düzeye çıkarmak için doğu-batı eksenine göre yönlendirilmelidir.
- Yüksek kullanımlı, en fazla ışık ve ısı gerektiren iç mekanlar, binanın güney yüzü boyunca yer almalıdır.
- Pasif sistem işletimini kolaylaştırmak için açık kat planı kullanılmalıdır.
- Yaz aylarında ısınmayı önlemek için gölgeleme cihazları kullanılmalıdır.

Bunun yanında, binanın/yapının kuzey yönüne iğne yapraklı ağaçlar dikilmesi bir doğal enerji verimliliği önlemi (EVÖ) olup bu, kışın binayı/yapıyı soğuk kış rüzgarlarına karşı kısmen koruyacaktır. Yaprağını döken ağaçların binanın/yapının güney yönüne dikilmesi de bir başka doğal EVÖ olup bu EVÖ ile yazın güneş etkileri azalırken, kışın da güneş ışınlarının girişi engellenmemiş olacaktır. Bu iyileştirmeler ayrıca gelecekte sağlanacak HVAC ekipmanlarının boyutunu küçülterek EVÖ projelerinin yatırım maliyetlerini azaltabilecektir.

Şekil 16.5, pasif güneş tasarımının temel unsurlarını göstermektedir. Kuzey yarımküredeki soğuk iklimlerde, pencereler dünyanın eksenine göre güneye ±30°'lik bir açıyla yönlendirilir, ısıtma mevsimi boyunca 09:00 ile 15:00 saatleri arasında güneşe maruz kalır ve toplam bina kat alanının %7'sine kadar camlı bir alana sahiptir. Pencereler güneş ışınımının binaya girdiği uygun açıklıkları sağlamak için tasarlanır. Absorber, ısıyı bir depolama elemanına (veya ısıl kütleye) çekebilecek ve direkt güneş ışınımı yoluna yerleştirilmiş tuğla, beton veya kiremit gibi sert, karartılmış bir yüzeydir. Isıl kütle, ısıyı tutan ve yavaş yavaş iç alana bırakan duvar, kayaçlar veya tanklardaki su gibi malzemeleri ifade eder. Absorber açıkta kalan bir yüzey iken, ısıl kütle bu yüzeyin arkasındaki veya altındaki malzemedir. Isıl enerji toplanıp depolandıktan sonra dağıtım, güneş ısısının çeşitli iç mekanlara sirküle etme yöntemidir.



Şekil 16.5: (a) Direkt Isı Kazancı Düzenlemesinde ve (b) Dolaylı Isı Kazancı Düzenlemesinde Pasif Güneş Sistemi Tasarımı [1]

Aşırı ve/veya az ısınmayı önlemek için çeşitli kontrol elemanları kullanılır. Bunlar arasında istenmeyen yaz güneşini engellemek için çatı çıkıntıları (saçaklar), hava akışına izin vermek veya bunu kısıtlamak için aktif havalandırma sistemleri ve damperler, düşük emisiviteli panjurlar ve pencere tenteleri bulunur. Güneş panelleri diziler halinde konfigüre edilebilir ve gölgeleme sağlamak için kullanılabilir (Şekil 16.6).

Pasif güneş tasarımı tipik olarak aşağıdaki ısıtma tekniklerinden birini veya daha fazlasını kullanır: direkt ısı kazancı, dolaylı ısı kazancı veya izole ısı kazancı. Şekil 16.5-(a), ısıtma mevsimi boyunca doğrudan güneş ışınımının içeri girmesine ve iç mekânı ısıtmasına izin verilen bir direkt ısı kazancı örneğidir. Direkt ısı kazançlı sistemler açıklıktan içeri giren güneş enerjisinin %60-75'ini kullanır. Şekil 16.5-(b), ısıl kütlenin güneş ile iç boşluk arasında bulunduğu, Trombe duvarı olarak da adlandırılan dolaylı bir ısı kazancı düzenlemesini göstermektedir. Bu sistemler tipik olarak cama çarpan güneş enerjisinin %30-45'ini kullanır. Cam ve Trombe duvar arasında en az 100 mm boşluk olmalıdır. Trombe duvarı kalınlığı tuğla için yaklaşık 25-35 cm olmalıdır. Bazı Trombe duvar tasarımları, bitişik alan ile Trombe duvar arasında yüksek sıcaklıkta hava değişimini sağlar. Hava, ısı transfer ortamı olduğundan, bu işlem havalandırma menfezleri ve duvara monte fanlar kullanılarak gerçekleştirilebilir. Bu yapılırsa, iç mekân hava kalitesi sorunlarından kaçınmak için kullanılan tüm malzemelerin yüksek gaz geçirgenlik potansiyeline sahip olmamasına özellikle dikkat edilmelidir.

Üçüncü bir düzenleme, doğrudan ve dolaylı sistem özelliklerini birlikte taşıyan ve güneş odası olarak adlandırılan, yapıdan ayrı fakat onu bütünleyen bir sistemdir. Güneş enerjisi güneş odasının çatı ve pencerelerinden geçerek zeminde ve iç duvarlarda depolanır ve iç mekâna yayılır. Güneş odaları, dış pencereye çarpan güneş enerjisinin %15-30'unu kullanır. Güneş odaları ısıyı depolayarak yaşam alanına aktarır, yazın havalandırma amaçlı kullanılır olmalarının yanında bitki yetiştirmeye müsait bir

yapıya sahiptir. Güneş odası alanı içerisindeki Trombe duvar koyu renkli ve tuğla için yaklaşık 25-30 cm kalınlıkta olmalıdır. Güneş odası içinde yaz ayları için havalandırma sistemi (*menfezler*) bulunmalı, çatısında cam kullanılacak ise ısı yansıtıcı veya gölgelendirme sistemi olmalıdır.

Güneş odaları ve Trombe duvarlar yaz aylarında termal bacalara benzer şekilde soğutma amaçlı da kullanılabilir. Güneye bakan güneş odasının içinde yaz boyunca aşırı ısınan hava yukarıdaki hava menfez deliğinden dışarı alınırsa iç mekandaki hava hareketini hızlandırarak yeni taze havanın içeri girmesine yardım edebilir. Bunun için güneş odaları kış aylarından farklı şekilde kullanılmalı, yaşam alanı ile bağlantılı olan üst havalandırma deliği kapatılıp alttaki açılmalıdır. Isınan havanın dışarı çıkması için de güneş odasının üst kısmında hava çıkışı sağlanmalıdır. Taze temiz hava girişi için yaşama alanı ile bağlantılı olan kuzey yöndeki pencere açık olmalıdır. Yaşam alanından çekilen hava güneş odasının üstündeki menfezden dışarı atılır.

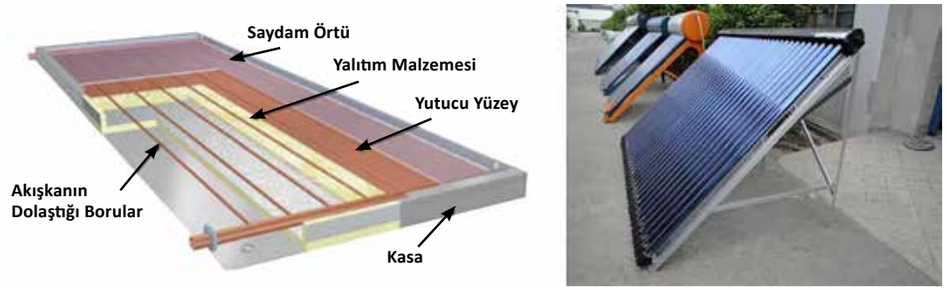
Şekil 16.6: Gölgeleme İçin Kullanılan Güneş Fotovoltaik Dizisi [18]

Şekil 16.7, elektrik üretmek, ortamdaki ışık seviyelerini azaltmak ve ısı kazanımını yönetmek için güneş panelleri kullanırken alan aydınlatması sağlamak ve geniş bir avlu alanında doğrudan ısı kazanımı sağlamak için pasif tasarım stratejilerini kullanan geniş bir avlu alanının içini göstermektedir.

Şekil 16.7: Gölgeleme Yaparak Isı Kazancını Azaltmak ve Alan Aydınlatmasını Sağlamak İçin PV Panelleri Kullanılan Pasif Tasarım

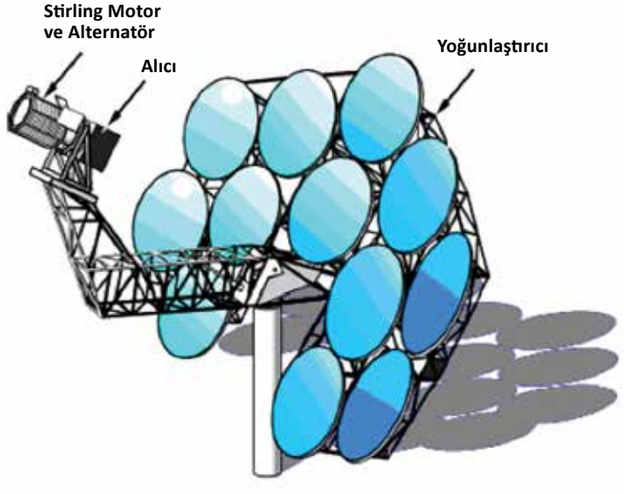
16.2.2. Güneş Enerjisinin Isıl Uygulamaları (Güneş Termal)

Güneş enerjisinin ısıl uygulamaları, doğrudan sıcak su üretimi veya elektrik üretmek için kullanılan ısıyı üretmek adına güneş ışınımından yararlanmayı kapsar. Güneş enerjisi uygulamaları, su veya mahal ısıtma uygulamaları için güneş enerjisi kullanır ve genellikle güneş enerjisiyle ısıtılan akışkan veya havayı dağıtmak ve depolamak için mekanik sistemler kullanır. Havuz veya sıcak su ısıtması gibi büyük ısıl kütleye ve nispeten düşük kullanım sıcaklıklarına sahip uygulamalar, güneş termal uygulamalar için uygun olabilir. Maliyet etkinliğini belirleyen temel faktörler, güneş enerjisini mevcut olduğunda kullanma yeteneği, su ve mahal ısıtma uygulamaları için birleşik kullanım, yerel iklim ve güneş enerjisi toplama sistemi tarafından dengelenen konvansiyonel yakıt maliyetidir. Bu uygulamalar için kullanılan güneş enerjisi sistemleri, yoğunlaştırıcı ve yoğunlaştırıcı olmayan toplayıcılar olmak üzere iki kategoriye ayrılır. Evsel sıcak su ısıtma ve ısı pompası uygulamaları için yoğunlaştırıcı olmayan, düzlemsel ve Şekil 16.8'deki gibi vakum borulu kolektörler binalarda yaygın olarak kullanılır. Büyük ölçekli uygulamalar için yoğunlaştırıcı kolektör sistemleri tercih edilir. Yoğunlaştırıcı kolektörlerde, belirli bir kolektör yansıtıcı alanına düşen ışınım, absorber (soğurucu) boruya yansıtılarak güneş ışınımı bir çizgi üzerinde yoğunlaştırılır. Yoğunlaştırıcı kolektörler için yansıtıcı yüzey alanı, absorber alanının yüzlerce katı olabilir. Bu nedenle, genellikle güneş termal elektrik üretiminde ya da endüstriyel uygulamalarda buhar üretiminde kullanılırlar. Yoğunlaştırıcı toplayıcı türleri arasında lineer-Fresnel, güç kulesi, parabolik oluk (Şekil 16.9), güneş çanağı, Stirling çanak (Şekil 16.10) bulunur.



Şekil 16.8: Güneş Enerjisi Toplayıcı Örnekleri (a) Camlı Düz Levha (b) Vakum Borulu

Şekil 16.9: Tipik Parabolik Oluk Tipi Güneş Toplayıcı Dizisi

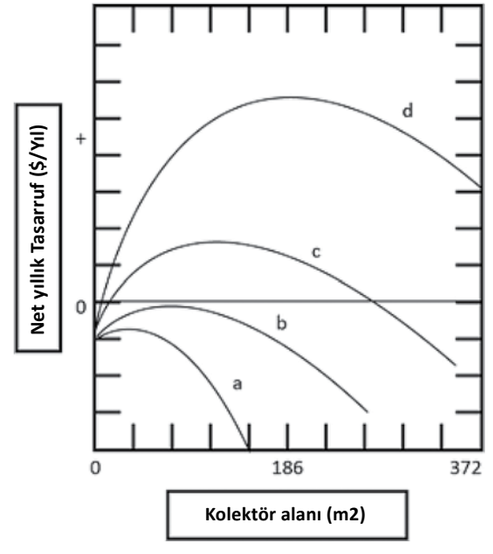


Şekil 16.10: Prototip Stirling Çanak Yoğunlaştırıcı Güneş Sistemi

Endüstriyel sistemlerde, enerji talebi nadiren güneş enerjisi mevcudiyeti ile ilişkili olacaktır. Bazı durumlarda, enerji ihtiyaç duyulan kadar depolanabilir, ancak çoğu sistemde depolanmayacak bir miktar kullanılabilir güneş enerjisi olacaktır. Bu nedenle, belirli türdeki güneş enerjisi sistemlerinin ekonomik olarak uygulanabilir olması daha olasıdır. Çamaşırhanelerde, araba yıkama tesislerinde, motellerde ve restoranlarda yıl boyunca büyük miktarlarda sıcak su kullanımı, bu işletmeleri güneş enerjisi uygulamaları için potansiyel adaylar haline getirir. Hem su hem de mahal ısıtma yükleri için tasarlanmış sistemler daha ekonomik olabilir, çünkü yakıt tasarrufları her iki kullanımdan da ilk yatırım maliyetlerinin geri ödenmesini sağlar. Soğuk iklimler, ısıtma akışkanının donmasından kaynaklanan hasarı önlemek için daha pahalı tasarım bileşenleri gerektirir.

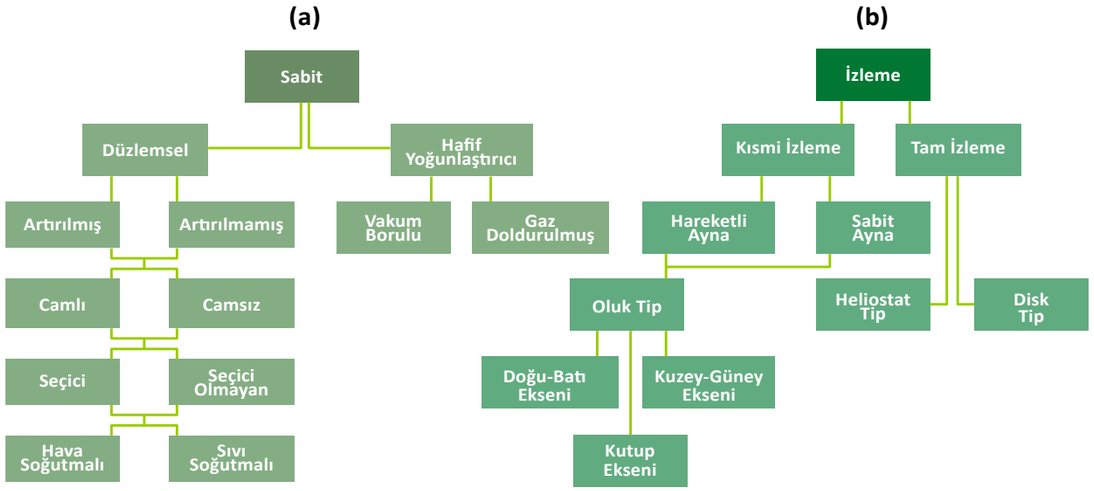
Başarılı güneş-termal uygulamaları tasarımın, saha koşullarının, iklimin ve proje maliyetlerinin bir fonksiyonudur. Çoğu güneş enerjisi uygulamasında en büyük giderler güneş kolektörü panelleri ve destek yapılarıdır. Bu sistemler genellikle kolektör panel alanı olarak boyutlandırılır. Pompalar, borular, ısı değiştiricileri ve depolama tankları daha sonra eşleşecek şekilde seçilir. Optimum büyüklükteki güneş enerjisi sistemi, basit geri ödeme süresi veya iç karlılık oranı gibi seçilen bazı yatırım kriterlerine göre genellikle en ekonomik olanıdır.

Farklı yakıt maliyetleri parametresi ile kolektör alanına göre net yıllık kazançlar tipik bir veri seti ile Şekil 16.11'deki optimizasyon eğrilerini oluşturmuştur. [9] Bu grafikte 'a' eğrisi, düşük yakıt maliyetini, negatif net tasarrufu ve sistemin tasarruf etmek yerine maliyetini temsil eder. 'b' eğrisi, yaklaşık 74 m2 kolektör alanından oluşan bir sistemin başa baş olacağı bir yerde, biraz daha yüksek bir yakıt maliyetini temsil eder. Daha da yüksek yakıt maliyetlerini temsil eden 'c' ve 'd' eğrileri, sırasıyla yaklaşık 112 m^2 ve 186 m^2 kolektörlerde meydana gelen optimum tasarruf ile net bir tasarruf elde edilebileceğini gösterir.



Şekil 16.11: Tipik Bir Güneş Enerjisi Isıtma Sistemi İçin Kolektör Alanı Optimizasyon Eğrileri [9]

Güneş enerjisinden faydalanmak için farklı tiplerde kolektörler kullanılabilir. Çeşitli kolektörlerin genel bir sınıflandırması Şekil 16.12'de verilmiştir. [1] Bu kolektörler genellikle çalışma sıcaklığına göre sınıflandırılır. Düşük sıcaklık kolektörleri (çevre sıcaklığının ~0-10°C üzerinde) genellikle yüzme havuzlarını ısıtmak ve nadiren iç mekanları ısıtmak için kurulur. En yaygın olanları absorber plakasının üzerinde bir cam olmayan en basit yapıdaki güneş enerjisi kolektörleridir. Bu kolektörler kazandıkları ısıyı hızla geri kaybettikleri için düşük sıcaklık sınıfındadır. Orta sıcaklık kolektörleri (çevre sıcaklığının ~10-50°C üzerinde) bina uygulamalarının çoğunu oluşturur ve temel olarak düzlemsel güneş kolektörü teknolojilerini içerir. Vakum borular gibi yüksek sıcaklık kolektörleri (çevre sıcaklığının 50°C ve daha fazla üzerinde), esas olarak endüstriyel proses ısısı, güneş enerjisiyle iklimlendirme ve binalarda (nadiren) su ısıtması için kullanılır. Düzlemsel güneş kolektörleri, bina uygulamalarında en yaygın oldukları için ilk önce ele alınacak, ardından boru tipi veya hafif yoğunlaştırıcı kolektörler irdelenecektir.



Şekil 16.12: (a) Güneş Enerjisi ve (b) Güneş Enerjisi-Elektrik Uygulamaları İçin Kullanılan Güneş Kolektörü Sistemleri [1]

Düzlemsel kolektörler, kuzey yarımkürede genellikle güneye bakan (güney yarımkürede kuzeye bakan) ve genellikle yataydan (zemin) sabit bir eğim açısında olan bir sistemdir. Amacı, üzerine düşen güneş ışınımını kullanarak bir akışkanın sıcaklığını çevre koşullarının üzerine çıkarmaktır. Bu ısıtılmış akışkan, sırayla, bir enerji dönüşüm sistemini veya bir soğutma cihazını çalıştırmak için sıcak su veya alan ısısı sağlamak veya belki de bir maddeden nem almak için kullanılabilir. Şekil 16.8 (a)'da tipik bir cam kaplamalı düzlemsel güneş kolektörü, (b)'de vakum borulu kolektör örnekleri verilmiştir.

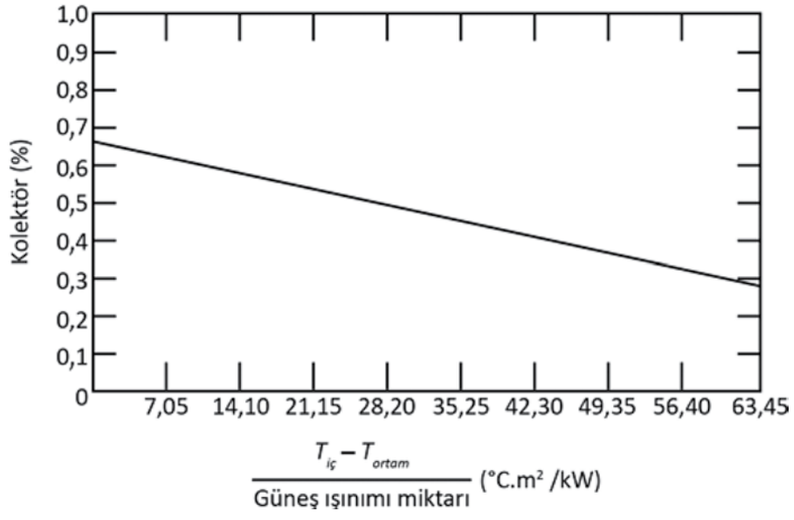
Güneş ışınımı (radyasyonu) kısa bir dalga boyuna sahiptir ve her bir camda tipik olarak yansıtılan ve emilen enerjinin yalnızca yaklaşık %10-15'i ile camdan/camlardan kolayca geçer. İçeriden geçen güneş ışığı yutucu yüzey tarafından neredeyse tamamen emilir ve absorber sıcaklığını yükseltir. Absorber levhanın arka kısmından ısı kaybı yalıtım kullanılarak minimize edilmiştir. Hava hareketi kısıtlandığı için ön cepheden ısı kaybı cam sayesinde bir miktar azaltılmıştır. Isınmış olan absorber de enerjiyi gökyüzüne doğru geri yayar, ancak bu ışınım daha uzun dalga boyuna sahiptir. Cam tarafından absorbere geri yansıtılmayan bu ışınımın çoğu cam tarafından emilir. Isıtılmış cam, absorbe edilen enerjinin bir kısmını, kendisi ile absorber levha arasındaki hava boşluğuna geri yansıtır. Güneş ışınımının cam tarafından tutulması ve bunun sonucunda ısınma aslında sera etkisi olarak bilinir.

Enerji, soğutucu akışkan (genellikle su) tarafından kolektörden uzaklaştırılır. Absorber sıcaklığı, soğutucu akışkana ve çevreye olan kayıplar güneş enerjisi girdisinden elde edilen enerji kazancına eşit olacak şekilde olduğunda, kararlı bir duruma ulaşılacaktır. Soğutucu akışkan tarafından kolektörlerden enerji alınmadığında, kolektörlerin durgun halde olduğu belirtilir. İyi tasarlanmış bir güneş kolektörü için bu durgunluk sıcaklığı 150°C'nin oldukça üzerinde olabilir. Bu, güneş kolektörleri ve güneş enerjisi sistemlerinin tasarımında dikkate alınmalıdır, çünkü sistem ömrü boyunca soğutucu akışkan pompalama gücü kaybının olması beklenebilir. Düzlemsel kolektörler için tipik bir soğutucu akışkan debisi, 11°C'lik bir sıcaklık artışı için birim kolektör yüzeyi başına yaklaşık 0,8149 L/dk/m²'dir.

Güneş kolektörleri tarafından faydalı amaçlar için elde edilen güneş ışınımının kolektöre gelen güneş ışınımına oranına kolektör verimi denir. Bu verim, sabit bir absorber plaka tasarımı ve sabit miktarda arka ve yan yalıtım için değişebilen birkaç değişkene bağlıdır. Bunlar,

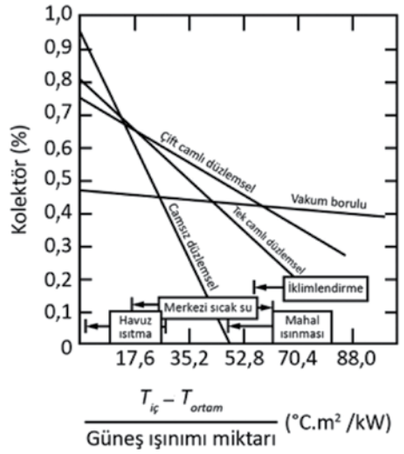
1. Güneş ışınımı oranı,
2. Cam örtü sayısı ve tipi,
3. Çevre hava sıcaklığı,
4. Ortalama (veya giren) akışkan sıcaklığıdır.

Tipik bir tek camlı düzlemsel güneş kolektörü verim eğrisi Şekil 16.13'te verilmiştir. [1] Ölçülen performans düz bir çizgi ile tahmin edilebilir. Soldaki kesişme, τα çarpımı ile ilgilidir, burada, τ camın geçirgenliğidir ve α, absorber plakanın yutuculuğudur. Çizginin eğimi, kolektörden ısı kayıplarının büyüklüğü ile ilgilidir yani daha düz bir çizgi, azaltılmış ısı kaybı özelliklerine sahip bir kolektörü temsil eder.



Şekil 16.13: Tipik Bir Düzlemsel Kolektör Verimi [1]

Camsız, tek camlı ve çift camlı düzlemsel kolektörler için kolektör verimlerinin bir karşılaştırması Şekil 16.14'te gösterilmektedir. Cam yansıma kayıplarının olmaması nedeniyle, camsız kolektör, düşük kolektör sıcaklıklarında en yüksek verime sahiptir. Bu faktör, düşük maliyeti ile birleştiğinde, camsız kolektörleri yüzme havuzu ısıtması için kullanışlı hale getirir. Tek camlı kolektör de düşük kolektör sıcaklıklarında iyi performans gösterir, ancak camsız kolektör gibi, yüksek ön kayıplar (cam yüzeyinden atmosfere doğru olan) nedeniyle yüksek kolektör sıcaklıklarında verimi düşer. Çift camlı kolektör, düşük sıcaklıklarda iyi bir performans göstermese de daha yüksek sıcaklıklarda üstündür ve mahal ısıtma ve/veya soğutma uygulamaları için kullanılabilir. Vakum borulu bir kolektörün verimi (Şekil 16.14) düşük sıcaklıklarda azdır, ancak daha düşük ısı kayıpları nedeniyle daha yüksek sıcaklıklarda daha yüksek bir değere ulaşır. Yüksek çalışma sıcaklıkları nedeniyle, vakum borulu tip kolektörler, iklimlendirme, enerji üretimi ve 121°C üzerindeki endüstriyel veya proseslere ısı sağlama gibi uygulamalar için iyidir.

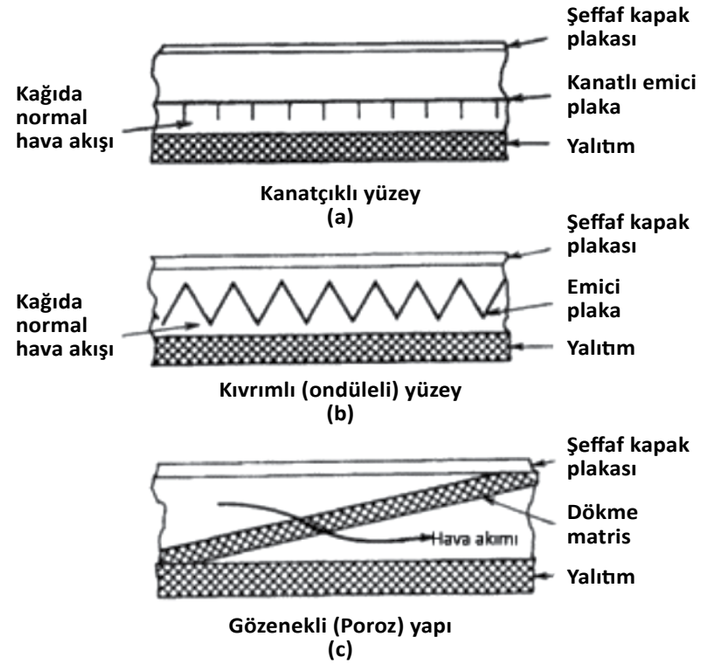


Şekil 16.14: Çeşitli Tip Kolektörler İçin Verim Karşılaştırması ve Uygun Uygulamalar [1]

Hava tipi/havalı kolektörler, özellikle sıcak havanın arzu edilen ürün olduğu durumlarda kullanışlıdır. Hava tipi kolektörler için giderek daha popüler hale gelen bir ticari uygulama, soğuk iklimlerde ısıtma verimi artırmak için ısıtma, havalandırma ve iklimlendirme (HVAC) sistemlerinin giriş havasının ön ısıtmasıdır. Havalı kolektörlerin, akışkanlı kolektörlere göre belirgin avantajları vardır.

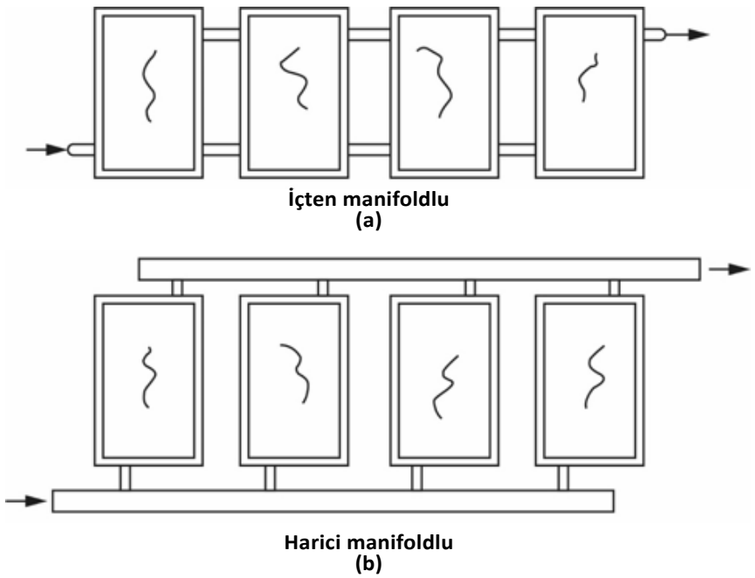
1. Donma bir endişe kaynağı değildir.
2. Sızıntılar, istenmeyen bir durum olmasına rağmen akışkan sistemlerdeki kadar zararlı değildir.
3. Korozyon oluşma olasılığı daha düşüktür.

İlgili mesafeler büyükse veya dağıtım kanalları çok küçükse, hava sistemlerinin büyük fan gücü gereksinimleri olabilir. Havaya ısı transferi miktarları tipik olarak akışkanlara göre daha düşüktür, bu nedenle havalı kolektörlerde ve havalı ısı değiştiricilerinde yeterli ısı transfer yüzeyi sağlanmalıdır. Bu, havanın ısıtılacağı veya soğutulacağı yüzeylerin yanlarında genişletilmiş yüzeyler veya kanatçıkların kullanılmasıyla yapılabilir. Tipik havalı kolektör tasarımları Şekil 16.15'te gösterilmektedir.



Şekil 16.15: Tipik Havalı Kolektör Tasarımları: (a) Kanatçıklı Yüzey, (b) Kıvrımlı (Ondüleli) Yüzey ve (c) Gözenekli (Poroz) Yapı [1]

Düzlemsel kolektörler, standart bir boyut olmamasına rağmen, genellikle yaklaşık 1 m genişliğinde ve 2 m uzunluğunda modüller halinde üretilir. Kolektörlerin içten manifoldları (bağlantı parçaları) olabilir veya kolektör dizileri oluşturmak için dıştan manifoldlanabilirler (Şekil 16.16). İçten manifoldlu kolektörler kolayca bağlanır, ancak tek bir dizide yalnızca az sayıda kolektör birlikte kullanılabilir ve yine de yeterli akış dağılımı elde edilebilir. 5-15 modüllü diziler, genellikle çeşitli seri ve paralel konfigürasyonlarda benzer dizilerle birlikte bağlanır. Bu, her bir kolektördeki neredeyse üniform akış debileri ile elde edilebilecek en küçük basınç düşüşü ve toplam sıcaklık artışı arasında en iyi uygulamayı sunar. Dıştan manifoldlu kolektörler, uygun şekilde tasarlandıklarında balanslanmış dizilere kolayca bağlanır. Ancak, diziler halinde yapılandırıldıklarında daha fazla saha bağlantısı gerektirirler ve yalıtmak için daha fazla açıkta kalan tesisata sahiptirler.



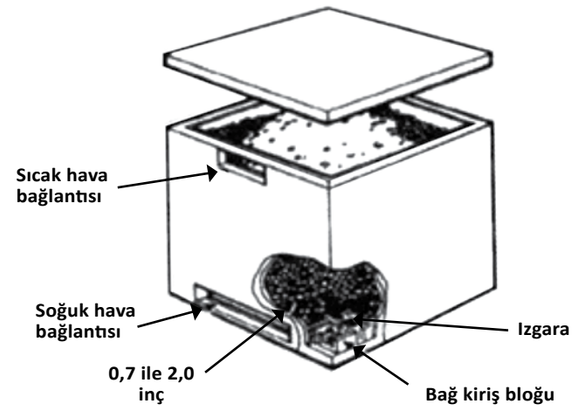
Şekil 16.16: Paralel Konfigürasyonlardaki Kolektör Örnekleri: (a) İçten Manifoldlu; (b) Dıştan Manifoldlu [1]

Bir kolektör dizisinin kolektör verimi açısından ölçülen toplam performansı, kolektörlerin her birinin veriminden biraz daha az olabilir. Bunun başlıca nedeni, kolektörler arasındaki eşit olmayan akış dağılımı, seri bağlantılarda tekli kolektörlere göre daha yüksek sıcaklık artışları ve bağlantı borularından kaynaklanan ısı kayıplarıdır. İyi bir dizi tasarımı, dizi için pompalama gereksinimleriyle birlikte bu faktörleri en aza indirecektir.

16.2.2.1. Isıl Depolama Sistemleri

Enerji talebi, nadiren güneş enerjisi mevcudiyeti ile bağlantılı olduğundan, bir depolama sistemi genellikle güneş enerjisiyle ısıtma veya soğutma sisteminin bir parçasıdır. Depolama tipi, kullanılan kolektör tipine bağlı olabilir veya olmayabilir. Isı transferi ortamı olarak hava kullanan sistemler, ısıl depolama için iç duvar duvarları veya zeminler gibi yapının kütlesini kullanacak şekilde tasarlanabilir. Genellikle beton zeminler, ısıyı aktarmak için havanın akmasına izin vermek adına boru şeklindeki boşluklarla tasarlanır.

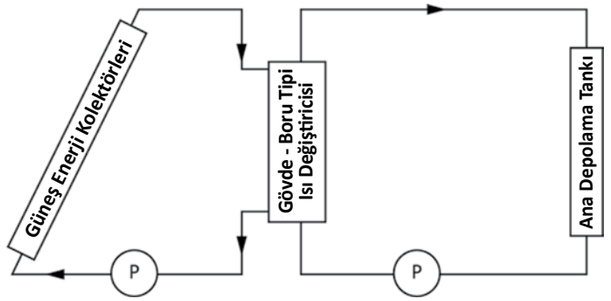
Birçok havalı kolektör sistemi kayaç yatağı (rock-bed) depolama ünitesi birlikte kullanılmaktadır (Şekil 16.17). Yüzey alanı ve basınç düşüşünün en iyi kombinasyonunu sağlayabilmek için kayaçlar genellikle 3/4" ile 2" çap aralığındadır. Bu tip sistemin düzgün çalışması adına hava akışı depolama (şarj) için aşağı yönlü, kullanım (deşarj) için yukarı yönlü olmalıdır. Bir kayaç depolama yatağında yatay hava akışından kaçınılmalıdır. Yaklaşık 36,58 $m^3/h/m^2$ kolektör hava debisi önerilir. Herhangi bir güneş enerjisi ısıtma sisteminde gerekli olan depolama miktarı, kurulu kolektör yüzey alanı miktarıyla doğru orantılıdır ve optimum miktar bir simülasyon ile belirlenir. Havalı kolektörlerde yaklaşık olarak 366,2 kg/m^2 kayaç kullanılmalıdır. Depo çok büyük ise sistem yeterince yüksek sıcaklıklara ulaşamayacak ve ayrıca ısı kayıpları da yüksek olacaktır. Depolama alanı çok küçükse, sistem zaman zaman aşırı ısınabilecek ve mevcut enerjinin yeterince büyük bir bölümünü depolayamayacaktır.



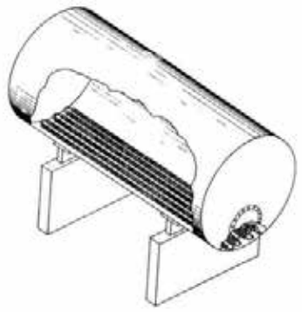
Şekil 16.17: Kayaç Yatağı Tipi Depolama Sistemi

En yaygın güneş enerjisi depolama sistemi, genellikle tanklarda su kullanan sistemdir. Kural olarak, kolektör birim yüzey alanı için su depolama tankı hacmi yaklaşık 73,34 L/m^2 olmalıdır. Su, birim kütle veya birim hacim başına herhangi bir ortak tek fazlı malzemenin en yüksek ısıl depolama kapasitesine sahiptir. Ucuzdur, stabildir, toksik değildir ve kolayca değiştirilebilir. Başlıca dezavantajı, yüksek sıcaklıklarda yüksek buhar basıncıdır. Bu, yüksek sıcaklıklarda kaynamayı önlemek için yüksek basınçların kullanılması gerektiği anlamına gelir. Su donabilir; bu nedenle, çoğu iklimde, sistem ya tüm akışkanını depolama tankına geri boşaltmalı ya da kolektörlerde antifriz kullanmalı ve bir ısı değiştiricisi kullanarak kolektör akışkanını depolama akışkanından ayırmalıdır.

Drenaj sistemleri dikkatli kullanılmalıdır çünkü düzgün çalışmaması kolektörlerde ve borularda ciddi hasara neden olabilir. Büyük sistemlerde Şekil 16.18'deki gibi depolama tankının dışına yerleştirilmiş gövde-boru tipi ısı değiştiricisi gibi yaygın bir ısı değiştiricisi türü kullanmak daha olağan bir uygulamadır. Küçük güneş sistemlerinde daha yaygın olan diğer bir yöntem, Şekil 16.19'da gösterildiği gibi, tankın etrafında veya içinde boru serpantinleri kullanmaktır.



Şekil 16.18: Güneş Enerjisi Kolektörleri ve Ana Depo Arasındaki Harici Isı Değiştiricisi



Şekil 16.19: Güneş Enerjisi Kolektörleri ve Depolama Ortamı Arasındaki Dahili Isı Değiştiricisi

Kolektörler ve depo arasında ısı değiştiricisi kullanılan herhangi bir kurulumda, sistem performansının bozulmasını önlemek için değiştirici ısı transferi açısından yeterli yüzeye sahip olmalıdır. Isı değiştiricisinde çok küçük bir yüzey alanı, kolektör çalışma sıcaklığının depolama tankı sıcaklığına göre daha yüksek olmasına ve kolektör dizisi veriminin düşmesine neden olur. Tipik olarak, ısı değiştiricisi, en az 0,60'lık bir etkenlik değerine sahip olacak şekilde boyutlandırılmalıdır ki buradaki etkenlik, ısı değiştiricisinden geçen kolektör akışkanının gerçek sıcaklık düşüşünün olası maksimum sıcaklık değişimine oranıdır. Olası maksimum sıcaklık farkı, ısı değiştiricisine giren kolektör akışkanının tasarım sıcaklığı ile depolama tankından giren akışkanın sıcaklığı arasındaki fark olacaktır.

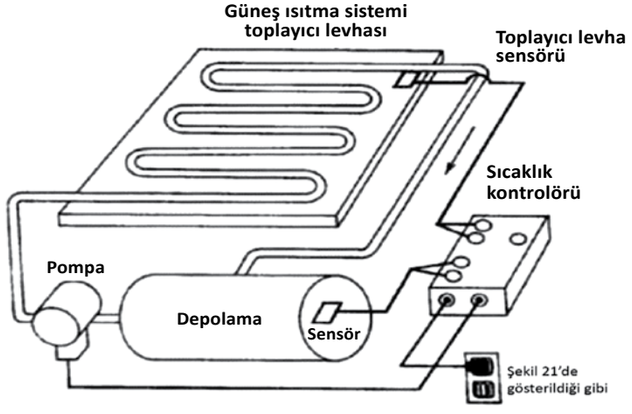
Katmanlaşma normalde, en sıcak su, tankın tepesinde olacak şekilde su depolama sistemlerinde meydana gelir. Genellikle bu bir avantajdır ve tanka akış girişleri bu katmanlaşmayı bozmayacak şekilde tasarlanmalıdır. Tankın altındaki daha soğuk su genellikle harici ısı değiştiricisine pompalanır ve daha sıcak, geri dönen su tankın üstüne veya merkezine yakın bir yere yerleştirilir. Kullanım için sıcak su genellikle tankın üstünden alınır.

16.2.2.2. Kontrol Sistemleri

Güneş enerjisi sistemleri, işletme personelinin süreç içindeki en az sorumluluğu ile otomatik olarak çalışmalıdır. İyi bir kontrol sistemi, sistemin performansını güvenilirlik ve makul bir maliyetle optimize edecektir. Herhangi bir güneş termal sisteminin kalbi, güneş yeterli ışınım değerinde iken enerjinin kullanılabilmesi veya toplanıp depolanabilmesi için iş akışkanı sirkülasyon pompasını (ve/veya diğer gerekli cihazları) çalıştıran bir cihazdır. Düzlemsel kolektörlerde, iki sıcaklık sensörlü bir cihaz olan bir diferansiyel sıcaklık kontrol cihazının kullanılması yaygındır. Normalde bir sensör kolektör akışkan çıkışında ve diğeri depolama tankında ısı değiştiricisinin çıkışının yakınında (veya dahili ısı değiştiricisi seviyesinde) bulunur. Güneş ışınımı yeterli olduğunda akışkan ısıtılır. İki sensör arasında öngörülen bir sıcaklık farkı (yaklaşık 12°C) olduğunda, kontrolcü pompayı ve diğer gerekli cihazları açar. Sıcaklık farkı, öngörülen diğer bir farkın (yaklaşık 1,7-2,8°C) altına düşerse, gerekli cihazları kapatır. Böylece bulutluluk veya gün batımı, sistemin kapanmasına neden olacak ve sadece kolektörlerde gereksiz ısı kaybını değil, gereksiz elektrik kullanımını da önleyecektir. Başlatmak ve durdurmak için belirlenecek sıcaklık farkı, sistemde aşırı döngüyü (devreye girip çıkma) önleyecektir.

Diferansiyel sıcaklık kontrolcüleri, ayarlanabilir sıcaklık farkı set değerleri ile mevcuttur. Bu elemanlar, güneş enerjisine bağlı olarak kolektör akışkanının debisini ayarlamak için de kullanılabilir. Vakum borulu ve güneşi takip eden yoğunlaştırıcı kolektörler gibi yüksek sıcaklık kolektörleri için kontrolcüler, bazen güneş ışınımı seviyesini algılamak ve pompaları açmak için bir ışınım ölçer kullanır. Bazı yoğunlaştırıcı kolektörler, ışınım seviyeleri önceden belirlenmiş bir değerin altına düştüğünde koruma için kolektörleri ters çevirebilir.

Bazı sistemlerde, depolama akışkanı belirli bir minimum değerin üzerinde tutulmalıdır (örneğin donmayı önlemek için). Bu gibi durumlarda, gerekirse yardımcı ısıtıcıları devreye almak için bir düşük sıcaklık kontrolcüsü gereklidir. İş akışkanını baypas etmek veya depolama akışkanının aşırı ısınmaması için sistemi kapatmak amacıyla bir yüksek sıcaklık kontrolcüsüne de ihtiyaç duyulabilir. Diferansiyel sıcaklık kontrolcüsünün, düşük sıcaklık kontrolcülerinin, rölelerin ve elektrikle çalışan vanaların uygun şekilde düzenlenmesini kullanarak güneş enerjisi sistemleri için gerekli herhangi bir kontrol modeli geliştirilebilir. Şekil 16.20'de bir güneş enerjili akışkan ısıtma sistemine diferansiyel sıcaklık kontrol cihazının montajı gösterilmektedir.

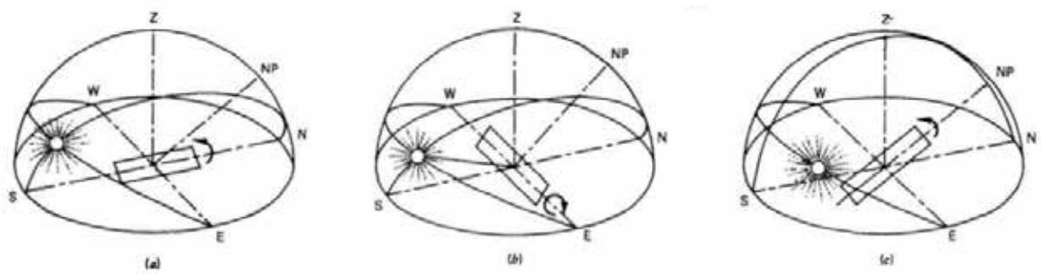


Şekil 16.20: Güneş Enerjisi Akışkan Isıtma Sistemine Diferansiyel Sıcaklık Kontrol Cihazının Montajı

16.2.3. Güneş Enerjisinin Isıl ve Elektrik Uygulamaları (Güneş Termal-Elektrik)

Güneş enerjisine yönelik artan ilgi alanlarından biri de güç üretimi uygulamalarıdır. Çok yüksek sıcaklıklarda (>250°C) çalıştırılan yoğunlaştırıcı kolektörler, bir buhar-Rankine çevrimi yoluyla elektrik üretmek için kullanılan buharı üretebilir. Bu teknolojiler bir termal araç kullandığından, fosil yakıtla hibritlenebilir ve bazı durumlarda ısıl depolamayı kullanmak üzere uyarlanabilir. Bu teknolojiler, güneş ışınımının direkt ışınım bileşenini kullanır. Genellikle gökyüzünden yayılan veya saçılan ışınımı (global ışınım) kullanamazlar ve bu nedenle güneşin direkt ışınlarının yansıtıcı üzerinden absorbere yoğunlaşmasını sağlamak için güneş takip sistemlerini kullanırlar. Önemli bir nokta, yoğunlaştırıcı kolektörlerin, yansıtıcı yüzeylere düşen enerji miktarını artırmamasıdır; enerji sadece daha küçük bir absorber yüzeye yoğunlaştırılır.

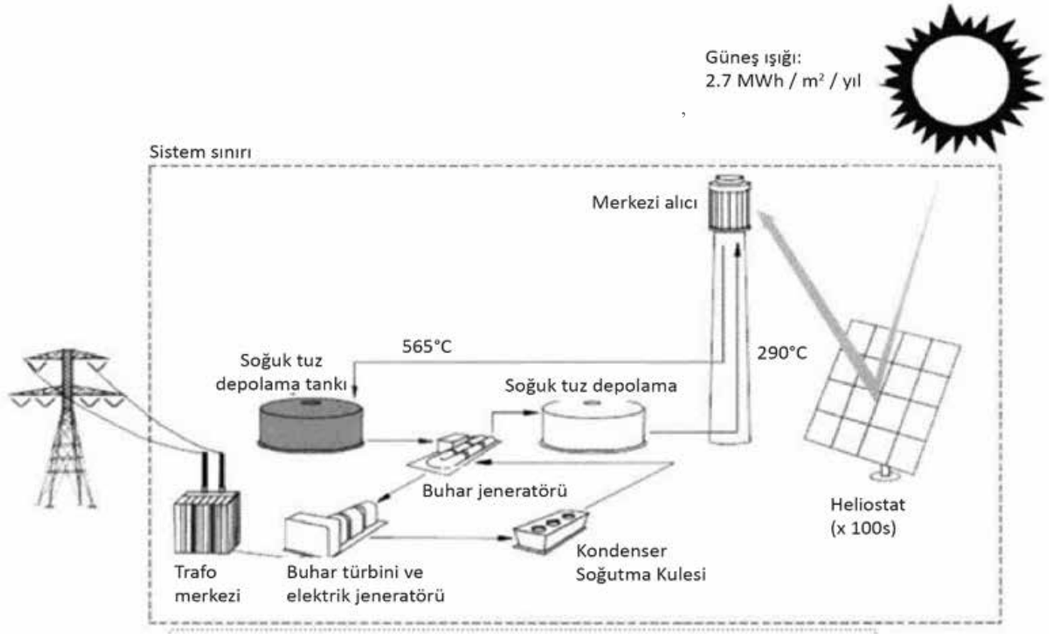
Güneş enerjisi termik santralleri, kolektör sistemi ve güç adası olmak üzere iki ana alt bileşenden oluşmaktadır. Burada üç ana tip güneş enerjisi sistemi gösterilmektedir: parabolik oluk, merkezi alıcı (veya güç kulesi) ve çanak. Parabolik oluk sistemleri bugüne kadar baskın teknoloji olmuştur. Tipik bir parabolik oluk tipi güneş kolektörü dizisi Şekil 16.9'da gösterilmektedir. Burada, güneş ışınlarını mümkün olduğunca absorber boru veya ısı toplama elemanı (ITE) üzerinde, bu durumda içinden bir ısı transfer akışkanının (ITA) aktığı bir boru üzerinde yoğunlaştırmak için yoğunlaştırma yüzeyi veya yansıtıcı hareket ettirilir. Bazı sistemlerde boru hareket eder ve yansıtıcı yüzeyler sabit kalır. Bu tip kolektör doğu-batı eksenine monte edilebilir ve yansıtıcıyı veya absorberi kuzey-güney yönünde yerleştirerek güneşi takip edebilir (bkz. Şekil 16.21-a). Bir alternatif, kolektörleri kuzey-güney ekseninde monte etmek ve doğu-batı yönünde dönerek güneşi takip etmektir (bkz. Şekil 16.21-b). Üçüncü bir yapı, oluğu ve absorberi dünyanın kutbuna paralel veya bir açıyla eğimli olarak hizalayan ve doğudan batıya doğru takip eden bir montajı kullanmaktır (bkz. Şekil 16.21-c). Her birinin avantajı ve dezavantajı vardır; seçim, uygulamaya bağlıdır. Tüm izleme kolektörleri, algılayarak veya tahmin yoluyla güneşi gökyüzünde bulmak için bir donanıma sahip olmalıdır. İzleme motorları ve bazı durumlarda esnek veya hareketli hat bağlantıları, izleme sistemlerinin ek özellikleridir.



Şekil 16.21: Güneş Takibi İçin Oluk Tipi Kolektör Konfigürasyonları: (a) K-G Yatay D-B İzleme, (b) D-B Yatay K-G İzleme ve (c) Kutup Ekseni D-B İzleme

Güneş enerjisiyle ilgili önemli bir kavram, ısıl atalettir. Isıl atalet, belirli bir hacimdeki maddenin bir faz değişikliğine uğramadan enerji depolama (ve salma) yeteneğidir. Isıl atalet, güneş ışınımında bulutların neden olduğu değişime rağmen, güneş enerjisi sistemlerinin nispeten kararlı güç çıkışı üretmesini sağlar. Isıl depolama ile tasarlanan parabolik oluk sistemleri, yaygın olarak, ısıl yağdan daha yüksek ısıl atalete sahip olan erimiş nitrat tuzu kullanır, ancak bu sistemler, ilk yatırım maliyetlerini artıran ısıl yağ/tuz ısı değiştiricilerini gerektirir. Genel olarak, parabolik oluk teknolojisi üzerindeki kısıtlamalar, boruların ve yansıtıcıların maliyeti, absorber sisteminden güç adasına uzun süreli sıcak ısıl yağ akışından kaynaklanan ısı kayıpları ve dünya çapında sınırlı kavisli yansıtıcı yüzey tedarikidir.

Merkezi alıcı sistemleri, güneş ışınımını bir kulenin tepesindeki bir alıcıya odaklamak için heliostat adı verilen güneş izleme aynalarını kullanır (Şekil 16.22). Buhar, doğrudan kulede veya dolaylı olarak erimiş nitrat tuzu veya diğer ısı transfer akışkanı yoluyla üretilir. Merkezi alıcı tasarımının bir avantajı, parabolik oluk sistemlerindeki uzun hatların aksine, alıcı sisteminden güç adasına olan daha kısa hatlar nedeniyle erimiş nitrat tuzunun hem ısı transfer akışkanı hem de termal depolama ortamı olarak kullanılabilmesidir. Şekil 16.22, bu tesiste ısı transfer akışkanı olarak erimiş tuzu göstermektedir. Erimiş tuz, yüksek donma noktası nedeniyle çalışılması zor bir iş akışkanıdır. Kristalleşmenin önlenmesi için sürekli olarak sistemin donma noktasının üzerinde tutulması gerekir (220°C). ArGe faaliyetleri, ısı transfer akışkanı olarak hava kullanan sistemlerin yanı sıra daha düşük donma noktası sıcaklıklarına sahip tuz alternatiflerine odaklanmıştır.



Şekil 16.22: Merkezi Alıcı Güneş Enerjisi Santrali (Güneş Termal-Elektrik) Şeması

Yoğunlaştırıcı güneş enerjisi üretiminin farklı türleri arasında, merkezi alıcı tipi, en yüksek kapasite faktörüne- yıllık ortalama bazda kullanılan nominal kapasite oranına-sahiptir. Isıl depolama ile kapasite faktörü tipik olarak %55-70 arasındadır. Yüksek çalışma sıcaklıkları nedeniyle, merkezi alıcı ve Stirling çanak teknolojileri, parabolik oluklara kıyasla daha yüksek güneş enerjisi-elektrik verimi elde edebilmektedir. Tablo 16.4 güneş termal-elektrik sistemlerin bir karşılaştırmasını sunmaktadır.

Tablo 16.4: Güneş Termal Elektrik Sistemlerinin Karşılaştırması

	Parabolik Oluk	Merkezi Alıcı (Güneş Kulesi)	Çanak Stirling Motoru
Kapasite [MW]	30-320	10-200	5-25 kW
Çalışma Sıcaklığı [°C]	390	565	750
Pik Verim [%]	28	78	24
Net Yıllık Verim [%]	20	23	29
Ticari Durumu	Ticari	Ölçekli Demo	Prototip Demo
Depolama	Limitli	Evet	Batarya
Hibritleme	Evet	Evet	Evet
İlk Yatırım Maliyeti [$/kW]	2.800	6.800	Veri yok
İşletme ve Bakım Maliyeti [$/kWh]	0,02	0,04	Veri yok

Örnek:
Ankara'da 200 öğrencili bir yurdun sıcak su ihtiyacının güneş enerjisinden karşılanması için gereken kolektör miktarını hesaplayınız (Öğrenci başı günlük sıcak su ihtiyacı: 30 litre/gün.kişi, Ekim ayında şebeke suyu sıcaklığı[3] 14° C, istenen su sıcaklığı 45° C, Ankara için Ekim ayı ortalama solar radyasyon değeri[4] 3,26 kWh/m^2.gün, kolektör verimi 0,48, suyun yoğunluğu 1 kg/litre, suyun özgül ısısı 1 kcal/kg ve Ekim ayında sıcak su ihtiyacının en az %90'ının güneş enerjisinden karşılanacağı varsayılarak kolektör alanı hesaplanacaktır).

[3] https://www.mgm.gov.tr/FILES/resmi-istatistikler/parametreAnalizi/2021-100cm-toprak.pdf
[4] https://gepa.enerji.gov.tr/MyCalculator/pages/6.aspx

Çözüm:
Günlük sıcak su ihtiyacını karşılamak için gerekli enerji:

Q=(200 kişi x 30 litre/gün.kişi) x 1 kg/litre x 1 kcal/kg x (45-14) = 186.000 kcal/gün (216,3 kWh/gün)

Ekim ayında sıcak su ihtiyacının en az %90'ının güneş enerjisinden karşılanacağı varsayıldığında:

216,3 kWh/gün x 0,9 = 194,7 kWh/gün

Gerekli kolektör alanı (Ka):

Ka=(194,7 kWh/gün) / (3,26 kWh/m^2.gün) / 0,48 = 124,4 m^2 kollektör alanına ihtiyaç duyulmaktadır.

Bu örnekte iki hususa dikkat etmek gerekmektedir. Birincisi dış ortam hava sıcaklığı ve su sıcaklığı arasındaki fark arttıkça Şekil 16.14'te gösterildiği üzere kolektör verimi düşecektir. Yani Ocak ayında hem solar radyasyon değeri hem de kolektör verimi düşeceği için sıcak su karşılama oranı azalacaktır. İkinci husus ise şebekeden gelen suyun sıcaklığıdır. Benzer şekilde şebekeden gelen suyun sıcaklığı düştükçe sıcak su karşılama oranı yine azalacaktır. Bu yüzden tasarım yapılırken aylık bazda değerlendirme yapılmalı ve optimum kolektör alanı ve depolama alanı seçilmelidir.

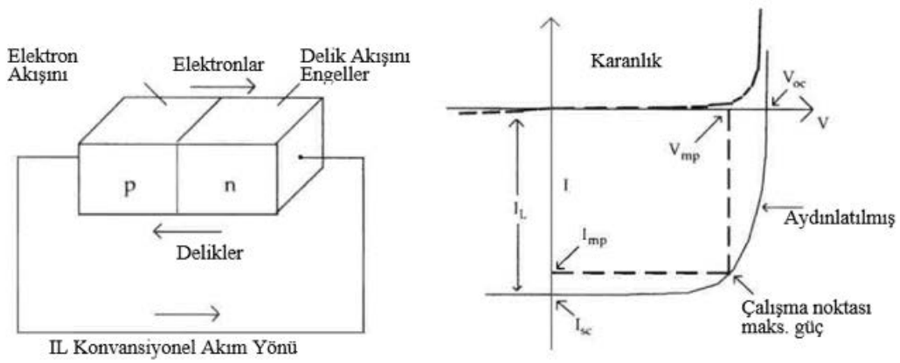
16.2.4. Güneş Enerjisinin Fotovoltaik (PV) Uygulamaları

Güneş pilleri veya fotovoltaikler (PV), güneş ışığını doğrudan elektriğe dönüştürmek için yarı iletken malzemelerin elektronik özelliklerini kullanır. Işıktan elektriğe enerji dönüşümü doğrudan olduğundan, güneş pillerinin verimi Carnot ilkesi ile sınırlandırılmaz. Başlangıçta uzay araçlarında ve uydularda ve uzak yerlerde elektrik enerjisi gerektiren karasal uygulamalarda kullanılmıştır. Fiyatlardaki hızlı düşüşler nedeniyle yenilenebilir elektrik üretim teknolojilerinin en hızlı büyüyen segmentlerinden biri haline gelmiştir. Solar PV dizileri, çatılara, açık arazilere, bina dışlarına gölgeleme cihazları olarak veya kanopiler olarak monte edilebilir. Fotovoltaik güneş teknolojilerinde en çok kullanılan malzeme silisyum elementidir. Yarı iletken özellik gösteren birçok madde arasında güneş hücresi üretmek için en elverişli olanlar silisyum, kadmiyum sülfür, galyum arsenit, kadmiyum tellür gibi maddelerdir. Güneş hücreleri, kristaller ve amorflar olmak üzere ikiye ayrılır. En yaygın olan silisyum güneş hücreleri; tek (mono) kristalli, çok (poli) kristalli, ince film ve şerit şeklinde olan değişik teknolojilerdeki yapılarda üretilirler. Yüzeyleri kare, dikdörtgen, daire şeklinde biçimlendirilen güneş hücresinin alanı genellikle 100 cm² civarında, kalınlıkları ise 0,2–0,4 mm arasındadır (www.enerji.gov.tr).

Güneş hücrelerinin bir araya getirilmesi ile güneş modülleri oluşturulmaktadır. Günümüzde elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanılan güneş modüllerinin yüzey alanları 2,1 m^2 ve güçleri ise 675 W_p değerlerine ulaşmış durumdadır. Güneş modüllerinin bir araya getirilmesi ile birlikte yüksek güçlerde güneş panelleri ve güneş enerjisi santralleri (GES) tesis edilebilmektedir. Günümüz teknolojilerine ve kurulumun şekline (sabit sistem, güneşi takip eden sistemler) bağlı olarak 13-25 dönüm büyüklüğündeki bir alana 1 MW_e kapasitesinde GES kurulabilmektedir (www.enerji.gov.tr). Özellikle, binaların çatı ve cephelerine kurulan GES'ler ile ihtiyaç duyulan elektrik enerjisi tüketim noktalarında üretilebilmektedir. Araç park alanlarında kullanılan ve elektrikli araç şarjı sağlayan bir gölgelik sistemi Şekil 16.23'te gösterilmektedir.

Şekil 16.23: Açık Park Alanlarında Güneş Gölgelik Dizisi

Çoğu güneş pili çok geniş alanlı p-n bağlantı diyotlarıdır (Şekil 16.24). Bir p-n bağlantısı elektronik asimetriye sahiptir. n-tipi bölgeler büyük elektron yoğunluklarına ancak küçük delik yoğunluklarına sahiptir. Elektronlar malzemenin içinden kolayca akar, ancak delikler bunu çok zor bulur, p tipi malzeme tam tersi bir özelliğe sahiptir. Hücre, yarı iletken bant aralığı enerjisini, tipik olarak kızılötesi ve görünür ışık spektrumunu aşmak için yeterli enerjiye sahip fotonlarla aydınlatıldığında, p-tipi malzeme boyunca fazla elektron deliği çiftleri üretilir. Elektronlar p-tipi bölgeden n-tipine doğru akar ve ters yönde bir delik akışı meydana gelir. Aydınlatılmış p-n bağlantısı elektriksel olarak kısa devre yaparsa, kısa devre kablosundan bir akım geçecektir. Diyotun normal doğrultucu akım-voltaj karakteristiği, Şekil 16.24'te gösterilmektedir. Aydınlatıldığında (güneş ışınımı geldiğinde), üretilen akım, gücün çekilebileceği bir karakteristik vermesi için süperpoze edilir.



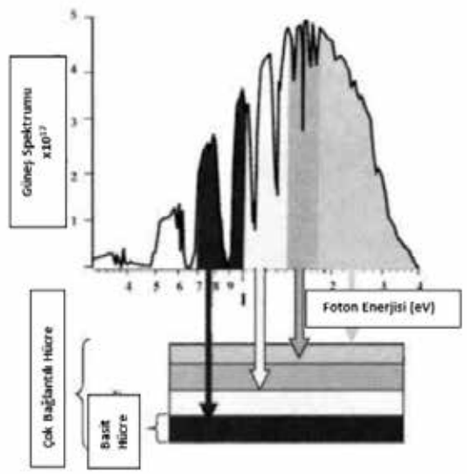
Şekil 16.24: Fotovoltaiklere Ait Terimler

Güneş pillerini kullanmak için önemli olan karakteristik voltaj ve akım parametreleri Şekil 16.24'te gösterilmektedir. Kısa devre akımı (I_{sc}) ideal olarak ışıkla üretilen akıma (I_L) eşittir. Açık devre gerilimi (V_{oc}), yarı iletkenin özellikleri tarafından belirlenir. Gücün maksimum olduğu çalışma eğrisinde belirli bir noktada, (V_{mp}) ve (I_{mp}) ile tanımlanan dikdörtgen en büyük alana sahip olacaktır. Doldurma faktörü (*DF*), çıktı özelliklerinin ne kadar karesel bir biçimde olduğunun bir ölçüsüdür ve Eş.16.2 ile gösterilir.

$$DF = \frac{V_{mp}\, I_{mp}}{V_{oc}\, I_{sc}} \qquad (16.2)$$

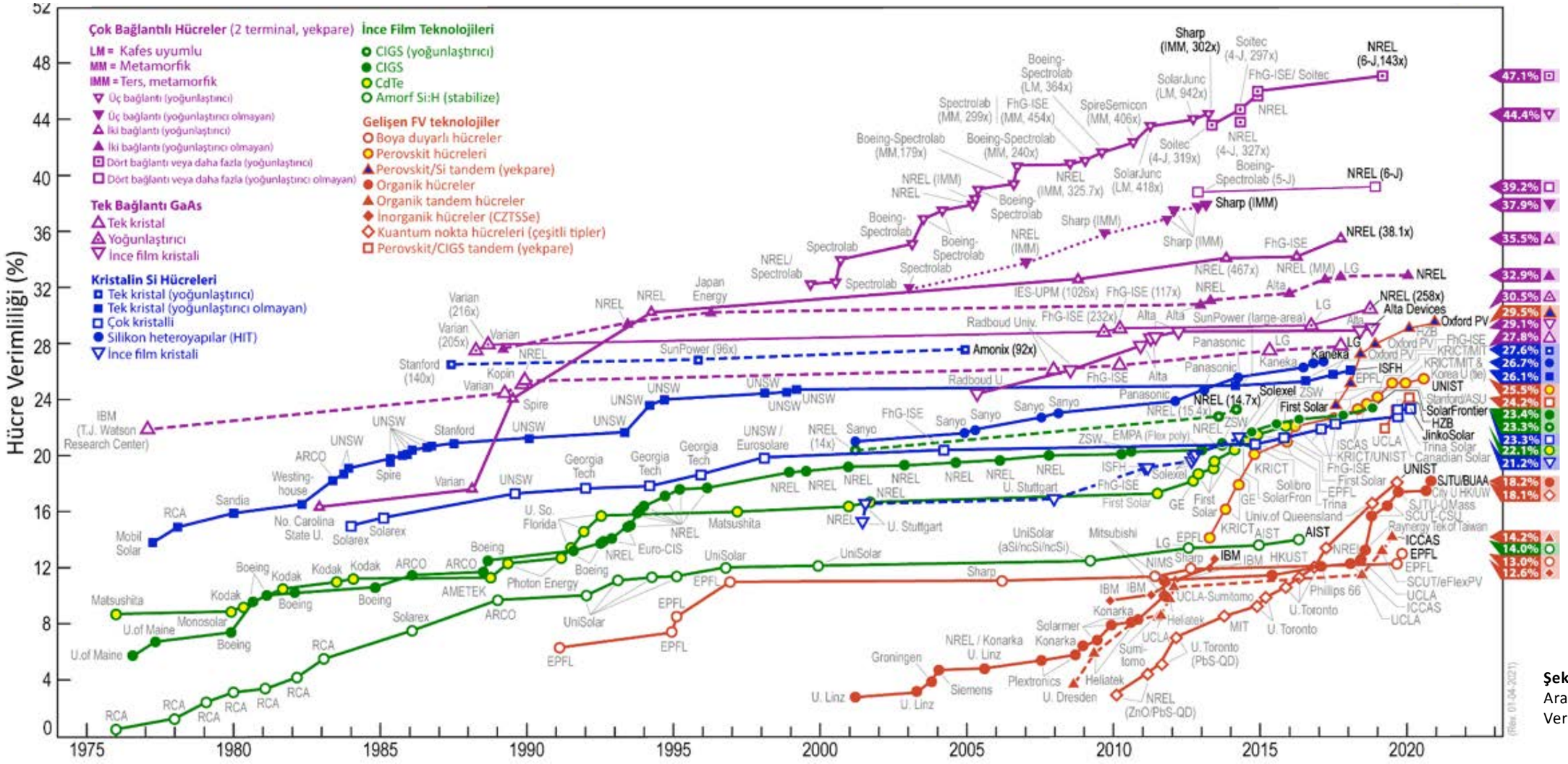
İdeal olarak *DF*, yalnızca açık devre voltajının bir fonksiyonudur ve makul verime sahip hücrelerde 0,7 ile 0,85 aralığında bir değere sahiptir. Çoğu güneş pili, yerkabuğunda en bol bulunan ikinci element olan silikon katkılamasıyla yapılır. Kum, metalürjik dereceli silikona indirgenir ve daha sonra saflaştırılır ve tek kristal silikon levhalara dönüştürülür. Levhalar güneş pillerine işlenir. Birden fazla güneş pili birbirine bağlanır ve 10-350 Watt (DC) arasında değişen hava koşullarına dayanıklı bir fotovoltaik modülde kapsüllenir. İstenen sistem boyutunu elde etmek için birden fazla modül bir diziye bağlanır.

Hücre üretim süreçlerinde bor, p-tipi yonga levhaları üretmek için bir doping ajanı olarak sıklıkla kullanılır ve fosfor, n-tipi safsızlık için kullanılan en yaygın malzemedir. Bu basit hücreler, teorik olarak %21-23 arasında maksimum dönüşüm verimine sahiptir, çünkü enerji absorpsiyonu, doping bileşiğiyle ilişkili güneş spektrumu ile sınırlıdır. Şekil 16.25, farklı katkı malzemelerinin güneş spektrumunun belirli bölümlerini nasıl absorbe ettiğini göstermektedir. Gelişmiş, çok eklemli hücreler, daha geniş bir güneş enerjisi spektrumunu absorbe etmek için hücreleri çoklu doping ajanları ile katmanlayarak araştırma laboratuvarında %40'a yaklaşan verimleri elde etmişlerdir. Teorik verimlerin elde edilmesini sınırlayan diğer faktörler arasında yansıma kayıpları, eksik absorpsiyon ve kısmi enerji kullanımı, elektron deliği çiftlerinin eksik toplanması, bir gerilim faktörü, bir eğri faktörü ve dahili seri direnci bulunur.



Şekil 16.25: Çok Eklemli ve Basit Hücreli PV Teknolojileri Tarafından Absorbe Edilen Güneş Spektrumlarının Gösterimi

Daha yüksek verim ve daha düşük maliyet elde etmek amacıyla bu sınırlayıcı faktörlere çeşitli çözümler kullanan çok sayıda PV teknolojisi türü ortaya çıkmıştır. Şekil 16.26, çeşitli PV teknolojilerine genel bir bakış sağlamakta ve 1975'ten bu yana araştırma hücresi verimlerindeki eğilimleri göstermektedir. Güneş pilleri dört geniş kategoride sınıflandırılır: çok eklemli, kristal silikon, ince film ve gelişmekte olan PV. Yüksek verimli çok eklemli hücreler, uzay uygulamalarında baskın güç üretim teknolojisidir, ancak çok yüksek maliyetleri nedeniyle henüz ticari olarak mevcut değildir. Monokristal ve polikristal silikon hücreler, bugün PV pazarında baskın teknolojilerdir. Bunlardan monokristal paneller, en yüksek dereceli silikondan yapıldıkları için en yüksek verime sahiptir. Polikristal güneş panelleri, monokristal hücrelerle yapılan modüllerden daha yüksek sıcaklık katsayılarına sahip olma eğilimindedir; bu, ısı arttıkça hücrenin çıktısının daha az derecede azalacağı anlamına gelir. İnce film hücreler, amorf silikon ve kadmiyum tellür (CdTe), bakır indiyum (galyum) ve di-selenid (CIS veya CIGS) gibi daha yüksek verimli teknolojileri içerir. Bunlar genellikle esnek alt tabakalar üzerinde üretilebilecek en ucuz seçenektir. Kristal silisyumdan daha düşük verimliliğe sahip olduklarından, aynı nominal elektrik çıkışı için daha fazla ince film dizisi alanı gereklidir. Birim güç için maliyet bazında, kristal ve ince film PV modülleri bir şekilde karşılaştırılabilir.



Şekil 16.26: Fotovoltaik Araştırma Hücresi Verimleri

16.2.4.1. Maliyet, Performans ve Boyutlandırma

PV hücre veriminde istikrarlı gelişmeler olsa da, piyasa dinamiklerine ve uluslararası ticaret anlaşmalarına bağlı olan PV modül üretim maliyeti değişkenlik göstermektedir. Enerji yöneticileri, kolektör alanının sınırlı olduğu durumda, öncelikle modül maliyetleriyle ve ikincil olarak verimle ilgilenirler. Modül verimi ve modül maliyetleri için mevcut değerler, sanayi kaynaklarından veya geleceğe yönelik planlama yapılıyorsa, uzun vadeli tahminlerinden elde edilebilir. Modül maliyetleri, sistem yardımcı bileşenleri ve kurulumun genel olarak %50'sidir, ancak son zamanlarda maliyetlerdeki düşüşler modül maliyetlerini toplam fiyatın %30-50'si aralığına yaklaştırmıştır. Güneş pilleri, istenen gerilim-akım özelliklerini vermek ve bireysel hücre arızası durumunda güvenilirliği sağlamak için çeşitli seri ve paralel düzenlemelerde düzenlenir. Modül düzeyinde mikro dönüştürücüler veya optimize edici cihazlar, bir modülün arızasının veya gölgelenmesinin tüm diziyi etkilemesini önlemeye yardımcı olabilir.

Sabit dizilimler bir optimal eğimle yerleştirilir ve bazı dikkate değer istisnalar dışında, maksimum enerji üretimi için panellerin genellikle kuzey yarımkürede güneye ya da güney yarımkürede kuzeye bakması gerekir. Kurulumun enlemi, sistemden elde edilen yıllık çıktıyı en üst düzeye çıkarmak için kabaca en uygun eğimdir. Ülkemiz için daha hassas güneş PV panel eğimi (***S***) ise daha önce verilen denklem (***S=Enlem-8°***) kullanılarak belirlenebilir. Solar PV paneller için birçok montaj sistemi ayarlanabilir olacak şekilde tasarlanmıştır. Paneller, dizideki diğer panellerin gölgelenmesine neden olmayacak şekilde uygun aralıklarla yerleştirilmelidir. Çatı kurulumlarında baca ya da diğer çıkıntılar gibi yapı bileşenlerine de gölgeleme nedeniyle ayrıca dikkat edilmelidir.

Bununla birlikte, daha düşük eğim veya yatay konfigürasyonlar yaz verimini etkin bir şekilde en üst düzeye çıkarabilir. Benzer şekilde, tasarımcılar, diziyi biraz güneyin batısına yönlendirerek öğleden sonra güneşlenme miktarını artırmak isteyebilir, bu da tarife analizinde kullanılıyorsa talep fiyatlarının azalmasına yardımcı olabilir. Tablo 16.5'te gösterilen bir başka nokta, alt-optimal dizi oryantasyonunun ve eğim açısının nadiren yıllık beklenen çıktıyı %10'dan fazla düşürmesidir. Özellikle çatıya monte durumlarda, yönlendirme mevcut çatı yüzeyi tarafından kontrol edilebilir, ancak batıya veya doğuya bakan sistemler için bile kayıp küçüktür. Tek ve çift eksenli izleme sistemleri, PV çıktısını sırasıyla %30'a ve %35'e kadar artırabilir, ancak her biri izleme cihazları için ilk yatırım ve işletme-bakım maliyetlerinde önemli artışlar gerektirir. Rüzgar yükleri, izleme sistemleriyle kurulan güneş kolektörü dizileri için sabit monteli dizilere göre daha büyük bir sorun olabilir.

Bir bina uygulaması için şebekeye bağlı bir PV sistemini boyutlandırırken, ilk adım, Eş. 16.3'ü kullanarak, beklenen yıllık yükün %100'ünü varsayımsal olarak sağlamak için gereken gücü tahmin etmektir.

$$\text{Güç} = \frac{\text{Yıllık yük}}{(8.760)(0,18)} \qquad (16.3)$$

Burada güç; dizi/invertör sisteminden toplam AC (alternatif akım) güç çıkışını (kW), yıllık yük; kWh biriminde üretilmek istenen enerji miktarını, 8760; bir yıldaki saat sayısını ve 0,18 ise PV için yıllık ortalama kapasite faktörünü göstermektedir.

Örnek:

Bir yazlık ev için şebekeden bağımsız çalışacak bir fotovoltaik sistem kurulumu düşünülmektedir. Bu evde 10 adet 15 W gücünde ve ortalama günde 5 saat çalışacak yüksek verimli lambalar, 2 adet 60 W gücünde günde ortalama 6 saat çalışacak televizyon, 2 adet 70 W gücünde günde ortalama 4 saat çalışacak diz üstü bilgisayar, 120 W gücünde sürekli çalışacak 1 adet buzdolabı, 1000 W gücünde 1 adet günde ortalama 1 saat çalışacak su ısıtıcı, 800 W gücünde günde ortalama 2 saat çalışacak çamaşır makinesi ve aynı güçte 1,5 saat çalışacak bulaşık makinesi olacaktır. Sistemi boyutlandırın ve gerekli batarya kapasitesini 2 gün depolama süresini dikkate alarak hesaplayınız.

Çözüm:

Öncelikle evde belirtilen elektrikli cihazlar için günlük güç tüketimi Wh/gün olarak hesaplanmalıdır. Bu değer fotovoltaik sistemin kapasitesinin belirlenmesinde önemlidir. Ele alacağımız sistem yapısı şebekeden bağımsız çalışacağı için kapasite ve güç konusunda artırımlı davranılabilir. Ayrıca, bu evin bir yazlık ev olduğu düşünülecek olursa sistem seçiminde en kötü senaryoya göre (kuzey yarım küre Aralık ayı gibi) hesap yapmak yerine Mart ya da Ekim aylarındaki güneş ışıma değerleri tercih edilebilir. Buzdolabının aşağıdaki tabloda 24 saat çalışacağı belirtilmiştir. Ancak, gerçekte buzdolabı, dolap içi sıcaklığının değişimine göre devreye girip çıkmaktadır ve iyi bir yaklaşımla bu değerin yarısı kadar tüketim olabileceği kabul edilebilir. Ancak, yine güvenli bölgede kalmak adına şebekeden bağımsız çalışma durumunu da dikkate alarak 24 saat çalışma kabul edilebilir.

Bu aşamada güneş ışınım değerlerinin konuma göre belirlenmesi gerekmektedir. Öncelikle sistemin güney yönlü, sabit (güneşi takip etmeyen) ve belirli bir eğim açısında monte edildiğini düşünelim. Eğim açısı için, Enlem – 8° kullanılabilir. Pik güneş saatlerinin kullanılması ile örneğin Antalya için optimum açıda küresel toplam ışınım değeri 5,577 kWh/m²gün olarak bulunabilir (globalsolaratlas.info). Ancak, Mart ayı için 4,5 h pik güneş saati değeri kabul edilebilir.

	Adet	Güç [W]	Çalışma süresi [h]	Ortalama tüketim [Wh/gün]
LED	10	15	5	750
TV	2	60	6	720
Diz üstü bilgisayar	2	70	4	560
Buzdolabı	1	120	24	2.880
Su ısıtma	1	1.000	1	1.000
Çamaşır mak.	1	320	2	640
Bulaşık mak.	1	380	1,5	570
Toplam				**7.120**

Bu durumda fotovoltaik dizisi için güç aşağıdaki eşitlikte gösterildiği gibi bulunabilir. Bu eşitlikte P_{fv} fotovoltaik sistem gücünü, günlük güç talebini, S_p, ilgili aydaki günlük pik güneş saatini ve η sistemin toplam verimini göstermektedir. Burada toplam verim, fotovoltaik dizi için anma verimini ifade etmemektedir. Anma veriminin dışında sıcaklık, toz, kir, kullanım süresi (yaş) gibi faktörlere bağlı verimi ifade eder. Aynı zamanda, fotovoltaik hücrede maksimum güç izlemesi (MPP) yapılmıyorsa bir miktar verim kaybı da buradan gelecektir (MPP olan sistemlerde verim %70'lere kadar çıkabilir). Buna göre ortalama %85 fotovoltaik modüllerden, %85 batarya sisteminden, %94 kablolama ve şarj kontrolcüsü gibi elektronik sistemlerden ve %90 invertörden olmak üzere yaklaşık %60'lık verim, toplam verimi ifade edecektir.

$$P_{fv} = \frac{E}{S_p \eta}$$

Buna göre,

$$P_{fv} = \frac{7120\ Wh/gün}{4\frac{h}{gün}\,0{,}6} = 3\ \text{kW olarak hesaplanır.}$$

Bu değer, Mart ayı için optimum eğim ile yerleştirilmiş bir fotovoltaik dizisinden elde edilecek güç ile yukarıda belirtilen ev aletlerinin şebekeden bağımsız çalışmasını sağlayabilecek güç değeridir. Her bir panelin yaklaşık 300 W olduğu kabulü ile gereken panel sayısı 10 adet olarak hesaplanabilir. Şebekeden bağımsız çalışma düşünüldüğü için batarya gücünün belirlenmesi gerekir. Depolama süresinin belirlenmesindeki karar maliyet etkendir. Yani, panelde bir arıza olması durumu ya da çok kötü hava koşullarının olması durumu göz önüne alınarak belirlenmesi gerekir. Örneğin 2 günlük bir depolama uygun olacaktır. Daha fazla gün depolama yapmak güvenilirliği ve ilk yatırım maliyetini artıracaktır. Batarya kapasitesinin belirlenmesinde aşağıdaki eşitlik kullanılabilir.

$$P_{bat} = \frac{nE}{D\eta_{inv}}$$

Bu eşitlikte n depolama gün sayısını, E depolanacak enerji miktarını, D bataryanın deşarj yüzdesini ve η_{inv} invertör verimini göstermektedir. Buna göre, %80 deşarj yüzdesi, %90 invertör verimi ve 2 günlük depolama için bataryada depolanabilecek toplam enerji,

$$P_{bat} = \frac{2 \times 7{,}12\ kWh/gün}{0{,}8 \times 0{,}9} = 19{,}8\ kWh$$

olarak bulunur. Bataryaların 24V DC verecek biçimde planlanması durumunda şarj kapasitesi 825 A.h olarak hesaplanır.

Örnek 2:

Ankara'da bulunan bir tesisin gölge düşmeyen güney cepheye bakan yaklaşık 100 m² çatı alanı mevcuttur. Söz konusu alana ortalama %20 verime sahip monokristal PV panel yerleştirilmesi durumunda yıllık üretilebilecek elektrik miktarını hesaplayınız. (Ankara'nın yıllık toplam güneş radyasyonunu[5] 1500 kWh/m².yıl , invertör ve kablo verim kaybını %15 kabul ediniz.)

Çözüm:

Yıllık üretilecek elektrik miktarı : 1500 kWh/m².yıl x 100 m² x 0,20 x 0,85 = 25.500 kWh olarak hesaplanır. Ticari olarak piyasa bulunan 400 Watt gücündeki monokristal panellerin 2 m² yüzey alana sahip olduğu ve panel arası boşluklar dikkate alındığında %10 alan kaybı olacağı dikkate alındığında 100 m² alana yaklaşık 18 kWp gücünde PV panel kurulabilir. Söz konusu güç ile Ankara'da üretilebilecek elektrik enerjisi PV-GIS[6] yazılımı ile hesaplandığında çıkan 25.300 kWh/yıl değeri alan üzerinden bulduğumuz değere çok yakın ve uyumlu bir değerdir.

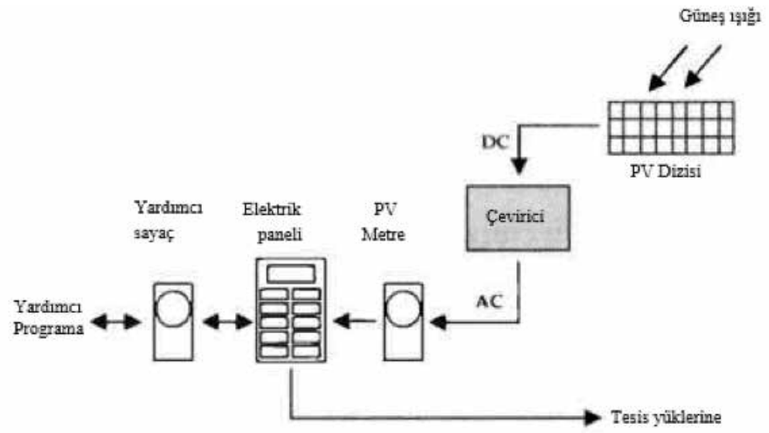
Tablo 16.5: Kuzey Yarımkürede 30° Enlemde Dizi Eğim Açısının ve Yöneliminin Fonksiyonu Olarak PV Çıkışı İçin Tipik İndirgeme Faktörleri (Not: Güney Yarımkürede "Kuzey", "Güney" Yerine Geçer)

	İndirgeme Faktörü	Dizinin Yataya Göre Eğim Açısı					
		00	180	300	450	600	900
Yönelim	Güney	0,89	0,97	1,00	0,97	0,89	0,58
	GGD veya GGB	0,89	0,97	0,99	0,96	0,88	0,59
	Güneydoğu veya Güneybatı	0,89	0,95	0,96	0,93	0,85	0,60
	DGD veya BGB	0,89	0,92	0,91	0,87	0,79	0,57
	Doğu veya Batı	0,89	0,88	0,84	0,78	0,70	0,52

Fotovoltaik hücreler, şebeke bağlantılı uygulamalarda bir güç koşullandırma cihazı veya invertör aracılığıyla uygun frekans ve gerilimde AC elektriğe dönüştürülmesi gereken doğru akım (DC) elektriği üretir (Şekil 16.27). İnvertör; dizi sıcaklık kaybı (%5-12), toz ve kir (%2-4), modül uyumsuzluğu (%2-5) ve DC ve AC kablo kayıpları (%2-3) gibi kullanıcının kontrolü dışındaki diğer faktörlere benzer şekilde %3-7 parazit kayıplarına neden olur. Sıcaklıklar, güneş pillerinin açık devre voltajı üzerinde baskın bir etkiye sahiptir; silikon hücreler için güç çıkışı, Kelvin ölçeğinde birim sıcaklık artışı için %0,4-0,5 oranında azalır. Ek indirgeme faktörleri, engellerden kaynaklanan gölgeleme miktarı, dizi yönü ve eğimi ve modül-invertör bileşenlerden kaynaklanan kayıplar bir şekilde kontrol edilebilir. Bu faktörler, DC boyutlandırma

[5] https://gepa.enerji.gov.tr/MyCalculator/pages/6.aspx
[6] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html

tahminlerinde dikkate alınması gereken yaklaşık %77'lik bir ortalama DC-AC azalma faktörünü beraberinde getirir. Tam yük DC kapasitesi hesaplandıktan sonra tasarımcı, nihai tasarım kapasitesini proje bütçesine ve hedeflerine göre ayarlayabilir. Beklenen performansı hesaplamaya yönelik bu prosedürler, PVWatts, PVGIS (PV-GIS)[7] gibi çevrimiçi PV performans hesaplayıcılar kullanılırken otomatikleştirilir, ancak biliniyorsa gerçek invertör veriminin girilmesine özen gösterilmelidir. Tablo 16.6 ve 16.7'de sırasıyla PV hücre teknolojilerine göre verim ve maliyet değerleri gösterilmiştir. 2018 yılı NREL raporuna göre özellikle kristal silikon maliyetleri 0,25 $/W olarak belirtilmiştir. IEA Fotovoltaik Güç Sistemleri Programı raporunda ise 2022 yılında monokristal silikon PV sistemleri için maliyet 0,155-0,24 $/W olarak belirtmiştir.



Şekil 16.27: İnvertörü Gösteren Tipik Şebeke Bağlantılı PV Sistemi Şeması

Tablo 16.6: 2006, 2010 ve 2015 Yıllarında Üretilen PV Modülleri İçin % DC Modül Verimleri

	Hücre Teknolojisi	2006	2010	2015
Kristal silikon	Monokristal Silikon	14-19	16-22	14-19
	Çok Kristalli Silikon Döküm Ingot	13-17	16-18	13-17
	a-Si/Monokristal Dilim (HIT)	16-18	18-20	16-18
	Şerit / Levha Silikon	14-16	16-18	14-16
	Yoğunlaştırıcılı Silikon Hücre/ III-V Hücresi	24/36	26/27	24/36
İnce film	Amorf Silikon (a-Si)	6-8	9-10	12
	Silikon filmi	10	14	16
	Cu(In,Ga)Se_2 (CIS/CIGS)	9-11	10-12	14
	Kadmiyum Tellür (CdTe)	9-10	11	12

[7] https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html

Tablo 16.7: 2006, 2010, 2015 Yıllarında PV Modül Üretim Maliyetleri ve Satış Fiyatı, 2006 ABD $/ Watt-DC

	Hücre Teknolojisi	2006	2010	2015
Kristal silikon	Monokristal Silikon	2,50/3,75	2,00/2,50	1,40/2,20
	Çok Kristalli Silikon Döküm Külçe	2,40/3,55	1,75/2,20	1,20/2,00
	Şerit / Levha Silikon	2,00/3,35	1,60/2,20	1,00/1,70
	Yoğunlaştırıcılı Silikon Hücre	3,00/5,00	1,50/2,90	1,00/1,70
İnce film	Amorf Silikon (a-Si)	1,50/2,50	1,25/1,75	0,90/1,40
	Cu(In,Ga)Se_2 (CIS/CIGS)	1,50/2,50	1,00/1,75	0,90/1,33
	Kadmiyum Tellür (CdTe)	1,50/2,50	0,90/1,50	0,65/1,25
	Satış Fiyatı	2,50- 3,75	1,50-2,50	1,25-2,20

16.2.4.2. Kurulum Ekonomik Modelleri

Küresel ölçekte ülkelerin teşvik mekanizmalarının bir sonucu olarak, şebeke bağlantılı PV, ticari ve endüstriyel pazardaki en belirgin dağıtılmış/dağınık yenilenebilir enerji teknolojilerinden biridir. Bazı PV teşviklerinin mevcudiyeti konuma göre değişmektedir. Yine de uygun teşviklere sahip yerlerde bile, PV projeleri, sahipleri tarafından finanse ediliyorsa, oldukça büyük bir ilk yatırım maliyeti gerektirebilir. Örneğin, 30 kW'lık bir ticari kurulum, indirimler ve vergi avantajlarından sonra mal sahibine 30.000 ABD dolarına mal olabilir. Bir PV projesini değerlendirirken, enerji yöneticileri farklı proje finansman seçenekleri altında proje fizibilitesini analiz etmelidir.

Ticari güçlendirme durumlarında, en yaygın iki sahiplik modeli, son kullanıcıya ve üçüncü şahıslara aittir. Son kullanıcı mülkiyeti durumunda, basit geri ödeme, toplam yaşam döngüsü maliyeti, iç karlılık oranı, finansmanlı nakit akışı ve mülk değerleme değerlendirmesi dahil olmak üzere çeşitli finansal analiz yöntemlerini kullanmak mümkündür. Bu yöntemlerin bir açıklaması ve ayrıca, bu genellemelerin ve örneklerin, belirli bir projenin uygun şekilde yürütülen araştırma ve mali analizlerinin yerine geçmediği uyarısıyla, örnekleme amacıyla gösterge niteliğindeki sonuçların yanı sıra aşağıda verilmiştir. Proje düzeyinde değerlendirmeler için önerilen bir araç, "www.consumerenergycenter.org/renewables/estimator" adresinde ücretsiz olarak sunulan internet tabanlı bir elektronik tablo modeli olan Clean Power Estimator'dur.

İlk yatırımın geri ödemesi için gereken asgari yıl sayısını gösteren basit geri ödeme süresi, paranın zaman değerini göz ardı eder. Toplam yaşam döngüsü maliyeti, varlığın ömrü boyunca maliyet etkinliğini değerlendirir. Yaşam döngüsü yöntemini kullanan PV sistemi, yakıt maliyeti olmadan ve çok düşük işletme-bakım maliyetleriyle 25 yıllık bir ömre sahip olduğundan uygun bir geri ödeme sağlar. Örneğin, 5

ile 7 yıl aralığındaki geri ödeme süresi ve 25 yıllık ömrü olan bir PV sistemi, yaklaşık %14'lük bir iç karlılık oranına (İKO) sahip olacaktır. Burada, *P/A* geri ödeme süresi 7 yıl, n beklenen ömür 25 yıl ve *i* faiz oranıdır. Dört defa iterasyon yapılarak i yaklaşık olarak %13,8 olarak hesaplanır.

$$P/A \text{ (geri ödeme süresi)} = \frac{(1+i)^n - 1}{(i(1+i)^n)} \qquad (16.4)$$

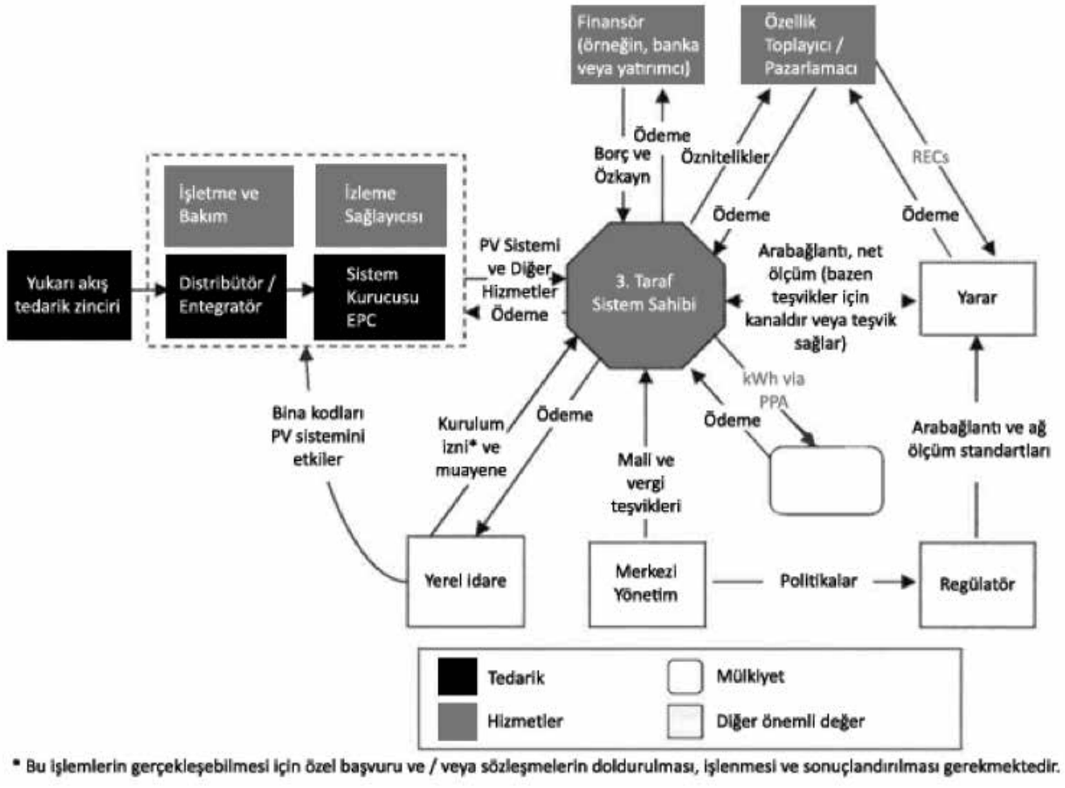
PV projelerinin ekonomik olarak nasıl uygulanabilir olabileceğini göstermenin bir başka yolu, satın alma maliyetini finanse ederken nakit akışını düşünmektir. Nakit akışı yöntemi, elektrik faturası tasarruflarını bir PV sisteminin finansman maliyetiyle karşılaştırır. Borçlanma maliyeti elektrik faturası tasarrufundan az olduğu sürece nakit akışı ilk günden itibaren pozitiftir. Ancak, nakit akışı faydaları, borç-öz sermaye oranlarını etkileyen potansiyel olarak olumsuz bilanço etkilerine karşı değerlendirilmelidir. Ayrıca PV paneller statik yükü artıracağı için statik güçlendirme ihtiyacı var ise finansal analizlerde dikkate alınmalıdır. Son olarak, bir PV sistemine yatırım yapmak, ticari bir mülkün değerini artırabilir.

16.2.4.3. Güneş PV'nin Üçüncü Şahıs Mülkiyeti

PV geliştiricileri dağıtım modellerini daha ileri teknoloji ürün haline getirdikçe ve politikaların yeni pazarlara yayılmasını sağladıkça üçüncü taraf mülkiyeti giderek yaygınlaşmaktadır. Bu tür anlaşmalar hem daha büyük kurulumlar (> 100 kW) hem de daha yakın zamanda konut sözleşmeleri için kullanılmaktadır. Mevcut bir alternatif olduğunda üçüncü taraf sahipliğinin çekici olmasının birkaç nedeni vardır:

- Nakit rezervler sınırlıysa veya bilançolar sıkıysa, sermaye yatırımından veya borç finansmanından kaçınmak.
- Kurumlar veya kâr amacı gütmeyen kuruluşlar durumunda olduğu gibi, kâr amacı güden şirketlere sunulan vergi avantajlarından para kazanmak.
- Performans riskinden ve kurulum, çalıştırma, bakım ve onarım güçlüklerinden kaçınmak.
- Gelecekteki elektrik fiyat artışlarına veya oynaklığına karşı korunmak.
- Güneş enerjisi hizmetlerini çatı kaplama gibi diğer bina hizmetleriyle birleştirmek.

Üçüncü taraf iş modelinde, son kullanıcı bir sahip olarak hareket eder ve bir güç satın alma sözleşmesi kapsamında her şey dahil güneş enerjisi hizmetleri için belirli bir fiyat ödemeyi kabul eder. Sözleşme süresi, nominal performans garantileri ile genellikle 5 ila 20 yıldır. Üçüncü taraf, PV projesinin tüm yönlerinden sorumludur; ekipman satın almak, sistemi tasarlamak ve kurmak, inşaat izinlerinin alınması ve yerel denetimlerden geçilmesi, yerel hizmet kuruluşundan bir ara bağlantı sözleşmesi ve net ölçüm hizmeti alınması, devletten veya yerel kamu kuruluşundan teşvik başvurusunda bulunmak, vergi avantajlarının elde edilmesi (esas olarak yatırım vergi kredisi ve hızlandırılmış amortisman), yeşil niteliklerin veya yenilenebilir enerji kredilerinin bir aracıya (bu tür pazarların mevcut olduğu yerlerde) satılması veya nakit indirimler karşılığında bunların yardımcı kuruluşa verilmesi, performansı en üst düzeye çıkarmak için sistemi çalıştırmak ve sözleşme süresinde sistemin devreden çıkarılması (mülkiyet devredilmezse). Sözleşme şartlarına göre, üçüncü tarafa genellikle maliyetini ve marjını kapsayan aylık bir ödeme yapılır. Bu konu hakkında daha detaylı bilgi için Performans Sözleşmeleri ile ilgili hükümlere bakılması tavsiye edilir.



* Bu işlemlerin gerçekleşebilmesi için özel başvuru ve / veya sözleşmelerin doldurulması, işlenmesi ve sonuçlandırılması gerekmektedir.

Şekil 16.28: Ticari Tadilat Uygulamaları İçin Üçüncü Şahıs Mülkiyeti PV İş Modeli

16.3. Rüzgar Enerjisi

Teknik olarak her iki ünite de akışkandan enerji çektikleri için türbin olmasına rağmen, mekanik güç (tahıl öğütme, su pompalama vb.) üretiminde kullanılan rüzgar (yel) değirmeni ile rüzgar türbini jeneratörleri (RTJ'ler) vasıtasıyla elektrik güç üretiminde kullanılan rüzgar türbini terimleri arasında fark vardır. [10] Rüzgar bedava ve yenilenebilir bir enerji kaynağı olmasına rağmen, modern rüzgar türbinleri pahalıdır ve sadece yeterli rüzgar olduğunda güç üretirler, bu yüzden rüzgar türbini güç çıktısının sürekliliği yoktur. Bu bağlamda diğer güç üretim sistemlerinin çoğuna göre açık bir dezavantaja sahiptir. [10] Ayrıca, rüzgar türbinlerinin rüzgarlı yerlere konumlandırılmasının gerekli olması, ticari güç iletim ağlarından oldukça uzak olması sonucunu ortaya çıkarır ve yeni yüksek gerilim hatlarını gerektirir. Bununla birlikte, rüzgar türbinlerinin gelecekte küresel ölçekte enerji arzında daima artan bir rol oynayacağı beklenmektedir.

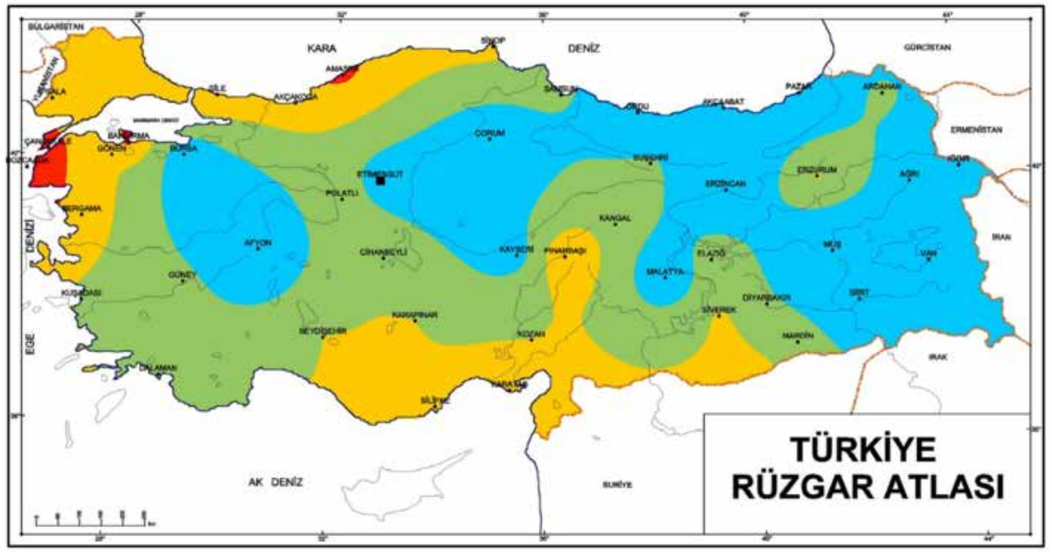
Büyük türbin tasarımları, yüksek yoğunlukta rüzgar enerjisi üretimine izin verir. 80 m yüksekliğindeki kulelerde 1.000 MW kapasiteli türbinler mevcuttur. Güç çıkışı, R rotorun yarıçapı olmak üzere A rotorun süpürme alanının ($A=\pi R^2$) bir fonksiyonu olduğundan, rotor boyutundaki her birim artış, güç üretiminde üstel kazançlar sağlar. Bu nedenle, türbin boyutları, esas olarak kule bileşenlerinin imalatı, nakliyesi ve montajının lojistiği ile sınırlandırılan optimal bir boyuta büyütülmüştür. Açık deniz (deniz tabanlı) tasarımlar, kule lojistiği ile sınırlı değildir, bu nedenle potansiyel olarak kara tabanlı birimlerden daha büyük olabilirler. Açık deniz rüzgar türbinleri için sınırlayıcı faktörler, kule temelleri için deniz tabanı derinliğini ve görsel etkilerden kaynaklanan yerleşim alanlarındaki muhalefeti içerebilir. Büyük ölçekli rüzgar kullanımı, rüzgar kaynaklarının bol olduğu uzak bölgelerden elektrik enerjisi talebi olan nüfus merkezlerine rüzgar getirmek için iletim altyapısına ihtiyaç duyar. Bu iletim projeleri maliyetlidir, inşa edilmesi zaman alır ve arazi kullanımı ve çevresel etkiler konusunda tartışmalara yol açabilir. İletim bağlantısı, kurulu güç birimi başına maliyeti, mevcut bir elektrik şebekesine güç sağlamak için kat etmesi gereken mesafeyle orantılı olarak yükseltir.

16.3.1. Kullanılabilir Rüzgar Gücü ve Rüzgar Gücü Yoğunluğu

2006 yılında orta-ölçekli sayısal hava tahmin modeli ve mikro-ölçekli rüzgar akış modeli kullanılarak 200 m yatay çözünürlükte hazırlanan Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyeli Atlası (REPA-V1) verilerine göre yer seviyesinden 50 metre yükseklikte ve 7,5 m/s üzeri yıllık ortalama rüzgar hızlarına sahip kullanılabilir alanlarda kilometrekare başına 5 MW gücünde rüzgar santrali kurulabileceği kabul edilmiş ve Türkiye'de kurulabilecek rüzgar elektrik santrallerinin toplam kapasitesinin 47.849,44 MW olduğu belirlenmiştir (www.enerji.gov.tr). Bu potansiyele karşılık gelen toplam alan Türkiye yüz ölçümünün %1,3'üne denk gelmektedir. Şekil 16.29'da, Türkiye için 5 farklı topografik durumda 50 m yükseklikteki rüzgar potansiyellerini gösteren Türkiye Rüzgar Atlası verilmiştir (www.mgm.gov.tr). Rüzgar enerjisi potansiyellerinin belirlenmesi için çeşitli yöntemler kullanılmaktadır. Bu atlasın hazırlanmasında, Danimarka Meteoroloji Teşkilatı'nın Riso Meteoroloji Laboratuvarı'nda hazırlanmış ve geliştirilmiş olan ve Avrupa Rüzgar Atlası'nın (European Wind Atlas) hazırlanmasında da kullanılan WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) paket programı kullanılmıştır.

Rüzgarın kinetik enerjisinin değişim hızı olarak tanımlanan kullanılabilir rüzgar gücü P Eş. 16.5 ile hesaplanır. [10]

$$P = \frac{d\left(\frac{1}{2}mV^2\right)}{dt} = \frac{1}{2}V^2\frac{dm}{dt} = \frac{1}{2}V^2\dot{m} = \frac{1}{2}V^2\rho VA = \frac{1}{2}\rho V^3 A \qquad (16.5)$$



Beş farklı topoğrafik durum için yer seviyesinden 50 m yükseklikteki rüzgar potansiyelleri[1]

	Kapalı Araziler[2]		Açık Araziler[3]		Kıyılar[4]		Açık Deniz[5]		Tepe ve Bayırlar[6]	
	ms⁻¹	Wm⁻²	ms⁻¹	Wm⁻²	ms⁻¹	Wm⁻²	ms⁻¹	Wm⁻²	ms⁻¹	Wm⁻²
	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
	5.0 – 6.0	150 – 250	6.5 – 7.5	300 – 500	7.0 – 8.5	400 – 700	8.0 – 9.0	600 – 800	10.0-11.5	1200 – 1800
	4.5 – 5.0	100 – 150	5.5 – 6.5	250 – 300	6.0 – 7.0	250 – 400	7.0 – 8.0	400 – 600	8.5-10.0	700 – 1200
	3.5 – 4.5	50 – 100	4.5 – 5.5	100 – 200	6.0 – 6.0	150 – 250	5.5 – 7.0	200 – 400	7.0-8.5	400 – 700
	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

1. Rüzgar potansiyeli, rüzgarın gücünü temsil etmektedir. Rüzgar türbini hallhazırdaki potansiyelin % 20 ile % 30 luk bölümünü kullanabilir. Potansiyel hesaplamaları; deniz seviyesinde 1 Atm lik standart basınç ve 15 °C sıcaklığa karşılık gelen 1.23 kg.m-3 hava yoğunluğuna göre yapılmıştır.
2. Yerleşim alanları, ormanlar ve rüzgar kırıcıların yoğun olduğu tarım alanları (pürüzlülük sınıfı 3)
3. Az sayıda rüzgar kırıcının olduğu açık araziler (pürüzlülük sınıfı 1). İç bölgelerde en fazla tercih edilen alanlar genelliğe bu sınıfta bulunmaktadır.
4. Düzgün kıyı alanları ve çok az sayıda rüzgar kırıcı içeren kara yüzeyleri (pürüzlülük sınıfı 1). Eğer hakim rüzgar yönü deniz tarafından ve sürekli ise, potansiyel daha fazla olabilir. Tam tersi durumda ise potansiyel daha az olabilir.
5. Kıyılardan en az 10 km uzaklıktaki açık denizler (pürüzlülük sınıfı 0).
6. Bütün sınıflarda % 50 ye varan bir hız artışı görülmektedir ve bu sonuç 400 m yüksekliğinde ve 4 km çapındaki simetrik bir tepede yapılan hesaplamalarda elde edilmiştir. Rüzgar hızındaki artış; tepenin yüksekliğine, uzunluğuna ve yapısına bağlıdır.

Şekil 16.29: Türkiye İçin 5 Farklı Topografik Durumda 50 m Yükseklikteki Rüzgar Potansiyellerini Gösteren Türkiye Rüzgar Atlası (www.mgm.gov.tr)

Kullanılabilir rüzgar gücü P rüzgar hızının küpü ile orantılıdır. Bu nedenle, rüzgar hızındaki küçük değişiklikler, kullanılabilir güçte çok daha büyük değişikliklere yol açar (rüzgar hızı 2 katına çıkarsa güç 8 katına çıkar). Benzer şekilde bu güç rotorun süpürme alanı ile doğru orantılı olup rotor çapı 2 katına çıkınca güç 4 katına çıkacaktır. Çeşitli rüzgar türbinlerini ve kurulum yerlerini karşılaştırmada, akışa dik birim alana düşen kullanılabilir rüzgar gücü (*P/A*) bakımından düşünmek daha uygundur. Bu kavram rüzgar güç yoğunluğu olarak adlandırılır ve W/m^2 birimiyle ifade edilir. Eş.16.5'ten kullanılabilir rüzgar gücü (*P/A*)'nın, rüzgar hızının küpü ile orantılı olduğu görülür. Rüzgar gücü yoğunluğunu (*P/A*) hesaplamak için Eş. 16.6 kullanılabilir.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2}\rho V^3 \qquad (16.6)$$

Burada, *P*, kullanılabilir rüzgar gücünü, *A*, rüzgar hızına dik alanı (rotorun süpürme alanı, $A=\pi r^2$, *r* rotor yarıçapı), ρ havanın yoğunluğunu (yaklaşık 1,23 *kg/m*^{3}) ve V, hava akımının hızını göstermektedir.

Eş.16.6'ya göre rüzgar güç yoğunluğu hava yoğunluğu ile orantılı olarak artar yani soğuk hava aynı hızda esen sıcak havadan daha büyük bir rüzgar güç yoğunluğuna sahiptir. Rüzgar güç yoğunluğu rüzgar hızının küpü ile orantılıdır, rüzgar hızı 2 katına çıkarsa rüzgar güç yoğunluğu 8 katına çıkar. Eş.16.5'i, Eş.16.7'deki gibi düzenlemek uygundur. [1]

$$\frac{P}{A} = kV^3 \qquad (16.7)$$

Burada; *P/A* rüzgar güç yoğunluğu gösterir. *K* değeri, *V* hızı için seçilen birimlere bağlıdır. Çeşitli hız birimleri için *K* değerleri Tablo 16.8'de verilmiştir.

Tablo 16.8: Eş. 16.7'de *P/A (W/ft²)* hesabı için *K* değerleri[a]

V Hız Birimleri	*K*
ft/s	1.61 X 10^{-3}
mil/h	5.08 X 10^{-3}
km/h	1.22 X 10^{-3}
m/s	5.69 X 10^{-2}
knot	7.74 X 10^{-3}

[a] *W/ft²*'yi *W/m²*'ye çevirmek için 10,76 ile çarpınız.

Bir rüzgar cihazı tarafından rüzgar akımındaki gücün mekanik şaft gücüne dönüştürülme oranı, güç katsayısı (C_p) ile verilir. Bir rüzgar akımındaki gücün sadece 16/27 veya 0,5926'sının bir rüzgar türbini tarafından çekilebileceği gösterilebilir, çünkü havanın türbini terk etmesi için türbin çıkış bölgesinde bir miktar akış hızına sahip olması gerekir. Bu üst sınıra Betz limiti (veya Glauert sınırı) denir. Hiçbir rüzgar türbini bu teorik maksimumu veremez. Daha tipik olarak, bir türbin teorik sınırın %70'i gibi bir kısmını verebilir. Böylece gerçek bir türbin, mevcut gücün yaklaşık olarak 0,5926 x 0,70 = %41'ini çıkarabilir. Böyle bir türbin, 0,70'lik bir aerodinamik verime ve C_p = 0,41'lik bir güç katsayısına sahip olacaktır. Böyle bir güç dönüştürme yeteneği Eş.16.7 ve Tablo 16.8 kullanılarak bir türbin belirlenebilir.

Örnek 1:

Rüzgar hızını 20 mil/h olarak varsayarsak;

$$\frac{P}{A} = KV^3 = (5{,}08 \times 10^{-3})\,(20)^3\,(0{,}41) = 16{,}7\ \frac{W}{ft^2} = 16{,}7 \times 10{,}76\ \frac{W}{m^2} = 179{,}69\ \frac{W}{m^2}$$

Not: 30 mil/h rüzgar hızı için güç dönüştürme kapasitesinin 56,2 W/ft² (604,71 W/m²) veya bunun üç katından fazla olacağına dikkat ediniz.

Bir rüzgar türbininin güç dönüştürme kapasitesi, rüzgar hızının küpü olarak değiştiğinden, sadece ortalama rüzgar hızı kullanılarak bir rüzgar türbininden yıllık enerji üretimi tahmin edilemez. Bu çok önemli bir kavramdır çünkü böyle bir tahmin mevcut gerçek enerjiyi hafife alma eğiliminde olacaktır. Danimarka Rüzgar Endüstrisi Birliği'nin internet sitesinde bu hesaplamaları yapmak için bir araç sağlanmıştır (www. windpower.org).

Eş.16.6 anlık denklemdir. Bununla birlikte, rüzgar hızı gün ve yıl boyunca önemli ölçüde değişir. Bu nedenle, saatlik ortalamalara dayanan yıllık ortalama rüzgar hızı V cinsinden aşağıdaki gibi bir ortalama rüzgar güç yoğunluğu tanımlanabilir. [10]

$$\frac{\bar{P}}{A} = \frac{1}{2}\rho_{ort} V^3 K_e \qquad (16.8)$$

Eş. 16.8'deki K_e enerji düzeltme faktörüdür ve aşağıdaki gibi ifade edilir. [10]

$$K_e = \frac{1}{N\bar{V}^3}\sum_{i=1}^{N} V_i^3 \qquad (16.9)$$

Burada N=8760 olup bir yıldaki saat sayısıdır. Genel bir kural olarak bir yerin ortalama güç yoğunluğu yaklaşık 100 W/m^2'den küçük ise o yerin rüzgar kurulumu bakımından fakir, 400 W/m^2 civarında ise iyi ve yaklaşık 700 W/m^2'den büyük ise çok iyi olarak değerlendirilir. [10] Atmosferik türbülans şiddeti, arazi, engeller (binalar, ağaçlar vb.), çevresel etki vb. gibi diğer faktörler bir rüzgar türbini kurulum yerinin seçimini etkiler. [10]

Tablo 16.9, rüzgar sınıflarının bir açıklamasını sağlar. Sınıf 3 hızındaki rüzgarlar elektrik üretebilirken, işletme ölçekli rüzgar çiftlikleri için genellikle Sınıf 5 ve üzeri rüzgarlar tercih edilir. O dönemki adıyla Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ) tarafından yapılan çalışmalarda, rüzgar enerjisi açısından Bandırma, Antakya, Kumköy, Mardin, Sinop, Gökçeada, Çorlu ve Çanakkale zengin bölgeler olarak tespit edilmiştir (www.mgm.gov.tr). Ayrıca, Bandırma, Bozcaada, Çeşme, Gökçeada, Çanakkale, Karadeniz Ereğlisi, Florya ve Siverek gibi yöresel rüzgar potansiyeli belirleme çalışmaları da yapılmıştır. Ülkemizde, rüzgar enerjisi yatırımı ilk olarak 1998 yılında Çeşme'de gerçekleştirilmiştir (8,7 MW). 2000 yılı içinde ise sadece 10,2 MW'lık bir yatırım Bozcaada'da yapılmıştır. Haziran 2022 sonu itibarıyla rüzgar enerjisine dayalı elektrik kurulu gücümüz 10.976 MW'a ulaşmış olup bu gücün toplam kurulu güç içerisindeki oranı %10,81'dir (www.enerji.gov.tr). Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından 2012 yılında çıkarılan yönetmelikte ülkemizde bir yerde lisanslı rüzgar enerjisi yatırımı yapılabilmesi için ilgili yerde "Rüzgar Hızı ve Rüzgar Yönü" ölçümlerinin son üç yıl içinde elde edilmiş olmak kaydıyla en az bir yıl sürede standardına uygun bir şekilde yapılması gerekmektedir.

Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyeli illere göre çıkarılmıştır (https://repa.enerji.gov.tr/REPA/). Bu veri tabanında illere göre 100 m yükseklikteki ortalama rüzgar hızı dağılımları, rüzgar güç yoğunluğu dağılımları ve kapasite faktörü dağılımları gösterilmektedir. Kapasite faktörü yatırım için önemli bir veri sunmaktadır. Ekonomik bir rüzgar enerjisi santrali için kapasite faktörü değerinin %35 veya üzerinde olması gerekmektedir.

Tablo 16.9: 10 m ve 50 m'de Rüzgar Gücü Yoğunluğu Sınıfları[a] [17]

Rüzgar Gücü Sınıfı	10m		50m	
	Rüzgar Gücü Yoğunluğu (W/m^2)	Hız[(b)] (m/s)	Rüzgar Gücü Yoğunluğu (W/m^2)	Hız[(b)] (m/s)
1	0	0	0	0
2	100	4,4	200	5,6
3	150	5,1	300	6,4
4	200	5,6	400	7,0
5	250	6,0	500	7,5
6	300	6,4	600	8,0
7	400	7,0	800	8,8
	1.000	9,4	2.000	11,9

a Rüzgar hızının dikey ekstrapolasyonu 1/7 güç yasasına dayalı olarak yapılmıştır.
b Ortalama rüzgar hızı, eşdeğer ortalama rüzgar gücü yoğunluğunun Rayleigh hız dağılımına dayanmaktadır. Rüzgar hızı, standart deniz seviyesi koşulları içindir. Aynı güç yoğunluğunu korumak için hız rakıma bağlı olarak % 3/1.000 m (% 5/5.000 ft) artar.

Örnek 2:

Bir binada elektrik masraflarını azaltmak amacıyla, rüzgarlı bir yere bir yatay eksenli bir rüzgar türbini (YERT) sistemi kurarak ihtiyacı olan elektriğin bir kısmının üretilmesi istenmektedir. Güç katsayısını 0,4 kabul ederek rotor çapı 20 m olan bir rüzgar türbini kullanılması durumunda, 10 m/s ortalama rüzgar hızı için, a) rüzgar türbini rotor milinde elde edilen mekanik gücü (kW), b) jeneratörden elde edilebilecek tahmini elektrik güç üretimini (kW) ve c) yılda 4.000 saat çalışma halinde üretilecek tahmini elektik enerjisini (kWh) hesaplayınız. Dişli kutusu ve elektrik jeneratörünün birlikte toplam verimlerini 0,85 alınız. Hava sıcaklığı 20°C olup bu sıcaklıktaki havanın yoğunluğu 1,204 kg/m^3'tür.

Çözüm:

a) Rüzgar türbini milinde elde edilen mekanik güç,

$$\dot{W}_{rotor\ mili} = C_p \frac{1}{2} \rho V^3 A = C_p \frac{1}{2} \rho V^3 \frac{\pi D^2}{4}$$

$$\dot{W}_{rotor\ mili} = 0{,}4 \times \frac{1}{2} \times 1{,}204 \frac{kg}{m^3} \times (10\ m/s)^3 \times \pi \times \frac{(20\ m)^2}{4} \times 10^{-3}$$

$$\dot{W}_{rotor\ mili} = 75{,}65\ kW$$

b) Tahmini elektrik güç üretimi,

$$\dot{W}_{elektrik} = \eta_{dişli\ kutusu/jeneratör} \times \dot{W}_{rotor\ mili} = 0{,}85 \times 75{,}65\ kW = 64{,}3\ kW$$

c) Üretilecek tahmini elektik enerjisi,

$$\dot{W}_{elektrik} = \dot{W}_{rotor\ mili} \times \text{Çalışma Süresi} = 64{,}3\ kW \times 4.000\ h = 257.200\ kWh = 257{,}2\ MWh$$

Örnek 3:

Bir rüzgar türbini (YERT) çiftliği alanında ortalama rüzgar hızı 11 m/s olup güç katsayısı 0,41 olarak tahmin edilmektedir. Dişli kutusu ve elektrik jeneratörünün birlikte toplam verimleri 0,92 ve havanın yoğunluğu 1,2 kg/m^3 kabul edilebilir. Rüzgar 11 m/s hızla estiğinde her bir türbininin ürettiği elektrik gücü 1,5 MW'tır.

a) Her bir rüzgar türbini için gerekli rotor çapı ne olmalıdır (kW)? **b)** Çiftlikte 30 türbin kurulur ve çiftlik alanında her bir evin ortalama elektrik güç ihtiyacı 2 kW ise alandaki kaç ev bu rüzgar çiftliğinden beslenerek elektik ihtiyacını karşılayabilir? Elektrik güç dağıtım sistemi kayıplarını %96 olarak dikkate alınız.

Çözüm:

a) Her bir rüzgar türbini rotorunun çapı, milden elde edilen mekanik güç $\dot{W}_{rotor\ mili}$ ile hesaplanır.

$$\dot{W}_{rotor\ mili} = C_p \frac{1}{2} \rho V^3 A = C_p \frac{1}{2} \rho V^3 \left(\frac{\pi D^2}{4}\right) = \frac{C_p \rho V^3 \pi D^2}{8}$$

Her bir türbin-jeneratörden üretilen elektrik gücü: $\dot{W}_{elektrik\text{-}türbin/jeneratör}$

$$\dot{W}_{elektrik\text{-}türbin/jeneratör} = 1{,}5\ MW/türbin = 1{,}5 \times 10^6\ W/türbin = 1{,}5 \times 10^6\ \frac{Nm}{s}\ /türbin$$

$$\dot{W}_{elektrik\text{-}türbin/jeneratör} = \eta_{dişli\ kutusu/jeneratör} \times W_{rotor\ mili} = \eta_{dişli\ kutusu/jeneratör}\ \frac{C_p\, \rho V^3 \pi D^2}{8}$$

Buradan türbin rotor çapı D çekilirse,

$$D = \sqrt{8\ \frac{\dot{W}_{elektrik\text{-}türbin/jeneratör}}{\eta_{dişli\ kutusu/jeneratör}\ C_p\, \rho V^3}} = \sqrt{8\ \frac{1{,}5 \times 10^6\ Nm/s}{0{,}92 \times 0{,}41 \times \pi \times \left(1{,}2\ \frac{kg}{m^3}\right)\ \left(11\frac{m}{s}\right)^3}} = 79{,}6m \cong 80m$$

b) Türbin sayısı $N_{türbin}$ = 30 adet olan çiftlikteki türbin-jeneratör sisteminde üretilen toplam elektrik gücü: $\dot{W}_{elektrik\text{-}toplam}$

$$\dot{W}_{elektrik\text{-}toplam} = N_{türbin}\ \dot{W}_{elektrik\text{-}türbin/jeneratör} = 30\ türbin \times 1{,}5\ MW/türbin = 45\ MW$$

Evlere ulaşan elektrik gücü: $\dot{W}_{elektrik\text{-}toplam}$

$$\dot{W}_{elektrik\text{-}toplam} = 45\ MW\ \eta_{güç\ dağıtım\ sistemi} = 45\ MW \times 0{,}96 = 43{,}2\ MW$$

Ev başına ortalama elektrik gücü ihtiyacı: $W_{elektrik\text{-}ev}$, çiftlikten aldığı elektrik gücünü kullanan ev sayısı: N_{ev} ve ev başına elektrik güç ihtiyacı $W_{elektrik\text{-}ev} = 2\ kW/ev = 2 \times 10^3\ W/ev$ olmak üzere,

$$N_{bina} = \frac{\eta_{güç\ dağıtım\ sistemi} N_{türbin}\ \dot{W}_{elektrik\text{-}türbin/jeneratör}}{\dot{W}_{elektrik\text{-}ev}} = \frac{0{,}96 \times 30\ türbin \times 1{,}5 \times 10^6\ W/türbin}{2 \times 10^3\ W/ev}$$

$$N_{bina} = 21.600\ ev$$

Bu büyüklükte ve güçte rüzgar çiftlikleri dünyada ve ülkemizde kurulmaktadır.

16.3.2. Rüzgar Türbinleri

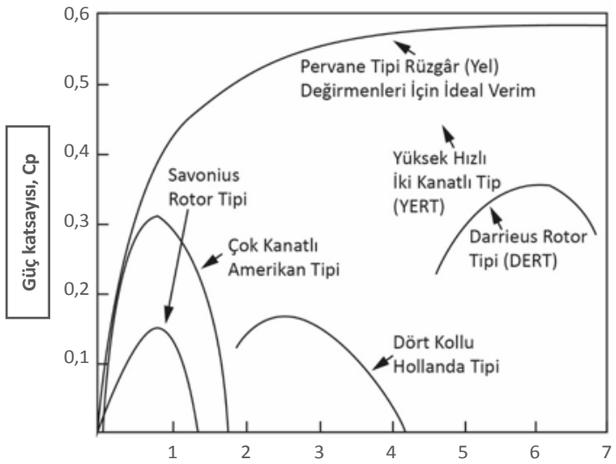
Büyük ölçekli enerji üretimi için en yaygın tip, dönme ekseninin rüzgar akımının yönüne paralel olduğu yatay eksenli rüzgar türbini (YERT)'dir. Rüzgar yönü değişken olduğunda, cihaz genellikle bir sapma sistemi ile rüzgara döndürülmelidir. Türbinlerin dönüş hızı, kanatların ayarlanmasıyla, kanatçık (flap) cihazlarıyla, yükün değiştirilmesiyle veya fren mekanizmaları kullanılarak dönüşün kısıtlanmasıyla kontrol edilebilir. Yatay Eksenli Rüzgar Türbini (YERT) ve dikey eksenli rüzgar türbini (DERT) Şekil 16.30'da şematik olarak gösterilmektedir.

Şekil 16.30: Temel Rüzgar Jeneratörü Tasarım Kavramları: (a) Yatay Eksenli Rüzgar Türbini (YERT) ve (b) Dikey Eksenli Rüzgar Türbini (DERT)

Çoğu YERT'de, jeneratör, genellikle bir dişli tahrik yoluyla doğrudan türbin miline bağlanır. Çok kanatlı tip durumunda, jeneratör kayış kasnakla bağlanabilir veya jeneratör şaftı sürtünme ile doğrudan kasnakla tahrik edilebilir. İkinci durumda, yükün haricinde herhangi bir dönüş hızı kontrolü yoktur. Bir dikey eksenli rüzgar türbini durumunda, rüzgarın yönü önemli değildir ve bu bir avantaj sağlamaktadır. Sistem daha basit tasarıma sahip olacaktır ve üniteyi rüzgar yönüne göre döndürmek için herhangi bir yardımcı sapma ekipmanı gerekmez. Ayrıca, DERT'ler daha hafiftir, yalnızca kısa bir kule tabanı gerektirir ve jeneratörü yere yakın tutabilir. Bir DERT üzerindeki yan rüzgar yükleri, zeminden üst yatak fikstürüne uzanan gergi telleri veya kablolar tarafından yerleştirilir. DERT'lerle ilgili sorun, yüksek rüzgar hızlarına erişmek için kulelerin üzerine monte edilmelerinin zor olmasıdır. Diğer bir mühendislik zorluğu, her dönüşte yön değiştiren her bir kanat üzerindeki kuvvetlerin neden olduğu yorulma nedeniyle kanat arızasını önleyen tasarımdır.

Şekil 16.31, farklı rüzgar türbini türleri için U kanat uç hızının, V rüzgar hızına oranının (U/V) güç katsayısına göre (C_p) değişimini göstermektedir. Göreceli olarak yüksek hız oranlarında çalışan iki kanatlı tiplerin, Betz katsayısının (0,593) sınır değerine oldukça yakın olan 0,45 aralığında en yüksek C_p değerine sahip olduğu görülmektedir. Darrieus rotorunun biraz daha düşük bir maksimum değere

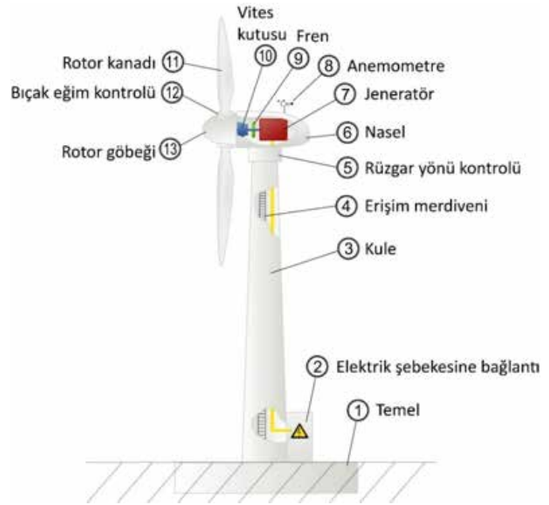
sahip olduğu görülmektedir, ancak iki kanatlı tip gibi, yüksek dönüş hızlarında en iyi performansı göstermektedir. Amerikan çok kanatlı tipi, Savonius'un yaptığı gibi, tipik olarak, düşük uç-hız oranlarında en iyi performansı gösterir.



Şekil 16.31: Çeşitli Rüzgar Türbini Tiplerinin Uç-Hız Oranının Fonksiyonu Olarak Tipik Güç Katsayıları

Üç kanatlı bir YERT, Şekil 16.32'de gösterildiği gibi altı temel alt sistem bileşenine sahiptir.

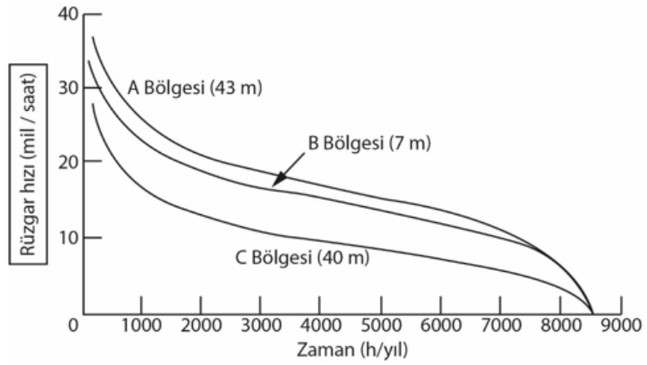
- Rotor, genellikle bir göbeğe monte edilmiş üç kanattan oluşur ve aşırı yüksek rüzgar hızlarında sistemi aşırı hızdan koruyan kanat eğimi kontrolleri ve aerodinamik fren sistemi
- Güç aktarma dahil olmak üzere dişli grupları, hidrolik sistemler, miller, mekanik fren sistemleri ve türbin jeneratörünü bulunduran nasel bölgesi
- Rotoru rüzgar akımına dik olarak yönlendiren sapma sistemi
- Jeneratör, röleler, devre kesiciler, sarkma kabloları, kablolama, kontrolcüler ve elektronikler ve sensörler dahil olmak üzere elektrik ve elektronik sistemler
- Kule
- Ulaşım yolları dahil, yer destek ekipmanları ve dengeleme sistemleri



Şekil 16.32: Birincil Bileşenleri Gösteren Modern Bir YERT

16.3.3. Rüzgar Özellikleri-Konum

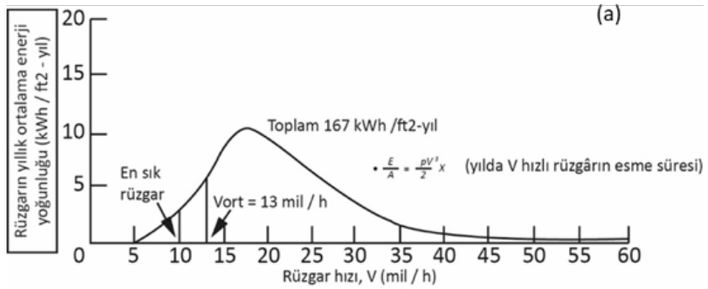
Şekil 16.29 gibi rüzgar haritalarında verilen rüzgar özellikleri basit ortalama değerlerdir. Rüzgar neredeyse her zaman hem hız hem de yön bakımından oldukça değişkendir. Bu nedenle, bir ila iki yıllık bir süre boyunca veri toplayarak belirli bir sahadaki rüzgar kaynağını karakterize etmek gereklidir. Rüzgar verilerini toplamak için 60-80 m'lik bir kulenin üzerine bir anemometre monte edilmelidir. Gerekli veriler, rüzgar gülü adı verilen grafik bir çizelgede hem orantılı rüzgar hızını hem de yönünü gösterecektir. Güvenilir rüzgar verileriyle, rüzgar kaynağının önemli bir özelliği yani rüzgarın belirli bir hızı aştığı saat sayısı belirlenebilir. Bu bilgi, Şekil 16.33'te gösterilenler gibi hız-süre eğrileri olarak ifade edilebilir. Bu eğriler, elektrik üretim tesisleri tarafından elektrik yükü taleplerini tahmin etmede kullanılan yük süresi eğrilerine benzer.



Şekil 16.33: Üç Bölge İçin Örnek Yıllık Ortalama Hız-Süre Eğrisi

Rüzgarın güç yoğunluğu, rüzgar hızının küpüne bağlı olduğundan, farklı hızlardaki rüzgarların yıllık ortalama enerji yoğunluğunun dağılımı, farklı ortalama rüzgar hızlarına sahip iki saha için oldukça farklı olacaktır. Ortalama hızları 5,8 m/s ve 10,7 m/s olan sahalar arasında bir karşılaştırma Şekil 16.34'te verilmiştir. Eğrinin altındaki alan, her bir durum için birim alan başına yıllık mevcut toplam enerjinin göstergesidir.

Rüzgar hızlarının daha güçlü ve daha istikrarlı olduğu yerler seçilmelidir. Daha yüksek rakımlı bölgeler daha yüksek ortalama rüzgar hızlarına sahip olma eğilimindedir ve deniz seviyesinden her 100 metre yükseklikte rüzgar hızında %5-10'luk bir artış beklenebilir. Ancak, daha yüksek irtifalarda azalan hava yoğunluğu, rüzgar gücündeki artışı az miktarda karşılar yani aynı güç yoğunluğunu korumak için hızın her 1.000 m'de yaklaşık %3 artması gerekir. Rüzgar türbinlerinin daha yüksek rakımlara yerleştirilmesi ayrıca laminer akışı yani paralel akım çizgilerine sahip hava akışını artırır, bu da türbülansı ve rotordaki aşınmayı ve yıpranmayı azaltır. Pürüzlü arazi ve ağaçların veya binaların varlığından kaçınılmalıdır. Çok yönlü bir tepenin tepesi çoğu durumda idealdir, buna karşın, keskin kenarları olan bir tepe, zemine yakın geri akışlar nedeniyle çok tatmin edici olmayabilir. Bir huni etkisi yaratabilecek dağ boşlukları veya geçitleri en uygun seçenek olabilir.



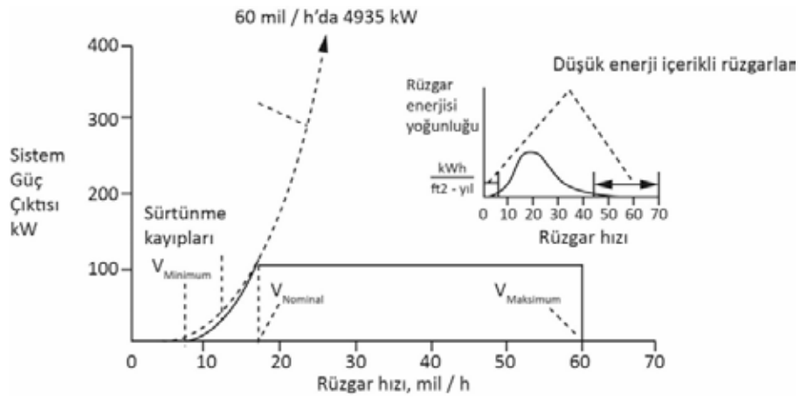
Şekil 16.34: İki Bölgede Yıllık Ortalama Rüzgar Enerjisi Yoğunluğu Dağılımının Karşılaştırılması
(a) Vort = 13 mil/h, (b) Vort = 24 mil/h

16.3.4. Rüzgar Türbinleri ve Sistemlerinin Performansı

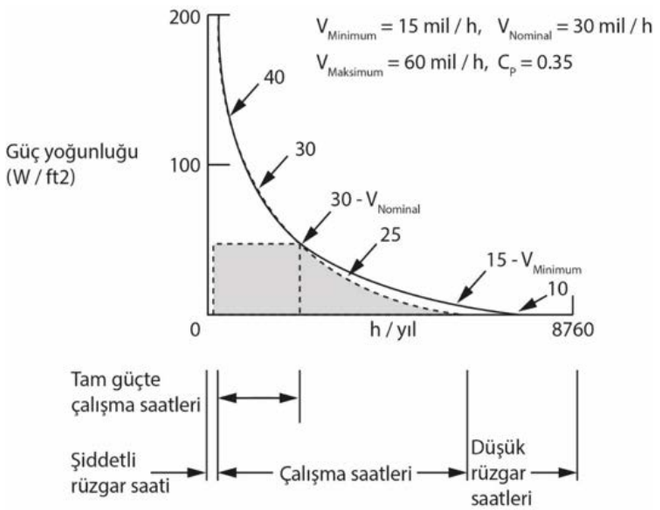
Bir rüzgar enerjisi dönüşüm sistemi (REDS) tasarlanırken seçilebilecek üç önemli rüzgar hızı vardır. [10] Bunlar;

1. Türbinin devreye girdiği rüzgar hızı/minimum hız/faydalı hız (cut-in speed): Faydalı gücün üretilmeye başlandığı minimum rüzgar hızı; rüzgar hızı, türbinin devreye girdiği rüzgar hızının (cut-in speed) altındaysa türbinin dönmemesi için sistem bir fren mekanizması olacak şekilde tasarlanır.
2. Nominal rüzgar hızı/tasarım hızı/en iyi verim noktası hızı (rated speed): Enerji dönüşüm veriminin yüksek olduğu çalışma noktasına karşılık gelen maksimum (nominal) gücün elde edildiği hız, sistemin nominal gücünü üretebileceği en düşük hızdır.
3. Devreden çıkma rüzgar hızı/maksimum hız (cut-off/cut-out speed): Rüzgar türbininin güç üretmek üzere tasarlandığı maksimum rüzgar hızıdır. Bu hızdan daha büyük rüzgar hızlarında, türbin kanatları güvenlik sorunlarından dolayı ve hasardan kaçınmak için fren mekanizmasıyla durdurulur.

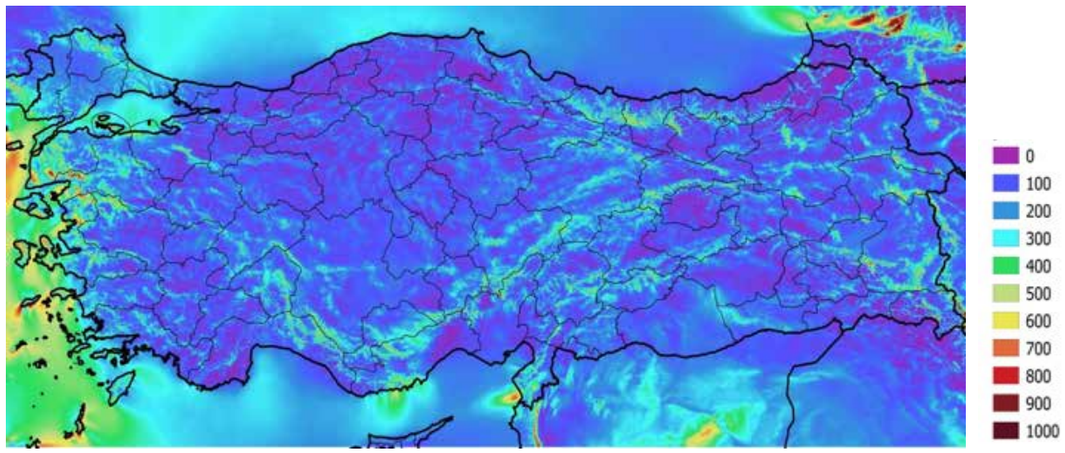
Frekans kontrolü önemli olmasaydı, rüzgar hızı değiştikçe bir rüzgar türbininin değişken bir hızda dönmesine izin verilirdi. Ancak pratikte, frekans kontrolünün sağlanması gerektiğinden, rüzgar hızı minimum hız ve nominal hız arasında olduğunda, rüzgar türbini dönüş hızı, jeneratör üzerindeki yük değiştirilerek kontrol edilebilir. Rüzgar hızı, nominal hızdan büyük ancak devreden çıkarma hızından düşük olduğunda, türbin üzerindeki kanat eğimi değiştirilerek dönüş kontrol edilebilir. Bu, 100 kW'lık bir sistem için Şekil 16.35'te gösterilmekte olup bunun gibi bir sistem, ilgili bölgedeki rüzgarın ortalama enerji içeriği, devreye girme hızının altındaki ve nominal hızın biraz üzerindeki hızlar için düşükse, mevcut rüzgar gücünde büyük kayıplara neden olmaz. Bir başka yararlı eğri, gerçek yıllık güçtür (Şekil 16.36). Eğri, cihazın fiilen çalışacağı saatleri ve tam nominal güçte çalışma saatlerini gösterir. Eğri, 30 mil/h (13,4 m/s) nominal rüzgar hızı, 15 mil/h (6,7 m/s) devreye alma hızı ve 60 mil/h (26,8 m/s) devreden çıkma hızı için 30 mil/h'nin üzerinde sabit çıktısı olan bir sistem içindir. Şekil 16.37'de 100 m'deki toplam rüzgar güç yoğunluğunu (W/m^2) gösteren bir Türkiye haritası sunulmaktadır.



Şekil 16.35: Çeşitli Rüzgar Hızlarında 100 kW'lık Bir Rüzgar Türbininin Güç Çıktısı



Şekil 16.36: Bir REDS'nin Gerçek Yıllık Güç Yoğunluğu Çıktısı



Şekil 16.37: Türkiye İçin 100 m Yükseklikteki Rüzgar Enerjisi
Güç Yoğunluğu (W/m²)

16.3.5. Rüzgar Entegrasyonu ve Depolama

Rüzgar türbininin güç üretimi, talebi istikrarlı bir şekilde karşılayacak enerji sağlayamadığından, rüzgar enerjisinden tam olarak yararlanılabilmesi için üretimin depolanarak elektrik şebekesine entegre edilmesi ve konvansiyonel enerji kaynaklarının yedeklenmesi gerekir. Rüzgar çıktısındaki değişimler, şebeke operatörlerine iki temel noktada zorluk yaratır. Birincisi, mevsimsel ve günlük rüzgar mevcudiyetinin yoğun olduğu genellikle ilkbahar ve sonbahar mevsiminin akşam saatlerinde, güç talebinin en düşük olduğu saatlerde olması, ikincisi ise rüzgar güç üretiminin günlük döngülerinin aşırı değişken olabilmesi ve yüksek basınçta üretimde azalmalarla karşılaşılabilmesidir. Her zaman aynı olmasa da böyle zamanlarda rüzgarın kullanılabilirliği genellikle nominal kapasitenin %15'inden azdır. Karşılaştırıldığında, sınıf 5 ila 6 rüzgarlar için ortalama yıllık kapasite faktörleri %30-40 aralığındadır.

Enerji tüketiminin yoğun olduğu saatlerde rüzgardan yararlanmak için, rüzgar enerjisi dağıtımını en çok ihtiyaç duyulan zamana kaydırmak adına uzun vadeli depolama teknolojilerine ihtiyaç vardır. Depolama koşulu kullanılmadan, türbinin aşırı rüzgar gücü potansiyeli kaybolabilir ve ekipmanın yetersiz kullanılmasına neden olabilir. Bu enerji yönetimi uygulamaları için temel teknolojiler, bataryalı enerji depolama, hidrolik pompalı hidroelektrik depolama (PHD) ve sıkıştırılmış hava enerji depolamadır (SHED). Bunların her biri teknik kayıplara neden olur, ancak depoya gönderilen fazla enerjinin çoğunu geri verebilir. Ek olarak, rüzgar enerjisi saatlik ve saatten küçük zaman dilimlerinde değişiklik gösterir ve şebekedeki diğer kaynakların sabit şebeke voltajını ve frekansını korumak için çıktılarını artırmasını ve azaltmasını gerektirir. Şebeke ölçeğinde rüzgar enerjisi kurulumuna bir yaklaşım, rüzgarı takip eden türbinleri kullanmaktır. Yeterince büyük bir ölçekte, bir kamu hizmetinin üretim çıktısı, alternatif enerji kaynağına bağlı hale gelir ve kaynakta bir kesinti olduğunda (rüzgar yavaşladığında) güvenilirlik etkilenir. Büyük ekipman genellikle baz yükte çalıştırılır ve hızlı meydana gelen yük salınımları için uygun değildir. Rüzgar takipli üretim ekipmanı, rüzgar türbinleri ile talep edilen güç başına üretimi eşleştiren konvansiyonel pik güç üretim ekipmandır ve güç üretim boşluklarını doldurmak için aralıklı olarak çalışır. Pik yük gaz türbinlerinin (GT) verimi de düşüktür ve bu, GT'nin ne kadar çalıştığına bağlı olarak elektrik kaynağının genel verimini etkileyecektir. Tüm depolama seçenekleri gibi, alternatif enerji sisteminin kendi maliyetine atfedilen ve alternatif enerji kaynağının gizli maliyeti olarak görülebilen fazla/yedek kaynak için bir maliyet vardır. Pompalı hidroelektrik gibi diğer çözümler daha maliyetlidir. Aynı fazlalık/takip yaklaşımının, PV ve kesintili çıktıya sahip diğer büyük ölçekli alternatif enerji kaynakları ile kullanılabileceği unutulmamalıdır. Rüzgar ve PV, güç üreten ekipman karışımının büyük parçaları haline gelirse, depolama ve yedekli izleme ekipmanı kombinasyonu beklenebilir.

Bu entegrasyon hizmetlerini sağlamak için başta batarya dizileri olmak üzere kısa süreli depolama teknolojileri kullanılmıştır. Tablo 16.10, enerji depolama teknolojilerine, performans özelliklerine ve tipik uygulamalara genel bir bakış sağlar. Depolama hakkında ek bilgi için iyi bir kaynak, Elektrik Depolama Derneği internet sitesinde bulunabilir.(www. electricitystorage.org)

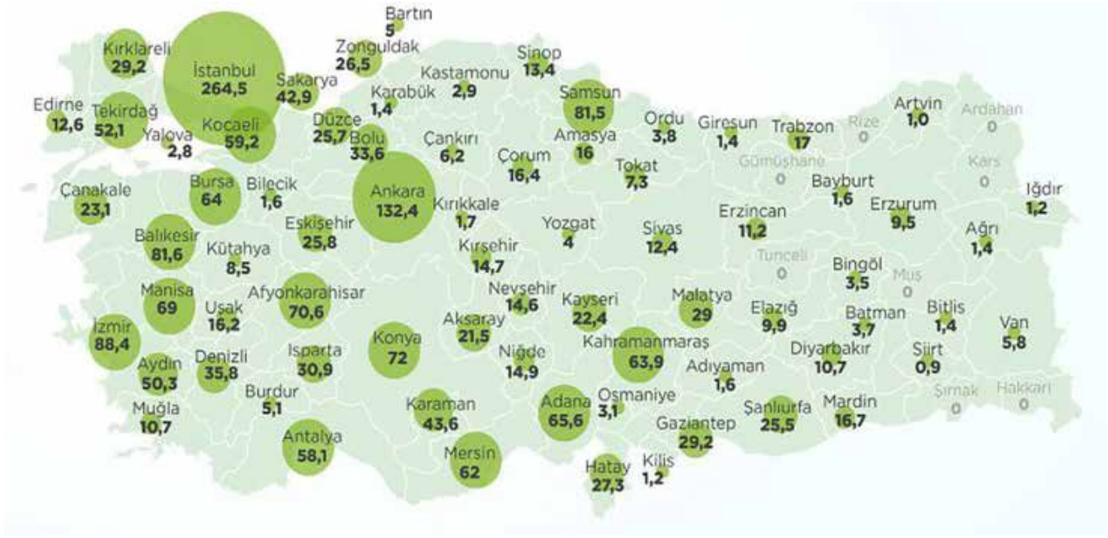
Tablo 16.10: Ortak Kırsal ve Kentsel Biyokütle Hammaddeleri

Depolama Süresi	Teknoloji	Verim (%)	Enerji Yoğunluğu (Wh/kg)	Güç Yoğunluğu (kW/kg)	Boyut (MWh)	Yorumlar
Günlük saatlik	Pompalı Hidroelektrik Depolama	75	0,27/100m	Düşük	5.000-20.000	22 GW, ABD
	Sıkıştırılmış Hava Depolama	70	70	Düşük	250-2.200	Sıkıştırılmış hava
Saatlik dakikalık	Bataryalar	70-84	30-50	0,2-0,4	17-40	Kurşun asit, Lityum-iyon

Akıllı şehirler ile yenilenebilir enerjiden elektrik arzı büyük önem kazanmaktadır. Bu kapsamda enerji depolaması da önemli bir yere sahip olacaktır. Tablo 16.10'da belirtilen enerji depolama sistemlerine ek olarak Carnot Bataryaları üzerinde çok sayıda çalışma yapılmaktadır. Carnot Bataryaları arz fazlası yenilenebilir elektriğin ısıl olarak depolanması ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kesintili doğası gereği elektrik üretimi ortadan kalktığında bu ısıl depodan tekrar konvansiyonel yollarla elektrik üretimi prensibine dayanır. Arz fazlası elektrik dirençler üzerinden ısı enerjisine çevrilerek genellikle kayaçların kullanıldığı ısı deposunda depolanır. Deşarj durumunda depodan geçirilen hava ısıtılarak bir Brayton ya da Rankine çevrimi üzerinden tekrar elektrik eldesi sağlanabilir.

16.4. Biyokütle Enerjisi

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından biyokütle enerji potansiyelinin belirlenmesi amacıyla hazırlanan Biyokütle Enerjisi Potansiyel Atlası (BEPA) verilerine göre toplanabileceği değerlendirilen atıklarımızın toplam ekonomik enerji eşdeğeri yaklaşık 3,9 MTEP (milyon ton eşdeğer petrol)/yıl'dır (www.enerji.gov.tr). Biyokütle ve atık ısı enerjisine dayalı kurulu güç, Haziran 2022 sonu itibarıyla 2.172 MW, toplam kurulu güç içerisindeki oranı %2,14'tür. 5346 sayılı Kanun'a göre ise biyokütle, ithal edilmemek kaydıyla, belediye atıklarının (çöp gazı dahil) yanı sıra bitkisel yağ atıkların, gıda ve yem değeri olmayan tarımsal atıkların, endüstriyel odun dışındaki orman ürünleri ile atık lastiklerin işlenmesi sonucu ortaya çıkan yan ürünlerden elde edilen kaynakları ve sanayi atık çamurları ile arıtma çamurları olarak tanımlanmaktadır. Biyokütle, hem yakıt kaynakları hem de son kullanımlar açısından en çeşitli yenilenebilir enerji türüdür. Biyokütle enerjisi (veya biyo-enerji) geniş anlamda yakın zamanda ölü bitki veya hayvan maddesinden elde edilen herhangi bir katı, sıvı veya gaz yakıt kaynağı olarak tanımlanır. Bu, tipik olarak uygun sıcaklık ve basınç koşullarına maruz kalan uzun süredir ölü biyolojik materyalden gelir. Biyo-enerji, herhangi bir bitki, hayvan veya diğer biyolojik karbon kaynağından elde edilebilir. Biyoyakıtlar, organik malzemeler kullanılarak geliştirilen yakıtlardır. Biyogüç, bir biyoyakıttan üretilen güçtür. Biyokütlenin kullanıldığı geleneksel yol, ısı üretmek için doğrudan yakmadır. Kullanımlar arasında ulaşım için biyoyakıtlar, endüstride doğrudan kullanım veya birlikte/birleşik ısı ve güç (BIG) ve binalarda ve kırsal alanda geçim için doğrudan kullanım yer alır. Türkiye için bir biyokütle enerji kaynağı haritası Şekil 16.38'de verilmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Enerji İşleri Genel Müdürlüğü, Türkiye Biyokütle Enerjisi Potansiyel Atlasını internet tabanlı olarak yayınlamaktadır. Bu verilere göre, hayvansal atık miktarı, bitkisel atık miktarı, belediye atıkları, orman atıkları ve biyokütle kaynaklı lisanslı ve lisansız elektrik üretimi tesisleri bilgilerine erişim sağlanabilmektedir.



Şekil 16.38: Türkiye Biyokütle Enerji Kaynağı Haritası (www.enerji.gov.tr)

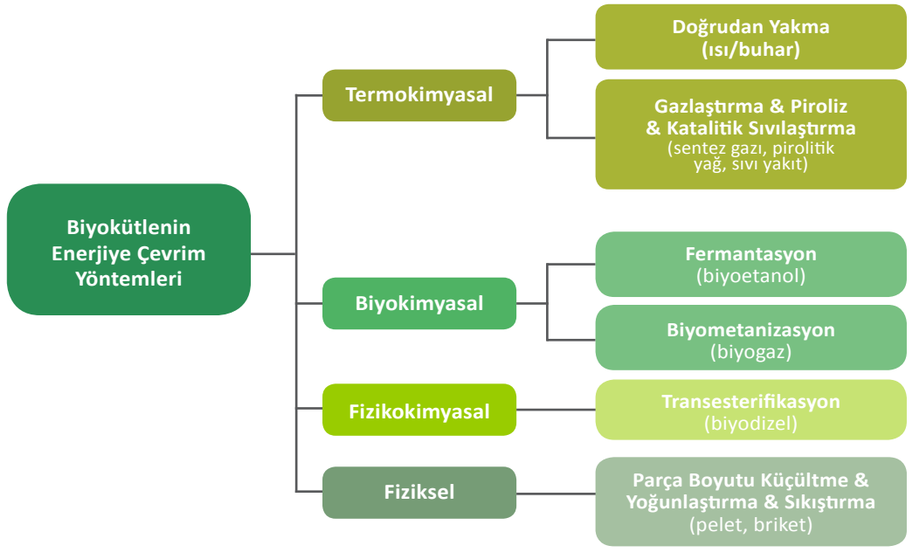
Tablo 16.11, enerji yöneticilerinin faaliyet alanlarında fırsat yakıtları olarak karşılaşabilecekleri ana hammaddelerin bir listesini vermektedir.

Tablo 16.11: Ortak Kırsal ve Kentsel Biyokütle Hammaddeleri

Kırsal Kaynaklar	*Kentsel Kaynaklar*
Orman artıkları, odun atıkları	Kentsel atık
Mahsul artığı	Atık su arıtma biyogaz ve tortul atıkları
Enerji bitkileri	Belediye katı atık ve çöp gazı
Gübre biyogazı	Gıda işleme kalıntısı

16.4.1. Biyokütle Uygulamaları

Biyokütle malzemelerinden sıvı yakıt elde etmek zordur. Etanol üretmek için tahıl veya şeker kamışı hammaddeleri gibi ulaşım araçlarında kullanılan yakıtlar için yetiştirilen enerji bitkileri, iyi bilinen biyokütle uygulamalarıdır. Bu işlem için şeker kamışı, pancardaki şeker veya mısır veya mısırdaki nişasta, etanol üretmek için bir maya fermantasyon işleminde kullanılır. Bazı durumlarda daha yüksek enerji üretim oranlarına sahip olan kavak ağaçları, dallı otlar veya mısır sapları gibi kaynaklardan bitkisel selüloz kullanmak da mümkündür. Diğer işlemlerde, ısıtıldığında viskoziteleri azaltılan ve dizel motorlarda kullanılmalarına izin veren jatropha veya alg gibi yağlar üreten bitkiler kullanılır. Yosunlardan yağların çıkarılması, büyük petrol üreticilerinin dikkatini çekmiştir ve birçoğu yenilenebilir bir yakıt kaynağı olarak yosun araştırma ve geliştirmesinde aktif hale gelmektedir. Biyokütle yakıtlarının güncel kullanma yerlerinden birisi de fosil yakıtlarla %2-25 gibi çeşitli oranlarda karışık yakılmalarıdır. Binalarda ve endüstriyel sektörlerde kullanım için biyokütle normalde bir fırsat yakıtı, tipik olarak yakıt olarak kullanılmayan, ancak ekonomik olarak uygulanabilir olma potansiyeline sahip olan tüketim veya üretim faaliyetinin bir atığı veya yan ürünü olarak tüketilir. Geniş bir sınıflandırma, fırsat yakıtları, yenilenebilir biyokütlenin yanı sıra tamamen veya kısmen belediye katı atıkları ve atık lastikten türetilen yakıtlar gibi hidrokarbonlardan türetilen atık veya yan ürünleri içerir. Biyokütle kaynaklarından aşağıda belirtilen çeşitli çevrim yöntemleri uygulanarak farklı yakıt türleri üretilebilmektedir (www.enerji.gov.tr, Şekil 16.39).



Şekil 16.39: Biyokütle Enerji Dönüşümü Yöntemleri

16.4.2. Biyokütlenin Avantaj ve Dezavantajları

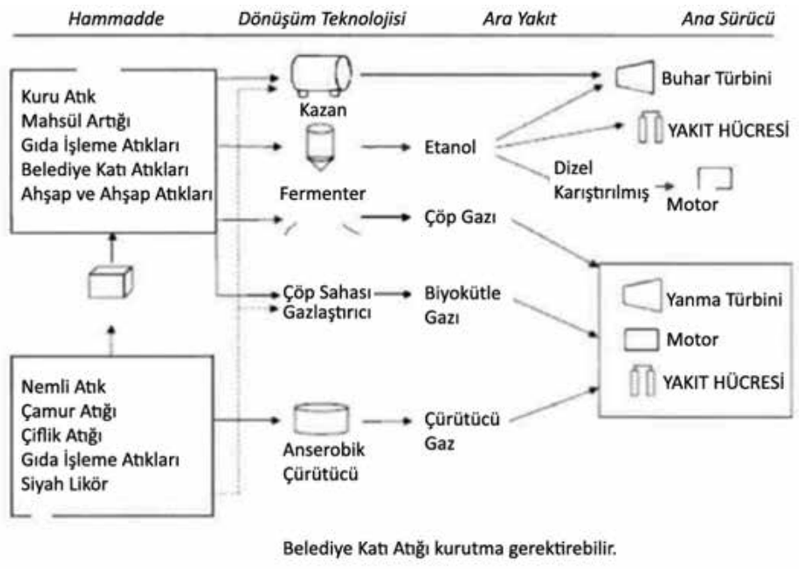
Biyokütle, kolay depolanabilir olduğundan diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına göre avantaj sağlar, ayrıca enerji sağlama bakımından da fosil yakıtlara göre birçok potansiyel avantaja sahiptir. Biyokütle, karbon nötr olarak kabul edilir, çünkü yakıtın yanması sırasında açığa çıkan CO_2 yeniden absorbe edilir ve yeni bitki büyümesinde karbon döngüsüne girer. Bu biyoyakıt karbon nötrlüğünü görmenin bir başka yolu, bunların yakılmasıyla salınan karbon atomlarının, bitki büyüdükçe tükettiği karbon atomlarıyla aynı olmasıdır. Varyasyonlar yakıt kaynağına ve uygulamaya bağlı olmakla birlikte, biyokütle kullanımı genellikle fosil yakıtlardan daha düşük sera gazı emisyonları ve ölçüt kirleticileri üretir. Ayrıca, diğer birçok yenilenebilir enerjiden daha esnek (örneğin, çok yakıtlı veya BIG uygulamalarında) ve güvenilir (kesintisiz kaynaklar olarak) olma eğilimindedir. Atık besleme stoklarını tasarruflara (veya gelirlere) dönüştürme yeteneği, belki de biyokütle kurulumları için en büyük itici güçtür. Baskın sabit uygulamalar, orman ürünleri endüstrisinden gelen odun atıkları, BIG uygulamalarında atık su arıtma tesislerinden gelen biyogaz, belediye katı atık ve enerji uygulamalarında çöp gazı gibi fırsat yakıtlarına dayanmaktadır. Biyoyakıtların elektrik üretimi (veya ısıtma) için bir yakıt kaynağı olarak yetiştirilmesi durumunda, pratik kaygılar arasında arazi alanı, depolama ve (gerekirse) kurutma yer alır. Yakıt için hasat, işleme ve nakliye faaliyetleri maliyet ve enerji kullanımını artırarak genel sistem dönüşüm verimini etkiler. Fosil yakıtlar, biyokütle yakıtlarla birlikte yakıldıklarında hava kirliliğini azaltırlar. Örneğin, bir kömürlü termik santralde kömür, %33-37 oranında biyokütle ile yakıldığında kükürtdioksit ve azotoksit emisyonlarında %30 oranında bir azalma olduğu saptanmıştır.

Biyokütle enerjisi, genel anlamda çevreye uyumlu bir enerji kaynağı olmakla birlikte, kullanılan biyokütle türüne göre bazı çevresel etkiler yaratabilmektedir. Örneğin, çöp ve benzeri bazı atıkların yakılması sonucu ortaya çıkan atıklar bazı çevresel önlemlerin alınmasını gerektirmektedir. Diğer taraftan, depolanması ile geçici görsel çevre kirliliği yaratabilen bu tür kaynaklar, enerji kaynağı olarak kullanılması sonucunda, bertaraf edilmektedir. Biyoenerjinin, yeterince verimli olmamakla birlikte, bazı biyoyakıtların verimlerinin artırılması için fosil yakıtlarla desteklenmeleri gerekmektedir. Biyokütle karbon nötr olsa da bazı atıkların kullanımında, çevreye zarar veren metan gazı oluşmaktadır. Enerji üretimi için alan yaratmak adına ormanların kesilip yok edilmesi orman alanlarına zarar vermekle birlikte biyoçeşitliliği azaltma riski de oluşturmaktadır. Dikkat edilip titizlikle yönetilmesi gereken bu risklerin oluşmaması için biyoenerji üretiminin sürdürülebilir yöntemlerle yapılması gerekmektedir. Türkiye'de biyokütle hammaddesi olarak halihazırda oluşmuş orman atıkları ve yangın geçirmiş bölgeler kullanılmakta ve böylece arazi kullanımı konusunda riskler azalmaktadır. Biyoenerji santrallerini işletebilecek yönetim ve personelin sektör bilgisindeki yetersizlikleri üretim kayıplarına neden olabilmektedir. Her atık direkt biyokütle olarak kullanılamamaktadır. Bu nedenle, atığın daha verimli kullanılabilmesi için atıkların ayrıştırılması desteklenmelidir. Atıktan türetilmiş yakıt kullanımını destekleyen uygulamalar elektrik üretimi ile sınırlı olup elektrik üretimi dışındaki teşvikler yeterli değildir. Küresel ölçekte, fosil yakıt kullanılan fabrikalara belirli oranda yenilenebilir yakıt zorunluluğu getirilmekte, benzer uygulamaların Türkiye'de de geliştirilmesi yenilenebilir enerji ve biyokütlenin gelişimi için önem taşımaktadır.

16.4.3. Biyokütlenin Bileşik Isıl Güç (BIG) Sistemlerinde Kullanımı

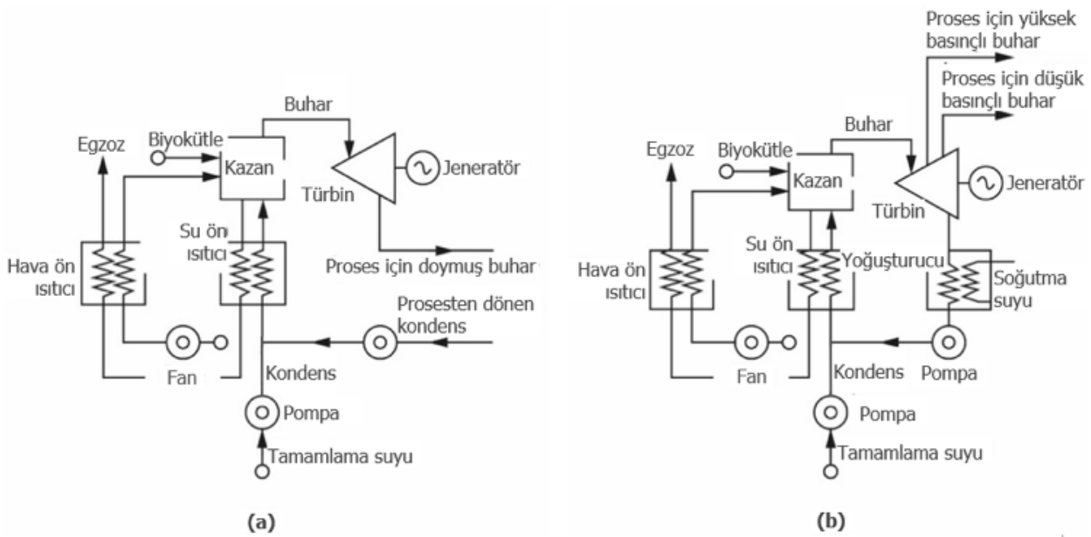
Ülkemizde halen elde edilmekte olan biyokütle enerjisinin %64'ü orman bakım ve üretim çalışmalarında ortaya çıkan ince çaplı materyaller, orman endüstrisinde oluşan talaş ve yongalar, kullanılmayan (hurda) odunlar olmak üzere orman ve odun atıklarından, %24'ü belediye katı atıklarından (çöplerden), %5'i tarımsal bitki ve artıkları, sert meyve kabukları (zeytin çekirdeği ve posası, fındık vb. kabukları) gibi tarımsal atıklardan, %5'i ise deponi gazlardan üretilmektedir (www.ogm.gov.tr). Biyokütle BIG ile ilişkili biyokütle besleme stoklarını, dönüştürme teknolojilerini, ara yakıtları ve ana taşıyıcıları gösteren bir akış şeması Şekil 16.40'ta verilmiştir. Özel uygulamaya bağlı olarak, biyokütle, yüksek sıcaklıktaki buharı veya ara yakıtı iyileştirmek amacıyla genellikle mekanik ve/veya termal hazırlama ve enerji dönüşümünde işlenir, bu da daha sonra ısı ve güç üretmek için bir ana sürücüyü harekete geçirir. Çöp gazı ve atık su sistemleri çoğunlukla içten yanmalı motorlarda kullanılır. Ancak temiz gaz olmak kaydıyla gaz türbinleri ve yakıt hücreleriyle de kullanılabilir. Birlikte yakma olarak adlandırılan, biyokütle yakıtının bir kısmının konvansiyonel yakıtla karıştırılması, konvansiyonel güç ekipmanlarının kullanılmasına ve fosil yakıt tüketim miktarının azaltılmasına hizmet edebilir. Bunun bir örneği, talaşların veya odun atıklarının kömürle karıştırılarak yakılmasıdır.

Biyokütle enerjisini dönüştürme ve kullanma süreçlerinin neredeyse hammadde türleri kadar çeşitli ve değişken olduğu görülebilir. Bu çeşitliliğe rağmen, biyokütleyi direkt olarak yakma sistemlerinde kullanmak biyokütleden elektrik elde edilmesinde tercih edilen yöntem olmuştur. Kömürle çalışan elektrik santralleri için geliştirilen gazlaştırma teknolojileri, daha yüksek verime rağmen, dağıtılmış/dağınık ölçekte genellikle çok maliyetlidir. Modüler gazlaştırıcılar ticarileştirmenin erken aşamalarındadır. Anaerobik çürütücüler ve çöp gazı sistemleri ticari teknolojilerdir, ancak daha önce belirtildiği gibi bunlar azınlıktır. Buna karşın, ülkemizde son yıllarda birçok belediye anaerobik çürütme ile belediye atıklarını enerjiye dönüştüren yatırımlar yapmıştır ve bu da çöplerin vahşi depolanması sorunlarında bir azalmaya neden olmuştur. Bölgesel ısıtma sistemlerinin de bu alanlara entegrasyonu ile binalarda enerji verimli ısıtma yapmak mümkündür. Bu nedenle belediyeler üzerinden hem belediye atıklarından elektrik üretimi hem de atık ısının bölgesel ısıtma sistemlerinde değerlendirilmesi büyük önem taşımaktadır. Biyokütle BIG teknolojilerinin tüm yönleri, performansı, maliyeti ve uygulamaları hakkında kapsamlı bilgiler literatürde mevuttur. [11] Endüstriyel tesislerde direkt yakmalı bir biyokütle BIG düzenlemesinde, kazanda üretilen buhar, bir buhar türbini jeneratörüne güç sağlar ve atık ısı ve buhar, daha düşük basınç ve sıcaklıktaki proses ihtiyaçlarını karşılamak için kullanılır.



Şekil 16.40: BIG Uygulamalarında Biyokütle Enerjisi Kullanımının Akış Şeması

Proses buharı, türbinden alınan ara buhar çıkışı ile bir ara buhar almalı-yoğuşmalı buhar türbini kullanılarak sağlanabilir. Şekil 16.41'de gösterildiği gibi, ara buhar almalı-yoğuşmalı buhar türbinleri, değişken güç ve buhar üretimi için tasarlanırken, tüm buharı prosesin gerektirdiği basınçta tüketen karşı basınç türbinleri, buhar üretimini en üst düzeye çıkaracaktır. BIG dışı (yalnızca güç) düzenlemeler, tüm buhar üretimini yoğuşmalı bir türbine yönlendirir. Daha farklı bir ifade ile karşı basınçlı sistemlerin maliyetleri ara buhar almalı sistemlere göre daha uygundur. Ancak, karşı basınçlı sistemlerde elektrik ve buhar üretimi aynı trendi takip eder yani, elektrik üretimi kadar buhar üretimi söz konusudur. Ara buhar almalı sistemlerde ise proses buharı miktarı türbinden alınan ara buhar miktarı ile belirlenir. Yani, proseste bir buhar ihtiyacı olmadığı durumda buhar türbin üzerinden geçirilerek daha fazla elektrik üretimi sağlanabilir. Dolayısıyla, karşı basınçta olduğu gibi elektrik ve buhar üretimi bağı söz konusu değildir.



Şekil 16.41: İki Konfigürasyonda Direkt Yakmalı Biyokütle BIG İçin Güç Çevrimleri
a) Karşı Basınçlı b) Ara Buhar Almalı

16.5. Gelişen Teknolojiler

16.5.1. Stirling Çanak

Bu düzenleme, mevcut kanıtlanmış bir teknoloji olan Stirling motorunu bir güneş yoğunlaştırıcı sistemi ile birleştirir. Stirling ünitesi, güneş yoğunlaştırıcılar tarafından sağlanan ısı ile çalıştırılır. Diğer güneş teknolojileri gibi, özgül verimleri düşüktür ve büyük miktarda güneş enerjisinin toplanması gerekir. Basit yapı, bu sistemin bir avantajıdır. Çanak motor teknolojisi, doğrudan direkt ışınımı bir güç dönüştürme ünitesine bitişik bir absorbere yoğunlaştırmak için parabolik bir çanak reflektör kullanır. Bir Stirling motoruna bağlı çanak tipi bir yoğunlaştırıcı prototipi daha önce Şekil 16.10'da verilmiştir. Küçük odak bölgesi nedeniyle, çanak motor sistemleri güneşi iki eksende takip eder. Çoğu yoğunlaştırıcı, bir kafes yapısıyla desteklenen çoklu küresel şekilli aynalarla ideal şekle yaklaşır. Kısa odak uzaklığı ve alıcıdaki güneş ışınlarını tam olarak belirleme ihtiyacı nedeniyle, çanak tipi sistemler rüzgar titreşimlerinden kaynaklanan verim kayıplarını önlemek için sağlam destek yapılarına ihtiyaç duyar. Bir alıcı, güneş enerjisini yüksek basınçlı bir çalışma gazına, genellikle helyum veya hidrojene aktarır. Stirling motorları, ısının motorun dışından uygulanması dışında, temel olarak geleneksel motorlarla aynı şekilde ısıyı mekanik güce dönüştürür. Güneş enerjisiyle ısıtılan çalışma gazının genleşmesi ve büzüşmesi, güç üretmek için bir dizi pistonu ve bir krank milini çalıştırır. [1]

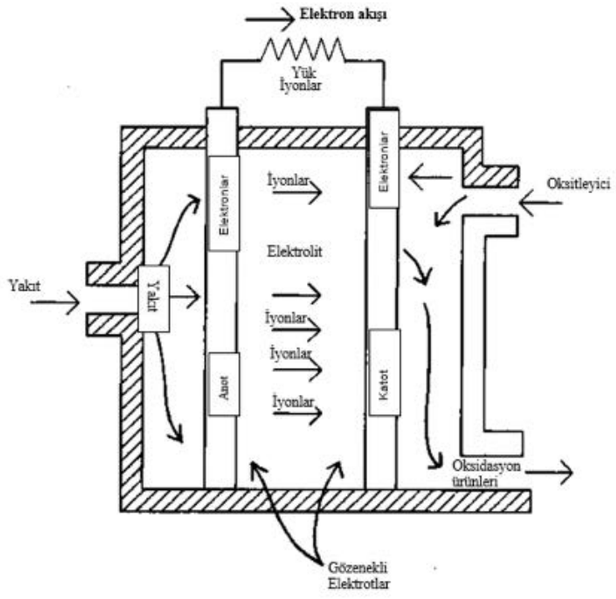
Çanak-motor, güneş enerjisiyle çalışan, Stirling tabanlı sistemlerin ilk kez teknolojiyi göstermek için geliştirildiği 1800'lere dayanan güneş enerjisi teknolojilerinin en eskisidir. Modern teknoloji 1970'lerin sonlarında gelişmeye başlamıştır ve 1990'lardan bu yana, prototipler, dağıtılmış/dağınık güç üretimi için 5-10 kW ünitelerle ve şebeke ölçekli uygulamalar için 25 kW'lık sistemlerle teknolojiyi geliştirmek adına iyileştirmeler yapılmaktadır. Çanak motorlar, yüksek verimleri, modüler tasarımları ve geniş düz arazi alanları gerektiren diğer güneş enerjisi teknolojilerine kıyasla nispeten daha az kurulum alanı gereksinimleri nedeniyle ilgi çekicidir. Bu sistemlerin büyük ölçekli uygulamasındaki kısıtlamalar arasında, destek/kafes sistemlerinde kullanılan çelik ve alüminyum için yüksek maliyet, uygun ölçekte özel çanak şeklindeki yansıtıcı yüzeylerin bulunabilirliği ve maliyeti ve motor bileşenlerinin bakımı için güvenilirlik ve maliyet yer alır.

16.5.2. Yakıt Pilleri

Yakıt pilleri (hücreleri), kimyasal potansiyel enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürür. Yakıt hücresi uygulamaları çoğunlukla otomobiller ve otobüsler, uzaktan enerji üretimi, düşük gürültülü uygulamalar ve uzay uygulamaları gibi niş alanlarda kalmaktadır. Yakıt hücresi, geleneksel bir yakıtın kimyasal enerjisinin doğrudan ve verimli bir şekilde düşük voltajlı doğru akım elektrik enerjisine dönüştürüldüğü elektrokimyasal bir cihazdır. Yakıt ve oksitleyicinin pilin dışında depolandığı ve gerektiğinde tedarik edildiği birincil pil olarak düşünülebilir. Endüstriyel uygulamalarda, elektroliz genellikle hidrojen üretmek için tercih edilen yöntemdir. Suyu kimyasal olarak hidrojen ve oksijene ayrıştırmak için elektriğin kullanılması, büyük miktarda enerji ve güneş enerjisi kullanılarak gerekli elektriği üretmek için kullanılır. Fotobiyolojik metodolojiler, deniz suyunu ayrıştırarak hidrojeni elde etmek ve toplamak

için de kullanılabilir. Yenilenebilir bir hidrojen kaynağı (yeşil hidrojen) kullanıldığında, yakıt hücreleri daha kullanışlı hale gelmekte ve dağıtılmış/dağınık üretim ve bileşik ısıl güç uygulamalarında daha fazla uygulamaya sahip olacaktır. Bununla birlikte, yakıt pilleri, diğer dağıtılmış/dağınık üretim biçimleriyle rekabet ederken, yüksek maliyet ve dayanıklılık dahil olmak üzere önemli dezavantajlara sahiptir.

Yakıt hücresi için temel bir sınırlayıcı faktör, kullandığı yakıttır. Bir yakıt hücresindeki hidrojen emisyon üretmezken, yakıt hücreleri hidrojen üretiminde genellikle hidrokarbonları tükettiği için yenilenebilir bir teknoloji kabul edilemez. Ancak, hidrojen üretiminde son yıllarda yaşanan gelişmeler ve akıllı şehir konsepti ile yaygınlaşan yenilenebilir hidrojen üretimi çalışmaları bu konuda potansiyeli ortaya koymaktadır. Elektrolizör sistemleri ile hem PV'den üretilen elektriğin kullanılması hem de bir depolama aracı olarak hidrojenin kullanımı gelecek yıllarda enerji sorunları için belirleyici olacaktır. Bir yakıt hücresinin şeması Şekil 16.42'de verilmiştir. Elektrokimyasal reaksiyonda gaz halindeki yakıt anottan difüze olur ve oksitlenir. Bu, elektronları dış devreye bırakır. Oksitleyici gaz, dış devre yoluyla anottan gelen elektronlar tarafından indirgendiği katot boyunca yayılır. Ortaya çıkan oksidasyon ürünleri taşınır.



Şekil 16.42: Bir Yakıt Hücresinin Şematik Görünümü

Tipik bir yakıt hücresi sistemi üç bileşenden oluşur: bir yakıt reformeri, bir yakıt hücresi yığını ve bir güç düzenleyicisi (veya invertör). Yakıt hücreleri harici veya dahili reformere sahip olabilir. İlki bir yardımcı yakıt reformerine sahiptir ve ikinci durumda yakıt hücresinin kendi içinde doğal gaz reformeri bulunduran bir yüksek sıcaklıklı yakıt hücreleri sınıfıdır. Bir yakıt hücresinin kalbi, birçok bireysel yakıttan oluşan yığındır (stack). DC güç ürettikleri için yakıt hücresi sistemleri ayrıca şebeke uygulamalarında kullanılabilmesi adına üretilen gücü AC'ye dönüştürmek için bir invertör gerektirir.

Yakıt pilleri elektrolitlerine ve çalıştıkları ilgili sıcaklıklara göre sınıflandırılabilir. Kullanılan yakıt türü de elektrolite bağlıdır. Bazı hücreler saf hidrojene ihtiyaç duyar ve yakıtı saflaştırmak için bir reformer gerektirebilir. Diğer yakıt hücresi türleri bazı safsızlıkları tolere edebilir, ancak verimli çalışması için daha yüksek sıcaklıklara ihtiyaç duyabilir. Tablo 16.12'de, dört ana yakıt hücresi tipiyle ilgili bazı genel bilgiler verilmiştir. Bunlar fosforik asit yakıt hücresi (PAFC), erimiş karbonat yakıt hücresi (MCFC), proton değiştirici membran (PEM) ve katı oksit yakıt hücresidir (SOFC).

Tablo 16.12: Bir BIG Uygulamasında Sabit Yakıt Hücrelerinin Ticari Durumu, Maliyeti ve Performans Özellikleri

Yakıt hücresi tipi (Elektrolit)	PAFC	MCFC	PEM*	SOFC*
Kapasite (kW)	200	250	200	100
Ticari durum	Ticari	Ticari	Ticari	Ticari
Çalışma sıcaklığı	200°C	650°C	80°C	1.000°C
Ekipman maliyeti ($/kW)*	3000	1679	76	372
İşletme ve bakım maliyetleri ($/kW)*	0,03	0,043	0,0005	0,0013
Isı oranı (Btu/kWh)	9.480	7.930	9.750	7.580
Elektrik verimi, ÜID (%)	36	43	35	45
Yakıt girişi (MMBtu/h)	2	2	2	0,8
Yakıt reform yeteneği	Dış	Dahili	Dış	Dahili
BIG Özellikleri				
Isı çıktısı (MMBtu/kWh)	3.709	1.750	3.592	1.906
BIG verimi, ÜID (%)	75	65	72	70
Güç/ısı oranı	1	2	0,95	1,79

**PEM yakıt pillerinin kojenerasyon uygulamalarında kullanılması düşünülen versiyonu yüksek sıcaklık PEM yakıt pilidir. Çalışma sıcaklığı yaklaşık 200C'dir ancak henüz ticari değildir.*

16.5.3. Plazma Ark Gazlaştırma

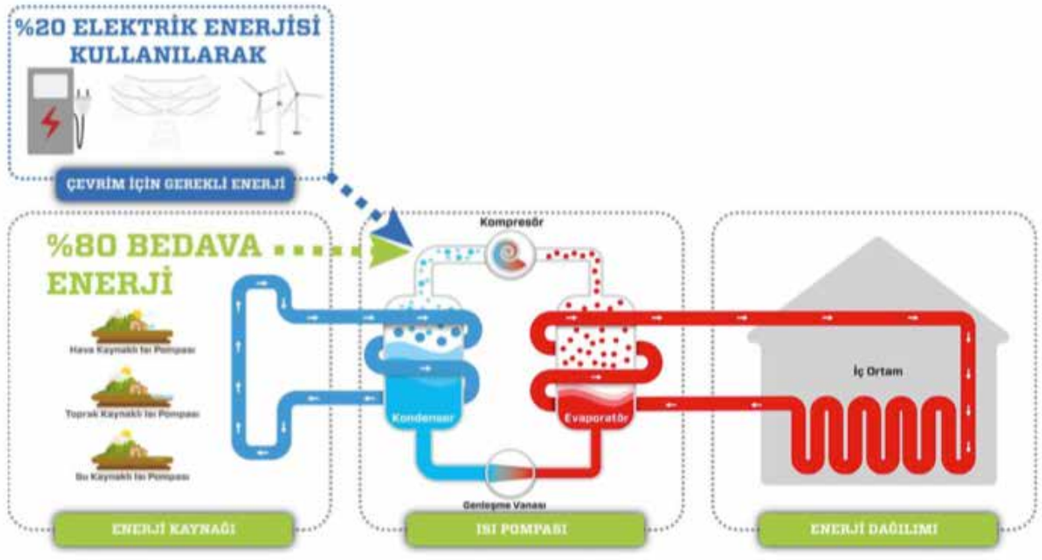
Plazma gazlaştırma, atıktan enerjiye bir süreç olup geri dönüştürülebilir maddeleri çıkarmak ve karbon bazlı malzemeleri yakıtlara dönüştürmek için atıklarını işleyen, gelişmekte olan bir teknolojidir. Sıfıra yakın yan ürünler elde ederken yenilenebilir yakıtlar üretmenin bir yolunu sağlar. Plazma ark işleme geçmişte yakma fırını külü ve kimyasal silahlar gibi tehlikeli atıkları arıtmak ve bunları tehlikesiz cürufa dönüştürmek için kullanılmıştır. Kanada, Japonya, Hindistan ve başka yerlerde faaliyet gösteren plazma gazlaştırma tesisleri bulunmaktadır. Plazma gazlaştırma, organik maddeyi esas olarak hidrojen ve karbonmonoksitten oluşan bir sentez gazına dönüştüren plazma kullanan bir termal işlemdir. Gazı iyonize etmek ve organik maddeyi sentez gazına katalize etmek için elektrik arkıyla çalışan bir plazma hamlacı kullanılır. 8.000°C'nin üzerindeki plazma arkından gelen ısı, iyonlamış gaz, serbest elektronlar ve radikaller ile plazmanın yoğun ultraviyole ışığı, büyük zincirli organik maddelerinin parçalanmasına neden olarak sentez gaz oluşturur. [1] Plazma reaktöründen çıkan temiz sentez gaz daha sonra enerji üretmek için içten yanmalı motorlar veya gaz türbinleri tarafından doğrudan kullanılmadan önce temizleme ünitesinde işleme tutulur. Atık ısı, proses içerisinde BIG uygulamalarında kullanılmak üzere prosesten geri kazanılır. Atık yan ürünler camsı cüruf ve metalleri içerir.

Sürecin faydaları arasında düşük çevresel emisyonlar, hammadde türünde ayrım yapmayan bir süreç olması ve sentez bir gaz üretme yeteneği yer alır. Hammaddenin %99'dan fazlası proseste kullanıldığından, bu tesislerin ekonomisi, çöplüklerle ilgili yüksek maliyetler olduğunda en uygunudur.

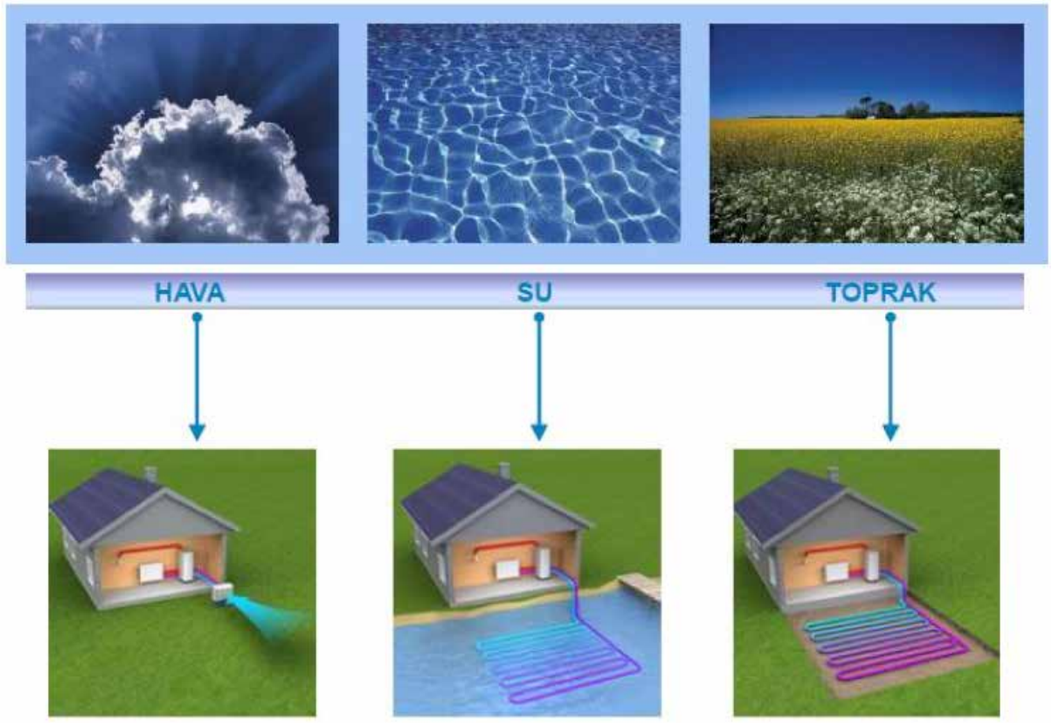
16.6. Isı Pompaları

Esas itibarıyla kompresör, kondenser (yoğuşturucu), evaporatör (buharlaştırıcı), genleşme valfi ve çevrim akışkanının/soğutucu akışkanın dolaştığı boru tesisatından oluşan ısı pompaları motorla tahrik edilen bir kompresörle, termodinamik Carnot çevrimine göre çalışarak, düşük sıcaklıktaki bir kaynaktan daha yüksek sıcaklıktaki bir akışkana ısı transfer ederek enerji sağlayan cihazlardır (Şekil 16.43). [13] Başka bir ifadeyle ısı pompası, kaynaklarındaki ısı enerjisini veya atık ısıyı soğutma çevrimi ile ısıtılacak ortama bir ısı taşıyıcı akışkan veya su ile transfer edebilen, ek destek ısıtıcı olarak elektrik rezistansı veya fosil yakıtlı ısıtıcılar ile de teçhiz edilebilen, soğutma çevrimini ters çevirerek mahalin soğutulması fonksiyonunu da yapabilen ısı üreticisi olarak da tanımlanabilir.

Mahal, proses ve kullanım sıcak suyu veya havuz ısıtması vb. maksatlar için hava, su, toprak gibi doğal kaynaklardan (Şekil 16.44) ve düşük ekserjili jeotermal kaynaklar ve tesislerden çıkan düşük sıcaklıklı atık ısılar ısı pompaları için uygun kaynaklardır. [14] Aynı sistem içinde çözümlenen yapı veya yapı gruplarının eş zamanlı ve olabildiğince birbirine yakın ısıtma ve soğutma gereksinimleri de verimli ısı pompalarının tesisi için ideal ortam oluşturmaktadır. [14]



Şekil 16.43: Isı Pompasının Isıtma Modunda Çalışma Prensibi [13]



Şekil 16.44: Hava, Su ve Toprak Kaynaklı Isı Pompaları [13]

Isı Pompalarının Genel Özellikleri

Isı pompalarının verimleri hava, toprak, yeraltı suyu ve atık ısı sıralamasına göre artarken, uygulamalar ise aynı sıralamada azalmaktadır. [13] Atık ısı genellikle yüksek sıcaklık seviyelerinde olduğundan, ısı pompası en verimli bu enerji kaynağı ile çalışır. Ancak, atık ısıya genellikle sanayi tesislerinde rastlanmaktadır ve evsel kullanımı çok azdır. Örneğin, sürekli yıkama yapılan bir sanayi tesisinde kanalizasyona atılan su bir atık ısı enerji kaynağıdır. Yeraltı suyu yaklaşık 10°C sıcaklıkta sabittir ve ısı pompası için son derece elverişli bir enerji kaynağıdır. Toprak sıcaklığı coğrafik konumuna ve derinliğe göre 0–20°C arasında değişmektedir. Çevre havası sıcaklığı ise çok değişkendir ve bazı bölgelerde –20°C'ye kadar düşebilmektedir. Isı pompalarında verim, cihazın etkenlik katsayısı yanında kullanılan ısı kaynağı (ısı alınan ortam) ile üretilen akışkan sıcaklıkları arasındaki farka bağlı olup söz konusu fark ne kadar küçükse verim o kadar yüksektir. [14] Isı pompalarında temel esas, kullanılan kaynaktaki sıcaklığın olabildiğince dengeli ve seçilecek ısıtma-soğutma sistemleri rejim sıcaklıklarına yakın olmasıdır. Bu nedenle, ısı pompalarında düşük sıcaklıklı ısıtma ve yüksek sıcaklıklı soğutma sistemleri tercih edilmelidir. [14]

Isı pompalarının verimi "Etkenlik Katsayısı" ifadesi ile TS EN 14511-2,3 standartlarına göre ısıtmada COP, soğutmada EER olarak tanımlanmaktadır. Söz konusu değerler ısıtma ya da soğutma sırasında cihazın sağladığı enerji ile cihazda tüketilen toplam enerjinin oranı olup belirli işletme, uygulama ve çevre koşullarında hesaplanmış laboratuvar değeridir. Isı pompasının mevsimsel performansı ise TS EN 14825 standardına göre hesaplanmaktadır. [14] Isı pompaları içeren tesislerin mevsimsel toplam sistem verimi ise ilettiği faydalı ısının aynı mevsim içinde primer ve sekonder pompalar dahil tükettiği toplam elektriksel veya mekanik enerjiye oranıdır. Söz konusu sistem verimi laboratuvar koşullarında ölçülemeyen, ısı pompasının standart etkenlik değerleri yanında, yapılacak kuruluma bağlı tüm uygulama koşullarına göre hesaplanabilen bir orandır. Yapılarda ısıtma ve soğutma amaçlı olarak, ısı pompası sistemlerinin tasarımında mevsimsel toplam sistem verimi değerleri esas alınmalı, söz konusu mevsimsel toplam sistem verimi değerlerinin tespitinde genel kabul gören yazılımlardan yararlanılmalıdır. Isıtma ve soğutma sistemlerinde yer alan ısı pompaları ve yardımcı donanımları, bölgesel iklim şartlarında çalışmak üzere, tasarımında belirlenen işletme rejiminde, istenilen verim ve kapasiteyi sağlayacak şekilde, tesisattaki işletme basıncına uygun basınç standardında ve teknik özelliklerde olmalıdır. Isı pompaları kullanım amaçlarına ve türlerine göre sadece ısıtma veya soğutma ya da hem ısıtma hem de soğutma yapabilmektedir. Üçüncü bir tür ısı pompası da soğutma modunda çalışırken, kondenser devresindeki atık ısı ile farklı bir zonda ısıtma yaparak ısı geri kazanımı sağlayabilmektedir. [14] Yeni nesil hava, su, toprak kaynaklı ve ısı geri kazanımlı bazı ısı pompaları eş zamanlı sıcak ve soğuk su üreterek ısıtma ve soğutma yapabilmekte, bazı ısı pompaları da soğutucu gaz devresi üzerinden mahaller arasında eş zamanlı ısı transferi gerçekleştirerek yüksek verimli ısıtma ve soğutma sağlayabilmektedir. Yeni geliştirilen ve doğal gaz yakıtlı yoğuşmalı ısıtma cihazları ile entegre edilen bazı hava kaynaklı ısı pompaları da kontrol paneline yüklenen programla uygun dış hava sıcaklıklarında ısı pompası modunda, uygun olmayan dış hava sıcaklıklarında ise yoğuşmalı doğal gaz cihazı modunda çalışarak mevsimsel ortalamada yüksek verimli işletme sağlayabilmektedir. [14] Isı pompalarının tesisinde, yapının kullanım amacı, eş zamanlı ısıtma ve soğutma ihtiyacı, bölgesel iklim şartları, gece ve gündüz sıcaklık farkları, yer altı ve yer üstü kullanılabilir su kaynakları, inşaattan kaynaklanan kazı, dolgu ve fore-kazık imalatları ile uygulama alanındaki toprakta borulama imkanları, endüstriyel atık ısılar, bölgesel düşük ekserjili jeotermal kaynaklar ile fosil ve diğer alternatif yakıtların kullanılabilirliği gibi tüm parametreler tasarım aşamasında değerlendirilmeli, kabul edilebilir simülasyon programları yardımıyla, primer ve sekonder pompalar dahil olmak üzere sistemin yıllık verimi hesaplanmak suretiyle, yatırım ve işletme ekonomisi açısından uygun ısı pompalı sistemler tercih edilmelidir. Ülkemizde elektrik üretiminin büyük bölümünün termik santrallerde yapıldığı ve toplam verimin enerji nakil hatlarındaki kayıplarla birlikte %30 olabileceği dikkate alındığında, ülkemiz genel enerji verimliği açısından, termodinamik bakışla ısı pompası uygulamalarında ısıtma modunda sezonluk sistem verimliliği $COP \geq 3{,}30$ değeri sağlanmalıdır. Eş zamanlı ve olabildiğince birbirine yakın kapasitelerde ısıtma ve soğutma gereksinimi duyan yapı veya yapı gruplarında tesis edilecek hava veya su kaynaklı ısı pompalarının seçimi, tasarım aşamasında, genel kabul görmüş, saatlik veriler ile çalışan bir simülasyon programı ile ısıtma ve soğutmada mevsimsel sistem verimleri hesaplanmak, yatırım ve işletme boyutunda alternatif sistemlerle mukayese edilmek suretiyle yapılmalı, söz konusu yapılarda ısı geri kazanımlı ısı pompaları tercih edilmelidir. Eş zamanlı ısıtma ve soğutma gerektiren binalarda, havadan-havaya ısı geri kazanımlı ısı pompalarının tercihi halinde aynı anda ısıtılan ve soğutulan mahaller arasında soğutucu gaz devresi üzerinden ısı transfer edilerek ısı geri kazanımı sağlanmalı, havadan-suya ısı pompalı sistemlerin tercihi

halinde kullanılan ısı pompaları tasarımına bağlı olarak eş zamanlı sıcak su ve soğuk su üreterek ısıtma ve soğutma yapabilmeli ya da soğutma modunda atılan ısıyı ısıtma siteminde değerlendirmek suretiyle ısı geri kazanımı sağlayabilmelidir. Eş zamanlı ısıtma ve soğutma gerektiren binalarda sudan-havaya çalışan ısı pompalarının tercihi halinde ısı pompaları mahaller arasında eş zamanlı ısı transferini hem kondenser devresi üzerinden hem de soğutucu gaz devresi üzerinden yapabilmeli, sudan-suya çalışan ısı pompalarının tercihinde ise kullanılan ısı pompaları ısı geri kazanımını kondenser devresi üzerinden sağlamalı ya da tasarımına bağlı olarak sistemde sudan suya çalışan eş zamanlı sıcak su ve soğuk su üreterek ısıtma ve soğutma yapabilen ya da soğutma modunda çalışırken atılan ısıyı ısıtma siteminde değerlendirmek suretiyle ısı geri kazanımı sağlayabilen ısı pompaları kullanılmalıdır. [14] Doğal gazın bulunmadığı bölgelerde, ısıtmada mevsimsel sistem verimi *COP*≥3,30 şartının sağlanamadığı ısıtma sistemlerinde, ısı pompalarının kullanımı, fosil tabanlı diğer yakıtlar baz alınmak suretiyle yapılacak enerji ve emisyon etütleri ile yatırım ve işletme maliyet analizleri sonucunda belirlenmelidir. Söz konusu enerji ve emisyon etütlerinde genel kabul gören bir simülasyon programı kullanılmalı, yatırım ve işletme maliyetleri konusunda ilgili İdare ile kesin mutabakat sağlanmalıdır. Havadan-suya veya sudan-suya ısı pompalı sistemlerde etkenlik katsayılarının maksimize edilebilmesi için ısıtma ve soğutmada seçilecek tesisat sistemlerinin su rejimleri kullanılacak ısı pompası tekniğine uygun olmalı, olabildiğince düşük sıcaklık ısıtması ve yüksek sıcaklık soğutması yapılmalıdır. Havadan-suya veya sudan-suya ısı pompalı sistem uygulamalarında yerden, duvardan ve tavandan ısıtma ve soğutma sistemleri ile uygun ısıtma ve soğutma rejimli fan-coil tesisatları ile klima santralleri tercih edilmelidir. Sadece ısıtma amacıyla tesis edilen radyatörlü ısı pompalı sistemler, çok iyi ısı yalıtımı yapılarak ısıtma gereksiniminin minimize edildiği ve boyut olarak ısıtıcı yerleşiminin imkan dahilinde olduğu yapılarda, maksimum 50/45°C gibi ısıtma rejimleriyle çözümlenmelidir. Eş zamanlı ısıtma ve soğutma gereksinimi duyan yapılarda, ayrı ayrı sulu ısıtma ve soğutma hatlarıyla çözümlenen dört borulu fan-coil sistemlerinde tesis edilecek ısı pompaları olabildiğince aynı anda ısıtma ve soğutma yapabilen, yapının ihtiyacına göre ısıtma ve soğutma yüklerini optimize edebilen tipte olmalı, iki borulu fan-coil 'li sistemlerde de soğutma modunda çalışan ısı pompaları ısı geri kazanımlı olmalı, atık ısı eş zamanlı olarak sıcak su üretiminde veya diğer potansiyel alanlarda değerlendirilmelidir.

Isı pompaları ile kullanım sıcak suyu üretiminde tasarımına bağlı termal güneş enerjisi takviyesi önemli bir avantaj olup olabildiğince değerlendirilmelidir. 50°C sıcaklıktan daha yüksek sıcak su üretimi gerektiren uygulamalarda özel ısı pompaları kullanılmalıdır. Sıcak su üretiminde lejyonella koruması için ısı pompalarına entegre boylerlerde elektrikli ısıtıcılar ile belirli aralıklarla lejyonella şoklaması yapılmalıdır. Tasarımına bağlı olarak, havadan-suya ısı pompalı sistemlerde akümülasyon tanklı uygulamalar, soğutma modunda ısı pompalarının gece saatlerinde çok daha uygun dış hava koşullarında yüksek verimli olarak çalışmalarını sağlamaktadır. [14] Ayrıca günün belirli saatlerindeki pik soğutma yüklerinin akümülasyon tankında rezerv edilen soğutulmuş sudan karşılanmasıyla da sistemde daha küçük kapasiteli ısı pompaları kullanılabilmektedir. Isı pompalı sistemlerin fotovoltaik paneller (PV) ile entegrasyonu, kendi gereksinimleri olan enerjiyi olabildiğince kendileri sağlayan enerji etkin binaların yapımında önemli bir avantaj sağlamaktadır. Bunun yanında jeotermal, güneş enerjisi toplayıcıları, vb. destekli olarak kullanılmaları yanında kazanlı klasik sıcak sulu ısıtma sistemine destek amaçlı bivalent (ikili) kullanımı gibi verimli uygulamaları da bulunmakta olup ikili kullanımda ısı pompası ısıtma ihtiyacının %50-90'ını karşılayabilir.

16.6.1. Hava Kaynaklı Isı Pompaları

Hava kaynaklı ısı pompaları ısı kaynağı olarak dış havayı kullanan, üretilen ısıtma ve soğutma enerjisini mahal tarafındaki havaya veya suya aktaran cihazlardır. Yatırım maliyetlerinin düşük olmasına karşılık, kaynak olarak kullanılan dış hava sıcaklığının gerek mevsimlik ve gerekse günlük olarak büyük farklılıklar göstermesi nedeniyle, hava kaynaklı ısı pompalarının işletme dönemindeki etkenlik değerleri toprak ve su kaynaklı ısı pompalarına oranla daha değişken olabilmektedir. Hava kaynaklı ısı pompalarının seçiminde, cihazların standart etkenlik değerleri yanında bölgesel iklim şartları gözetilerek, kabul edilebilir bir programla hesaplanan tüm sistemin ısıtma ve soğutma mevsimsel verim değerleri dikkate alınmalıdır.

TS EN 14511-2,3 standartlarına göre, havadan havaya ısı pompalarında etkenlik değerleri, ısıtma modunda COP, +7°C dış, +20°C iç hava sıcaklığında, soğutma modunda EER, +35°C dış, +27°C iç hava sıcaklığında, havadan suya ısı pompalarında etkenlik değerleri, ısıtma modunda COP, +7°C dış, +45/40°C tesisat suyu rejiminde, soğutma modunda EER, +35°C dış, 7/12°C tesisat suyu rejiminde tanımlanmaktadır. Dolaysıyla, ısıtmada sözü edilen değerlerin altındaki, soğutmada ise üstündeki dış hava sıcaklıklarında gerçekleşen COP ve EER değerleri standart olarak tanımlanan değerlerden daha düşük olmaktadır. Tasarım aşamasında, havadan havaya veya havadan suya ısı pompalarının, mevsimsel işletme verimleri genel kabul gören bir program yardımıyla hesaplanabilir, ısıtma modunda sezonluk sistem verimliliği *COP*=3,30 değerinden daha düşük olmamalıdır.

TS 2164 standardına göre ülkemizde ısıtma sistemlerinin tasarımına esas olan +3°C ve 0°C tasarım sıcaklığı bölgelerinde bulunan yapılarda, kısa süreli kış dönemi, düşük ısıtma gereksinimi ve uygun dış hava koşulları nedeniyle, hava kaynaklı ısı pompaları ısıtma amaçlı olarak yüksek verimle kullanılabilmekte, kısa süreli defrost kesintileri mahal konforunda kayda değer etki oluşturmamaktadır. Ancak, ısıtma modunda -3°C ve daha düşük tasarım sıcaklıklarının söz konusu olduğu bölgelerde, verim ve defrost problemleri nedeniyle konut, lojman, hastane, yatakhane, yurt, misafirhane gibi gece ve gündüz sürekli kullanılan yapıların ısıtma sistemlerinin çözümünde hava kaynaklı ısı pompaları kullanılmamalıdır. [14] Gündüz saatlerinde, daha uygun dış hava sıcaklıklarında kullanılan kamu binaları, ticari yapılar, ofis binaları, endüstriyel tesisler ile özel kullanım amaçlı yapıların ısıtma sistemlerinin çözümünde, hava kaynaklı ısı pompaları, -3°C ve daha düşük tasarım sıcaklığına sahip bölgelerde, fiili işletme saatlerinin esas alındığı kış sezonu ortalamasında *COP*≥3,30 sistem verimi değerini sağlamaları durumunda kullanılabilmelidir. Söz konusu yapılarda eş zamanlı olarak ısıtma ve soğutma gereksiniminin bulunması halinde, kullanılacak havadan havaya ısı pompaları soğutucu gaz devresi üzerinden, ısıtılan ve soğutulan mahaller arasında ısı transferi sağlayan merkezi sistem ısı geri kazanımlı olmalı, havadan suya ısı pompaları ise tasarımına bağlı olarak eş zamanlı sıcak su ve soğuk su üreterek ısıtma ve soğutma yapabilmeli ya da soğutma modunda atılan ısı ısıyı ısıtma siteminde değerlendirmek suretiyle ısı geri kazanımı sağlayabilmelidir. Havadan havaya ısı pompası sistemlerinde ısıtma modunda defrost sırasında zorunlu olarak yaşanacak kesinti süresi de dikkate alınarak, iç mahal şartlarında konfor problemleri yaşanmaması için kısmi defrosta fırsat veren birden fazla kompresörlü ve soğutucu gaz devreli veya kondenseri çok devreli cihazlar ya da dış ünite bazında sıralı defrost yapabilen sistemler kullanılmalıdır. [14]

Havadan havaya çalışan ısı pompaları monoblok olabileceği gibi, kompresör ve kondenseri ayrı dış ünite, evaporatörü ve fanı ayrı iç ünite halinde imal edilebilmekte, merkezi veya bireysel sistemler halinde uygulanabilmektedir. Havadan havaya çalışan ısı pompalarında şartlandırılmış hava fan yardımıyla mahale gönderildiğinden, cihaz seçimi fanın akustik seviyesi gözetilerek yapılmalıdır. Ayrık sistemlerde iç üniteler tasarımına uygun kasetli veya kasetsiz tip olmalı, fan devir seçenekleri bulunmalı, gerekli hallerde kanallı imalatlarla mahal bağlantıları yapılabilmeli, yaz/kış ısıtma ve soğutma modunda çalışabilmeli, iç mahal sıcaklık kontrolü termostatlarla sağlanmalıdır. Sözü edildiği şekilde iç ve dış ünitesi ayrı olan ve birbirlerine soğutucu gaz devresi ile bağlanan ısı pompalarında gaz devresinde oluşabilecek bir kaçak halinde, en küçük hacimli mahalde gaz konsantrasyonu TS EN 378-1 standardında verilen değerleri aşmayacak şekilde önlem alınmalı, gerekmesi halinde sistemler yeterli zonlara ayrılarak gruplar halinde tesis edilmelidir.

Havadan suya çalışan ısı pompaları da ürettikleri ısıtma ve soğutma enerjisini sulu ısıtma ve soğutma tesisatına aktarabilen cihazlardır. Genel olarak havadan suya çalışan ısı pompalarında kompresör, kondenser, evaporatör, ısıtma ve soğutma akışkan ekipmanları ile kontrol paneli monoblok gövde üzerinde tek parça halinde üretildiği gibi, kompresör ve kondenseri ayrı dış ünite, evaporatör, ısıtma ve soğutma akışkan ekipmanları ve kontrol paneli ayrı iç ünite halinde de imal edilebilmektedir. İç ve dış ünitesi ayrı olan ve havadan suya çalışan ısı pompalarında sirkülasyon pompaları ve genleşme tankı iç ünite ile birlikte paket halinde ya da ayrı olabilmekte, söz konusu cihazlar mekanik tesisat sistemlerine ya direkt olarak ya da denge borusu üzerinden sekonder pompalarla bağlanabilmektedir.

Yapılarda hava kaynaklı ısı pompalarının yerleşimine dikkat edilmeli, cihazlara müdahale için yeterli servis boşluğu gözetilmeli, sistemde yeterli hava akımı sağlanmalı, çoklu uygulamalarda ünitelerin birbirlerine olumsuz etkileri önlenmelidir. Aynı şekilde iç ve dış ünitesi ayrı hava kaynaklı ısı pompalarında dış ünite yerleşiminde yeterli servis boşluğu ile yeterli hava sirkülasyonu sağlanmalı, çoklu uygulamalarda dış üniteler arasında yeterli mesafeler bırakılmalıdır.

16.6.2. Su Kaynaklı Isı Pompaları

Su kaynaklı ısı pompaları ısı kaynağı olarak yeraltı sularını, denizleri, akarsu ve gölleri, düşük ekserjili jeotermal suları, atık suları ve uygun şartlardaki endüstriyel atık suları kullanarak, üretilen ısıtma ve soğutma enerjisini mahal tarafındaki havaya veya suya aktaran cihazlardır. [14] Su kaynaklı ısı pompalarının yatırım maliyeti hava kaynaklı ısı pompalarına oranla daha yüksek olmakla birlikte, sistemde kullanılan su kaynaklarının sıcaklıklarının genel olarak havaya oranla daha uygun koşullarda ve daha az değişken olması nedeniyle, söz konusu su kaynaklı ısı pompalarının işletme dönemindeki etkenlik değerleri de hava kaynaklı ısı pompalarına oranla daha kararlı (stabil) olabilmektedir. Su kaynaklı ısı pompalarının mevsimsel sistem veriminin tespitinde gerek su kaynağı tarafında ve gerekse ısıtma ve soğutma tesisatı tarafında kullanılan pompaların enerji tüketimi dikkate alınmalıdır. Deniz suyu, yeraltı suları, atık sular, akarsu ve göllerin kullanıldığı su kaynaklı ısı pompalarında, ekolojik denge gözetilmeli, yeraltı sularının kullanımında, kaynak suyu sıcaklığı ve dinamik su seviyesi ve pompalama için kullanılacak enerji miktarı ile ısıtma ve soğutma sistemi rejim şartları dikkate alınarak tasarım aşamasında tüm sistemin ısıtma ve soğutma mevsimsel verimleri hesaplanmalıdır. [14] İnşaat sırasında zemin yapısı gereği ortaya çıkan ve deşarj edilmesi gereken zemin suları, debisine ve sıcaklığına bağlı olarak su kaynaklı ısı pompalarında kullanılmalıdır.

Tasarımına bağlı olarak, kazan-kule entegrasyonlu su kaynaklı ısı pompaları, eş zamanlı ısıtma ve soğutma gereksinimi duyan yapılarda soğutulan mahallerden çekilen ısının ısıtılan mahallere transfer edilebildiği ve ısıtma yükünün büyük oranda karşılanabildiği sistemlerde kullanılmalı, imkanlar ölçüsünde kondenser devresi ısıl güneş enerjisi, yeraltı veya yer üstü suları ya da düşük ekserjili atık ısılar ile desteklenmelidir. Kazan-kule entegrasyonlu, su kaynaklı ısı pompası uygulamalarında ısıtma modunda primer ve sekonder pompalar dahil olmak üzere sistemin toplam sezonluk verimliliği *COP*=3,30 değerinden daha düşük olmamalıdır. [14] Ancak, yapı cinsine ve kullanım özelliklerine göre eş zamanlı ısıtma ve soğutma yüküne gereksinim duymayan, tesis bütününde mevsimsel olarak ya ısıtma ya da soğutma moduna geçen, doğal kaynaklarla desteklenmeyen sistemlerde kazan-kule entegrasyonlu ısı pompaları kullanılmamalıdır. Kış döneminde büyük oranda soğutma gerektiren, ısıtma gereksinimi düşük yapı ve tesislerde kazan-kule entegrasyonlu su kaynaklı ısı pompaları, yapının düşük ısıtma gereksinimini soğutulan mahallerden transfer edilen ısıyla geri kazanımlı olarak karşılamalı, yapılan hesaplama sonucu, ısıtmada sezonluk sistem verimliliği *COP*=3,30 değerini sağlamaları durumunda kullanılmalıdır. [14] Ülkemizde yer altı sularının sıcaklıkları bütün yıl boyunca genellikle sabit olmakla birlikte kaynağına bağlı olarak +7/+12°C arasında değişmektedir. Söz konusu değerler hem ısıtma hem de soğutma modunda ısı pompaları için uygun değerlerdir. TS EN 14511-2,3 standartlarına göre, sudan havaya çalışan ısı pompalarında etkinlik değerleri, ısıtma modunda COP, +20°C kondenser giriş suyu ve +20°C iç hava sıcaklığında, soğutma modunda EER, +30°C kondenser giriş suyu ve +27°C iç hava sıcaklığında, sudan suya çalışan ısı pompalarında etkenlik değerleri, ısıtma modunda COP +10°C kondenser giriş suyu ve 45/40°C tesisat suyu rejiminde, soğutma modunda EER, +30°C kondenser giriş suyu ve 7/12°C tesisat suyu rejiminde tanımlanmaktadır. Isıtmada sözü edilen değerlerin altındaki, soğutmada ise üstündeki kondenser giriş suyu sıcaklıklarında gerçekleşen COP ve EER değerleri standart olarak tanımlanan değerlerden daha düşük olmaktadır. Su kaynaklı ısı pompalarında, kaynak ve bina pompalarının enerji tüketimi de dahil olmak üzere, genel kabul gören bir simülasyon programıyla hesaplanan ısıtma ve soğutma sezonluk sistem verimlilikleri hava kaynaklı ısı pompalarının sistem verimliliğinden daha düşük olmamalı, ısıtma modunda sezonluk işletme verimliği COP≥3,30 değerini sağlamalıdır. Su kaynaklı ısı pompalarının tercihi, tasarım aşamasında yapılacak enerji ve emisyon etütleri ile yatırım ve işletme maliyetleri bazında, hava kaynaklı ısı pompaları ve fosil tabanlı yakıt kullanan diğer alternatif sistemlerin mukayesesi ile belirlenmelidir.

Tasarım aşamasında genel kabul gören bir simülasyon programıyla yapılacak etüt sonucu, eş zamanlı ısıtma ve soğutma gereksinimi tespit edilen binalarda tesis edilecek su kaynaklı ısı pompaları, ısıtılan ve soğutulan mahaller arasında ısı transferi yaparak yüksek verim sağlamalı, sudan havaya çalışan ısı pompalarının tercihi halinde ısı pompaları mahaller arasında eş zamanlı ısı transferini hem kondenser devresi üzerinden hem de soğutucu gaz devresi üzerinden yapabilmeli, sudan suya çalışan ısı pompalarının tercihinde ise kullanılan ısı pompaları ısı geri kazanımını kondenser devresi üzerinden sağlamalı ya da tasarımına bağlı olarak sistemde sudan suya çalışan eş zamanlı sıcak ve soğuk su üreterek ısıtma ve soğutma yapabilen ya da soğutma modunda çalışırken atılan ısıyı ısıtma siteminde değerlendirmek suretiyle ısı geri kazanımı sağlayabilen ısı pompaları kullanılmalıdır. [14]

Su kaynaklı ısı pompalarının tesisinde yeraltı ve yer üstü sularının sıcaklığı, debisi ve dinamik su seviyesi ile ısıtma ve soğutma sistem rejimleri, tasarım aşamasında etüt edilmeli, primer ve sekonder pompalar ile ısı değiştiricilerin basınç kayıpları dikkate alınarak sistemin verimliliği hesaplanmalıdır. Derinden çekilen yeraltı sularında pompa enerji tüketimlerine özellikle dikkat edilmelidir. Su kaynaklı ısı pompası için yeraltından çekilen sular ikinci bir sondaj ile yeraltına geri verilmeli, iki kaynak arasındaki mesafe 5,0 m'den az olmamalı, basma kuyusu, yer altı suyunun çekildiği kuyu seviyesinin altında kalacak şekilde yapılmalıdır. Yeraltı suyunun ısı pompasına giriş ve çıkış hatları donmaya karşı korunmalıdır. Deniz, akarsu, göl ve yer altı suyu kaynaklı ısı pompası uygulamalarında, yıl boyu kaynak su sıcaklıkları etüt edilmeli, söz konusu suların kullanımı konusunda mutlaka ilgili İdareden izin alınmalı, gerekli hallerde ÇED raporu düzenlenmelidir. Söz konusu kaynaklardan alınan sular tekrar aynı kaynağa geri verilmelidir. Akarsu ve göllerin kaynak olarak kullanıldığı ısı pompalarında kaynak sıcaklığının sezonluk olarak +20 C/-2°C'den fazla değişimine izin verilmemeli, bu husus çoklu uygulamalarda ilgili İdare tarafından takip edilerek limitlerin aşılması önlenmelidir. Pis su hatlarında ısı pompalarının kullanımı ilgili İdarenin iznine tabi olmalı, pis su debisi ve sıcaklığı ile çekilecek ısı gözetilerek sistem tesis edilmeli, kontrolsüz bir uygulama ile atık su sıcaklığının belirlenen limitleri aşmasına ya da donmasına izin verilmemelidir.

Jeotermal kaynakların kullanımında ekserjik yararlanma göz önünde bulundurulmalı, yüksek sıcaklıklı uygulama gerektiren sistemlere öncelik verilmeli, jeotermal su sırasıyla, mahal ısıtması, sıcak su üretimi, varsa termal havuzlarda değerlendirilmeli, kaynağında geri verme noktasındaki düşük sıcaklıklı jeotermal dönüş suyu en düşük ekserjili kullanıma fırsat tanıyan su kaynaklı ısı pompalarında kullanılmalıdır. Özel uygulamalar dışında +45°C sıcaklık değerinin üzerindeki jeotermal sular ısı pompalarında kaynak olarak kullanılmamalı, olabildiğince düşük sıcaklık rejimli ısıtma sistemlerinde ısı değiştiriciler aracılığı ile direkt olarak değerlendirilmelidir. [14] Isı pompası kullanımından sonra jeotermal suyun deşarjı veya re-enjeksiyonu, suyun fiziksel ve kimyasal özellikleri ile çevre limitleri dikkate alınarak Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu'na uygun olarak yapılmalıdır.

Su kaynaklı ısı pompalarında su kaynak rejimi (su gidiş-dönüş sıcaklık farkı) genel olarak $\Delta T=5^{o}C$ olarak planlanmalı, özel hallerde yapılacak etütle farklı rejimler tercih edilmelidir. [14] Isı pompalarında kullanılan yeraltı suları, akarsu ve göller ile atık pis su ve endüstriyel atık suların fiziksel ve kimyasal özelliklerine bağlı olarak ısı pompası öncesi uygun ebatlı tortu tutucu filtreler kullanılmalı, gerekli hallerde sistem primer ve sekonder devre olarak AISI 316 plakalı ısı değiştiricilerle ayrılmalı, primer ve sekonder devre basınç düşümleri maksimum 2-5 mSS, sıcaklık düşümleri ise maksimum 1-2°C alınmalıdır. Agresif sularda titanyum ısı değiştiriciler kullanılmalıdır. Deniz sularının sıcaklıkları bölgesine, mevsimine ve derinliğine bağlı olarak farklılık arz etmektedir. Yüzey sularının sıcaklığı genellikle yıl boyunca +5/+30°C arasında değişmekle birlikte, 20-50 m derinlikte yaz ve kış +10/+15°C mertebelerinde sabit kalmaktadır. Bu nedenle denize yakın, ısıtılan ve soğutulan yapılarda tercihen 30-50 m açıkta, 20-50 m derinlikten çekilen deniz suyu kaynaklı ısı pompası uygulamaları idealdir. Farklı bir yöntemle de kıyıdan 15-20 m içeride, yeterli derinlikte açılacak sondaj kuyularından dalgıç pompalarla deniz suyu kaynaklı ısı pompası kullanımı mümkündür.

Direkt deniz suyu uygulamalarında kıyıda deniz seviyesinden 5-6 m daha derinde tesis edilecek ısı değiştiricisi dairelerinde yapılacak ara depolara 20-50 m derinlikten kendi cazibesi ile deniz suyu alınmalı, ara depoda su üst seviyesi deniz suyu seviyesi ile aynı olmalı, deniz suyuna dayanıklı pompalar yardımıyla, yeterli hassasiyete sahip otomatik temizlenen filtreler ve titanyum ısı değiştiricilerinden geçirilmek suretiyle deniz suyu denize geri basılmalıdır. Deniz suyu hattı yeterli çapta HDPE borulardan olmalı, düşük hızlı, çoklu sistem emiş ağızlarında kaba filtreler kullanılmalıdır. Emiş ağızlarında su hızı 3 m/s'den daha yüksek olmamalıdır. Isı değiştiricisi sekonder devresi kapalı devre öngörülmeli, sistemde sekonder pompalar ve genleşme tankları bulunmalıdır. Sekonder devre üzerinde eş zamanlı olarak ısıtma ve soğutma yapan ısı pompalarının birlikte oluşumu, denizden pompalanan primer devre suyunun debisini azaltacağından pompa enerji tüketiminin minimizasyonu için deniz suyu pompaları frekans konvertörlü olmalı, sistem sekonder devrede olabildiğince sabit sıcaklıkta çalıştırılmalıdır. Kapalı devre sekonder kondenser hatları yeterli basınç dayanımına sahip HDPE borulardan yapılmalı, toprağa gömülmesi halinde izole edilmemelidir. Açıktan geçen hatlarda ısı izolasyonu yapılmalıdır.

Kıyıda yapılacak sondajla kuyu içinde dalgıç pompa çalıştırılması halinde, ısı değiştiricisi öncesi kendi kendini temizleyebilen filtreler kullanılmalı, ısı değiştiricisinden çıkan su denize geri verilmelidir. Kıyıda yapılacak kuyu uygulamalarında denize mesafe maksimum 15 m olmalı, kuyu içinde deniz suyuna yer altı suyu karışmamalıdır. Kuyu suyundaki toplam çözünmüş katı madde miktarı, ppm olarak deniz suyundaki toplam çözünmüş katı madde miktarının %80'inden daha düşük olmamalı, bu değerden daha düşük oranların söz konusu olduğu uygulamalarda deniz suyuna yer altı suyu karışma olasılığı göz önünde bulundurularak denize deşarj ya da toprağa re-enjeksiyon konusunda ilgili İdareden gerekli izin alınmalıdır. Deniz, göl, ırmak gibi kaynaklara yerleştirilecek pompalar koruma amaçlı olarak özel bir beton veya çelik konstrüksiyon içerisinde olmalı ve işletme personeli dışındaki kişilerin müdahalesi engellenmelidir.

Su kaynaklı ısı pompalarının tesisinde akarsu, göl, deniz ve sondaj kuyusu gibi kaynaklara yerleştirilen pompalarda kesinlikle kaçak akım koruma tertibatı yapılmalıdır. Deniz, göl, ırmak gibi kaynaklarda tesis edilecek su alma yapıları, yüzen insanları ve deniz taşıtlarını engellemeyecek ve tehlike oluşturmayacak şekilde yapılmalı, gerekli hallerde su yüzeyinde kolay görülür uyarı işaretleri bulundurulmalıdır. Akarsulardaki su alma yapıları suyun doğal akışını bozmayacak şekilde olmalı, olabildiğince kıyıda yer almalıdır.

Sudan havaya ve sudan suya ısı pompalarının kondenser devresine bağlantısında debi ve sıcaklığın kontrolünde iki yollu motorlu vanalar ile maksimum akış limitlemeli fark basınç kontrol vanaları ya da iki yollu motorlu kombine balans vanaları kullanılmalıdır. Isı pompalarının dahili kompresörü de içeren kompakt yapıya sahip cihazlar olması halinde, mahal içlerine montajında ses seviyeleri etüt edilmeli, gerekli hallerde mahal dışından kanallı bağlantılar yapılmalıdır.

Sudan havaya çalışan ısı pompaları günümüzde kompresör ve kondenseri ayrı dış ünite, evaporatörü ve fanı ayrı iç ünite olmak üzere merkezi veya bireysel cihazlar halinde de uygulanabilmektedir. Söz konusu ayrık cihazların iç üniteleri kasetli veya kasetsiz olabilmeli, fan devir seçenekleri bulunmalı, sistem yaz ve kış modunda mahal içlerinde termostat kumandalı olarak işletilebilmelidir. İç ve dış ünitesi ayrı olan ve birbirlerine soğutucu gaz devresi ile bağlanan ısı pompalarında, gaz devresinde kaçak halinde en küçük hacimli mahalde gaz konsantrasyonu TS EN 378-1 standardında belirlenen

değeri aşmayacak şekilde önlem alınmalı, gerekmesi halinde sistemler yeterli zonlara ayrılarak gruplar halinde tesis edilmelidir.

Sudan suya çalışan ısı pompaları ürettikleri ısıtma ve soğutma enerjilerini yapılardaki sulu ısıtma ve soğutma hatlarına aktarabilen cihazlardır. Su kaynaklı ısı pompaları 5-6 kW kapasitelerden başlayarak 1.200 kW kapasiteye kadar üretilmektedir. Tasarımına, tip ve kapasitelerine bağlı olarak sudan suya çalışan ısı pompalarının ısıtma ve soğutma ünitesi ile sirkülasyon pompaları, genleşme tankı ve kontrol ünitesi paket halinde ya da ayrı olabilmekte, mekanik tesisat sistemlerine ya direkt olarak ya da denge borusu üzerinden sekonder pompalarla bağlanabilmektedir.

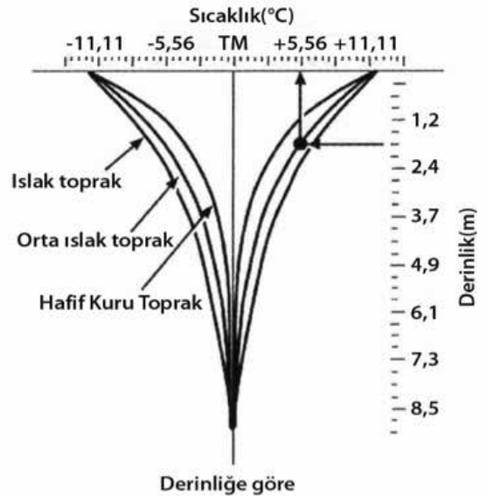
16.6.3. Toprak Kaynaklı Isı Pompaları

Toprak kaynaklı ısı pompaları ısı kaynağı olarak toprağı kullanarak, üretilen ısıtma ve soğutma enerjisini mahal tarafındaki havaya veya suya aktaran cihazlardır. Kaynak olarak kullanılan toprağın sıcaklığı havaya ve suya oranla daha uygun koşullarda olduğundan, toprak kaynaklı ısı pompalarının hava ve su kaynaklı ısı pompalarına oranla yatırım maliyeti daha fazla olmakla birlikte işletme dönemindeki etkenlik değerleri genellikle daha stabildir. Toprak kaynaklı ısı pompaları yapısı gereği su kaynaklı ısı pompaları ile aynı olup kondenser devresi, genellikle içinde glikol-su dolaştırılan toprağa döşenmiş borulardan oluşmaktadır. Toprak kaynaklı ısı pompalarının tesisinde, yatay ve düşey borulama olanakları ile yatırım maliyetleri etüt edilmeli, inşaattan kaynaklanan kazı ve dolgu imkanları ile iksa maksatlı fore-kazık uygulamaları değerlendirilmelidir.

Toprak kaynaklı ısı pompası, toprağı (veya bazı durumlarda yeraltı suyunu) kışın ısıtma işlemi için ısı kaynağı ve yazın soğutma işlemi için ısı alıcı olarak kullanır. Toprak kaynaklı ısı pompaları, geleneksel su kaynaklı ısı pompalarından daha yüksek sıcaklık dalgalanmalarına maruz kalabilir. Sonuç olarak, çoğu üretici uzatılmış menzilli sistemler geliştirmiştir. Uzatılmış menzilli sistemler, su döngüsünün genişletilmiş sıcaklık aralığına tabiyken daha verimli çalışır. Su kaynaklı ısı pompaları gibi, toprak kaynaklı ısı pompaları da ısı pompaları ile ısı kaynağı/ısı emici/alıcı (toprak) arasında bir su döngüsü kullanır. Toprak kaynaklı ısı pompaları, toprağın ve yeraltı suyunun termodinamik özelliklerinden yararlanır. Yer yüzeyinin birkaç metre altındaki sıcaklıklar önemli ölçüde dalgalanmaz ve yıl boyunca nispeten sabit kalır. Bu nedenle, toprak kaynaklı ısı pompaları neredeyse her iklimde yıl boyunca son derece verimli kalır.

Toprak sıcaklığı ülkemizde coğrafik konuma ve toprak özelliklerine bağlı olarak değişmekle birlikte, genel olarak 15 m derinlikten sonra tüm mevsimlerde +10°C mertebelerinde sabit kalmaktadır. Yaklaşık 2 m derinlikte toprak kış sezonunda, dış hava sıcaklığından daha yüksek, yaz sezonunda ise daha düşük sıcaklık seviyesine sahip olmaktadır. Derinliğe göre toprak sıcaklığının değişimi Şekil 16.45'te verilmiştir.

Toprak kaynaklı ısı pompalarında uygulama yatay ve dikey olmak üzere iki türlü yapılabilmektedir. Yatay sermede toprağın yaklaşık 2 m derinliğine oksijen bariyerli PEX borular uygun aralıklarla serilmekte, düşey borulamada ise toprağa sondaj yapılmaktadır. Yatay döşeme veya dikey sondajla yerleştirilen plastik borulu kondenser devresinde sirküle eden glikol-su karışımı ısıtma veya soğutma modunda topraktan enerji almakta veya toprağa enerji vermektedir. Büyük kütleli toprak, ısı depolamada avantaj sağlamakta, yağmur suyu ve güneş ışınımı da toprağa yeniden ısı enerjisi kazandırmaktadır. Yatay sermede toprak yüzeyinden 5 m derine kadar olan tabaka ısı kaynağı olarak kabul edilir. Kondenser devresi boruları, ısıtılacak ve soğutulacak olan bina yakınındaki bir alana, tercihen 2-5 m olmak üzere, donma seviyesinin altında bir derinliğe döşenmelidir. Boru uzunlukları mümkün olduğunca 100 m'yi geçmemeli, bu sayede sirkülasyon pompası basıncı optimize edilerek, gereksiz enerji tüketimi önlenmelidir. [14] Boru modül aralıkları eşit olmalı, hat tasarımı ve kolektör düzeni "Tichelmann" sistemiyle yapılarak eş dolaşım, düzgün debi ve balanslı sirkülasyon ile topraktan eşit ısı transferi sağlanmalıdır. Boruların yakınına derin köklü bitkiler dikilmemeli, boruların üzerine olabildiğince beton dökülmemeli, ısı transferi yapılan toprağın rejenerasyonu için boruların serildiği alanın üstü kapatılmamalıdır. Mevcut binalarda yüksek maliyetli olan kazı, dolgu ve taşıma işlemlerinin yeni binalarda daha ekonomik olarak yapılacağından hareketle, inşaat sırasında zorunlu hafriyat, kazı ve dolgu işleri toprak kaynaklı ısı pompaları için iyi değerlendirilmelidir.



Şekil 16.45: Derinliğe Göre Toprak Sıcaklığının Değişimi

Yatay ve dikey borulamalı toprak kaynaklı ısı pompalarında, uygulama öncesi "Toprak Dinamik Isıl Tepki Testi" mutlaka yaptırılmalı ve toprağın özellikleri belirlenmelidir. Söz konusu testler "VDI 4640 Bölüm: 5 Toprak Kaynaklı Isı Pompası Sistemlerinin Termal Kullanımı Standardı"na uygun olmalıdır. Genel olarak, yatay borulamada ön tasarıma esas olmak üzere, toprak kalitesine bağlı "Spesifik Isı Transfer Kapasitesi" kuru, kumlu zeminde 10-15 W/m^2, nemli, kumlu zeminde 15-20 W/m^2, kuru, balçıklı zeminde 20-25 W/m^2, nemli, balçıklı zeminde 25-30 W/m^2, yeraltı sulu zeminde 30-35 W/m^2 alınmalıdır. [14] Dikey sondaj yöntemiyle borulamada kuyu adet ve derinlikleri ile kuyular arası mesafeler iyi belirlenmeli, kapasiteye bağlı olarak ihtiyaç duyulan ısı enerjisinin temini için kuyu adet ve derinlikleri optimize edilmelidir.

Bu amaçla açılacak bir pilot kuyuda toprak dinamik ısıl tepki testi yaptırılmalıdır. Genel olarak, dikey borulamada ön tasarıma esas olmak üzere, toprak kalitesine bağlı "Spesifik Isı Transfer Kapasitesi", kuru kumlu zeminde 20-40 W/m^2, nemli kumlu zeminde 50-60 W/m^2, yeraltı sulu zeminde 70-90 W/m^2, kuru tortu zeminde 20 W/m^2, normal taşlık zemin ve doymuş sulu tortu zeminde 50 W/m^2, ısı iletimi yüksek taşlık zeminde 70 W/m^2, kuru kum çakıl zeminde 20 W/m^2, su geçirgen kum çakıl zeminde 55-65 W/m^2, nemli balçık kil zeminde 30-40 W/m^2, kireç taşı zeminde 45-60 W/m^2, kumlu taş zeminde 55-65 W/m^2, asidik magma zeminde 55-70 W/m^2, bazik magma zeminde 35-55 W/m^2 alınmalıdır. [14]

Dikey borulamada tasarım aşamasında yapılan hesapla belirlenen derinlikte 11-25 cm çapında kuyular açıldıktan sonra hazır sarmal halinde teslim edilen, DN 25/2,3 mm veya DN 32/2,9 mm çapında Oksijen Bariyerli PEX olmak üzere tek veya çift-U borular kuyu içerisine özel klipsler yardımıyla boru tutucusuna bağlanarak yerleştirilmeli, yerleştirmenin rahat olabilmesi için boruların ucuna ağırlık takılmalı, kuyu tabanında boru koruyucu kapak kullanılmalıdır. Sistemde kullanılan oksijen bariyerli PEX borular, kuyu derinliğinin statik basıncı ile pompanın dinamik basıncının toplamına uygun basınç standardında olmalıdır. Borular yerleştirildikten sonra bir enjeksiyon borusu ve özel basma pompası vasıtasıyla toprak ile borular arasındaki tüm boşluklar bentonit-çimento-su karışımı ile aşağıdan yukarı doğru uygun dozajda doldurulmalıdır. Tasarıma bağlı olarak, özel uygulamalarda belirtilen çaplardan daha büyük çaplı borular kullanılabilmelidir. Sondaj kuyuları arasındaki mesafeler, 50 m derinliğe kadar en az 5 m, 100 m derinliğe kadar en az 6 m olmalıdır. Dikey borulamada kuyulardan alınan hatların tasarımı ve kolektör düzeni "Tichelmann" sistemiyle yapılarak eş dolaşımı, düzgün debi ve balanslı sirkülasyon ile kuyulardan eşit ısı transferi sağlanmalıdır.

Toprak kaynaklı ısı pompalarının tasarımında kış ve yaz ısıtma ve soğutma yükleri olabildiğince birbirine yakın tutulmalı, sezonluk ısıl denge sağlanmalı, ısıtma veya soğutma modunda toprağın belirli bir doygunluk limitine ulaşmaması için gerekli önlemler alınmalıdır. Yapının inşaatı sırasında iksa maksadıyla çıkan fore-kazıklar, derinliklerine, sayılarına ve aralıklarına bağlı olarak toprak kaynaklı ısı pompalarında ekonomik olarak değerlendirilmeli, yatayda yapılacak kazı ve dolgu işlemlerinden olabildiğince yararlanılmalıdır. Toprak kaynaklı ısı pompalarının etkenlik değerleri, topraktan sağlanan suyun sıcaklığına bağlı olduğundan, genellikle su kaynaklı ısı pompaları için ısıtma ve soğutma modunda verilen COP ve EER değerleri ile aynıdır. Toprak kaynaklı ısı pompalarının kondenser devresinde su rejimi genel olarak planlanmakla birlikte, özel uygulamalarda yapılacak etütle enerji ve ekserji verimini en yüksek noktada tutacak farklı rejimler tercih edilmelidir. Değişken debili pompalar ΔT referanslı olarak kullanılmalıdır.

Toprak kaynaklı uygulamalarda ısı pompalarının kondenser devrelerinde ısı transferi su sirkülasyonu ile sağlandığından, bu tür uygulamalarda kullanılan ısı pompaları cihaz olarak su kaynaklı ısı pompaları ile aynı olup bina tarafındaki uygulamalarda su kaynaklı ısı pompalarında alınan kriterler esastır. Toprak kaynaklı ısı pompalarında ısıtma ve soğutmada, sudan havaya ve sudan suya olmak üzere iki tür uygulama yapılabilmektedir.

Isı Pompasının Isıtma Modunda Çalışmasında Doğal Gazlı Yoğuşmalı Kazan/Kombiyle Ekonomik Açıdan Başa Baş Olduğu COP Değerinin Belirlenmesi:

Isı pompası başa baş noktasında çalıştığı zaman, ısı pompasının üretmiş olduğu 1 kWh ısı enerjisinin maliyeti, kazanın/kombinin ürettiği 1 kWh ısıl çıkışın maliyetine eşittir. Bu bağlamda başa baş noktası COP değeri, birim elektrik enerjisi fiyatı (BEF) (TL/kWh veya TL/kcal), birim doğal gaz enerjisi fiyatı (BDF) (TL/kWh veya TL/kcal) ve $\eta_{kazan/kombi}$ ısıl verimine bağlı olup akışkan sıcaklığı, dönüş sıcaklığı ve mahal sıcaklığından bağımsız olarak sabit bir değer olarak düşünülebilir. Isı pompasının yoğuşmalı kazan/kombiyle başa baş olduğu noktadaki ısıtma performans (tesir/etkinlik) katsayısı hesabında aşağıdaki formül kullanılabilir.

$$COP_{başabaş} = \frac{BEF\left(\frac{TL}{kWh}\right).\eta_{kazan/kombi}}{BDF\left(\frac{TL}{kWh}\right)} = \frac{BEF\left(\frac{TL}{kcal}\right).\eta_{kazan/kombi}}{BDF\left(\frac{TL}{kcal}\right)}$$

Evsel uygulama olarak, BEF = 1,60 TL/kWh ve BDF = 4,80 TL/m^3, $\eta_{kazan/kombi}$=1, doğal gazın alt ısıl değeri AID= 8.250 kcal/m^3 = 9,59 kWh/m^3 kabul edilirse, yukarıdaki denklemden elektrikle çalışan ısı pompasının doğal gazla çalışan kazanla aynı birim enerjiyi verdiği başa baş noktasındaki ısıtma performans (tesir/etkinlik) katsayısı: $COP_{başabaş}$,

$$COP_{başabaş} = \frac{1{,}60\ \frac{TL}{kWh}.1}{\frac{4{,}80\ TL/m^3}{9{,}59\ kWh/m^3}} = \frac{\frac{1{,}60\ \frac{TL}{kWh}}{\frac{860\ \frac{kcal}{kWh}}{}}.1}{\frac{4{,}80\ TL/m^3}{8.250\ kcal/m^3}} = 3{,}2$$

COP >3,2 olan ısı pompası kullanıldığında elektrik motoru tahrikli ısı pompası doğal gazlı ısıtmadan ekonomik açıdan karlı olacaktır. Doğal gaz ve elektriğin sanayide kullanımındaki birim fiyatlar (özellikle elektrik) daha yüksek (BEF = 5,13 TL/kWh, BDF = 7,80 TL/m^3) olduğundan, sanayi uygulaması için hesaplama yapılırsa daha yüksek bir COP değeri ($COP_{başabaş}$ = 6,31) bulunacaktır.

Örnek 1:

Isı kaybı 23,4 kW olan bir evin ısıtılmasında evi 23°C sıcaklıkta tutmak için ısı pompası kullanılacaktır. Isı pompası ideal buhar sıkıştırmalı çevrime göre çalışacak olup soğutucu akışkan R134a'dır. Isı pompası evaporatör ve kondenser basınçları sırasıyla 320 kPa ve 800 kPa'dır. Isı pompası için gerekli elektrik gücünü ile ısı pompası, doğal gaz kazanı (%85 verim) ve konvansiyonel bir elektrikli ısıtıcı ile ısıtılması durumundaki saatlik enerji maliyetlerini bulunuz.

Çözüm:
Evaporatör basıncı 320 kPa için doymuş buhar R134a tablolarından entalpi değeri bulunur.

P_{eva}= 320 *kPa,* $h_1 = h_g$= 251,93 $\frac{kJ}{kg}$ *ve* $s_1 = s_g$ = 0,93026

Kompresördeki sıkıştırma işi sonrasında basınç kondenser basıncı olan 800 kPa'ya çıkmaktadır. İdeal bir çevrim olduğu için,

P_{con}= 800 *kPa,* $s_2 = s_1$= 0,93026 $\frac{kJ}{kgK}$ *ve* h_2= 270,96 $\frac{kJ}{kg}$

olarak bulunur. Kompresör çıkışında soğutucu akışkan kızgın buhar bölgesindedir. Kondenserde ısıyı mahale bırakarak 800 kPa'da doymuş sıvı olarak kondenseri terk edecektir. Bu durumda,

P_{con}= 800 *kPa, ve* $h_3 = h_f$= 95,48 $\frac{kJ}{kg}$ olacaktır. Genleşme vanasında entalpinin sabit kalması nedeni ile

$h_3 = h_4$= 95,48 $\frac{kJ}{kg}$ olarak bulunur.

Evin ısı kaybı ısı pompası ile karşılanacağı için enerji dengesinden, soğutucu akışkanın kütlesel debisi hesaplanır.

$\dot{Q}_{ev} = \dot{m}\,(h_2 - h_3)$

23,44 $kW = \dot{m}$(270,96 - 95,48) *ise* $\dot{m}$ = 0,1335 $\frac{kg}{s}$ olarak bulunur.

Kompresöre verilmesi gereken güç

$\dot{W} = \dot{m}\,(h_2 - h_1)$ = 0,1335 $\frac{kg}{s}$ (270,96 - 251,93) = 2,54 *kW*

Bu evin elektrikle ısıtılması durumunda 23,44 kW güce ihtiyaç olacaktır (dönüşüm verimi %100 kabulü ile). Bu durumda tasarruf edilen enerji 20,9 kW olacaktır.

Aynı evin ısıl değeri 9,59 kWh/m³ olan ve %85 verime sahip bir doğal gaz yakıtlı kazanla ısıtıldığı düşünülürse, gerekli olan doğal gaz miktarı 2,88 m³/h olarak hesaplanır. Bu durumda saatlik ısınma gideri (2023 Ocak doğal gaz birim fiyatı 5,06 TL/m³) yaklaşık 14,55 TL/h olacaktır. Isı pompası durumunda birim elektrik fiyatı 1,74 TL/kWh olarak kabul edilirse, saatlik ısınma gideri 4,41 TL/h olacaktır. Tamamen elektrik ısıtıcı olması durumunda ise saatlik ısınma gideri 40,8 TL/h olacaktır.

'Bu örnekte ele alınan ısı pompası ideal çevrim şartlarına göre çalışmaktadır. Yani, tersinmezlikler dikkate alınmamıştır. Gerçek sistemlerde tersinmezliklerin olması nedeni ile COP değerinin daha az bulunması gerekir. Ek olarak, sistemin yarımcı elemanları olan pompa ve fanlardaki güç tüketimleri ve tersinmezlikler de genel sistem veriminin hesaplanmasında dikkate alınabilir. Bu durumda, evin ısıtılmasında sekonder devredeki suyu sirküle eden pompa ve ısı atımında fan tüketimleri de genel sistem verimini etkileyecek unsurlardandır.'

Örnek 2:
Toplam ısı kayıp katsayısı ve ısıtma derece gün (HDD) değerleri ile bir binanın yıllık yakıt tüketimi

Enerji tüketimi = $\frac{K_{top}}{\eta_{sistem}}$ *HDD* formülü ile yaklaşık olarak hesaplanabilmektedir. Buna göre, toplam ısı kayıp katsayısı K_{top} = 0,62 kW/°C olan Ankara'daki bir binada

a) %85 verime sahip doğal gaz yakıtlı bir ısıtma sistemi
b) COP değeri 2,6 olan bir hava kaynaklı ısı pompası sistemi
c) Elektrikli rezistansla ısıtma sistemi

için enerji tüketim değerlerini hesaplayın. Güncel birim fiyatlarla yıllık enerji giderlerini karşılaştırın.

Çözüm:
Bina Ankara'da olduğu için Meteoroloji Genel Müdürlüğü internet sayfasından 2022 yılı için HDD (ısıtma derece gün) değeri 2335 olarak bulunur.

a) *Enerji tüketimi* = $\frac{0{,}62\ kW/^0C}{0{,}85}$ 2335 $^0C.gün$ $\frac{24h}{1\ gün}$ $\frac{3600s}{1\ h}$ = 1,47 x 10^8 *kJ*

değeri doğal gaz yakıtlı bir ısıtma sistemi için yıllık toplam enerji tüketimini verir. Doğal gazın ısıl değerinin 40 MJ/m³ olduğu kabul edilirse, bu ev için ısıtma amaçlı yıllık doğal gaz tüketimi 3675 m³/yıl olarak hesaplanır. Doğal gaz birim fiyatı vergiler dahil 6,6 TL/m³ olarak kabul edilirse, yıllık doğal gaz gideri 24.255 TL/yıl olarak hesaplanır.

b) Hava kaynaklı ısı pompası, COP = 2,6 için enerji tüketimi,

Enerji tüketimi = $\frac{0{,}62\ kW/^0C}{2{,}6}$ 2335 $^0C.gün$ $\frac{24h}{1\ gün}$ $\frac{3600s}{1\ h}$ = 48,1 x 10^6 *kJ* = 13.363,4 *kWh*

olarak bulunur. Elektriğin birim fiyatı alçak gerilim tek terimli mesken için vergiler dahil 1,8 TL/kWh olarak kabul edilirse yıllık ısıtma amaçlı gider 24.054 TL/yıl olacaktır.

c) Elektrikli rezistans durumunda elektriğin %100'ünün ısıya dönüştüğü kabulü ile sistem veriminin 1 olması durumu ele alınır.

Enerji tüketimi = $\frac{0{,}62\ kW/^0C}{1{,}0}$ 2335 $^0C.gün$ $\frac{24h}{1\ gün}$ $\frac{3600s}{1\ h}$ = 125,1 x 10^6 *kJ* = 34.745 *kWh*

olarak bulunur. Elektriğin birim fiyatı alçak gerilim tek terimli mesken için vergiler dahil 1,8 TL/kWh olarak kabul edilirse yıllık ısıtma amaçlı gider 62.541 TL/yıl olacaktır.

Bu sonuçlara göre, hava kaynaklı ısı pompası ve doğal gazlı ısıtma yıllık maliyetleri oldukça yakın bulunmuştur. Ancak, elektrik tüketiminde, yani hava kaynaklı ısı pompası seçeneğinde yüksek tarife (8 kWh/gün ve üzeri) uygulanması gerektiğini dikkate almak gerekir. Bu da maliyeti yaklaşık %50 artıracak bir durumdur. Buna karşın, ısı pompası seçeneğinin bir fotovoltaik sistemle desteklenmesi durumunda bu farkın kapanabileceğini de dikkate almak gerekir, ancak, bu da ek ilk yatırım anlamına gelecektir. Hava kaynaklı yerine toprak kaynaklı ısı pompası seçeneği (COP = 5) dikkate alınırsa yine enerji gideri yarı yarıya azalacaktır. Ancak, toprak kaynaklı ısı pompası seçeneğinde yine ilk yatırım maliyetinin artacağını dikkate almak gerekir.

16.6.4. Binalara Uygulanan Toprak Kaynaklı Isı Pompası Sistemleri

Toprak kaynaklı ısı pompası sistemi, binalarda ısıtma ve soğutma uygulamaları için mevcut en verimli teknolojilerden biridir. Hemen hemen her iklim veya bina kategorisinde uygulanabilir. Yerel saha koşulları, kullanılan toprak tarafı sisteminin tipini belirleyebilirken, yüksek ilk maliyet ve bunun genel yaşam döngüsü maliyeti üzerindeki etkisi, tipik olarak kısıtlayıcı faktörlerdir. Toprak kaynaklı ısı pompaları, yeni inşaatta maliyeti yüksek kalemler arasında en az maliyetli olandır, teknolojinin dahil edilmesi nispeten kolaydır.

- Toprak kaynaklı ısı pompaları, kullanım ömrünün sonuna gelmiş bir HVAC sistemi değiştirilirken veya bir yenileme olarak iklimlendirme sistemi eklenirken (özellikle mevcut kanal sistemi minimum değişiklikle yeniden kullanılabiliyorsa), maliyet-etkin bir sistem olabilir.
- Kışları soğuk veya yazları sıcak olan iklimlerde, toprak kaynaklı ısı pompaları, hava kaynaklı ısı pompalarından veya diğer iklimlendirme sistemlerinden çok daha verimli çalışabilir. Toprak kaynaklı ısı pompaları da diğer elektrikli ısıtma sistemlerinden önemli ölçüde daha verimlidir.
- Günlük sıcaklık dalgalanmalarının yüksek olduğu iklimlerde, toprak kaynaklı ısı pompaları üstün verim gösterir. Ek olarak, büyük günlük sıcaklık dalgalanmaları ile karakterize edilen iklimlerde, toprak tarafı sistemi ayrıca işletme performans katsayısına (COP) fayda sağlayabilecek bir miktar ısıl depolama kapasitesi sunar.
- Doğal gazın bulunmadığı bölgelerde toprak kaynaklı ısı pompaları ekonomiktir. %80-97 aralığındaki konvansiyonel ısıtma verimleriyle karşılaştırıldığında, bu ısı pompaları 4,2 ile 5,4 aralığında bir ısıtma COP'si ile çalışırlar. Isıl enerji depolama sistemleri de kullanıldığında, sistem COP'si 8'e kadar yükselebilir. Sondaj maliyetlerinin düşük olduğu bölgelerde düşey döngü sistemleri özellikle cazip olabilir.

Toprak kaynaklı ısı pompası sistemleri, tipik hava kaynaklı ısı pompalarına kıyasla soğutma enerjisi tüketimini %30-50 ve ısıtma enerjisini %20-40 oranında azaltma potansiyeline sahiptir. [1]

Toprak kaynaklı ısı pompası kurulumlarının büyük çoğunluğu, ortak bir toprak bağlantılı döngüye bağlı birden fazla su kaynaklı ısı pompasından oluşan üniter ekipman kullanır. Büyük tonajlı ticari sistemler, her biri ayrı bir kontrol bölgesinden sorumlu olan birkaç üniter su kaynaklı ısı pompası kullanılarak elde edilir. Isıtma modunda, ısı pompaları ısıyı düşük sıcaklıktaki toprak ısı kaynağından çeker ve bu ısıyı bir binanın daha yüksek sıcaklıktaki iç kısmına verir. Soğutma modunda, işlem tersine çevrilir ve ısı, içerideki havadan çekilir ve ısıyı absorbe edecek toprağa geri gönderilir. Herhangi bir ısı pompasının verimi, basit bir termodinamik analizle kolayca gösterilebileceği gibi, iklimlendirilmiş alan ile ısı kaynağı (ısıtma modu) veya ısı absorbe eden ortam (soğutma modu) arasındaki sıcaklık farkıyla ters orantılıdır. Toprak kaynaklı ısı pompaları, bir ısı kaynağı veya absorbe eden ortam olarak büyük sıcaklık dalgalanmalarına maruz kalmayan toprak, yer altı suyu veya yüzey suyunu kullanır.

Isı taşıyıcı su olan ve Isı kaynağı hava olan ısı pompaları için minimum verimlilik tabloları Tablo 16.13a ve Tablo 16.13b'de yer almaktadır.

Tablo 16.13a: Isı Taşıyıcı Su Olan Isı Pompaları İçin Minimum Verimlilik Tablosu (ASHRAE 90.1-2019)

Ekipman Tipi	Kategori (kapasite)	Isıtma Bölümü Tipi	Derecelendirme Koşulu	Minimum Verimlilik	Test Prosedürü
Sudan havaya, su döngüsü (soğutma modu)	< 5 kW	Hepsi	30 C° giriş suyu	3,6 EER	ISO 13256-1
	≥ 5 kW ve < 19 kW			3,8 EER	
	≥ 19 kW ve < 39,6 kW			3,8 EER	
Sudan havaya, yeraltı suyu (soğutma modu)	<39,6 kW	Hepsi	15 C° giriş suyu	5,3 EER	ISO 13256-1
Tuzlu sudan havaya, toprak döngüsü (soğutma modu)	<39,6 kW	Hepsi	25 C° giriş suyu	4,1 EER	ISO 13256-1
Sudan suya, su döngüsü (soğutma modu)	<39,6 kW	Hepsi	30 C° giriş suyu	3,1 EER	ISO 13256-2
Sudan suya, yeraltı suyu (soğutma modu)	<39,6 kW	Hepsi	15 C° giriş suyu	4,8 EER	ISO 13256-2
Tuzlu sudan suya, toprak döngüsü (soğutma modu)	<39,6 kW	Hepsi	25 C° giriş suyu	3,6 EER	ISO 13256-2
Sudan suya, su döngüsü (ısıtma modu)	<39,6 kW (soğutma kapasitesi)		20 C° giriş suyu	4,3 COPH	ISO 13256-1
Sudan havaya, yeraltı suyu (ısıtma modu)	<39,6 kW (soğutma kapasitesi)		10 C° giriş suyu	3,7 COPH	ISO 13256-1
Tuzlu sudan havaya, toprak döngüsü (ısıtma modu)	<39,6 kW (soğutma kapasitesi)		0 C° giriş suyu	3,2 COPH	ISO 13256-1
Sudan suya, su döngüsü (ısıtma modu)	<39,6 kW (soğutma kapasitesi)		20 C° giriş suyu	3,7 COPH	ISO 13256-1
Sudan suya, yeraltı suyu (ısıtma modu)	<39,6 kW (soğutma kapasitesi)		10 C° giriş suyu	3,1 COPH	ISO 13256-2
Tuzlu sudan suya, toprak döngüsü (ısıtma modu)	<39,6 kW (soğutma kapasitesi)		0 C° giriş suyu	2,5 COPH	ISO 13256-2

Tablo 16.13b: Isı Kaynağı Hava Olan Isı Pompaları Için Minimum Verimlilik Tablosu (ASHRAE 90.1-2019)

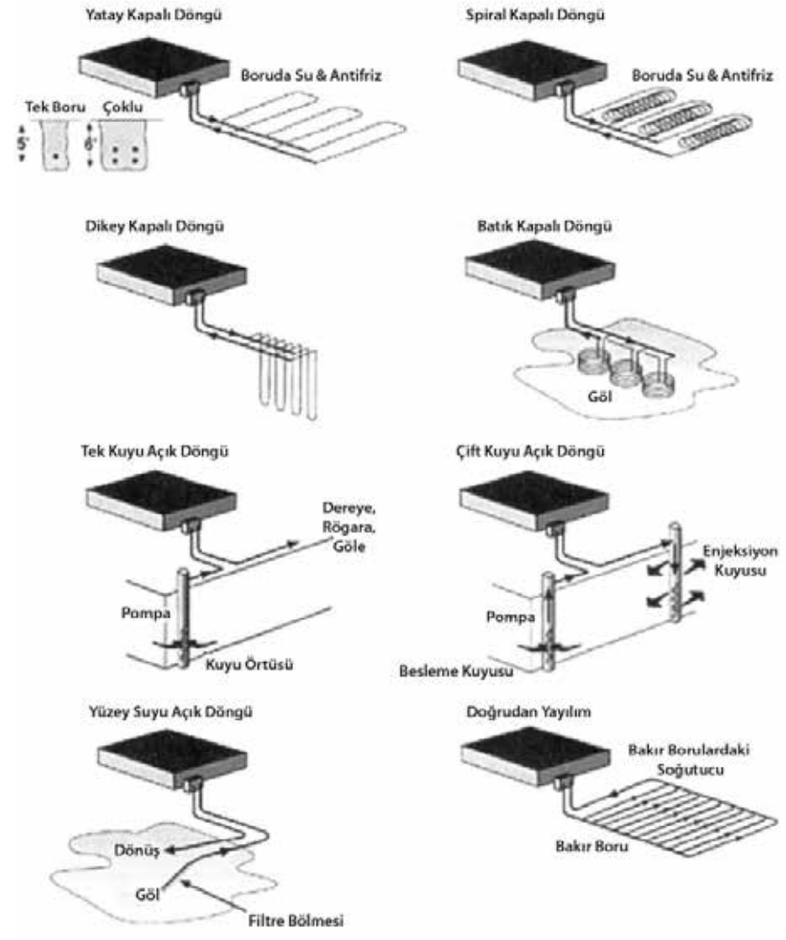
Ekipman Tipi	Kategori (kapasite)	Isıtma Bölümü Tipi	Derecelendirme Koşulu	Minimum Verimlilik	Test Prosedürü
Hava soğutmalı (soğutma modu)	< 19 kW	Hepsi	Tek paket	3,0 $COP_{nfcooling}$	AHRI 210/240
	≥19 kW ve <39,6 kW		Split sistem ve tek paket	3,4 $COP_{nfcooling}$	AHRI 340/360
	≥39.6 kW ve <70,3 kW			3,2 $COP_{nfcooling}$	
	≥70,3 kW			3,1 $COP_{nfcooling}$	
Hava soğutmalı (ısıtma modu)	<19 kW (soğutma kapasitesi)		Tek paket	3,4 $COP_{nfcooling}$	AHRI 210/240
	≥19 kW ve <39,6 kW (soğutma kapasitesi)		8,3 C˚ Kuru T./6,1 C˚ Yaş T. dış hava	3,4 $COP_{nfcooling}$	AHRI 340/360
			-8,3 C˚ Kuru T./-9,4 C˚ Yaş T. dış hava	2,3 $COP_{nfcooling}$	
	≥39,6 kW (soğutma kapasitesi)		8,3 C˚ Kuru T./6,1 C˚ Yaş T. dış hava	3,4 $COP_{nfcooling}$	
			-8,3 C˚ Kuru T./-9,4 C˚ Yaş T. dış hava	2,1 $COP_{nfcooling}$	

Toprak kaynaklı ısı pompalarının birincil faydası, ısıtma ve soğutma maliyetlerinde azalma anlamına gelen işletme verimindeki artıştır, ancak başka avantajlar da vardır. Kayda değer bir fayda, toprak kaynaklı ısı pompalarının elektrikle çalıştırılsa da yenilenebilir enerji teknolojisi olarak sınıflandırılmasıdır. Bu sınıflandırma, alternatif finansman fırsatlarına imkan verebilir. Toprak kaynaklı ısı pompaları ayrıca konvansiyonel ısıtma ve soğutma sistemlerine göre daha az iç alan gerektirir. İç ünite gereksinimleri konvansiyonel sistemlere benzerken, dış sistem (toprak serpantini) yer altındadır. Binanın tüm soğutma yüklerini kaldıracak şekilde tasarlandığında, soğutma kuleleri veya püskürtmeli soğutucular için alan gereksinimi yoktur. Kazanlar için alan gereksinimi söz konusu değildir, sadece üniter sistemler ve sirkülasyon pompaları vardır.

Toprak kaynaklı ısı pompalarında kullanılan toprak bağlantı (topraklama) sistemleri üç ana kategoriye ayrılır: kapalı çevrim, açık çevrim ve doğrudan yayılma. Bunlar Şekil 16.46'da gösterilmiştir. [1] Kullanılan toprak bağlantı (topraklama) tipi, ısı pompası sistem performansını (dolayısıyla ısı pompası enerji tüketimini), yardımcı pompalama enerji gereksinimlerini ve kurulum maliyetlerini etkiler.

Kapalı Devre Sistemler

Kapalı devre sistemler, ısı değiştirici olarak işlev gören, sızdırmaz, yüksek mukavemetli plastik borulardan oluşan bir yeraltı boru ağından oluşur. Döngü, diğer ısı transfer akışkanları da kullanılabilmesine rağmen, tipik olarak su veya su-antifriz çözeltisi gibi bir ısı transfer akışkanı ile doldurulur. Kapalı devre sistemler, ısı pompası ile toprak devresi arasında ısı transfer sıvısını dolaştırmak için pompalar kullanır. Döngüler kapalı ve sızdırmaz olduğundan, ısı pompası ısı değiştiricisi mineral birikimine maruz kalmaz ve yeraltı suyuyla doğrudan etkileşim (karışma) olmaz. Yatay, spiral, dikey ve gömülü olmak üzere çeşitli kapalı döngü düzenlemeleri vardır.



Şekil 16.46: Toprak Kaynaklı Isı Pompalarında Toprak Tarafı Boru Düzenlemeleri [1]

Yatay Döngüler

Yeterli arazi yüzeyi mevcut olduğunda yatay döngüler genellikle dikkate alınır. Borular, tipik olarak 1,2-3 m derinliklerde siperlere yerleştirilir. Siper uzunlukları, toprak özelliklerine, nem içeriğine ve her bir hendeğe yerleştirilen boru sayısına bağlı olarak sistem tonu başına 30 m ile 120 m arasında değişebilir. Siperler genellikle 1,7 m ile 3,7 m aralıklarla yerleştirilir. Bu sistemler konut uygulamalarında yaygındır, ancak yeterli ısı transferi için gerekli arazi alanı nedeniyle büyük tonajlı ticari uygulamalarda sıklıkla görülmez. Yatay döngü sistemleri çimenler, çevre düzenlemesi ve otoparkların altına gömülebilir. Yatay sistemler, yüksek su tablasına sahip geniş bir arazi alanının olduğu yerlerde daha popüler olma eğilimindedir.

Spiral Döngüler

Çok borulu yatay döngü düzenlemesinin bir türü spiral döngüdür. Spiral döngü, siperlerde dairesel döngüler halinde açılmış borudan oluşur; spiral biçim Şekil 16.46'da gösterilmektedir. Spiral döngü sisteminin bir başka türü, döngülerin dar dikey siperlerde dik olarak yerleştirilmesi şeklindedir. Spiral döngü düzenlemesi genellikle sistem soğutma tonu başına tipik olarak yaklaşık 150-300 m olmak üzere daha fazla boru tesisatı gerektirir, ancak, yukarıda açıklanan çoklu yatay döngü sistemlerinden daha az toplam kanal açma gerektirir. Yatay spiral döngü düzeni için siperler genellikle 1-2 m genişliğindedir, çoklu siperler tipik olarak yaklaşık 3,5-4,0 m aralıklarla yerleştirilir. Dikey spiral döngü düzeni için, siperler genellikle 0,15 m genişliğindedir, boru halkaları dar siperlerde dikey olarak durur. Kanal açmanın toplam kurulum maliyetlerinin büyük bir bileşeni olduğu durumlarda, spiral döngü sistemleri kurulum maliyetini düşürmenin bir yoludur.

Dikey Döngüler

Şekil 16.46'da gösterilen dikey döngüler, genellikle arazi yüzeyi sınırlı olduğunda düşünülür. Kuyular, tipik olarak 20 m ila 100 m arasında değişen derinliklerde açılır. Kapalı devre borular dikey kuyuya yerleştirilir. Tipik boru tesisatı gereksinimleri, toprak ve sıcaklık koşullarına bağlı olarak sistem soğutma tonu başına 60-180 m arasında değişir. Toplam ısı transferi gereksinimlerini elde etmek için tipik olarak kuzey iklimlerde en az 4,5 m ve güney iklimlerde 6 m'den az olmayan kuyu aralığı ile birden fazla kuyu gereklidir. Dikey sistem ısı değiştiricilerinin üç temel türü vardır. Bunlar, U borulu, bölünmüş borulu ve eş merkezli borulu (boru içinde boru) sistem düzenlemeleridir.

Gömülü Döngüler

Orta büyüklükte bir gölet veya göl varsa, kapalı devre boru sistemi suya daldırılabilir. Bu tür bir sistem, yerel hava koşulları altında ısıtma veya soğutma gereksinimlerini karşılayacak bir şekilde çalışması için yeterli yüzey alanı ve derinliği gerektirir. Tipik olarak, gömülü boru tesisatı, beton ankrajlara bağlı halkalarda 4,5 m'den daha büyük derinliklerde kurulur. Bu kurulumlar, sistem soğutma tonu başına yaklaşık 90 m ısı transfer borusu ve önerilen minimum 2.000 m^2 toplam yüzey alanı ile ton başına 280 m^2 havuz yüzey alanı gerektirir. Beton ankrajlar, boruları sabitleyerek hareketi kısıtlar, ancak aynı zamanda boruları havuz zemininin 23-46 cm üzerinde tutarak ısı transfer yüzey alanı çevresinde iyi bir ısı transferi için uygun su akışına izin verir.

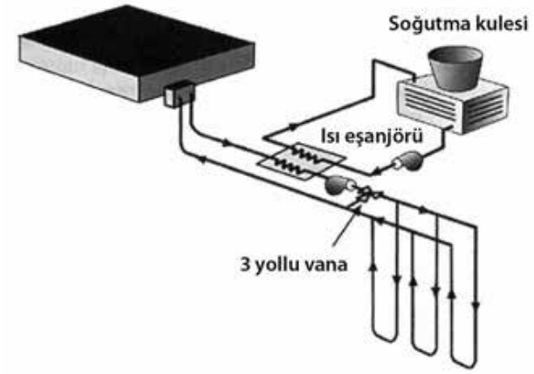
Açık Döngü Sistemleri

Açık devre sistemler, kapalı devre sistemler için açıklanan ısı transfer akışkanı yerine doğrudan ısı transfer ortamı olarak yerel yeraltı suyu veya yüzey suyunu (yani göletler veya göller) kullanır. Açık devre sistemler, temel olarak sondaj kuyularından, çıkarma ve tekrar basma (reenjeksiyon) kuyularından veya yüzey suyu sistemlerinden oluşur. Açık döngü sistemlerinde dikkate alınması gereken faktörlerden birincisi su kalitesidir. Açık döngü sistemlerde, soğutucu akışkan ile yeraltı suyu arasındaki birincil ısı değiştirici kirlenmeye, korozyona ve tıkanmaya maruz kalır. İkinci bir faktör, mevcut suyun yeterliliğidir. Soğutucu akışkan ile yeraltı suyu arasındaki birincil ısı değiştiricisinden geçen gerekli akış debisi, sistem soğutma tonu başına tipik olarak 5-10 L/dk arasındadır. Bu sistemler büyük miktarlarda su kullanır ve yerel su kaynakları düzenlemelerinden etkilenebilir. Üçüncü bir faktör, deşarj suyu akışının ele alınmasıdır. Yeraltı suyu kullanıldığında, bu su ya ayrı kuyularla toprağa yeniden enjekte edilmeli ya da nehir veya göl gibi bir yüzey sistemine deşarj edilmelidir. Kuyu düzenlemesine bağlı olarak, açık döngü sistemler, toprağa bağlı düzenlemelerden herhangi birinin en yüksek pompalama yükü gereksinimine sahip bulunabilir. Bununla birlikte, ideal koşulların varlığında açık döngü uygulamaları en ekonomik topraklama sistemi türü olabilir.

Bir topraklama sisteminin boyutlandırılması ve etkinliği üzerinde büyük etkisi olan değişkenler arasında hem toprak tipi hem de yeraltı toprak sıcaklıkları önemlidir. Bu nedenle toprak derinliğine ve toprak türüne bağlı olarak yıllık ortalama yeraltı toprak sıcaklıklarını ve yıllık yüzey yer sıcaklık dalgalanmalarının genliklerini ve mevsime göre nasıl değiştiğini gösteren meteorolojik bilgilere ihtiyaç vardır. Dikey toprak döngüsü sistemleri için toprak döngüsü tasarımında yıllık ortalama toprak sıcaklığı önemli bir faktördür. Yatay yer döngüsü sistemleri ile zemin yüzeyinin yıllık sıcaklığı önemli bir tasarım konusu haline gelir. Kapalı devre toprak kaynaklı ısı pompası sisteminin tasarımında ve başarılı çalışmasında en önemli faktör, kapalı devre topraklama sistemi ile onu çevreleyen toprak ve kaya arasındaki ısı transferi miktarıdır. Toprağın ve kayanın ısıl iletkenliği, gereken boru uzunluğunu belirleyen kritik bir değerdir. Toprak bağlantı sistemi, toprak kaynaklı ısı pompasını ısıtma ve iklimlendirme sistemleri arasında benzersiz yapar. Toprak kaynaklı sistemlere binanın ısıtma veya soğutma ağırlıklı ısıl yük durumuna göre aşağıda belirtilen vb. bazı çeşitli değişiklikler eklenerek toprak borulama sisteminin boyutu azaltılabilmekte böylece ortaya maliyet-etkin uygulamalar elde edilebilmektedir. [1]

Soğutma Kulesi İlaveli Sistem

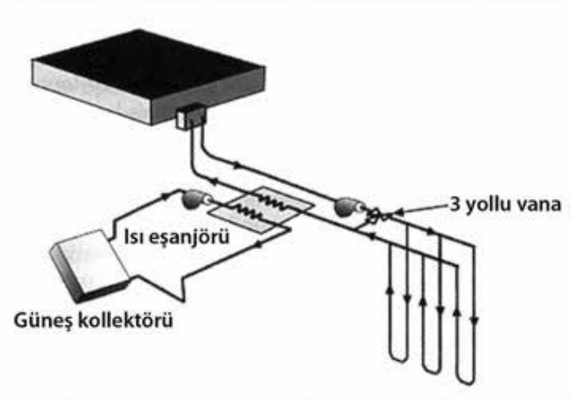
Topraklama sistemi, tipik olarak, bir toprak kaynaklı ısı pompası sisteminin toplam kurulum maliyetinin en büyük bileşenidir. Güney iklimlerde veya soğutma yükünün ana tasarım faktörü olduğu diğer yerlerde, sisteme bir soğutma kulesi veya başka bir ek ısı atma sistemi eklemek, kapalı devre topraklama sisteminin boyutunu azaltabilir. Ek ısı atma sistemi, tesis yükü ile toprak çifti arasında bir ısı değiştiricisi (tipik olarak bir plakalı ısı değiştiricisi) vasıtasıyla çevrime monte edilir. Şekil 16.47'de bir soğutma kulesi sistemi gösterilmektedir. Soğutma kulesi, topraklama sisteminin önündeki bölgede çevrimin ısı transferi akışkanının ön soğutmasını sağlar, bu da topraklama sistemindeki soğutma yükü gereksinimini düşürür. Bir soğutma kulesi kullanmak, topraklama sisteminin boyutunu küçülterek toplam kurulum maliyetini düşürebilir. Bu teknik genellikle şantiye/tesis alanı sınırlamaları olduğunda kullanılır.



Şekil 16.47: Soğutma Ağırlıklı Yükler İçin Soğutma Kulesi Destekli Sistem Yapısı [1]

Güneş Enerjisi Destekli Sistem

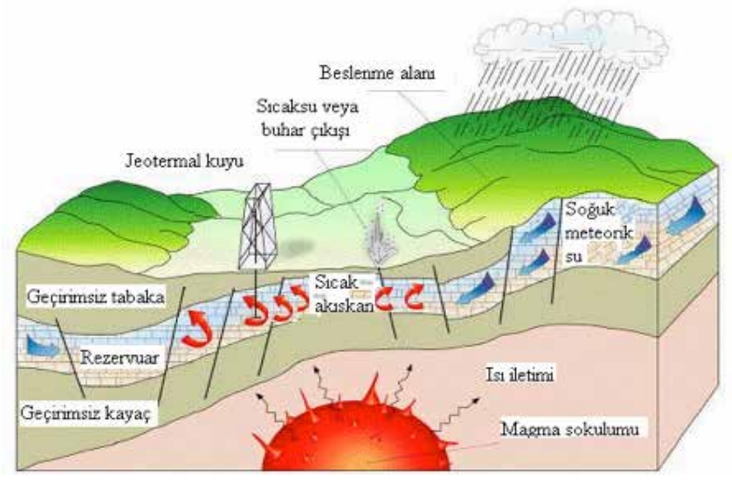
Isıtma yükünün ana tasarım faktörü olduğu kuzey iklimlerinde, sistemi güneş enerjisi ile desteklemek, kapalı devre bir topraklama sisteminin boyutunu ve dolayısıyla ilk yatırım maliyetini azaltabilir. Suyu ısıtmak için tasarlanmış güneş panelleri, Şekil 16.48'de gösterildiği gibi (bir ısı değiştirici aracılığıyla veya doğrudan) toprak bağlantılı çevrime monte edilebilir. Paneller, ısı transferi akışkanına ek ısı sağlar.



Şekil 16.48: Isıtma Ağırlıklı Yük İçin Güneş Enerjisi Destekli Sistem Yapısı [1]

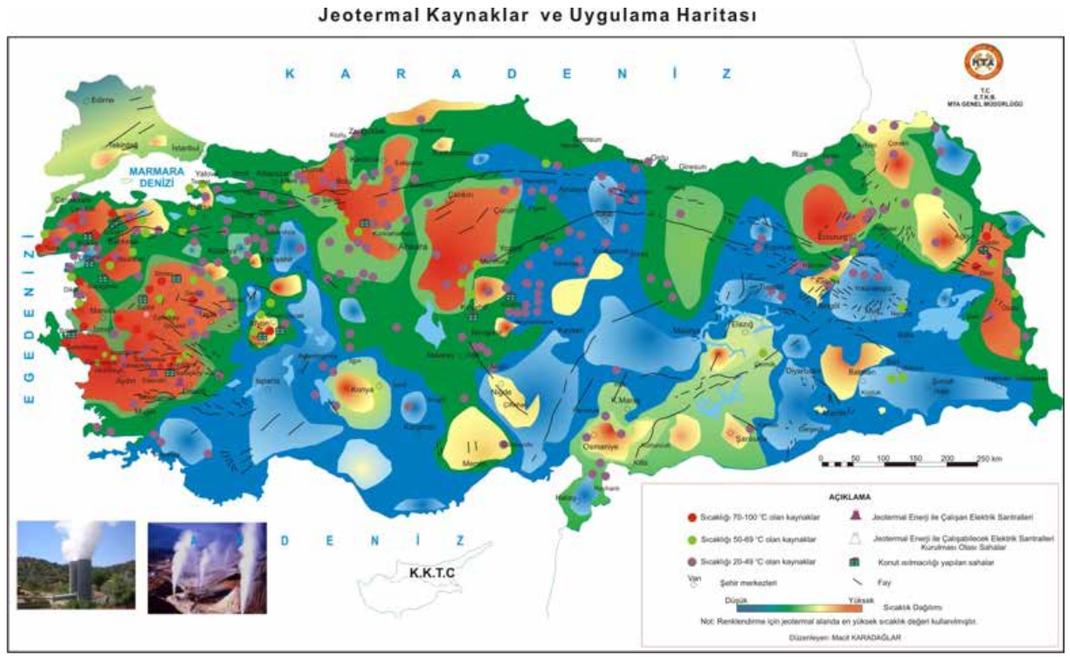
16.7. Jeotermal Enerji

Jeotermal kaynak, yerkürenin çeşitli derinliklerinde birikmiş halde bulunan ısının oluşturmuş olduğu, sıcaklık değerleri devamlı olarak bölgedeki atmosferik ortalama sıcaklık değerinin üzerinde olan ve çevresindeki normal yerüstü ve yeraltı sularına göre daha fazla çeşitli mineral, tuz ve gaz ihtiva edebilen sıcak su ve buhar olarak tanımlanmaktadır. Jeotermal enerji ise bu kaynaklardan elde edilen dolaylı veya doğrudan her türlü yararlanmayı kapsamaktadır. [15] Şekil 16.49'da şematik olarak gösterilen bir jeotermal enerji sistemini oluşturan bileşenler, yerkürenin derinliklerinde yer alan ısı kaynağı, ısıyı taşıyan akışkan, akışkanı bünyesinde bulunduran rezervuar kayaç ve ısı kaybını engelleyen örtü kayaçtır. Dünya'nın merkezinde sıcaklığı yaklaşık 4200°C olan ve magma adı verilen eriyik kütle bulunmaktadır. Tektonik hareketlerin neden olduğu kırık ve zayıf bölgelerden kabuk bünyesinde sığ derinliklere veya yeryüzüne kadar ulaşan magma faaliyetleri, jeotermal sistemin ısı kaynağını oluşturmaktadır. Yeryüzünün kırık ve çatlak olan kısımlarından süzülen sular, derinliklerde ısınmasının ardından gözenekli ve geçirimli olan rezervuar kayaç içerisinde birikmektedir. Bu suların bir kısmı fay hatları boyunca yükselerek jeotermal kaynakları meydana getirmektedir. Üzeri geçirimsiz bir örtü kaya ile kapanmış ve çoğunlukla yeryüzüne ulaşamayan rezervuar kaya bünyesindeki jeotermal akışkan, sondaj çalışmalarıyla yüzeye çıkartılmaktadır. Jeotermal kaynaklar, enerji potansiyeli ve içermiş oldukları mineraller göz önüne alınarak elektrik üretimi, ısıtma veya kurutma gibi proseslerde değerlendirilmektedir.



Şekil 16.49: Jeotermal Sistemin Şematik Gösterimi

Türkiye tektonik hareketlerin yoğun olduğu bir coğrafyada bulunmaktadır. Ülkemizin her tarafında yayılmış, doğal çıkış şeklinde ve değişik sıcaklıklarda birçok jeotermal kaynak mevcuttur. Bu sebeple, jeotermal enerji ülkemiz için önemli bir yenilenebilir enerji kaynağıdır. Yenilenebilir enerji bakımından önemli bir potansiyele sahip Türkiye, dünyada jeotermal potansiyeli ile 7., kurulu güç bakımından 4., Avrupa'da ise 1. sırada yer almaktadır. Şekil 16.50'de Türkiye Jeotermal Kaynaklar Dağılımı ve Uygulama Haritası görülmektedir.



Şekil 16.50: Türkiye Jeotermal Kaynaklar ve Uygulama Haritası (www.mta.gov.tr)

Akışkan sıcaklıklarına göre jeotermal enerji kaynakları üç sınıfa ayrılmaktadır. [16] Bu kaynaklar düşük entalpili sahalar (20 – 70°C sıcaklık), orta entalpili sahalar (70 – 180°C sıcaklık), yüksek entalpili sahalar (> 180°C sıcaklık) olarak sınıflandırılır. Elektrik enerjisi üretimi için yüksek entalpili sahalardan yararlanılmaktadır. Orta entalpili sahalar çeşitli kurutma işlemlerinde, sera ve konut ısıtmasında kullanılmaktadır. Düşük entalpili sahalardan ise yüzme havuzları ve balık çiftlikleri gibi tesisler faydalanmaktadır. Jeotermal enerji kaynaklarının kullanım alanları, bölge koşullarına ve akışkan sıcaklığına göre büyük farklılıklar göstermektedir. Jeotermal enerjinin verimli ve ekonomik bir şekilde değerlendirilebilmesi için akışkanın kaynağına yakın bölgelerde kullanılması gereklidir. Ülkemizdeki bazı önemli jeotermal alanlarımıza ait rezervuar sıcaklıkları Tablo 16.14'te gösterilmiştir. Sıcaklıklarına göre Germencik–Ömerbeyli (Aydın), Kızıldere (Denizli), Tuzla (Çanakkale), Salavatlı (Aydın) ve Eynal-Simav (Kütahya) bölgeleri yüksek entalpili sahalar olarak sınıflandırıldığı için elektrik enerjisi üretimi için uygun bölgelerdir. [16] Ülkemizin jeotermal potansiyeli oldukça yüksek olup potansiyel oluşturan alanların %78'i Batı Anadolu'da, %9'u İç Anadolu'da, %7'si Marmara Bölgesi'nde, %5'i Doğu Anadolu'da ve %1'i diğer bölgelerde yer almaktadır (www.enerji.gov.tr). Jeotermal kaynaklarımızın %90'ı düşük ve orta sıcaklıkta olup doğrudan uygulamalar (ısıtma, termal turizm, çeşitli endüstriyel uygulamalar vb.) için, %10' u ise dolaylı uygulamalar (elektrik enerjisi üretimi) için uygundur (www.enerji.gov.tr). Şekil 16.51'de Türkiye Jeotermal Kaynaklar Dağılımı ve Uygulama Haritası görülmektedir.

Tablo 16.14: Türkiye'de Jeotermal Enerji Sahaları ve Rezervuar Sıcaklıkları [16]

Saha Adı	*Rezervuar Sıcaklığı (°C)*
Kızıldere (Denizli)	212- 242
Germencik-Ömerbeyli (Aydın)	232
Kurudere (Salihli)	213
Tekkehamam (Denizli)	210
Göbekli (Salihli)	182
Tuzla (Çanakkale)	174
Salavatlı (Aydın)	171
Eynal-Simav (Kütahya)	162
Caferbeyli (Salihli)	155
Seferihisar (İzmir)	153
İmamköy (Aydın)	142
Balçova (İzmir)	136
Dikili (İzmir)	130

Şekil 16.51: Türkiye Jeotermal Kaynaklar Dağılımı ve Uygulama Haritası (www.mta.gov.tr)

Jeotermal kaynakların arama ve ortaya çıkarılması çalışmaları MTA Genel Müdürlüğü tarafından 1962 yılında başlatılarak bugüne kadar getirilmiş olup 287,5 °C sıcaklığa kadar ulaşan yüksek sıcaklıklı jeotermal kaynaklar keşfedilmiştir. MTA tarafından 173 adet olan keşfedilmiş jeotermal saha sayısı da sondajlı aramalarla 10 adedi elektrik üretimine uygun olan yeni sahaların keşfiyle 239 sahaya çıkarılmış olup, bugüne kadar toplam 634 adet, 412.250 metre sondajlı arama çalışması yapılarak doğal çıkışlar dahil açılan kuyularla yaklaşık 5.000 MW_t ısı enerjisi elde edilmiştir. 2005 yılından itibaren Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın desteğiyle, mevcut kaynakların geliştirilmesi ve yeni kaynak alanlarının aranmasına ağırlık verilmiştir. 2004 sonu itibari ile 3.100 MW_t olan kullanılabilir jeotermal ısı kapasitesi, 2008 yılında, Jeotermal Kaynaklar ve Doğal Mineralli Sular Kanunu'nun yürürlüğe girmesi sonrasında, özel sektörün jeotermal arama, geliştirme ve yatırım çalışmalarına katılımı ile hızla artmıştır. Türkiye'nin jeotermal ısı potansiyeli 35.500 MW_t ve elektik üretimi potansiyeli ise 4.500 MW_e olarak tahmin edilmektedir (www.enerji.gov.tr). Ülkemizde sıcaklıkları 20-242°C arasında değişen 1500 adet sıcak ve mineralli su kaynağı mevcuttur. MTA tarafından yayınlanan 2019 verilerine göre Türkiye'de; 125.000 konut ve 4.052 dönüm sera jeotermal enerjiyle ısıtılmaktadır. Tablo 16.15'te Türkiye'de farklı alanlardaki jeotermal uygulama kapasiteleri verilmiştir. [16]

Tablo 16.15: Türkiye'de Jeotermal Uygulamalar [16]

Kullanım Yeri	2002	2013	2017	2022
Elektrik Üretimi	15 MW_e	311 MW_e	861 MW_e	1.663 MW_e
Konut Isıtması	275 MW_t	813 MW_t	1.033 MW_t	1.422 MW_t
Sera Isıtması	100 MW_t	600 MW_t	760 MW_t	1.230 MW_t
Termal Kullanım	300 MW_t	600 MW_t	1.050 MW_t	1.763 MW_t

16.7.1. Jeotermal Enerji Santralleri

Jeotermal enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi amacıyla dört farklı yöntem mevcuttur. Bunlar, kuru buhar, flaş buhar, ısı değiştiricili (binary) ve hibrit yöntemlerdir. Elektrik üretimi için kullanılan en basit ve en ucuz çevrim kuru buharlıdır (Şekil 16.52). Bu tip santraller genellikle buhar ağırlıklı rezervuarlarda kullanılmaktadır. Flaş buharlı sistemler, artezyen kuyulardaki buhar ve sıvı fazdan oluşan iki fazlı bir akışkanı kullanmaktadır. Sıvı faz ve buhar fazı arasındaki yoğunluk farkı sayesinde, fazlar santrifüj hareket yardımıyla ayrıştırılmaktadır. Yalnızca bir adet yüksek basınç türbininin kullanıldığı santraller tek kademe püskürtmeli, hem yüksek basınç hem de düşük basınç türbininin kullanıldığı santraller ise çift kademe püskürtmeli santraller olarak adlandırılmaktadır. Binary santraller ise çoğunlukla 85°C üstü ve 175°C altındaki jeotermal sistemler ve kuru sıcak kayaç sistemlerinin akışkanları için en verimli çevrimler olarak kabul edilmektedir. Türkiye'de işletmede olan jeotermal enerji santralleri "Doğrudan Buharlaşma – Yoğuşma Çevrimli Santral" (Flash-F) ve "İki Akışkan Çevrimli Santral" (Binary-B) olarak iki farklı tiptedir.

Şekil 16.52: Kuru Buharlı Bir Jeotermal Enerji Santrali ve Reenjeksiyon Kuyusu

Türkiye'de jeotermal kaynaklardan elektrik enerjisi üretimine ilk olarak 1974 yılında Kızıldere Sahasında Maden ve Tetkik Arama Genel Müdürlüğü tarafından 0,5 MW_e gücünde bir pilot türbinde deneme amaçlı olarak başlanmış, ticari anlamda ilk elektrik üretimi ise 15 MW_e kurulu güce sahip Kızıldere Jeotermal Santrali'nde 1984 yılında o dönemki kamu enerji şirketi TEAŞ tarafından gerçekleştirilmiştir. Ülkemizde 2020 yılı sonunda toplam kurulu güç 1668 MW_e olarak belirtilmiştir.

KAYNAKÇA

[1] Rossa, S. A., Doty, S., Turner, W. C., Energy Management Handbook, 9th Edition, River Publishers, 2020.

[2] Duffie, J.A., Beckman, W.A., Blair N., Solar Engineering of Thermal Process, 5th Edition, by John Wiley & Sons, 2020.

[3] Stanciu, C., Stanciu D., Optimum tilt angle for flat plate collectors all over the World – A declination dependence formula and comparisons of three solar radiation models, Energy Conversion and Management, 81: 133-143, 2014.

[4] Calabro, E., An Algorithm to Determine the Optimum Tilt Angle ofa Solar Panel from Global Horizontal Solar Radiation, Journal of Renewable Energy, Volume 2013, 1-12, 2013.

[5] Hassanian, R., Riedel, M., Yeganeh, N., Unnthorsson, R.A., Practical Approach for Estimating the Optimum Tilt Angle of a Photovoltaic Panel for a Long Period—Experimental Recorded Data. Solar, 1: 41–51, 2021.

[6] Ulgen, K., Optimum Tilt Angle for Solar Collectors, Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, 28:13, 1171-1180, 2006.

[7] Kaçan, E., Ülgen, K., Güneş Enerjisi Toplayıcılarında Eğim ve Yönlendirmenin Yararlanabilirliğe Etkisi, Journal of the Faculty of Engineering and Architecture of Gazi University, 27(4): 837-846, 2012.

[8] National Renewable Energy Laboratory, Solar radiation data manual for flat-plate and concentrating collectors.

[9] ERDA (1977), ERDA facilities solar design handbook, s.1., pages 77-65.

[10] Çengel, Y. A. and Cimbala, J. M., Akışkanlar Mekaniği: Temelleri ve Uygulamaları, 3. Baskıdan Çeviri, Tahsin Engin (Editör), Hasan Güneş, Suat Canbazoğlu, A. Alper Özalp ve Şevki Çeşmeci (Editör Yardımcıları), ISBN: 978-605-355-274-1, Ankara Palme Yayıncılık, Ankara, Ağustos 2014.

[11] U.S. Environmental Protection Agency (2007). Biomass combined heat and power catalog of technologies, prepared by: Energy and Environmental Analysis, Inc., an ICF International Company, and Eastern Research Group, Inc. (ERG) for the U.S. Environmental Pro., [book author], an ICF International Company, and Eastern Research Group, Inc. for the U. S. Environmental Protection Agency prepared by: Energy and Environmental Analysis.

[12] Williams, R. and Larson, E. (1993). Advanced gasification-based biomass power generation, in Renewable energy: sources for fuels and electricity, [book auth.] Kelly, T., Reddy, A. and Williams, R. (Eds.), Johansson. Washington, D.C.: Island Press.

[13] Gürel, A. Ç., Isı Pompası ve Hibrit Sistemler, Seminer Notları, TMMOB Makine Müh. Odası Edirne Şubesi, 21.06.2022.

[14] Makine Tesisatı Genel Tasarım Teknik Şartnamesi, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı, Ek: 15-Isı Pompaları, Resmî Gazete, Sayı: 31013, 19 Ocak 2020.

[15] Kendirli, B., Çakmak, B., Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Sera Isıtmasında Kullanımı, Ankara Üniversitesi Çevre Bilimleri Dergisi, Sayı 2 (1), s. 95-103, 2009.

[16] https://dergi.mta.gov.tr/dosyalar/images/mtadergi/makaleler/eng/20230202124429_2715_2172_9fa7e935.pdf, 25.02.2023, https://www.jeotermaldernegi.org.tr, 25.02.2023

[17] Build It Solar, http://www.builditsolar.com/Projects/Wind/WindResource.htm

[18] https://www.researchgate.net/figure/Figure1-Typical-applications-of-PV-shading-on-buildings_fig1_273025092, Erişim tarihi: Mart 2023

16. Bölüm Çalışma Soruları

1. Yatay eksenli bir rüzgar türbininden 25 kW mekanik güç elde edilmesi planlanıyor. Türbinin kurulması planlanan yerde ortalama hava yoğunluğu 1,2 kg/m^3 ve ortalama rüzgar hızı 13 m/s'dir. Güç katsayısı 0,41 alınabilmektedir. Belirtilen mekanik gücü elde edebilmek için kullanılması düşünülen rüzgar türbininin rotor yarıçapı yaklaşık olarak kaç m olmalıdır?

   A. 1,84
   B. 2,84
   C. 3,84
   D. 4,84

2. Bir bina uygulaması için şebekeye bağlı bir PV sistemi boyutlandırılacak olup beklenen yıllık yükün %100'ünü varsayımsal olarak sağlamak için gereken gücün tahmini gerekmektir. Yıllık yük 7 GWh olup tesis tüm yıl boyunca 8.760 saat çalışmaktadır. PV için yıllık ortalama kapasite faktörünü 0,18 alarak, PV dizisi/invertör sisteminden toplam AC güç çıkışını MW olarak hesaplayınız.

   A. 444
   B. 4,44
   C. 44,4
   D. 0,444

3. Jeotermal enerji kaynağı olarak orta entalpili saha kabul edilen kaynaklarda akışkan sıcaklıkları hangi aralıktadır?

   A. 20°C - 70°C
   B. >180 °C
   C. 70°C - 180°C
   D. Hiçbiri

4. Ülkemizde elektrik üretiminin büyük bölümünün termik santrallerde yapıldığı ve toplam verimin enerji nakil hatlarındaki kayıplarla birlikte %30 olabileceği dikkate alındığında, ülkemiz genel enerji verimliği açısından, termodinamik bakışla ısı pompası uygulamalarında ısıtma modunda sezonluk sistem verimliliği (COP) hangi değeri sağlamalıdır?

   A. COP ≥2,30
   B. COP ≥1,30
   C. COP ≥3,30
   D. COP ≥4,30

5. Hangi tip yakıt hücresinin üst ısıl değere (ÜID) göre BIG verimi daha yüksektir?

   A. Proton değişim zarı yakıt hücresi (PEM)
   B. Fosforik asit yakıt hücresi (PAFC)
   C. Erimiş karbonat yakıt hücresi (MCFC)
   D. Katı oksit yakıt hücresi (SOFC)

Bölüm 17:
İç Hava Kalitesi (İHK), Sağlık ve Güvenlik

17.1. Giriş

Ticari binalarda enerji yönetimi ve iç hava kalitesi (İHK) yönetimi genellikle birbirini ters yönde etkileyen kavramlardır. Bazı enerji yönetimi önlemleri, bina kullanıcılarının şikayetleri ve İHK'nin yetersiz kalması sonucunu doğurabilir. Tersine, İHK'yi ön plana çıkaran uygulamalar da bir binanın işletme maliyetlerinde önemli enerji maliyeti artışlarını beraberinde getirebilir. Bu konudaki en önemli örnek havalandırma miktarı ve İHK ilişkisi ile açıklanabilir. Bir mahaldeki hava değişim sayısının enerji verimliliği önlemi olarak azaltıldığını dikkate alalım. Hava değişim sayısındaki azalmayı kontrol etmek için besleme fanında bir ayarlanabilir hız sürücü uygulaması yapıldığını düşünelim. Bu durumda, fan enerji tüketimi fan kanunlarına göre azalacak iken İHK de bundan olumsuz yönde etkilenecektir ve mahaldeki partikül sayısı ve kirletici konsantrasyonu artacaktır.

Bu iki operasyonel hedefi dengelemek, sertifikalı etüt-proje uzmanları, sertifikalı enerji yöneticileri, bina kullanıcıları ve tesis yöneticileri için oldukça değerlidir. [1] Tesis yöneticileri, İHK'nin sağlanmasında önemli bir rol oynamaktadır. İHK'nin doğrudan ve dolaylı etkileri, özellikle akciğer veya kalp hastaları için çok anlam ifade etmektedir. İngiltere'de National Health Service (Birleşik Krallık Ulusal Sağlık Hizmeti -NHS), yetersiz İHK'nin ülkede ekonomik olarak yılda 24 milyar dolar kayba ve her yıl 24.000 kişinin erken ölmesine neden olabileceğini tahmin etmektedir.

Enerji verimliliği de özellikle sürekli artan enerji maliyetleri nedeni ile tesis yöneticilerinin dikkate alması gereken bir parametre olmaktadır. Bina sektörünün, toplam enerji tüketiminin yaklaşık %40'ını oluşturması nedeni ile binalarda enerji verimliliği çalışmaları ve insanların zamanlarının yaklaşık %90'ını kapalı alanlarda geçirmeleri nedeni ile de İHK çalışmalarına odaklanılması gerekmektedir.

Daha fazla enerji verimliliği elde etmeye yönelik uygulamalar, İHK'yi tehlikeye atar mı? 2022 yılında İsveç'te yapılan bir araştırmada, mekanik havalandırmanın olmadığı sözde "hava geçirmez binalarda" bazı enerji verimliliği önlemlerinin binalarda iç hava kalitesini bozabileceğini doğrulamıştır. [2] İsveçli araştırmacılar, bazı enerji verimliliği iyileştirmelerinin neden olduğu bu olumsuz etkilerin mekanik havalandırma sistemleri tesis edilerek hafifletilebileceği sonucuna varmıştır. [3]

Enerji yöneticilerinin bu dengeyi tesis etmeleri için İHK uzmanı olmaları gerekmez. İhtiyaç duyulan şey, İHK ilkelerinin net bir şekilde anlaşılmasıdır. Bunlar, iç mekan hava kalitesinin mekaniği, sorunların nasıl ortaya çıktığı, bunlara neyin sebep olduğu, nasıl çözülebileceği ve en önemlisi nasıl önlenebileceğidir.

Bu bölümün amacı, binalarda İHK'nin nasıl işlediğine dair temel bilgiler sağlamak ve çoğu İHK probleminden kaçınılmasına veya konunun kararlı bir şekilde ele alınmasına izin verecek bir zemin oluşturmaktır.

Bu doğrultuda üç temel öğrenme hedefi belirlenmiştir:

1. İHK'nin ne olduğunu ve bina kullanıcıları, yöneticiler, mal sahipleri ve sertifikalı enerji yöneticileri üzerindeki etkisini anlamak.
2. İHK sorunlarının kaynakları, bunların nasıl araştırılıp çözüleceği ve ne zaman yardım isteneceği de dahil olmak üzere İHK'nin temellerini öğrenmek.
3. Enerji yönetimi ve İHK dengesini ve problemlerden sezgisel olarak nasıl kaçınılacağını anlamak.

17.1.1. Havalandırmanın Tanımı

Dış hava kirliliği ve doğal olarak iç hava kirliliğinin, insan sağlığı ile çalışma ve öğrenme performanslarına olan etkisi, bilim insanlarının son otuz yılda giderek artan bir hızla ilgisini çekmektedir. Günümüzde dış hava kirliliği, insan sağlığı açısından sigara ile aynı tehlike sınıfında yani kanserojen sayılmaktadır. COVID-19 salgını enfekte insanlardan yayılan havada asılı virüslerin rolünü öne çıkarmış, bu salgın öncesinde pek önem verilmeyen biyolojik kirlilik konusunun havalandırma sistem tasarımlarında dikkate alınmasına neden olmuştur. Kapalı yaşam hacimlerinde, partikül ve gaz kirliliğine maruziyet ile biyolojik (patojen) kirliliğe maruziyet arasında, insan sağlığına etkileri açısından önemli bir fark vardır. Günümüz hava kirliliği

etkileri metriklerine göre partikül ve gaz kirliliklerinin, zaman ortalama maruziyet değerleri önemlidir. Biyolojik kirliliğin ise kaynaktan vektörel dağılımı diğerlerinden daha önemli olduğu gibi, belli bir doz düzeyinin üzerinde maruziyeti, kısa zamanda ve etkin hatta bazı insanlar için ölümcül sağlık sorunlarına sebep olmaktadır. COVID-19 örneğinde olduğu üzere biyolojik kirliliğin diğer iç ortam kirliliklerine göre göreceli ani ve şiddetli etkileri, havalandırma sistemlerinin, gelecekteki böylesine kirliliklere karşı "esnek" sistemler olması gerektiğini göstermektedir. Bu bağlamda geliştirilecek olan havalandırma sistemleri için tasarım kriterlerinin yeniden tanımlanmasında yarar görülmektedir.

İlk olarak 1973 yılında ASHRAE binalarda en az ve en çok havalandırma miktarlarını tanımlamış, bu yıllarda ASHRAE el kitaplarında havalandırma, "dış havanın planlanmış olarak veya infiltrasyon yoluyla kendiliğinden bina içinden geçmesidir" şeklinde ifade edilmiş ve daha sonra havalandırma, doğal ve zorlanmış havalandırma olarak iki gruba ayrılmıştır. Doğal havalandırma ise infiltrasyon ve kontrollü doğal havalandırma olarak iki alt gruba ayrılmıştır (Kontrollü doğal havalandırma, açılır kapanır pencere ve kapıların el ile açılıp kapatılmasıdır. Ancak, bu durum dış hava sıcaklığı, rüzgar yönü ve basınç ilişkileri nedeni ile özellikle biyolojik kirlilik durumlarında güvenilebilir bir havalandırma yöntemi olarak kabul edilmemelidir.). 1980'li yıllarda kapalı ortamlarda sigaranın yarattığı etkileri en aza indirmek için havalandırma debileri sürekli olarak artırılmıştır. Doksanlı yıllarda zorlanmış havalandırma yerine mekanik havalandırma tanımı kullanılmaya başlanmıştır. Ancak, enerji maliyetleri nedeni ile 2000'li yıllarda hesaplama prosedürleri değiştirilmiş, gelişen teknoloji ve kontrol sistemleri ile enerji verimliliği ön planda tutularak mekanik havalandırma sistemlerinde iyileştirmeler yapılmıştır. 2020 yılı, havalandırma debilerinin ve sistemlerinin yeniden gözden geçirilmesi için bir dönüm noktası olmuştur. Koronavirüsün hava yoluyla bulaştığı ilk olarak Morawska ve Milton'un [4] çalışması ile anlaşılmıştır. Sonrasında ASHRAE ve REHVA bünyesindeki akademisyen ve profesyoneller birçok çalışma ile yeni durum senaryoları üzerinde çok sayıda çalışma yayınlamışlardır. Bunların sonucunda, kapalı ortamlarda havalandırma debilerinin belirlenmesinde, enerji verimliliği etkileri de göz önünde bulundurulduğunda, sistemlerin bir pandemi senaryosuna sahip olması gerektiği ön plana çıkmıştır. Merkezi iklimlendirme sistemleri; pandemi durumunda %100 taze hava ile çalışmaya uygun, normal durumlarda ise ısı geri kazanımlı ve taze hava ihtiyaca uygun şekilde azaltılmış debilerde çalışmaya imkan sunacak biçimde tasarlanmalıdır.

Havalandırmanın ASHRAE 62.1 standardında tanımı ise "kirletici seviyesini, nemi veya sıcaklığı kontrol etmek amacıyla bir hacme hava verilmesi veya hacimdeki havanın alınması" şeklindedir. Standart formatı içinde yer alan tanımlar bölümünde infiltrasyon, mekanik havalandırma ve doğal havalandırma ayrıca tanımlanmıştır. Dış hava için standart içinde bir bölüm olmasına rağmen, ASHRAE Fundamentals'ta olduğu gibi havalandırma tanımı içinde, iç hacimdeki havanın dış hava ile yer değiştirmesi kavramına yer verilmemiştir. Şüphesiz standardın bütünü göz önüne alındığında iç hava değişiminin dış hava ile yer değiştirmesi anlamında kullanıldığı görülmektedir. Hava temizleyicileri, hava temizleme gibi terimler standart içinde sınırlı sayıda yer alsa da partikül filtrelenmesi, ultraviyole ışınım ve ozon ile dezenfeksiyon ilgili paragraflarda geçmektedir. Covid sürecinde bu tanımlarla sıklıkla karşılaşılmıştır. Mekanik sistemde herhangi bir değişiklik yapmadan filtre sınıfının artırılmasının debiyi azaltacağı, bunun da seyreltme havalandırmasını olumsuz yönde etkileyecek bir sonucu ortaya çıkaracağı birçok çalışmada ele alınmıştır. Ultraviyole lambalarla dezenfeksiyon (hava tarafı) ve bu lambaların kullanılması ile ozon üretimi ihtimali ve insan sağlığına olası etkileri de bu süreçte irdelenmiştir. İHK konuları ve enerji verimliliği birbiri ile direkt ilişkili ve birbirlerini ters yönde etkileyen mekanizmalardır. Bu nedenle, enerji yöneticisi olarak hazırlanacak verimlilik artırıcı projelerde İHK etkisi de dikkate alınmalıdır.

Toksoy ve Sofuoğlu [5], havalandırmayı "yaşam hacimlerindeki diğer iç çevre konfor şartlarından (özellikle ısıl ve akustik konfor) vazgeçmeden, biyolojik, kimyasal ve partikül kirliliğini, yaşayanların fiziksel ve bilişsel sağlığını ve performansını etkilemeyecek konsantrasyona, dış havanın ortama entegrasyonu ile düşürmek'' olarak tanımlamaktadır. Bu tanımdaki entegrasyon, iç ortamda bulunan insanların tümü için kirlilik kaynağının iç ortamdaki yerine bağlı olmaksızın, bireyler arasında özel enfeksiyon, gaz ve partikül tünelleri yaratmadan, biyolojik, kimyasal ve partikül kirlilik konsantrasyonlarının, insanlar için zararlı seviyede herhangi bir kirletici içermeyen dış hava kullanılarak, sağlık riski yaratmayacak şekilde düşürülmesidir.

Havalandırma sistemleri tasarımının başlangıç noktası, binalardaki hacimlere gönderilecek temiz dış hava debisinin belirlenmesidir. Bu amaçla belirlenen iki temel algoritma vardır. Bunlardan ilki (Havalandırma Miktarı Prosedürü-HMP) hacimlerin fonksiyonu (ofis, sınıf, yatak odası, vb.) ve büyüklüğü (alanı) ile insan yoğunluğu göz önüne alınarak hava debisinin belirlenmesidir. Bu yöntem havalandırmada kullanılan ilk yöntemdir. İkincisi ise (İç Hava Kalitesi Prosedürü-İHKP) iç hava kirliliğinin her bir bileşeninin konsantrasyonunu sağlık limitlerinin altına indirecek şekilde, kirlilik ve emisyon hızlarına bağlı olarak dış hava debisinin belirlenmesidir. Bu yöntem ise giderek gelişmekte ve önem kazanmaktadır. [5] Bu hesaplama prosedürlerine ilişkin detaylı bilgiler ASHRAE 62-1 2010 Türk Tesisat Mühendisleri Derneği tarafından Türkçe'ye çevrilmiştir ve TTMD Dergisi 117[1] ve 118[2]. sayılarının eki olarak erişime sunulmuştur. [6]

17.1.2. İç Mekan Hava Kalitesi Tanımı

İç hava kalitesi nicel ve nitel, ölçülebilir ve algılanabilir, nesnel ve özneldir. İHK için bazı düzenleyici standartlar olsa da çoğu ticari, kurumsal veya konut uygulamalarında ve endüstriyel uygulamalarda genellikle görülmeyen hava kaynaklı kirletici konsantrasyonları ile karşı karşıya kalınmaktadır. Bu nedenle, endüstriyel olmayan binalardaki çoğu İHK şikayeti, havadaki konsantrasyonu artan kirleticilerin bu konsantrasyonlar standartlarda öngörülen sınırlara ulaşmadan çok önce hassas kişiler tarafından algılanmasından kaynaklanmaktadır.

ASHRAE 62.1-2016-Ventilation for Acceptable Indoor Air Quality (Kabul Edilebilir İç Hava Kalitesi İçin Havalandırma) standardında kabul edilebilir iç hava kalitesi "otoriteler tarafından belirlenen zararlı konsantrasyonlarda bilinen kirleticilerin bulunmadığı ve maruz kalan kişilerin önemli bir çoğunluğunun (%80 veya daha fazlası) memnuniyetsizlik ifade etmediği hava" olarak tanımlanmıştır. Bu tanım, kirletici seviyeleri önerilen standartların altında olduğu sürece İHK'yi kabul edilebilir kılmaktadır. İlk sorun, ticari binalardaki İHK şikayetlerinin genellikle bu sınırlara ulaşılmadan çok önce ortaya çıkmasıdır. İkinci sorun ise, ASHRAE'nin tesis kullanıcılarının en az %80'inin rahatsızlık hissetmemesi halinde İHK'yi kabul edilebilir

[1] https://www.ttmd.org.tr/yayinlar/ttmd-dergisi#gallery-56
[2] https://www.ttmd.org.tr/yayinlar/ttmd-dergisi#gallery-53

bulmasıdır. Bu nedenle, çok katlı bir ofis veya aynı anda 500 kişinin bulunabileceği bir üniversite binasında, sağlık endişeleri sebebiyle İHK'den şikayet eden 99 kişi olmasına rağmen ASHRAE'nin tanımına göre iç mekan havası hala kabul edilebilir düzeyde sayılabilir. Ancak, ısıl konfor düzeyinin belirlenmesinde de benzer bir yaklaşım söz konusudur. Isıl konfor koşullarının belirlenmesinde kullanım alanlarında memnun olmayan kişilerin öngörülebilir yüzdesinin (PPD-Predicted Percentage of Dissatisfied) %20'nin altında tutulması ısıl konfor açısından şartların uygun olduğunu belirtebilir (ASHRAE St. 55). Dolayısıyla hem ısıl konfor hem de İHK'nin kişilere bağlılığı tasarımların böyle bir oranda yapılması sonucunu ortaya çıkarmaktadır.

Kabul edilebilir İHK'nin hangi durumlarda mevcut olmadığını tanımlamak daha kolay olabilir. Aşağıdaki tanım bunun için yardımcı olabilir. İHK sorunu, iç mekan havasındaki kirleticilerin (partiküller, gazlar veya biyoaerosoller) konsantrasyonlarının fiziksel rahatsızlık, alerjik reaksiyonlar veya bina kullanıcılarında hastalığa neden olduğu noktaya yükseldiğindeki şartlardır.

17.1.3. Sağlık ve Konfor Sorunları

Hasta bina sendromu, belirli hiçbir hastalık nedeni olmayan bir binada, bina sakinlerin sadece binada geçirdikleri zamana bağlantılı olarak sağlık ve konfor şikayetlerinin olmasıdır. Kötü iç hava kalitesi ile bazı bina sakinlerinin karşılaştıkları akut veya kronik sağlık sorunları arasında bağlantı olduğu yapılan araştırmalarla kanıtlanmıştır. Karşılaşılan sorunların birçoğu yetersiz ya da uygun olmayan havalandırmadan ve ısıtma, soğutma, iklimlendirme sistemlerinin eksikliklerinden kaynaklanmaktadır. Bu koşullar, kullanıcıların nedeni kesin tanımlanamayan sağlık sorunları ile karşılaşmalarına neden olmaktadır. Bu kavram, Hasta Bina Sendromu (Sick Building Syndrome) olarak tanımlanmaktadır.

ASHRAE 62-1 standardının amacı, insanlar için kabul edilebilir ve olası olumsuz sağlık etkilerini en aza indirmeyi hedefleyen minimum havalandırma debilerini ve iç hava kalitesini belirlemektir. Bu tanım, İHK uzmanları ve enerji yöneticileri için önemli bir kavramdır, çünkü bina kullanıcıları hoşnutsuzluk ve şikayet eşiğine ulaşmadan önce rahatsızlık ve sağlık sorunları ile karşılaşır.

İHK ile bağlantılı olan sağlık sorunları arasında yorgunluk, baş ağrıları, kulak ağrıları, tıkanıklık, boğaz ağrısı, yanan gözler, kaşıntılı cilt ve balgam çıkartma gibi semptomlar yer alır. Şiddetli tıbbi etkiler nadirdir ancak, yinelenen sinüs enfeksiyonları, bronşit ve zatürre de bu kapsamda sayılabilir. Lejyoner hastalığının temel nedenleri mantar ve bakteri üremesidir. İHK ile ilgili başlıca sağlık sorunları, kanalizasyon gazlarından gelen radon ve her ikisi de kanserojen olarak bilinen transformatörlerden ve manyetik balastlardan gelen poliklorlu bifenillerden (PCB) kaynaklanabilir. Son olarak, bina kullanıcılarının asbeste maruz kalması birçok kanser türüne ve mezotelyomaya (akciğer zarı kanseri) neden olabilir.

Mahallerdeki hava akımlarındaki gaz konsantrasyonları hava kirliliğine neden olabilir. Örnek olarak, ABD Occupational Safety and Health Administration (OSHA) tarafından öngörülen uzun süreli maruziyette iç mekan CO_2 seviyeleri için eşik değer 5.000 ppm'dir, ancak, bu değer 8 saat boyunca bu konsantrasyona maruz kalan bir kişiye izin verilen limittir. Bununla birlikte, bina kullanıcılarının çoğu 1.000-1.200 ppm aralığında (konfor seviyesi) artan CO_2 konsantrasyonlarını hissetmeye başlayacaktır. Bu durum, 1.500-2.000 ppm aralığında ise endişe (huzursuzluk), tıkanıklık, baş ağrısı ve uyuşukluk şikayetlerine dönüşebilir. Kanada'da ise uzun süreli maruziyet limit değeri 3.500 ppi'dir. Bu uzun süreli maruziyet değeri, havalandırma tasarımlarının ya da iç hava kalitesinin bu değere göre belirlenmesi sonucu ortaya çıkarmamalıdır. Çünkü 1.000 ppm üzerindeki CO_2 konsantrasyonları CO_2'nin asfiksant (boğucu) bir madde olması nedeni ile bazı semptomları da beraberinde getirmektedir. CO_2 seviyesi ölçülen bir ortamda bu değerler havalandırma verimliliği ve bina kullanıcı yoğunluğu hakkında kabaca bilgi verir. Bina içindeki bu olumsuz sağlık etkilerinin giderilmesi için havalandırma miktarlarının bu değerlere göre ayarlanmasını gerekir. Toksoy ve Sofuoğlu [5], okullarda öğrencilerin algılama düzeylerinin değişimi hakkında yapmış oldukları çalışmalarında CO_2 seviyeleri ve maruziyet sürelerine ilişkin oluşan semptomları derlemiştir. Tablo 17.1 bu çalışmanın kısa bir özetini sunmaktadır. CO_2 zehirli bir gaz olmasa da insan sağlığı üzerinde ciddi etkileri bulunduğu yapılmış çalışmalarla gösterilmiştir. Zamanımızın büyük bölümünü kapalı mekanlarda geçirdiğimizi tekrar dikkate alırsak, yeterli havalandırmanın enerjiyi verimli kullanarak sağlanması gerekliliğini anlayabiliriz.

Tablo 17.1: CO_2 Seviyesi ve Maruziyet Süresine Göre Oluşabilecek Semptomlar

CO_2 Konsantrasyonu [ppm]	Oluşabilecek Semptomlar	Maruziyet Süresi
400	Atmosferik seviye	Hayat boyu
800	Baş ağrısı, baş dönmesi, yorgunluk, solunum sorunları, gözde, burun ve mukoza zarında semptomlar	Kısa süre
1.400	Solunum, deri, göz, baş ağrısı, bilişsel, baş dönmesi, duyumsal, kalp atışında artma	30 dakika
3.000	Yorgunluk dahil bilişsel fonksiyonlarda önemli bozukluklar	3-8 saat
4.000	Denizaltı ve uzay araçlarında limit değer	Sürekli operasyon
5.000	Böbrek taşı oluşumu	8 hafta
7.000	Beyne giden kan debisinde %35 azalma	23 gün
10.000	Zihinsel etkileşim, diastolik kan basıncının (tansiyon üst değerinin) yükselmesi	75 dakika

İç hava kalitesi sorunu yaratan diğer gazlar arasında ozon (O_3), azotoksit (NO_x), boyalar, çözücüler, temizleyiciler, oda spreyleri ve yakıtlar gibi ürünlerden kaynaklanan gaz emisyonları sayılabilir. Binaların içinde veya binaya dış hava sağlayan hava girişlerinin yakınında böcek öldürücüler, mantar öldürücüler veya herbisitler gibi kimyasallar kullanırken son derece dikkatli olunmalıdır. Bazı kişiler bu kimyasallara çok kısa süre maruz kalsalar dahi aşırı reaksiyon gösterebilir. Dolayısıyla iklimlendirme sistemlerinde taze hava alış noktalarının da bunlar gibi emisyon kaynaklarından uzakta olması gerekmektedir.

Ana hususlar aşağıdaki gibi özetlenebilir:

- Bina kullanıcıları, kendilerini sağlıklı ve konforlu düzeyde tutacak bir İHK bekler.
- Konforu sürdürmek için gereken iç mekan kirletici konsantrasyonlarının eşiği genellikle yönetmeliklerin belirttiği seviyelerin oldukça altındadır.

Çok az sayıda ticari veya endüstriyel bina sahibi, iç ortam havasının kirletici konsantrasyonlarını izler veya ölçer. Bunun yerine, konforlu ve sağlıklı bir bina ortamı elde etmek için genellikle havalandırma debileri, filtreleme, nem seviyeleri ve sıcaklık için kurallar içeren bazı yönergeleri takip ederler. Bina kullanıcıları ise İHK parametrelerinin biyolojik monitörleri olarak hizmet eder.

Havadaki kirletici konsantrasyonları arttığında tepki veren algılama ve uyarı sistemleri genellikle bina kullanıcılarının kendileridir. Ne yazık ki, binada artan sayıda insanın rahatsız olması veya sağlık semptomları yaşaması nedeniyle bu tepkiler genellikle olumsuz veriler içerir.

İHK sorunlarından rahatsızlık duyan bina kullanıcıları, bu durumu genellikle sağlık tehdidi olarak algılayacaktır. Bina yönetimi yanıt vermekte yavaşsa ve sorunları ciddiye almıyor veya bunları hızlı bir şekilde çözmede etkisiz görünüyorsa, bina kullanıcıları genellikle yönetimi umursamaz ya da beceriksiz olarak nitelendirecektir. Bu durumda, basit bir sorunu dahi düzeltmenin kapsamı ve maliyetleri önemli ölçüde artabilir.

Yönetim, bina kullanıcılarının güvenini kaybettiğinde binayla ilgili sorun hem bina hem de insan sorunu olarak ikiye ayrılacaktır. Yüksek kirletici konsantrasyonlarının altında yatan nedeni basitçe düzelterek bu sorunları çözme girişimleri genellikle etkisiz kalacaktır. Bu sorunlardan bazıları bina sorunu ve bina kullanıcılarının algı sorunları ele alınarak çözülürken, diğerleri uzun süre çözülmeden ortada kalabilir ve hukuki sonuçlar doğurabilir.

Binalarda enerji yöneticilerinin dikkate alması gereken en önemli İHK konuları şunlardır:

- Bina kullanıcıları genellikle İHK sorunlarını sağlık tehditleri olarak görür ve çok ciddiye alır. Sonuç olarak, bina kullanıcıları tarafından İHK sorunlarının önlenmesi ve çözülmesi, bina ile ilgili diğer birçok sorundan çok daha yüksek bir önceliğe sahip olur.
- Yönetimin hızlı tepki veya İHK sorunlarına yeterince öncelik vermemesi, bina kullanıcılarını memnun etmek için gereken iş yükünde önemli bir artışa neden olabilir.
- Enerji yöneticileri, İHK'yi etkileyebilecek bina sistemleriyle rutin olarak çalışır. İHK'nin mekaniğini ve İHK sorunlarından nasıl kaçınılacağını veya bunlara nasıl uygun şekilde yanıt verileceğini anlamak, bir enerji yöneticisinin rol ve sorumluluğunun önemli bir parçasıdır.

ASHRAE'nin birincil İHK standartları 62.1 ve 62.2, Kabul Edilebilir İç Mekan Hava Kalitesi İçin Havalandırma'dır (Ventilation for Acceptable Indoor Air Quality). Standart 62.1 ticari, kurumsal ve orta/yüksek katlı konut binaları için geçerliyken, Standart 62.2 düşük katlı konut binaları için tasarlanmıştır.

Bu standartların her ikisinde de kabul edilebilir iç mekan hava kalitesi sağlamanın birincil odak noktası, uygun miktarda ve kalitede havalandırma havası sağlamak olsa da, İHK'ye nedenleri ve çözümleri ile bütünsel bir bakış açısı getirmeye çalışır. Standart 62.1'in en son sürümü 2022'de yayımlanmıştır (Standart 62.1-2022). Bu standart, farklı tipteki tesisler için havalandırma debilerinin seçilmesine yönelik iki temel yol önermektedir.

Havalandırma Debisi Prosedürü

Bu prosedür, mahal tipine, mahaldeki insan sayısına ve alanın büyüklüğüne bağlı olarak beklenen miktarda havalandırma havası sağlamayı öngörür. İç mekan kirliliğinin iki ana kaynağı olduğunu varsayar ve bunları insanlar ve yapı malzemeleri veya operasyonlar olarak ayırır. Bir mahal için taze hava miktarının belirlenmesinde bu yönteme göre Eş. 17.1 kullanılabilir. Bu denklemde, V_{bz} taze hava miktarını, R_p kişi başına öngörülen taze hava debisini (l/s.kişi), R_a birim alan başına hava debisini (l/s.m^2) ve A_z mahal alanını belirtmektedir.

$$V_{bz} = R_p \, x \, P_z + R_a \, x \, A_z \qquad (17.1)$$

ASHRAE 62-1 yukarıdaki parametrelere bağlı olan belirli kullanıcı yoğunluklarına göre solunum bölgesindeki minimum havalandırma miktarlarını her bir mahal tipi için belirlemiştir.

İHK Prosedürü

Bu prosedür, havalandırma debilerini seçmek için kirletici kaynakları, miktarları ve havadaki kirlenmenin hedeflenen konsantrasyonlarını analiz eder. Bu İHK prosedürü, kirletici kaynaklar yeterince azaltılabiliyorsa veya filtrelenebiliyorsa, ASHRAE'nin öngörülen havalandırma debilerinde azaltımlara izin verir.

Taze havalandırma havasının soğutulması veya ısıtılması, bir binanın genel enerji yükünün büyük bir parçası olabileceğinden, seçilen havalandırma debileri hem enerji yönetimi hem de İHK için önemlidir. Çoğunlukla binalar için minimum havalandırma debileri sistemleştirilmiştir ve ASHRAE 62 Standardı genellikle kıyaslama amacıyla kullanılır. Enerji yöneticisi bir binanın havalandırmasını potansiyel olarak etkileyebilecek enerji yönetimi girişimlerini değerlendirirken, öncelikle referans alınan havalandırma standardına başvurmalıdır. Bu prosedür, logaritmik olarak azalan bir sönümleme eğrisini dikkate alır. Bu sönümleme eğrisi ile kirletici konsantrasyonundaki zamana bağlı değişim hesaplanabilir. CO_2'nin hem talep kontrollü havalandırmanın uygulandığı mahallerde hem de Covid-19 sürecinde mahaldeki enfeksiyon riskinin hesaplanmasında bu prosedür dikkate alınmıştır. Talep kontrollü havalandırmada dönüş kanalından alınan CO_2 ölçümü fan hızı ile ilişkilendirilmiştir.

Covid sürecinde kapalı mahallerdeki risk değerlendirmesinde de modifiye edilmiş Wells-Riley denklemi (Eş. 17.2) kullanılarak bir olasılık yüzdesi bir olasılık yüzdesi hesaplanmıştır. [7]

$$P_{inf} = 1 - e^{\left(-\frac{Iqpt}{V(\lambda_{vent} + k_{filt} + k_{dep})}\right)} \qquad (17.1)$$

Bu eşitlikte P yüzde olasılığı, I bulaştırıcı sayısını, q birim zamanda havaya katılan enfeksiyon doz miktarını, p duyarlı kişilerin hacimsel pulmoner ventilasyon miktarını, t maruz kalma süresini ve V iç ortam hacmini, k_{filt} filtrasyon ile partikül tutma verimini, k_{dep} partikülün birikmesini ve λ_{vent} taze hava hacimsel debisini ifade etmektedir.

Bir çağrı merkezinde bulunan 137 kişi için 1 bulaştırıcı olduğu kabulü ile 8 saat mesai süresince Wells-Riley denkleminden %57,6 olasılık yani 79 yeni vaka olacağı sonucu ortaya çıkar. Bu hesaplamada pulmoner ventilasyon miktarı 0,48 m^3/h, taze hava debisi 215 m^3/h ve SARS-CoV-2 için enfeksiyon doz miktarı 48 1/h [8] olarak kabul edilmiştir. Tüm değişkenler sabit iken modifiye edilmiş Wells-Riley denklemindeki havalandırma, filtrasyon ve birikim değerleri de göz önüne alındığında ve ASHRAE 62.1'deki belirtilen ofisler için gerekli havalandırma debisi (1180 m^2 ofis alanı ve 137 çalışan için) 2507 m^3/h olarak bulunacaktır ve bu da yaklaşık saatlik hava değişimi sayısının 0,76 olması anlamına gelecektir. Bu durumda %90 tutma verimine sahip bir filtre için olasılık yaklaşık %1 olarak bulunabilir. Bu da yeni vaka sayısının 1 olması anlamına gelecektir. Taze havanın ya da havalandırmanın kapalı alanlardaki önemi Tablo 17.2'de gösterilmiştir. İklimlendirme sistemleri bu nedenle bulaş riskinin kontrol edilmesinde büyük öneme sahiptir. Ancak, doğru tasarlanmış, otomasyon sistemlerine doğru cevap verebilen ve uygun olarak işletilen iklimlendirme ve havalandırma sistemleri ile bu başarılabilir. Buna karşın, enerji yöneticisi olarak havalandırma sistemlerinden kaynaklanan enerji tüketiminin azaltılması önemli bir tasarruf noktasıdır. Bu nedenle, bu dengenin sağlayan ve hem CO_2 miktarını göz önüne alan hem de pandemi durumunda bu senaryoya göre çalışabilecek cihaz seçimi enerji verimliliğini ve sağlık riskini birlikte değerlendirecektir. Hesaplama aracı [9], Türk Tesisat Mühendisleri Derneği internet sitesinde erişilebilir durumdadır.

Tablo 17.2: CO_2 Seviyesi ve Maruziyet Süresine Göre Oluşabilecek Semptomlar

Taze Hava Debisi [m^3/h]	Olasılık [%]	Yeni Vaka [kişi]
200	10,6	15
1.000	2,2	3
2.500	0,9	1,2
5.000	0,4	0,6

ASHRAE, Standart 62'ye ek olarak, İHK ve enerji yönetimi için geçerli olan iki standart daha yayımlamıştır. Standart 55, ısıl konfor şartlarını ve Standart 52 hava temizleme cihazlarının temizleme verimliliğini test etme yöntemlerini açıklar. Isıl konfor ve İHK birbiriyle ilişkilidir. Enerji yöneticisi olarak bir mahalde ısıl konfor ve İHK koşullarının birlikte sağlanması gerekmektedir. Isıl konfora etki eden başlıca parametreler ortam sıcaklığı, bağıl nem, hava hızı, metabolizma hızı ya da aktivite durumu ve kişinin üzerindeki kıyafetlerin miktarıdır.

Standart 52 kullanıcılara havadaki partiküllerin uzaklaştırılmasında değişen verimliliğe sahip filtrelerinin seçimi için basitleştirilmiş bir yöntem sağlamak amacıyla oluşturulmuştur. Filtre verimliliklerinin belirlenmesi iki ana değişkenle ilişkilidir. Bunlar, hava akımından uzaklaştırılacak parçacıkların boyutu ve filtre malzemesinin temizliğidir. Filtreler yeni olduklarında minimum verimlilikte çalışır. Bu standart, filtre malzemesini ömrü boyunca (temizden kirliye) yakaladığı farklı partikül boyutları için 'minimum verimlilik derecelendirme değerine' (MERV) dayalı olarak sınıflandırır. Çoğu ticari uygulama için minimum MERV değeri 6'dır. Bu filtre, çapı 3 ile 10 mikron arasında değişen parçacıkları minimum %35-50 verimle yakalayacaktır. Pileli filtre verimleri MERV 8'e kadar, kutu filtreler MERV 10-14 arasında ve torba filtreler MERV 11-16 arasındadır. En yüksek MERV derecesi 20'dir. Ancak, filtrelerde kirlenme arttıkça mahale verilen debide azalma olacağı dikkate alınmalıdır. Debinin azalması ise İHK problemleri ile sonuçlanabilir. Hastaneler gibi belirli mahallerde belirli sayıda saatlik hava çevrim sayısının belirlendiği ortamlarda bu değer kritik bir etkiye sahip olabilir. Filtrelerin sınıflarının belirlenmesinde farklı uluslararası standartlar bulunmaktadır. ISO16890 Avrupa'da kullanılan güncel standarttır. EN 779 2012 bu güncel standarttan önceki standarttır ve MERV ABD'de kullanılan standarttır. Tablo 17.3 bu standartlardaki sınıfların birbirlerine göre karşılaştırmasını yapmaktadır. EN 779 da özellikle HVAC sektöründe yerleşmiş kalıpları olması nedeni ile kullanımdadır. EN 779'a göre G1-G4 arasındaki filtreler MERV 1-8, M5 ve M6 sırasıyla MERV 9-10 ve 11-12, F7-MERV 13, F8-MERV 14 ve F9-MERV 15 olarak değerlendirilmelidir. Bu filtre sınıflarına ek olarak özellikle temiz oda uygulamalarında kullanılan tutma verimleri çok yüksek filtreler de bulunmaktadır. E10-12, H13-H14 ve U15-17'ye karşılık MERV 17-20 sınıfları bulunmaktadır. Bu tip filtrelere HEPA (high efficiency particulate air filter) veya ULPA (ultra low particulate air) filtreler de denilmektedir.

Tablo 17.3: MERV ve ISO Filtre Sınıflarının Karşılıkları

ASHRAE MERV (Standart 52.2)	ISO 16890
1-6	ISO Coarse (kaba)
7-8	ISO Coarse >%95
9-10	ePM_{10}
11-12	$ePM_{2,5}$
13-16	ePM_1

Enerji yöneticileri, belirtilen minimum havalandırma debilerine uymanın tek başına bir binada sağlıklı veya konforlu koşulların var olacağını garanti etmeyeceğinin farkında olmalıdır. İHK'nin mekaniği daha karmaşıktır. Havalandırmanın kalitesi ve miktarı, kabul edilebilir İHK sağlamanın büyük bir parçası olsa da İHK, minimum miktarlarda temiz dış hava sağlamaktan daha fazlasını içermektedir.

17.2. İç Hava Kalitesinde Temel İlkeler

17.2.1. Tüm İHK Sorunlarının Temel Nedeni

Tüm İHK sorunlarının ortak temel nedeni, havadaki kirleticilerin konsantrasyonunun artmasıdır. Bu hava kaynaklı kirleticiler, bina içinde bu kirleticilerin konsantrasyonunu artıran koşullar oluştuğunda duyarlı bina kullanıcılarında reaksiyonlara neden olabilir. Genel olarak sorunun altında yatan neden havalandırma debisindeki azalma, havadaki kirleticilerin artan konsantrasyonu ya da her ikisidir.

Havalandırma debisindeki azalmaya bir örnek, minimum hava debisi ayarı olmayan VAV (değişken hava hacmi) damperinin, ortamdaki termal şartlar istenilen seviyeye ulaştığında tamamen kapatılarak havalandırmaya engel olmasıdır.

Artan kirletici konsantrasyonuna bir örnek ise, bir ofis alanının konferans odasına dönüştürülmesi ve bir ya da iki kişi için tasarlanmış alana, örneğin 12 kişinin yerleştirilmesi olabilir. Bu esasen binalarda sıklıkla karşılaşılan bir sorundur. Binanın ilk projesinde belirli bir amaca hizmet etmek üzere tasarlanmış olan mahal ve mekanik iklimlendirme sistemi sonradan mahalin farklı bir amaca hizmet edecek biçimde değiştirilmesi ancak iklimlendirme sisteminde hiçbir değişiklik yapılmaması ile sonuçlanmaktadır. Örneğin mahalin ikiye bölünmesi araya yalnızca bir basit duvar örülmesi ile sağlanabilir ancak, besleme ve emiş difüzörlerinin iki farklı alanda kaldığını düşünelim. Bu durumda besleme difüzörünün kaldığı alan sürekli pozitif basınçta kalacak ancak mahaldeki kirli havanın yalnızca kapıdan koridora sızan miktarla sınırlı olması sonucunu ortaya çıkaracaktır. Emiş menfezinin kaldığı oda ise sürekli olarak negatif basınçta kalacaktır. Böylece bu odayı kullanan kişi sürekli baş ağrısı şikayetinde bulunacaktır. Bunun gibi birçok örnek sıralanabilir. Ancak, burada dikkat edilmesi gereken konu bina içinde bir mimari değişiklik yapılması gerektiğinde mekanik sistemlerin durumunun da dikkate alınması gerekliliğidir. Yukarıdaki örnekte sorunun çözümü oldukça basittir. Yalnızca kanal sisteminde yapılacak tadilatlarla sorun çözülebilir. Ancak, bu genellikle hep ihmal edilir.

VAV ve mimari değişiklik örneklerinde bina kullanıcılarının (çoğunlukla CO_2 ve su buharı) emisyonları, bazı konfor eşiklerini aşan seviyelere yükselebilir. Söz konusu kirleticiler, küf veya solventler gibi alerjen veya toksik ise, sağlık endişelerine bağlı olarak bina kullanıcılarının göstermesi muhtemel reaksiyonları daha güçlü olabilir.

17.2.2. İHK'nin Mekaniği

Bir binanın İHK'sinin kabul edilebilirliğini belirleyen üç temel faktör insanlar, çevresel yollar ve kirleticilerdir. Bu basit konsept, İHK yönetimi, problem çözme ve problemden kaçınmanın arkasındaki temel fikirdir. Burada açıklandığı gibi bu kavram ve uygulamaları hakkında bilgi sahibi olmak, enerji yöneticilerinin önceden var olan İHK problemlerinin çoğunu belirlemesine, diğerlerini araştırmasına ve enerji yönetimi programlarının planlanması ve uygulanmasında gelecekteki İHK sorunlarından kaçınmasına olanak tanır.

İnsanlar

İlk İHK faktörü olan insanlar hakkında anlaşılması gereken en önemli kavram, kabul edilebilir İHK'nin öznel bir ölçüm olduğudur. Sadece bina kullanıcıları tarafından kabul edilebilir olduğunda geçerlilik kazanır. Mühendisler, çoğunlukla insanların beklentilerini karşılayacağını bildikleri havalandırma debileri, filtreleme seviyeleri, nem ve sıcaklık kontrolcüleri tasarlayabilir. İHK'nin kabul edilebilirliğini değerlendiren bina kullanıcılarıdır.

Enerji yönetimi için bina sistemlerini ve operasyonel parametreleri değiştirdiğimizde, İHK'yi de etkileyen herhangi bir değişiklik bu öznel izleyici tarafından değerlendirilecektir. İnsanlar, bina içindeki biyolojik İHK monitörleridir. Bunlar arasında, çevrelerine karşı daha hassas olan ve havadaki kirletici konsantrasyonlarındaki artışları ilk tespit eden daha küçük bir alt küme bulunabilir. Bunlar genellikle alerjisi olan veya bağışıklık sistemi zayıf kişilerdir. Havadaki kirletici konsantrasyonları artmaya devam ettikçe, bina nüfusunun daha büyük bir yüzdesinin etkileri hissetmesi ve buna göre tepki vermesi beklenebilir. ASHRAE Standart 62 Bölüm 2, kabul edilebilir İHK'nin öznelliğini tam olarak tanımlamaktadır.

2.5. Aşağıdaki nedenlerden bir veya daha fazlası nedeniyle bu standardın gerekliliklerini karşılayan tüm binalarda kabul edilebilir İHK elde edilemeyebilir:

a. İç ortam havasındaki kaynak ve kirleticilerin çeşitliliği,
b. Hava sıcaklığı, nem, gürültü, aydınlatma ve psikolojik stres gibi iç mekan hava kalitesinin kullanıcılar tarafından algılanmasını ve kabul edilmesini etkileyebilecek diğer birçok faktör,
c. İnsanların duyarlılık aralığı,
d. Binaya getirilen dış havanın kabul edilemez veya yeterince temizlenmemiş olması.

Enerji yöneticilerinin ilgi alanı olan çoğu bina dolu olacağından, bina kullanıcılarını içeren bu öznel İHK göstergeleri yönetilmesi gereken üç İHK faktörünün en zorlusunu temsil eder.

Buradaki anahtar husus, üç temel İHK faktöründen insan, kontrol edilemeyen tek faktördür, enerji yönetimi önlemlerinin İHK'yi olumsuz etkilemeye başladığını bize ilk söyleyenler bina kullanıcıları olacaktır ve bu şikayetlerin alınmasından sonra hızlı ve etkili bir şekilde cevap verilmelidir.

Çevresel Yollar

Bu ikinci İHK faktörü, HVAC sistemini ve bir kirleticinin kaynağından bina kullanıcılarının solunum bölgesine ulaşabileceği çevresel yolları içerir. İHK perspektifinden bakıldığında HVAC sistemi, sorunun nedeni veya tedavisi olarak ele alınabilir. HVAC sistemi binadaki havalandırmayı, filtrasyonu, sıcaklığı ve nemi kontrol ettiğinden, birçok İHK probleminin kaynağıdır. Aslında, 1.200'den fazla İHK incelemesiyle edinilen deneyime göre HVAC sistemi, incelenen binaların %70'inden fazlasında sorunun kendisi ya da soruna katkıda bulunan bir etkendir. Buradaki önemli nokta, HVAC sistemiyle ilgili herhangi bir enerji tasarrufu önleminin, potansiyel İHK etkileri açısından dikkatlice incelenmesi gerektiğidir. Aşağıda, İHK sorunlarının HVAC ile ilişkili ana nedenleri yer almaktadır. Bu HVAC parametrelerini değiştiren enerji yöneticileri, İHK problemlerine yol açma potansiyeline sahiptir.

Havalandırma
Taze hava sağlanmasındaki kesintiler veya azalmalar, kirletici kaynak seviyelerinde artış olmasa bile havadaki kirleticilerin konsantrasyonunun artmasına neden olabilir.

Sıcaklık
İç ortam sıcaklığındaki değişkenlik, bina kullanıcılarının iç mekan hava kalitesine ilişkin algılarında önemli bir rol oynayabilmesine rağmen, genellikle İHK sorunlarına neden olmaz. Bina kullanıcılarının algılama aralığının dışındaki yüksek sıcaklıklar, artan iç mekan kirletici seviyeleri için tepki eşiğini düşürme eğilimindedir. Tersine, daha düşük hava sıcaklıkları genellikle daha temiz hava olarak algılanmaktadır.

Nem
Binalarda uzun süreli yüksek nem, küf oluşumuna neden olabilir. Bu, çevreleyen havanın çiy noktası sıcaklığının altında sıcaklığa sahip yüzeylerdeki yoğuşmadan veya onları çevreleyen hava ile aynı nem miktarına sahip yapı malzemelerinden kaynaklanan yüksek yüzey nem seviyelerine (denge bağıl nem) kadar bir dizi mekanizma yoluyla gerçekleşebilir. Karbon bazlı yapı malzemeleri (veya kir) ile birlikte serbest su kaynağının mevcudiyeti, bir binada küf gelişimi için gerekli mekanizmayı sağlar. Binaların içindeki küf oluşumu, havadaki alerjenlerin iç mekan konsantrasyonlarını artıran küf sporlarını solunum bölgesine taşıyabilir.

Filtrasyon
Yetersiz filtreleme ve dış ortam havasının yetersiz temizlenmesi, iç mekan hava kaynaklı kirleticilerin seviyelerinin artmasına neden olabilir.

Hava Hızı
Sıcaklıkta olduğu gibi, hava hızı iç mekan kirletici seviyelerinde doğrudan yükselmelere neden olmaz, ancak bina kullanıcılarının konfor algısını ve İHK'nin kabul edilebilirliğini etkileyebilir. Tersine, daha düşük sıcaklıklara sahip yüksek hava hızı, bina kullanıcılarının aşırı soğutma nedeniyle olumsuz tepkilerine neden olabilir.

Taze Hava Alış Menfezleri
Taze hava alışlarının konumu, dış hava kirleticilerinin HVAC sistemine girişi ve artan iç kirletici seviyeleri (araç egzozu, acil durum jeneratör egzozu, çöp kutusu kokusu, soğutma kulesinden su sürüklenmesi vb.) açısından kritik olabilir. Ayrıca yapraklar, kuş pislikleri, kar ve yağmur için birikme noktası olabilir ve böylece taze hava alış noktaları da kirletici kaynakları olabilir. Bu nedenle, enerji yöneticisi, binasındaki merkezi iklimlendirme sistemlerinin taze hava alış noktalarının konumlarını bilmeli ve bu bölgenin herhangi bir kirletici kaynağından beslenmemesini sağlamalıdır.

Bina Kabuğu
HVAC sistemine ek olarak, bina kabuğu (dış duvarlar, pencereler ve çatı sistemi) da bir kirletici kaynağı olabilir. Çoğu bina dış cephe kaplama sistemi, yağmur suyunun ve nemin dış duvar boşluğundan tahliyesine izin verir. Sonuç olarak, dış duvar boşlukları, filtrelenmemiş ve nemli havanın binaya girmesi için istenmeyen bir yol sağlayarak yapı içindeki diğer boşluklara iletilmesine neden olabilir. Buna ek olarak, bina boyunca nemli havayı ve kirleticileri taşımaya yarayan basınç dengesizlikleri (rüzgar kaynaklı basınç farklarından, asansör boşluklarından, dönüş havası plenumlarından ve egzoz kanallarından) mevcut olabilir. Duvardaki çatlaklar, kalafatsız pencere kaplaması veya hasarlı çatı kaplaması gibi çözülmemiş bakım sorunları nedeniyle de kontrolsüz hava hareketleri gelişebilir. Binadaki bu kontrolsüz hava akışları, binanın hem dışından hem de içinden kirletici kaynaklarının gizli dağıtım kanalları olarak hizmet edebilir. Bu sızıntı (infiltrasyon) sorunlarını azaltmak, enerji kullanımını da azaltabilir. İnfiltrasyonla gerçekleşen ısı kaybı toplam ısı kaybının yaklaşık %15'ini oluşturmaktadır.

Kirleticiler

Bu üçüncü İHK faktörü, tüm İHK şikayetlerinin altında yatan nedeni temsil eder. İç ortam havasındaki artan kirletici konsantrasyonları, tüm İHK sorunlarının, çözümlerinin ve önleme çabalarının temel kaynağıdır.

Basit olarak üç sınıf iç mekân kirleticisi tanımlayabiliriz. Partiküller, biyoaerosoller ve gazlar. Havadaki partiküller, biyoaerosoller ve gazlar arasındaki ayrım, bunların nedenlerini, kökenlerini ve kontrol stratejilerini belirlemede önemlidir.

Partiküller
Partiküller havada dağıldıklarında aerosol olarak adlandırılır. Bu kirletici sınıfı, çapı 0,3 mikron olan asbest liflerinden çapı 10 mikronun üzerinde olan görünür toza (insan saçının çapı 100 ila 150 mikrondur) kadar geniş bir partikül boyutunu kapsar. Bir parçacığın boyutu, insan solunum sisteminin neresine ve ne kadar derine nüfuz edip birikebileceğini belirler. EPA (Environmental Protection Agency), akciğerlere nüfuz edebilen solunabilir partiküllerin medyan (orta değer) çapını 2,5 mikron ($PM_{2,5}$) olarak tanımlar.

Biyoaerosoller
Bunlar havadaki biyolojik kökenli partiküllerdir. Bunlara virüsler, bakteriler, mantar sporları (küf), polen ve hayvan tüyü dahildir.

Biyoaerosoller ile ilgili sorunların çoğu, organizmalar (mantarlar) iç mekanlarda ıslak organik malzeme üzerinde büyüdüğünde ve sporlarını iç mekân havasına dağıttığında ortaya çıkar. Küf oluşumu için dört gereklilik; uygun sıcaklık (insanlarla aynı), küf sporları (nemli ortamlarda bulunur), bir besin kaynağı (herhangi bir karbon bazlı yapı malzemesi veya kir) ve sudur. Bu dört unsurdan su (rutubet/nem), binaların içinde küf oluşumunu önlemek için kontrol edebileceğimiz tek unsurdur.

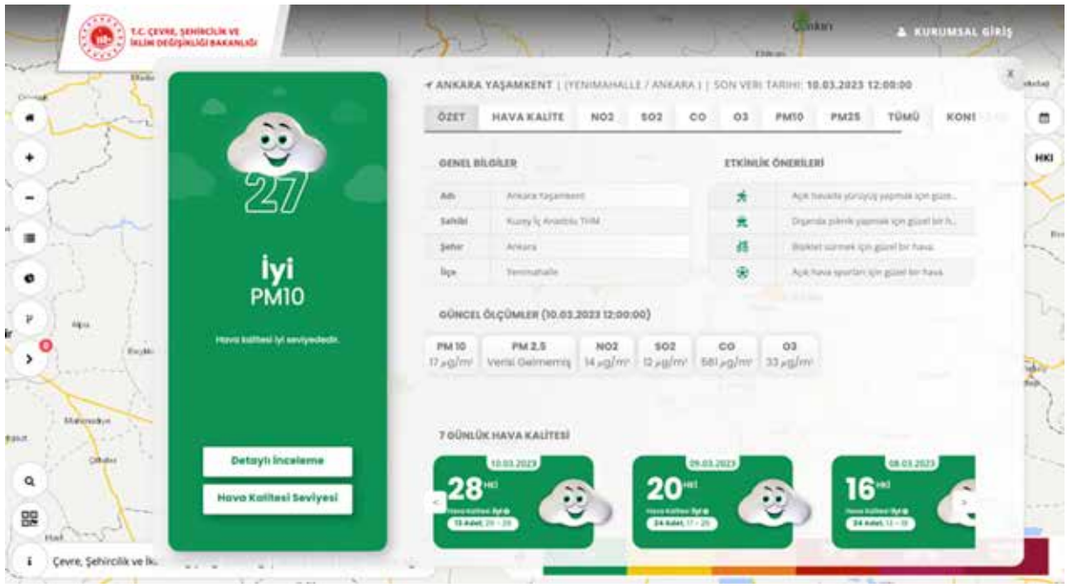
Gazlar ve buharlar
Gazlar havadaki kimyasal kirleticileri de içerebilir. Ortam koşullarında doğal olarak gaz fazında veya normalde sıvı veya katı halde bulunup kolaylıkla buharlaşabilecek fazda da yer alabilirler.

İç ortamdaki kimyasal gazlar, solvent bazlı yapı malzemeleri ve temizleyicilerden kaynaklanan inorganik gazları (ozon, nitrojen dioksit, radon, karbonmonoksit ve karbondioksit) ve uçucu organik bileşik gazları (VOC) içerir.

Dış Hava Kirleticileri

Bu kirleticiler hem doğal hem de insan yapımı kirleticileri içerir. Deniz serpintisi, ağaç poleni ve küf sporları gibi doğal oluşumlar, dış havadaki bu kirleticiler için bir temel oluşturabilir. İnsan yapımı dış hava kirleticileri, endüstriyel süreçlerden, enerji santrallerinden, ulaşımdan ve inşaattan kaynaklanabilir. Bunlar karbondioksit, karbonmonoksit, metan, karbondisülfat ve kükürtdioksit içerebilir. Buradaki endişe, bu dış kirleticilerin artması ve iç ortama taşındığı süreçtir.

EPA (Çevre Koruma Ajansı), bir dizi dış mekan kirleticisini ölçüt kirleticiler olarak tanımlamıştır. Liste, asılı partikül madde (PM_{10}), kurşun partikül madde, ozon, azotdioksit, kükürtdioksit, karbonmonoksit ve toplam hidrokarbonları içerir. Çevre Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı hava kalitesi indeksini internet üzerinden erişime açmıştır. [10] Buna göre hava kalitesi, bir renk skalası ile kirleticilerin saatlik (CO ve O_3 8 saatlik, PM_{10} 24 saatlik) ortalamalarına göre belirlenmiştir. AB ülkelerinde de aynı skalaya ve limit değerlere göre ölçüm gerçekleştirilmektedir. Örneğin, PM_{10} için ulusal limit değer 70 µg/m³ iken AB ülkelerinde bu limit 50 µg/m³'tür. Kirletici maddelerin kaynakları ve sağlık etkileri de aynı internet sayfasında bulunabilir. Hava izleme aracında harita üzerinde ölçüm noktaları ve alınan değerler izlenebilir ve rapor alınabilir. Bu sayfadan, Ankara Yaşamkent için 10.03.2023 tarihli alınan özet bilgi ekran görüntüsü Şekil 17.1'de gösterilmiştir. Bu raporda her bir kirletici madde için saatlik çubuk grafiği biçiminde alınan değerler de görülebilir. Şekil 17.2, aynı raporda PM_{10} konsantrasyonunun değişimini göstermektedir.



Şekil 17.1: Hava İzleme İnternet Sayfasından Alınan Özet Rapor Ekran Görüntüsü [11]

Şekil 17.2: PM_{10} Konsantrasyonları Grafiği (72 saatlik) [11]

Dış hava kirletici konsantrasyonlarının bina kullanıcıları için önemi büyüktür. Bu nedenle, enerji yöneticisi dış hava kirletici konsantrasyonlarını ve sorumluluk alanındaki (bina-sanayi) iklimlendirme sistemlerinin durumunu birlikte değerlendirmelidir. Dış hava kirleticilerinin bazı etkileri aşağıdaki gibidir.

1. Dış hava kirleticileri iç mekana girebilir ve iç mekan kirleticileriyle birleşebilir.
2. Uygun filtre seçilirse, dış hava partikülleri etkin bir şekilde filtrelenebilir. Bununla birlikte, dış havadaki gaz fazındaki kirleticiler çok daha fazla problem teşkil eder ve uzaklaştırılması pahalıdır.
3. Yüksek düzeyde kirletici içeren dış hava ile seyreltme amaçlı havalandırma etkili olmayacaktır.

İç Mekan Hava Kirleticileri

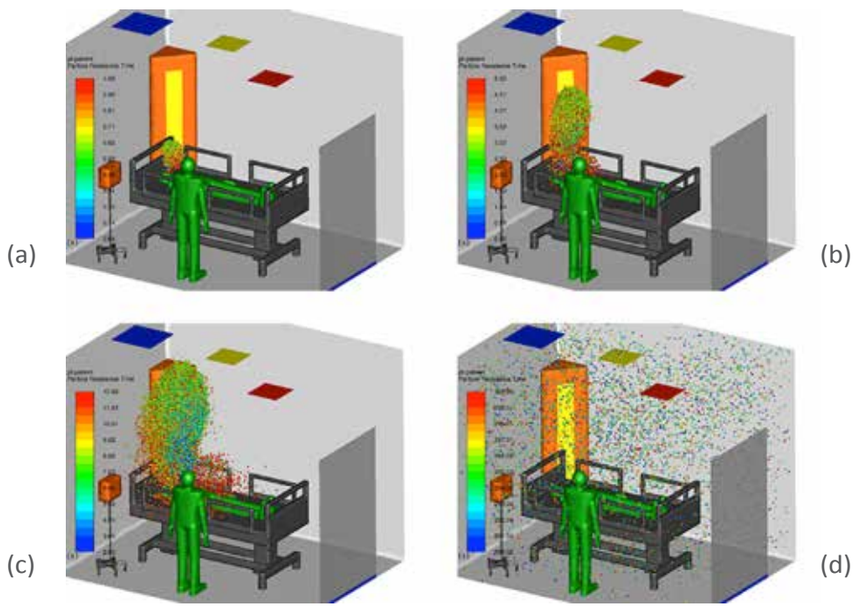
İç mekan hava kirletici kaynakları, insanlardan (karbonmonoksit, tütün dumanı), yapı ürünlerinden (uçucu organik bileşikler, formaldehit), HVAC sistemlerinden (fiberglas yalıtım lifleri, küf oluşumu, bakteri, lejyonella), bina sistemlerinden (gazlı ısıtıcılar, kazanlar) ve temizlik ürünlerinden (çözücüler) kaynaklanan emisyonları içerir. İç mekan hava kirleticilerinin üç ana sınıfını (partiküller, biyoaerosoller ve gazlar) ve bunların iki ana kaynağını (dış mekan veya iç mekan) anlamak, etkili kontrol stratejileri geliştirmenin anahtarıdır.

17.2.3. İç Mekan Kirleticileri İçin Kontrol Stratejileri

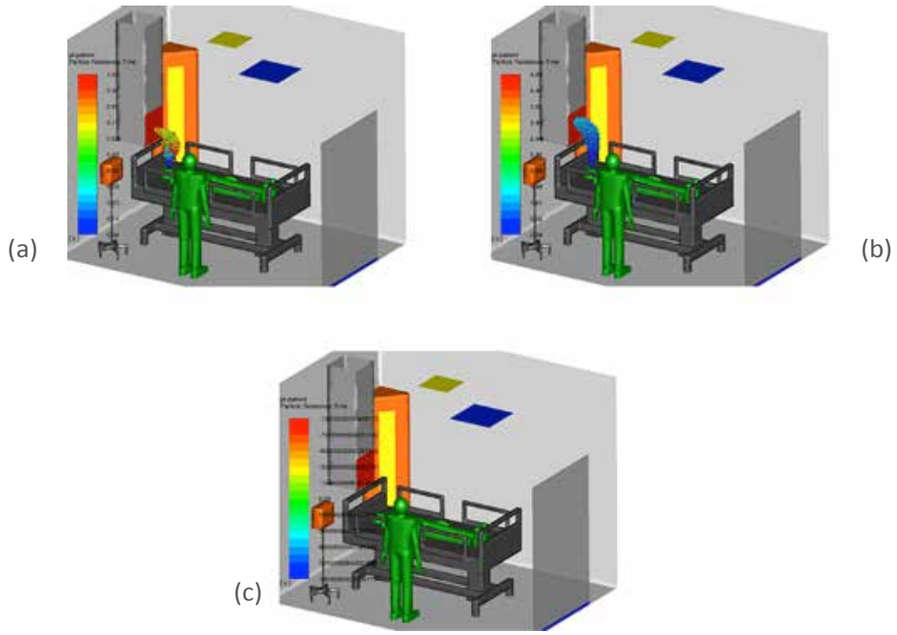
Tüm İHK sorunlarının altında yatan neden, binanın içindeki veya dışındaki bazı kaynaklardan gelen havadaki artan miktarda kirletici maddelerdir. Bu kirletici ve kaynağı belirlendikten sonraki adım, mümkünse bu kirletici konsantrasyonlarını ortadan kaldırmak veya kabul edilebilir seviyelere düşürmek için bir kontrol stratejisi seçmektir. Bunu başarmak için kullanılabilecek üç temel strateji vardır.

- Kaynağın bertaraf edilmesi
- Filtreleme
- Seyreltme amaçlı havalandırma

Kaynağın bertaraf edilmesi, havadaki kirleticileri sürekli olarak filtreleme veya havalandırma ihtiyacını ve maliyetini ortadan kaldırdığı için en iyi uzun vadeli yaklaşımdır. Ancak, kaynağın bertarafı her zaman mümkün veya pratik olmayabilir. Örneğin, bazı yapı ürünleri (kaplamalar ve mobilyalar) ve süreçler (operasyonlar ve temizlik) gibi, insanlar da binalardaki kirletici kaynaklardır. Kirletici seviyelerinin yüksek olduğu dış ortam havası da kaynağın bertarafı hususunda kontrol edilemeyen kirleticilere bir örnektir. Biyoaerosoller ve iç mekanda üretilen havadaki diğer partiküller veya gazlarla mücadelede kaynağın bertarafı tercih edilen yaklaşımdır. Kaynağında bertaraf ile ilgili olarak pandemi döneminde yapılmış birçok çalışma bulunmaktadır. Yoğun bakımlarda yapılacak bir düzenleme ile kaynağında bertarafın önemi ortaya koyulmuştur. Yoğun bakımlarda tekli odalarda hasta başına yakın bir bölgeden yapılan emiş partiküllerin odaya yayılma düzeyini önemli ölçüde azaltmıştır. Şekil 17.3, klasik bir yoğun bakım odasını göstermektedir. Tavandaki duvara yakın mavi kare besleme havasını, kırmızı kare ise egzoz menfezini göstermektedir. Hastanın öksürmesi ile partiküllerin 300 saniye boyunca odadaki dağılımı gösterilmiştir. Şekil 17.4'te ise besleme ve egzoz menfezlerinin hem yerleri değiştirilmiştir hem de egzoz menfezi hasta başına yakın bir konuma alınmıştır. Bu durumda 300 saniye sonunda mahaldeki partikül konsantrasyonu ilk duruma kıyasla oldukça azaltılmıştır. Bu sonuçlar, kirleticinin kaynağında bertaraf edilmesinin önemini ortaya koymaktadır.



Şekil 17.3: Klasik Yoğun Bakım Odasında Farklı Zamanlarda Partikül Dağılımı
(a) t=1 s, (b) t=5 s, (c) t=12 s ve (d) t=300 s [12]



Şekil 17.4: Kaynağında Bertaraf İçin Egzoz Menfezinin Hasta Başına İndirildiği Durumda Partikül Dağılımı
(a) t=1 s, (b) t=5 s ve (c) t=12 s [12]

Filtreleme, dış havadaki partikülleri temizlemek için en iyi yaklaşımdır. Ayrıca, iç mekan kaynaklarından (biyoaerosoller dahil) gelen partikülleri de azaltacaktır, ancak bunu partiküller insanların solunum yaptığı bölgeye girmeden gerçekleştiremeyecektir. Kaynağın bertarafı, pratik olduğunda tercih edilen partikül uzaklaştırma stratejisidir. Uluslararası standartlar değişen partikül boyutlarına bağlı olarak filtre verimlilikleri için sınıflandırma sağlamaktadır. Partiküllerin filtrasyonu, gazların iç ortamdan uzaklaştırılmasında etkili değildir. Gazların da filtrasyonu mümkündür ancak çok pahalıdır ve koku oluşturan gazların giderilmesi bina kullanıcıları için önemlidir. Gaz halindeki kirleticiler için tercih edilen strateji, kaynağın bertarafı, lokal egzoz veya seyreltme amaçlı havalandırmadır.

Seyreltme amaçlı havalandırma son çare olarak kullanılan bir kontrol stratejisidir. Kirletici kaynakların bertaraf edilemediği durumlarda (insanlar veya bazı yapı ürünleri gibi) kullanılır. Taze hava miktarının artırılacak olması bu havanın da iklimlendirilmesini gerektireceği için (ısıtılması veya soğutulması ve neminin alınması ve filtrelenmesi) en pahalı kontrol stratejisidir. Taze hava debileri, enerji tüketimi ile İHK arasında gerekli dengeyi sağlamaktadır. Lokal egzoz havalandırması, mutfaklar, tuvaletler ve kapalı otoparklardaki iç mekan kirleticilerini kaynağında bertaraf etmek için de etkin bir şekilde kullanılabilir.

Durum için en iyi iç mekan kirletici kontrol stratejisini seçerken, kaynağın bertarafı veya azaltılması ile başlanabilir. Bu mümkün veya pratik değilse, filtreleme düşünülmelidir. Havalandırma ve lokal egzoz, en çok bertaraf edilemeyen veya yeterince azaltılamayan kirletici kaynaklar için kullanılabilecek bir strateji olabilir.

17.2.4. İHK Araştırmaları

İHK = P_1 (insanlar) + P_2 (çevresel yollar ya da taşıma mekanizmaları) + P_3 (kirleticiler) temel İHK formülünü benimseyerek, karşılaşabileceğimiz çoğu İHK sorununu belirlememize ve araştırmamıza yardımcı olması için bu üç ana faktör kullanılabilir. Havadaki kirleticileri ve izledikleri yollar belirlendiğinde, problemi çözmek için gerekli kontrol stratejisi de tespit edilebilir.

Genel olarak izlenen iki temel strateji ile İHK araştırmalarına yönelik bir dizi farklı yaklaşım vardır:

1. Profesyonel odak noktası bina kullanıcılarının sağlığı ve güvenliği olan hijyen uzmanları (iş ve işçi sağlığı birimleri veya hastane binalarında enfeksiyon kontrol komiteleri gibi), sorunu araştırmak amacıyla genellikle insanları ve hava kaynaklı kirleticilerin belirlenmesini ön plana çıkaran bir strateji izleyecektir.
2. Mühendisler, genellikle örnekleme ve analizin aksine, havadaki kirletici kaynaklarını ve havanın etkilenen bina kullanıcılarına ulaşma yollarını (örneğin, HVAC sistemleri) belirlemeye odaklanarak farklı bir yaklaşım benimser.

Her iki stratejinin de çözümde yeri vardır. Mühendisler bu stratejiyi araştırma hızına, düşük maliyetine ve HVAC sistemlerinin İHK sorunlarında önemli bir rol oynamasına dayanarak kullanır.

İş ve işçi sağlığı birimi yaklaşımı, mühendislik stratejisi kirletici kaynağını hızlı bir şekilde belirleyemediğinde benimsenmiştir. Bu durumda, iç mekan hava kaynaklı kirletici kaynakların ölçümleri, incelemenin ilerleyen aşamalarında gerçekleşir. Bu sonuçlar, binanın şikayete konu edilmeyen alanlarındaki ve dış ortam koşullarındaki örnek sonuçlarla karşılaştırılır.

EPA, ayrıca İHK araştırmalarına yönelik, bina kullanıcıları (P_1), taşıma mekanizmaları (P_2) ve kirletici kaynakları (P_3) arasındaki etkileşimleri dikkate alan hibrit bir yaklaşım geliştirmiştir. Building Air Quality İHK kılavuzunda EPA, bina kullanıcılarının şikayetlerini, kirletici kaynaklarını ve taşıma mekanizmalarının envanterini çıkartan bir İHK araştırmasının başlatılmasını önerir. İHK etüdü sırasında bilgi toplanırken, şikayetler için hipotezler ve olası açıklamalar oluşturmaya yardımcı olabilecek örnekler aranmalıdır.

Kullanılan yaklaşımdan bağımsız olarak, herhangi bir İHK etüdünde yanıtlaması gereken ana sorular aşağıda özetlenmiştir.

- Temel İHK sorunu nedir? Etkilenen bina kullanıcılarının şikayetleri nelerdir?
- Hangi yeni veya konsantrasyonunda artış gözlenen kirletici kaynakları vardır?
- HVAC sistemi tasarlandığı gibi çalışıyor mu (havalandırma, nem, sıcaklık kontrolü ve basınçlandırma)?
- Havadaki kirleticiler etkilenen kişilerin bulunduğu alana/alanlara nasıl taşınmaktadır?
- Bu bulgular bina kullanıcılarının semptomlarıyla tutarlı mı?

Soruşturma süreci ne kadar açık ve şeffaf olursa bina kullanıcıları tarafından o kadar iyi karşılanacağı deneyimlenmiştir. Bina yöneticileri, bu bilgilerin bir kısmını veya tamamını bina kullanıcılarından saklamanın, onların sorumluluklarını korumaya yardımcı olacağına dair yanlış bir izlenime sahip olabilir. Deneyimler bunun tersinin doğru olduğunu göstermiştir. Bina kullanıcıları çözüleceğine inanana kadar İHK sorunu çözülmez. Bina kullanıcılarını süreç boyunca araştırma bulguları hakkında bilgilendirmek, İHK sorununun duygusal yönlerinin karşılanmasına büyük ölçüde yardımcı olacaktır.

17.2.5. İHK Çözümleri

İHK etüdünün sonuçları; etkilenen bina kullanıcıları, kullanıcıların binadaki konumları, şikayetleri, semptom tipleri, rahatsız edici hava kaynaklı kirleticileri, kaynakları ve bina içindeki hareket yollarını belirleyecektir. Bu bilgilerle bir kontrol stratejisi seçmeye hazır olunacaktır. Daha önce açıklandığı gibi, kirletici kaynağının bertaraf edilmesi veya azaltılması tercih edilen çözümlerdendir.

Kaynağın bertarafına iyi bir örnek küfün ortadan kaldırılmasıdır. Aşırı nem, küf oluşumunun altında yatan temel neden olduğundan, küfün, ıslak malzemelerin ve aşırı nemin kaynağının uzaklaştırılması gerekir. Bu çalışma için en iyi referanslardan biri, Institute of Inspection, Cleaning, and Restoration Certification (IICRC) isimli kuruluşun S520 no'lu ve ***Standard and Reference Guide for Professional Mold Remediation*** adlı standardıdır.

Kirletici kaynağın bertarafı mümkün veya pratik olmadığında, sorunu çözmek için filtreleme veya seyreltme amaçlı havalandırma stratejileri değerlendirilebilir.

İHK problemlerine çözümler geliştirirken, sorunun altında yatan nedenin tesisin tasarımı, inşası (veya renovasyonu), işletilmesi veya bakımı sırasında ortaya çıkmış olabileceğini de anlamak önemlidir. Tasarım hataları ve eksiklikleri ve inşaat kusurları, binalarda bazen büyük sonuçlarla birlikte birçok İHK sorununa yol açabilir. Binalarda yapılan renovasyon faaliyetlerinin binanın kullanılan bölümlerine bitişik olduğu durumlarda söz konusu inşaat kaynaklı İHK sorunları yaygındır. Bu faaliyetler sonucu kirleticiler binanın kullanılan bölümlerine hava hareketleri sonucu taşınacaktır.

İHK sorunları bina işletiminden ve bakımından/bakım eksikliğinden de kaynaklanır. Özellikle HVAC sistemlerinde ertelenmiş bakım programına sahip binalar, İHK sorunlarına adaydır. Son olarak, enerji verimliliği ve yönetimi önlemleri konusundaki süreçler, İHK denklemi (İHK = P_1 + P_2 + P_3) veya bina içindeki mevcut İHK koşulları üzerindeki etkileri tam olarak dikkate almadığında, İHK ile ilgili sorunları da tetikleyebilir.

17.2.6. Ne Zaman Yardım Alınmalıdır?

Genellikle bina kullanıcılarının yalnızca küçük bir yüzdesi semptomlar (rahatsızlık, koku algılama veya sağlık etkileri) yaşadığını iddia ederken, bina nüfusunun çoğunluğu etkilenmemiş görünebilir. Etkilendiğini iddia eden kişiler, zaman geçtikçe şikayetlerini daha fazla dile getirecek ve semptomlarını diğer kullanıcılarla tartışacaktır.

İHK sorunları, öncelikle etkilenen kişiler tarafından sağlık tehdidi olarak algılanmaları nedeniyle, bina ile ilgili diğer sorunların çoğundan çok farklıdır. Bu nedenle mümkün olan en kısa sürede yardım istemekte fayda vardır. Sorunu çözmeye yönelik ilk çabalar başarılı olmadıysa (genellikle ilk şikayetlerin alınmasından sonraki 48-72 saat içinde), bu durumda İHK odaklı bir HVAC mühendisi veya HVAC sistemlerine hakim iş ve işçi sağlığı uzmanıyla iletişime geçmek uygun bir hareket tarzı olacaktır. Bu hizmetin maliyeti, birden fazla denemeden sonra sorunu çözmemenin olası dezavantajı ile karşılaştırıldığında nispeten küçüktür. Sağlıkla ilgili şikayetler ciddi nitelikteyse, binanın etkilenen alanlarının tahliye edilmesi ve profesyonel bir üçüncü taraf denetimi yapılması gerekebilir. Sağlık sorunlarını bildiren herkes tıbbi yardım almalıdır. Bu tarz büyük olaylara genellikle hastanelerde rastlanmaktadır. Örneğin lejyonella yaygın olarak görülmeye başlandıysa ilgili birimin faaliyetlerine derhal son verilip gerekli tedbirlerin alınması gerekir. Bu nedenle, enerji yöneticisi, hastanelerde enfeksiyon kontrol komitesinin bir üyesi olmalıdır. Binalarda en önemli lejyonella kaynakları sıhhi tesisat, soğutma kuleleri, nemlendiriciler ve klima tesisatıdır. Lejyonella bakterisinin üremesi için uygun sıcaklık 25-45°C'dir. 45°C'nin üzerindeki sıcaklıklarda üremesi durur, 70°C'nin üzerinde ise hayatta kalamaz. Bu nedenle, özellikle sirküle edilen bir sıcak su tesisatı varsa belirli sürelerde sıcak su sıcaklığın 70°C'ye getirilmesi ve kullanım noktalarından suyun akıtılması gerekir. Bu yüksek sıcaklık bir enerji kaybı olarak değerlendirilmemelidir. Ayrıca, tesisatta oluşabilecek ölü bacaklar (kullanım dışı kalmış ya da körlenmiş boru tesisatı) uygun sıcaklık ve koşulları bulduğunda bu bakterinin üremesi için bir ortam sağlayacaktır. Enerji etüdünde lejyonella riski olan özellikle hastane gibi binalarda iklimlendirme sistemlerine ayrıca dikkat edilmeli ve tesisin lejyonella önlemleri incelenmelidir.

Dışarıdan bir uzmanla erken müdahalenin diğer yararı, etkilenen bina kullanıcıları nezdinde artan güvenilirliktir. Yönetimin sorunu ciddiye aldığı baştan anlaşılırsa, bina kullanıcılarının duygusal ve objektif olmayan birçok yanıtından kaçınılabilir. Ayrıca bu, denetim bulgularında yanlılık iddialarının önlenmesine yardımcı olacaktır.

Dışarıdan bir bağımsız bir uzmanın seçimi ve uygulayacağı protokoller önemlidir. Daha önce açıklandığı gibi, hem özel İHK eğitimine sahip HVAC mühendisleri hem de hijyen uzmanları, tipik olarak farklı stratejiler izlemelerine rağmen denetimi üstlenebilir.

İlk İHK araştırmasının bir parçası olarak iç ortam hava kirletici seviyelerinin örneklenmesi ve ölçülmesi önerilmez. Bunun birkaç nedeni vardır, bunlardan bazıları aşağıda listelenmiştir.

- Genel olarak, havadaki tüm bileşenleri analiz edip sınıflandırmaktansa iç mekan hava kirleticilerinin kaynağını bulmak daha verimli ve hızlıdır.
- Gazlar, partiküller ve biyoaerosoller için numune almanın tümü farklı ekipman ve analizler gerektirir. Hangi kirletici sınıfının rahatsız edici olduğu önceden biliniyorsa o kaynağı aramak daha kolay ve hızlıdır.
- Hava örnekleme sonuçlarının karşılaştırılacağı çoğu hava kaynaklı kirletici standardı, endüstriyel uygulamalarla ilgilidir. Bu seviyelere ticari veya kurumsal binalarda nadiren ulaşılır.
- Biyoaerosoller örnekleme sonucunun istatistiksel olarak geçerli olması, bina içinden ve dışından çok sayıda örnek alınması gerektirir. Bu sonuçların iyileştirme stratejisi, kapsamı veya gereksinimleri üzerinde kayda değer bir etkisi olmayacaktır.

17.3. İHK Enerji Yönetimi ve Dengeleme

Bu bölümün amacı, enerji yöneticilerinin binalarında ve tesislerinde yeni (veya mevcut İHK problemlerini şiddetlendirmeden) İHK sorunları yaratmadan işlerini gerçekleştirmelerini sağlamak üzere bazı temel konulara değinmektir. Şu ana kadar değindiğimiz ana İHK kavramlarını kısaca özetlersek;

1. Temel İHK denklemi:
   İHK = P_1 (insanlar) + P_2 (çevresel yollar-taşıma mekanizmaları) + P_3 (kirleticiler)
2. İç mekan hava kirleticileri:
   - Partiküller
   - Biyoaerosoller
   - Gazlar
3. Üç ana İHK kontrol stratejisi:
   - Kaynağın bertarafı (veya azaltma)
   - Filtreleme
   - Seyreltme amaçlı havalandırma (ve yerel egzoz)
4. İHK sorunlarının altında yatan nedenler:
   - Tasarım hataları veya eksiklikler
   - İnşaat kusurları
   - Uygun olmayan işletme ve bakım

Bu kavramlar daha sonra enerji yönetimine uygulanabilir. İlk olarak, binada herhangi bir enerji yönetimi çalışması yapılmadan önce, temel bir İHK araştırmasının yapılması tavsiye edilir. Bu, özellikle bina kabuğunu, HVAC sistemini, enerji yönetim kontrol sistemini, aydınlatma sistemini, kontrol sistemini ve binanın ve sistemlerinin işletilmesini ve bakımını etkileyen tüm enerji yönetimi ayakları için önemlidir. Bu süreç, enerji yönetimi önlemlerinin uygulanmasından önce hangi İHK koşullarının (ve problemlerin) mevcut olduğunu belirlemek için enerji yöneticisi ve bina yönetimi tarafından birlikte yürütülebilir. Temel durum araştırması asgari olarak, mevcut (çözülmemiş) İHK şikayetlerini gözden geçirmeli, temel sıcaklık ve nem verilerini almalı, HVAC sisteminin genel ve hijyen açısından durumunu incelemeli ve olası kirletici kaynaklarını belirlemelidir. Bu mevcut durum araştırması, bina sahibi ve yönetimi ile paylaşılmalı ve ele alınmalıdır. Bu araştırma, değişen koşullar veya İHK koşullarındaki olumsuz durumla ile ilgili gelecekteki iddialara karşı enerji yöneticisi için bir kıyaslama işlevi görür. Tasarlanan herhangi bir enerji verimliliği önlemi (EVÖ) havalandırma debilerini veya saatlik hava değişim sayılarını değiştirecekse test, ayar ve dengeleme (TAD) ölçümleri dikkate alınmalıdır.

İkinci olarak, bina havasındaki iç mekan hava kaynaklı kirletici konsantrasyonlarını artırabilecek potansiyel etkileri değerlendirmek için ilgili EVÖ gözden geçirilmelidir. Çoğu EVÖ uygun şekilde tasarlanıp kurulduğunda İHK üzerinde olumsuz bir etkisi yoktur ve aslında birçoğunun olumlu etkileri olabilir. Bazen enerji yönetimi önlemlerinin İHK'yi olumsuz etkileme potansiyeli açıktır ve diğer zamanlarda bunlar hemen göze çarpmaz. İç mekan kirletici yüklerini artırabilecek her koşulu göz önünde bulundurmak mümkün olmasa da enerji yönetimi ve İHK dengesi gibi kilit bir alanda kararlara rehberlik edecek bazı örnekler aşağıda sunulmaktadır.

Örnek 1 - Bina kabuğu

Bina kabuğunun performansını iyileştirmek için tasarlanan enerji verimliliği önlemleri, İHK sorunlarına yol açan, istenmeyen sonuçlara yol açabilir.

EVÖ

Kontrolsüz dış hava sızıntısının (infiltrasyon) ortadan kaldırılması.

İstenmeyen Sonuç

HVAC sistemi orijinal sızıntı durumuna göre dengelenmiştir ve daha sızdırmaz bir bina kabuğunun sonucu olarak toplam bina havalandırma debisi düşebilir. Bu, daha az seyreltme, daha yüksek kirletici konsantrasyonları veya binaya negatif basınç uygulanmasına ve pis su borularından veya çöp atma kanallarından havanın içeri çekilmesine neden olabilir.

EVÖ

Dış duvarlarda değişiklik (kaplama, yalıtım veya buhar bariyeri konumu).

İstenmeyen Sonuç

Çoğu dış duvar, suyun girmesine ve tahliye olmasına izin verir. Bu sistemdeki herhangi bir kesinti, duvar boşluğunda nem tutulmasına neden olarak küf oluşumunu teşvik edebilir. Kötü yerleştirilmiş buhar bariyerleri ayrıca dış duvarda yoğuşma oluşmasına neden olarak küf oluşumunu destekler.

Örnek 2 - HVAC Sistemleri

EVÖ

Taze hava debisinin azaltılması.

İstenmeyen Sonuç

Uluslararası standartlar doğal havalandırma sağlanmadığında izin verilen minimum havalandırma debileri için düzenlenmiştir. Havalandırma debilerinin azaltılması, kirletici kaynağının artmamasına rağmen iç mekan kirletici konsantrasyonlarını artıracaktır. Taze hava debisinin azaltılması, binanın basıncının düşmesi sonucunda (egzoz sistemleri çalışırken) sızıntının artmasına neden olabilir. Sıcak iklimlerde, sızan bu nemli hava soğuk yüzeylerde yoğuşarak su ve küf oluşumuna neden olabilir. Ayrıca talep bazlı havalandırma sistemlerinin kullanılması da dikkatle düşünülmelidir. Havalandırma ihtiyacını belirlemek için CO_2 ölçümü yapan sistemler, etkin bir şekilde çalışmak ve İHK sorunlarından kaçınmak için sürekli bakım ve kalibrasyon gerektirebilir. Yalnızca CO_2 ölçümüne dayalı işletilen sistemler diğer tüm hava kaynaklı kirleticileri dikkate almaz.

EVÖ

Soğutulmuş su sıcaklığının ve/veya besleme havası sıcaklığının yükseltilmesi.

İstenmeyen Sonuç

Sıcak iklimlerde veya diğer iklimlerde yaz aylarında soğutulmuş su veya besleme havası sıcaklıklarını yükseltmek, HVAC sisteminin nem alma kapasitesini azaltabilir ve bina içindeki nem yükünü artırabilir. Bu modda sürekli çalıştırma, daha soğuk yüzeylerde yoğuşmaya ve yüzeyde yaygın küf oluşumuna neden olabilir.

EVÖ

Filtrede statik basınç düşüşünü azaltmak için filtre sınıfının değiştirilmesi.

İstenmeyen Sonuç

Bu durum bina içindeki toz ve partikül yükünü artıracaktır. Fiberglas astarlı kanallarda artan kir/partikül birikimi, HVAC sistemi içinde ve filtre çıkışında küf oluşumu riskini artırır.

Örnek 3 - Enerji yönetimi ve otomatik kontrol sistemleri

EVÖ

Havalandırma debilerinde, bina basıncında, soğutulmuş su debisinde veya sıcaklığında azalma.

İstenmeyen Sonuç

Artan iç mekan hava kirletici konsantrasyonları, artan sızıntı, artan nem yükü ve olası küf oluşumu.

Örnek 4 - Aydınlatma

EVÖ

İnsan bulunan alanlarda aydınlatma seviyelerinde (Watt/m^2) azalmalar

İstenmeyen Sonuç

Bazı binalarda bu durum, bina kullanıcılarının toleransını psikolojik etkilerden dolayı kabul edilebilir iç mekan kirletici konsantrasyon seviyelerine indirebilir.

Özet

Bu örnekler, EVÖ'lerin mevcut İHK sorunlarına yol açabileceği veya bunları daha da kötüleştirebileceği alanlardan bazılarına işaret etmektedir. Bir binadaki İHK problemlerinin başka birçok nedeni olabilir, ancak bunların tümü ya havalandırma debilerindeki azalmalardan ya da yeni ve artan kirletici düzeyleri sonucunda gerçekleşmektedir.

Öngörülen EVÖ'lerin bina içinde bu istenmeyen etkileri yaratma potansiyellerinin dikkatlice gözden geçirilmesi ve sağlam verilere dayanan İHK araştırmasının önceden gerçekleştirilmesi, enerji yöneticilerinin İHK problemlerinin çoğundan kaçınmasına yardımcı olacaktır. Bu kapsamda sağlam verilerden kasıt, enerji verimliliği önlemlerinden önce bina kullanıcılarına yapılacak anketler olabilir. Bu hem sorunların belirlenmesini hem de bir referans temelinde enerji verimliliği önlemlerinin İHK'ye olan etkilerini nicel hale getirecektir.

Bu alanda akıllı binaların kurgulanması, yalnızca enerji verimliliğini artırmakla kalmaz, aynı zamanda iyi havalandırılan ve dolayısıyla iyileştirilmiş İHK'ye sahip binalar elde edilir. Akıllı binalar, Nesnelerin İnterneti (IoT) sayesinde HVAC sistemlerini bir sonraki seviyeye taşıyabilir. Gelişmiş IoT çözümleri, diğerlerinin yanı sıra hareket ve gürültü dedektörleri, nem sensörleri, termometreler ve konum göstergeleri dahil olmak üzere HVAC ile ilgili birbirine bağlı teknolojilerden oluşan bir ağ sağlayabilir. Gömülü yapay zeka (AI) ve makine öğrenimi (ML), okumalara dayalı olarak HVAC sisteminde otomatik değişikliklere müsaade edip gerektiğinde ayarlamalar yapabilir. Akıllı binalar, enerji verimliliği ve hava kalitesini olumlu yönde etkileyen akıllı sistemleri de bünyesinde barındırır. Akıllı HVAC sistemleri

yalnızca daha iyi İHK ve enerji verimliliği sağlamakla kalmaz, bunu değişkenlik gösteren bina doluluk seviyelerine ve alan kullanım oranlarına göre yapabilir. Böylece, İHK ve enerji tüketimini optimum noktada birleştiren havalandırma, ısıtma ve soğutma çözümleri elde edilebilir.

EPA'ya göre, iç ortam havasının dış ortam havasından tipik olarak 2-5 kat daha kirli olduğu düşünüldüğünde, İHK iyileştirmeleri daha memnuniyetle karşılanmaktadır. Akıllı HVAC sistemlerinde olduğu gibi, daha akıllı bakım da fark yaratır. Makine ve ekipmanın uygun bakımı, daha temiz iç hava ve daha iyi enerji kullanımı demektir. Bakım, üretkenliği sağlamak ve maliyetleri azaltmak üzere yalnızca fiziksel varlıkların optimizasyonu ile ilgili değildir. Yetersiz veya riskler içeren bakım, daha yüksek enerji maliyetleri ve sağlık riskleri de dahil olmak üzere bir dizi gizli bakım maliyetine neden olabilir. [2]

17.4. Sonuç

Binalarda iç hava kalitesi (İHK) karmaşık bir konudur. Bunun başlıca nedeni, farklı hava kaynaklı kirleticilere karşı insan toleransının çeşitliliği, çok sayıda potansiyel iç kirletici kaynağı ve bina içindeki HVAC sistem tasarımı ve işletmesinin etkileridir. Bu nedenle, etkili bir enerji yönetim planı ile kabul edilebilir İHK arasındaki dengeyi bulmak zor olabilir. Bir enerji yöneticisinin kaçınması gereken 10 İHK hatası aşağıda özetlenmiştir.

1. İHK ile ilgili geri bildirimler geldiğinde panik yapmayın. İHK sorunları, erken müdahale edildiğinde hızlı ve etkili bir şekilde çözülebilir.
2. Başlangıç İHK etüdü stratejisi olarak hava numunesi almayın.
3. Fiziksel İHK problemini çözmenin, bina kullanıcılarının problem hakkındaki algılarını otomatik olarak çözeceğini varsaymayın.
4. Birçok İHK sorunu enerji yönetim programlarından değil, işletmeci hatasından kaynaklanmaktadır. Özellikle HVAC sistemlerinde bakım programlarını ve cihazların durumunu gözden geçirin.
5. Tüm problemlerin ortak paydası artan hava kaynaklı kirleticilerdir. Olası çözüm stratejileri geliştirin.
6. Havalandırmayı azaltacak, nemi artıracak, binadaki basıncı azaltacak veya filtrelemeyi azaltacak enerji yönetimi önlemlerini, bunların İHK üzerindeki potansiyel etkilerini dikkatlice gözden geçirmeden uygulamayın.
7. İç mekan havasındaki kirleticileri artırma potansiyeli açısından enerji yönetimi programını gözden geçirmeyi ihmal etmeyin.
8. Enerji yönetimi önlemlerini uygulamadan önce bir İHK anketi yapmayı unutmayın. Bu anket EVÖ'den önceki durumu ortaya koyan bir referans hattı olacaktır.
9. İHK şikayetlerini veya nedenlerini ve kökenlerini hızlı ve detaylıca araştırın.
10. Tesisinizdeki İHK şikayetlerini hafife almayın veya yanıtlamada başarısız olmayın.

KAYNAKÇA

[1] Stephan A. Roosa, Steve Doty, Wayne C. Turner, Energy Management Handbook, Chapter 17, River Publisher, 9th Edition, 2020, E-ISBN: 9781003151364.

[2] Wang J and Norbäck D, Subjective indoor air quality and thermal comfort among adults in relation to inspected and measured indoor environment factors in single-family houses in Sweden-the BETSI study Science of the Total Environment 802, 2022.

[3] Bryan Christiansen, How Are Facilities' Energy Efficiency and Indoor Air Quality Connected?, Limble CMMS, 2023, Facilities Management Advisor Erişim tarihi: 13.02.2023.

[4] Morawska L and Milton DK, 'Its time to address airborne transmission of Coronavirus disease 2019 (Covid-19), Clin Infect Dis., 71(9):2311-2313, 2020, doi: 10.1093/cid/ciaa939

[5] Macit Toksoy, Sait C. Sofuoğlu, Sınıflar ve Karbondioksit, MMO Yayınları (MMO/736), 2022, E-ISBN: 978-605-01-1547-5.

[6] İnternet, https://www.ttmd.org.tr/yayinlar/ttmd-dergisi, Erişim tarihi: 09.03.2023.

[7] Yılmazoğlu MZ, Demircan A, Covid-19 sürecinde mevcut hastanelerde mekanik sistemlerde alınması gereken önlemler ve tecrübeler, Politeknik Dergisi, 2022.

[8] Dai H, Zhao B, Association of infected probability of Covid-19 with ventilation rates in confined spaces: a Wells-Riley based eqaution, doi:10.1101/2020.04.21.20072397, 2020.

[9] İnternet, https://www.ttmd.org.tr/covid-19/covid-19-enfeksiyon-hesaplama-araci

[10]İnternet,https://sim.csb.gov.tr/Home/HKI?baslik=HAVZA%20%C4%B0ZLEME%20S%C4%B0STEM%C4%B0, Erişim tarihi: 10.03.2023

[11] İnternet, http://www.havaizleme.gov.tr/, Erişim tarihi: 10.03.2023

[12] Erdogan AA, Yilmazoglu MZ, Comparison of ventilation strategies in intensive care units for airborne infection control, energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects, 44, 3, 5829-5851, 2022.

17. Bölüm Çalışma Soruları

1. Bir havalandırma sisteminin tasarımında başlangıç noktası aşağıdakilerden hangisidir?

A. Havalandırma kanalının seçimine esas olacak hesapların yapılmasıdır.
B. Mahale gönderilecek dış (taze) hava debisinin belirlenmesidir.
C. Ortamdaki kirlilik konsantrasyonuna göre filtre seçmektir.
D. Watt/m^2 cinsinden aydınlatma gücünü hesaplamaktır.

2. Aşağıdakilerden hangisi "Otoriteler tarafından belirlenen zararlı konsantrasyonlarda bilinen kirleticilerin bulunmadığı ve maruz kalan kişilerin önemli bir çoğunluğunun (%80 veya daha fazlası) memnuniyetsizlik ifade etmediği hava"yı tanımlamaktadır?

A. Kabul edilebilir gaz konsantrasyonu
B. Havalandırma debisi prosedürü
C. Kabul edilebilir iç hava kalitesi
D. İç ortam konfor şartları

3. Lejyonella kontrolünün yapıldığı bir binada sıcak su tesisatında su sıcaklığının en az kaç °C'nin üzerinde olması bakterinin ölümünü sağlar?

A. 20°C
B. 38°C
C. 70°C
D. 90°C

4. Aşağıdakilerden hangisi bir sertifikalı enerji yöneticisinin kaçınması gereken hatalardan biridir?

A. IHK incelemesine havadan numune alarak başlar.
B. IHK şikayetlerinin nedenini araştırmakta gecikmez.
C. Enerji yönetim programını kirleticileri arttırma potansiyeli açısından değerlendirir.
D. IHK üzerindeki etkilerini dikkate almadan HVAC parametrelerini değiştirmez.

5. Aşağıdaki hangi standart insan, bina ve temizlik ürünlerinin tipik iç mekân kirletici kaynak yükü olarak kabul edildiği farklı bina türleri için minimum havalandırma debilerini belirlemektedir?

A. IICRD S520
B. ASHRAE 52.2
C. ASHRAE 62.1
D. EN 378

Bölüm 18:
Ticari ve Endüstriyel Müşteriler İçin Doğal Gaz ve Elektrik Tedariki

18.1. Giriş

Sanayi kuruluşlarının enerjideki girdi maliyetlerinin seviyesi ve bu maliyetlerdeki dalgalanmalar, söz konusu kuruluşların ürün fiyatlarını, ulusal ve uluslararası pazarlardaki rekabetçi konumlarını ve dolayısıyla ticaretleri ile ilgili değer zincirinin tüm halkalarını yakından ilgilendirmektedir.

Elektrik ve doğal gaz gibi temel enerji girdilerinin ticaret merkezlerinde (hub) ve enerji borsalarında oluşan dinamik fiyatları, tüketiciler için potansiyel tedarikçilerin sayısını artırmakta, aynı zamanda fiyatlarda da çeşitlilik oluşturmaktadır. Bu durum, sadece elektrik ve doğal gazın fiziksel olarak ticaretinin yapılabildiği ticaret platformlarının gelişmesiyle sınırlı kalmamış, devreye alınan fiziksel teslimli vadeli piyasalar aracılığıyla tedarikçiler ve tüketiciler için farklı finansal opsiyonların ortaya çıkmasına da neden olmuştur. Enerji tedariki bağlamında ticareti merkezine alan farklılaştırılmış seçenekler, iklim değişikliği ile mücadele amacıyla ulusal ve bölgesel bazda devreye alınan uygulamalar sayesinde çevresel piyasaların oluşumu ve gelişimi süreçlerini de hızlandırmaktadır.

Bu gelişmelerin Türkiye piyasasına yansımaları da diğer piyasalarla eş zamanlı olarak gerçekleşmiştir. Elektrik piyasasındaki en önemli gelişme, EPİAŞ tarafından kurulan Yenilenebilir Enerji Kaynak Garanti Sistemi (YEK-G) ve Organize YEK-G Piyasası olmuştur.

Blok zincir teknolojisinden yararlanılarak tasarlanan YEK-G sistemi, elektrik tüketiminin yüksek olduğu sektör ve kuruluşlardan bireysel kullanıcılara kadar geniş bir kesimi kapsamaktadır ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yaygınlaştırılmasını amaçlamaktadır. Düzenlenen YEK-G belgesi ile son tüketicilerin kullanmış oldukları enerjinin yenilenebilir enerji kaynaklarından üretildiği doğrulanmaktadır ve böylece tüketicilere yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisinin tedarik edilmesi garantilenmektedir.

EPİAŞ tarafından organize edilip işletilen organize YEK-G piyasasında, piyasa katılımcıları arasında YEK-G belgesinin alış ve satışı da gerçekleştirilebilmektedir. Belgelendirilebilir üretim miktarı kapsamında ihraç edilen YEK-G belgeleri, üretim kaynağının kaynak türü ile işleme açılan kontratlarda işlem görmektedir.

Doğal gaz piyasasında ise bu yöndeki gelişmeler hidrojenin doğal gaz dağıtım ve iletim şebekelerine entegre edilmesi alanında izlenmektedir. Türkiye Doğal Gaz Dağıtıcıları Birliği'nin (GAZBİR) öncülüğünde yürütülen pilot projenin ilk fazında, hidrojenin belirli oranlarda doğal gaz ile karıştırılarak ısınma ve mutfak cihazlarında kullanımı gerçekleştirilmiştir. Bu proje, doğal gazın belirli oranlarda hidrojenle karıştırılarak kullanımımın yaygınlaştırılmasını sağlamak amacıyla devam etmektedir. Bunun haricinde, kamu ve özel sektör ortaklığında yeşil hidrojen üretimi ve endüstriyel kullanımı amaçlı projeler de ilerlemektedir.

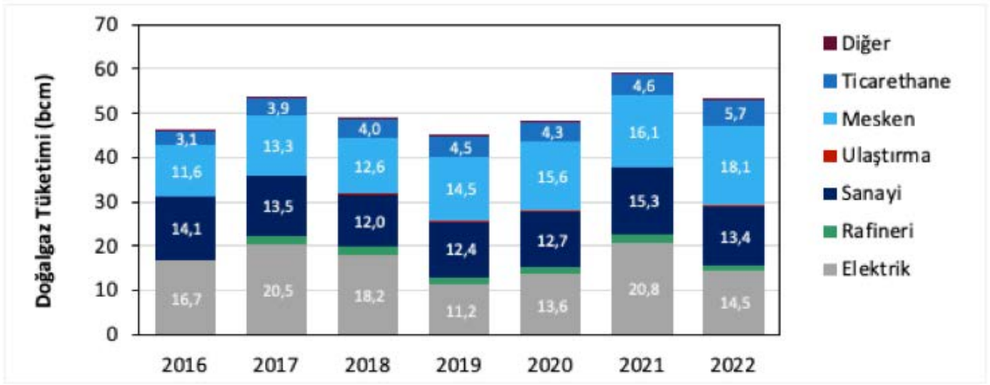
Doğal gaz piyasasında, atıkların bertaraf edilmesi ile elde edilecek biyogazın, yenilenebilir doğal gaz olarak dağıtım şebekelerine verilerek kullanımı yönünde de girişimler bulunmaktadır, ancak bu çalışmalar henüz pilot uygulama ve test aşamasına ulaşmamışlardır.

Doğal gaz piyasası mevzuatının hidrojenin ve yenilenebilir doğal gazın entegrasyonunu içerecek şekilde revize edilerek güncellenmesinin bu süreçleri hızlandırması beklenmektedir.

18.2. Sanayide ve Endüstride Doğal Gaz Tüketimi

Türkiye'nin ilk kez 2011 yılında 43,70 milyar m^3 ile yıllık 40 milyar m^3 tüketim eşiğinin üzerine çıkan doğal gaz talebi, son 12 yılda dalgalı bir yükseliş trendi izleyerek 2021 yılında 58,87 milyar m^3 ile en yüksek seviyesine ulaşmıştır. 2022 yılı doğal gaz tüketimi ise bir önceki yıla göre %12 azalarak 53,27 milyar m^3 seviyesine gerilemiştir.

Türkiye'nin yıllık doğal gaz tüketiminde, elektrik üretimi amacıyla santrallerde kullanılan doğal gaz miktarı belirleyici olmaktadır. Şekil 18.1'de gösterilen sektörler bazındaki tüketim kırılımı incelendiğinde, elektrik üretiminde kullanılan doğal gaz miktarında dalgalı bir seyir gözlemlenirken, diğer segmentlerde dalgalanmadan uzak kararlı ve istikrarlı bir tüketim profili dikkat çekmektedir.



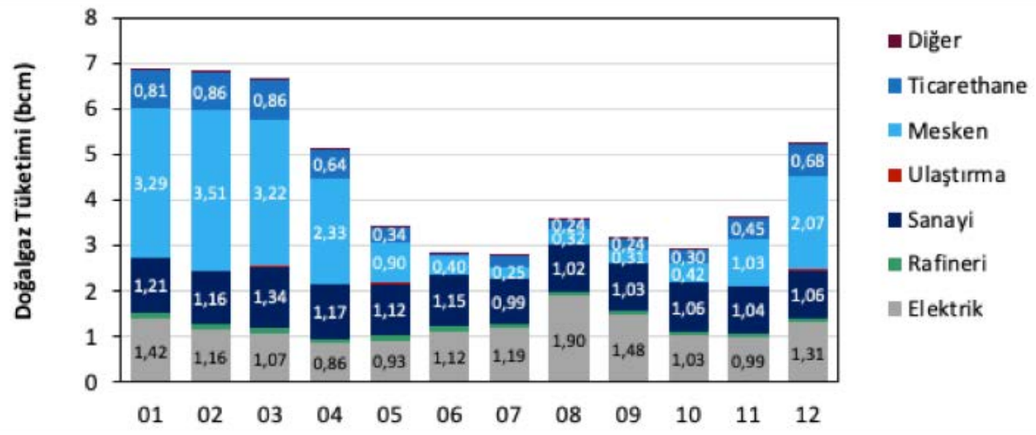
Şekil 18.1: Yıllık Doğal Gaz Tüketiminin Sektörler Bazında Kırılımı

Sanayi kuruluşlarında ve ticarethanelerde kullanılan doğal gaz tüketiminin yıllık toplam tüketime oranına bakıldığında, son yedi yıldaki değişimlerin %32,6 ile %37,7 aralığında kaldığı görülmektedir. Dar aralıktaki bu bant, sanayi kuruluşlarının doğal gaz tüketimlerinin temel ekonomik göstergelerle korelasyon içerisinde olduğunu ve toplam tüketimdeki artışın, rafineri veya petrokimya tesisi gibi yüksek montanlı tüketime sahip bir yapının işletmeye alınması ile gerçekleştiğini göstermektedir.

Santrallerde tüketilen doğal gaz miktarının ise son yedi yıllık dönemde %25 ile %38,4 arasında değiştiği görülmektedir. Elektrik üretiminde kullanılan doğal gaz miktarında geniş bir aralığa yayılan yıllık dalgalanma, kurak geçen dönemlerde azalan hidroelektrik santrallerinin üretimlerinin doğal gaz santrallerince ikame edilmesi gerekliliğinden kaynaklanmaktadır. Yağışlı dönemlerde ise artan hidroelektrik santral üretimleri sayesinde, doğal gaz santrallerinin üretimleri ve buna bağlı olarak doğal gaz tüketimleri azalmaktadır.

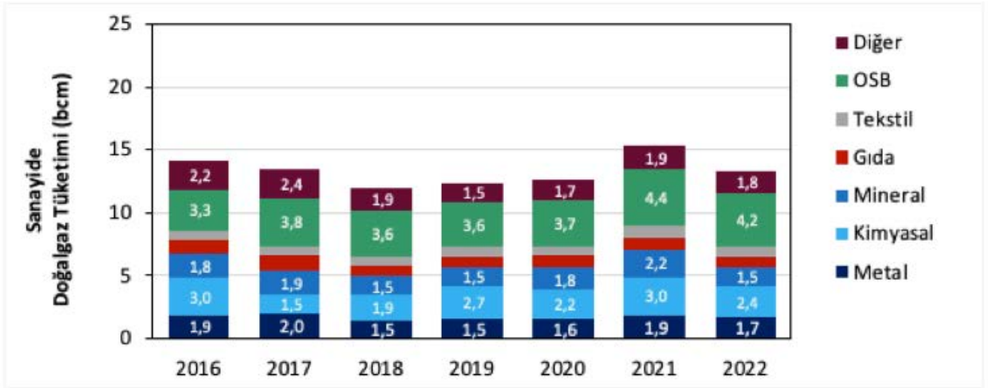
2022 yılı sonu itibarıyla elektrikte toplam kurulu gücün %54,3'ünü oluşturan yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı santrallerin elektrik üretiminde %45'e yaklaşarak artmaya devam eden yıllık payı, doğal gazın payını baskılamaktadır.

Sanayi kuruluşlarının elektrikte öztüketimlerinin bir bölümünü karşılamak üzere hız verdiği yenilenebilir enerji yatırımları, bu kuruluşların enerji tüketim profillerinde bir değişim sürecini başlatsa da bu durumun doğal gaza ilişkin temel istatistiklere orta vadenin sonrasında yansımaya başlaması beklenmektedir.



Şekil 18.2: Aylık Doğal Gaz Tüketiminin Sektörler Bazında Kırılımı (2022)

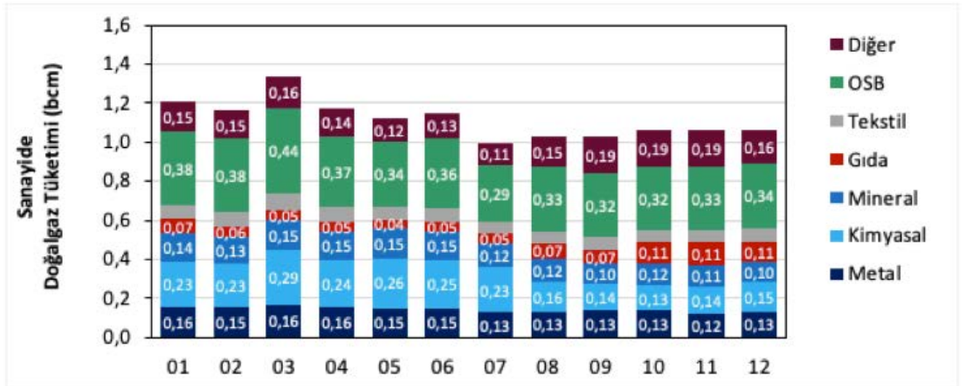
Doğal gaz tüketiminin aylık kırılımını gösteren Şekil 18.2'deki veriler incelendiğinde, Türkiye'nin doğal gaz tüketiminin konut ve elektrik üretimi amaçlı tüketimler bağlamında yüksek bir mevsimsellik etkisi barındırdığı görülmektedir. Yaz aylarında düşen konut tüketimleri ve artan elektrik üretimi amaçlı doğal gaz kullanımına rağmen, sanayi segmentini oluşturan tüketicilerin çekişlerinde mevsimsellik etkisi gözlenmemektedir. Bu veriler, sanayi tüketiminin mevsimsel etkiye sahip olmadığını göstermektedir.



Şekil 18.3: Sanayi Kuruluşlarının Yıllık Gaz Tüketiminin Segmentler Bazında Kırılımı

Sanayi kuruluşlarınca tüketilen doğal gazın segmentler bazında kırılımı incelendiğinde, doğal gaz tüketiminde en yüksek paya Organize Sanayi Bölgelerinde (OSB) bulunan tüketicilerin sahip olduğu görülmektedir.

OSB'lerde bulunan kuruluşların doğal gaz tüketiminde 2016 yılında %23,1 olan payı, her yıl düzenli artarak 2022 yılı sonu itibarıyla %31,2'ye ulaşmıştır. Bu durum, OSB'ler içerisinde bulunan kuruluşların doğal gaz alımlarına özgü düzenlemelerin ve farklı bazı fatura bileşenlerinin artan önemini öne çıkartmaktadır.



Şekil 18.4: Sanayi Kuruluşlarının Aylık Gaz Tüketiminin Segmentler Bazında Kırılımı (2022)

Sanayi kuruluşlarının aylık tüketim profilleri incelendiğinde, genel tüketim üzerinde etkili olan mevsimsellik etkisinin çok sınırlı olduğu görülmektedir. Bu kırılımı etkileyen faktörler arasında, temel ekonomik parametreler, döviz kuru ve ihracat rejimi öne çıkmaktadır. Ayrıca, fiyat seviyesine göre kalorifik bazda daha avantajlı konuma gelebilen dökme LPG ve fuel-oil gibi alternatif yakıtların da düşük etkisi izlenmektedir.

18.3. Doğal Gaz Tedarik Yapısı

Türkiye'de çok tedarikçili ve rekabetin esas alındığı doğal gaz piyasası yapısını öngören 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu 2001 yılında yürürlüğe girmiştir. Kanun kapsamındaki uygulamalar çerçevesinde, 1986 yılından itibaren doğal gaz tedariki alanında dikey entegre yapıda faaliyet gösteren BOTAŞ'ın pozisyonu yeniden şekillendirilmeye başlamıştır.

Bu kapsamdaki adımların sektöre ilk yansıması, Bursa ve Eskişehir'de doğal gaz dağıtımı yapan BOTAŞ'a ait Bursagaz ve Esgaz şirketlerinin 2004 yılında özelleştirilmesi olmuştur.

Tedarik kısmında ise özel sektöre ait ilk tedarikçi (Aksa Doğal Gaz) Mayıs 2007 tarihinde Akçakoca açıklarında üretilen doğal gazın toptan satışını yapmak amacıyla piyasaya girmiştir. Bu gelişmeyi, Ocak 2008 tarihinden itibaren özel sektöre ait ithalat lisansı sahibi şirketlerin piyasaya girişleri izlemiştir.

Özel sektörün doğal gaz ithalatından ve buna bağlı iç piyasaya tedarikinden aldığı pay zaman içerisinde artış gösterse de piyasadaki ağırlık merkezi hep hâkim konumdaki tedarikçi BOTAŞ'ı merkezine alacak şekilde oluşmuştur.

Doğal gaz piyasasında özel tedarikçilerin piyasadaki paylarının artmasının veya bir başka deyişle tüketicilere daha fazla satın alma seçeneğinin sunulmasının önündeki en büyük engel, doğal gazın maliyet bazlı fiyatlandırılmaması olarak dikkat çekmektedir.

Doğal gaz piyasasında maliyet bazlı fiyatlandırma, Yüksek Planlama Kurulu'nun 14 Şubat 2008 tarihli kararı ile 1 Temmuz 2008 tarihinden itibaren uygulanmaya başlanmış, ancak Nisan 2009 döneminde askıya alınmıştır.

Doğal gaz fiyatlarında değişen oranlarda sübvansiyona gidilmesi ve maliyet bazlı fiyatlandırmadan uzaklaşılması, iç piyasada oluşan satış fiyatlarının, belirli dönemlerde doğal gaz tedarik maliyetinin altında oluşmasına neden olmaktadır. Bu durum da özel tedarikçilerin piyasadan yüksek pay almasına engel teşkil etmektedir.

Doğal gaz piyasası mevzuatında, tedarikçisini seçme hakkına sahip olan tüketiciler "serbest tüketici" olarak tanımlanmaktadır. EPDK'nın düzenlemesi uyarınca, evsel (konut) tüketiciler haricindeki tüm tüketiciler 1 Ocak 2015 tarihinden bu yana serbest tüketici statüsüne sahiptir. Konut tüketicilerinden ise yıllık tüketimi 75.000 m^3'ün üzerinde olanlar, serbest tüketici statüsüne sahip olabilmekte ve tedarikçisini seçme hakkına erişebilmektedir.

2022 yılı verilerine göre Türkiye genelinde hane başına yıllık ortalama tüketim 984 m^3 olarak gerçekleşmiştir. Dolayısıyla, tek sayaçtan ölçülecek şekilde bir konutun yıllık tüketiminin 75.000 m^3'ün üzerine çıkma olasılığı bulunmamaktadır.

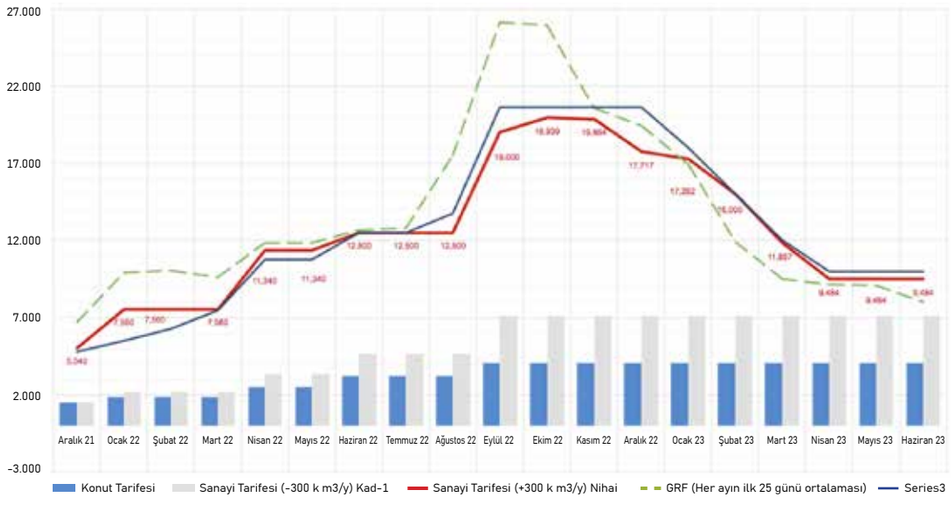
18.4. Sanayi Kuruluşlarının Doğal Gaz Tedariki ve Tarifeler

Doğal gaz piyasasında BOTAŞ tarafından uygulanan tarifelerde, perakende elektrik satışında uygulanan tarifeler gibi ticarethanelere özgü bir tarife bulunmamaktadır. Ticarethane statüsündeki tüketiciler, dağıtım şirketlerinin konutlara uyguladıkları tarifeler üzerinden doğal gaz kullanmaktadır.

Sanayi kuruluşlarına ise Mayıs 2022 yılından bu yana, kullanım amacına ve yıllık çekiş miktarına bağlı olarak üç farklı tipte tarife uygulanmaktadır. Yıllık çekiş miktarına bağlı tarifeler, Ocak 2013 döneminden bugüne yıllık 300.000 m^3 tüketim baz alınarak kademelendirilmektedir. Kullanım amacına yönelik tarifeler ise dönem dönem yüksek çekiş profiline sahip sektörleri ayrıştırmak amacıyla kullanıldıktan sonra, 2022 yılı ile birlikte spot piyasada fiyat oluşumunu desteklemek amacıyla sürdürülmektedir.

Tablo 18.1: Aylık Doğal Gaz Tarifeleri (KDV ve ÖTV Hariçtir)

BOTAŞ'ın Doğal Gaz Tarifeleri (TL/1.000 m^3)																		
Ay/Yıl	**Aralık 21**	**Ocak 22**	**Şubat 22**	**Mart 22**	**Nisan 22**	**Mayıs 22**	**Haziran 22**	**Temmuz 22**	**Ağustos 22**	**Eylül 22**	**Ekim 22**	**Kasım 22**	**Aralık 22**	**Ocak 23**	**Şubat 23**	**Mart 23**	**Nisan 23**	**Mayıs 23**
Konut Tarifesi	1.488	1.860	1.860	1.860	2.511	2.511	3.265	3.265	3.265	4.081	4.081	4.081	4.081	4.081	4.081	4.081	4.081	4.081
Sanayi Tarifesi (-300 k m^3/y) Kad-1	1.488	2.232	2.232	2.232	3.348	3.348	4.687	4.687	4.687	7.125	7.125	7.125	7.125	7.125	7.125	7.125	7.125	7.125
Konaklama Tarifesi (-300 k m^3/y) Kad-1											8.906	8.906	8.906	8.906	8.906	8.906	8.906	8.906
Sanayi Tarifesi (+300 k m^3/y) Kad-2	4.200	6.300	6.300	6.300	9.450	9.450	10.417	10.417	10.417	15.833	15.833	15.833	15.833	13.728	11.850	9.478	9.478	9.478
Sanayi Tarifesi (+300 k m^3/y) Nihai	5.040	7.560	7.560	7.560	11.340	11.340	12.500	12.500	12.500	19.000	19.864	17.717	17.262	15.000	11.857	9.484	9.484	9.484
Sanayi Tarifesi (Metal, Petrol, P.kimya)											25.911	20.543	19.405	16.064	11.868	9.493	9.492	9.492
Santral Tarifesi	4.800	5.520	6.300	7.450	10.750	10.750	12.500	12.500	13.750	20.625	20.625	20.625	18.000	15.000	12.000	10.000	10.000	10.000
GRF (Her ayın ilk 25 günü ortalaması)	6.726	9.944	10.056	9.652	11.859	11.848	12.653	12.777	17.531	26.097	20.543	19.405	16.909	11.868	9.493	9.139	9.111	8.010



Şekil 18.5: Doğal Gaz Tarifelerinin Aylık Gelişimi

Kademe-1 sanayi tarifesi: Kademe-1 sanayi tarifesi, ölçüm sisteminde yıllık çekişi 300.000 m^3 veya altında olan sanayi grubu tüketicilere uygulanmaktadır. Tarife, sanayi kuruluşunun bulunduğu konumun özelliklerine göre değişmemekte ve dağıtım bölgesi içerisindekilere, OSB'ler ile serbest bölgelerde yer alan tüketicilere aynı bazda uygulanmaktadır.

Kademe-1 sanayi tarifesi, Ocak 2013 döneminden Ocak 2022 dönemine kadar BOTAŞ'ın doğal gaz dağıtım şirketlerine konut tüketicileri için uyguladığı sübvanse edilen tarifeye eşit olacak şekilde belirlenmiştir.

1 Ocak 2022 tarihinden itibaren uygulanmaya başlanan tarifelerde, konut fiyatı için %25 artışa gidilirken, kademe-1 sanayi tarifesinde %50 artış yapılmış ve ilk kez düşük tüketimli sanayi kuruluşlarının fiyatı evsel tarifesinin üzerinde belirlenmiştir. Bu uygulama, Mayıs 2023'ten bu yana devam etmektedir.

Kademe-2 sanayi tarifesi: Kademe-2 sanayi tarifesi, ölçüm sisteminde yıllık çekişi 300.001 m^3 veya üzerinde olan orta ve büyük ölçekli sanayi grubu tüketicilere uygulanmaktadır.

Bu kategoriye uygulanan doğal gazın satış fiyatını oluşturan nihai tarifenin hesaplanma yönteminde son üç yılda çeşitli değişiklikler yapılmıştır. Kademe-2 sanayi tarifesi, Kasım 2021 tarihine kadar sabit bir fiyat olarak belirlenirken, bu tarihten itibaren belirli sektörlere uygulanan fiyatlarda ilave bir kademelendirmeye gidilmiştir.

İçsel kademelendirme, ilk olarak petrol, petrokimya, ametal, metal ve gübre sektörlerinde doğal gaz tüketimini düşürmeyi teşvik etmek amacıyla yapılmıştır ve söz konusu kuruluşların aylık tüketimlerinin %60'ının ve kalan %40'ının farklı biçimlerde hesaplanarak nihai fiyatın oluşturulmasını öngörmüştür.

Aylık çekişin %60 - %40 ayrımıyla hesaplanmasında, geçmiş dönem tüketim rakamlarını ve sözleşme miktarlarını dikkate alan farklı endeksler kullanıldıktan sonra, Ekim 2022 tarihi itibarıyla bugün de uygulanmaya devam edilen yeni bir fiyatlama sistemine geçilmiştir.

1 Ekim 2022 tarihinden itibaren BOTAŞ tarafından kademe-2 sanayi tarifesinin %60'ı açıklanan sabit tarife kaleminden oluşurken, %40'ı ise EPİAŞ tarafından işletilen organize toptan doğal gaz piyasasında oluşan günlük gaz referans fiyatına (GRF) endekslenmiştir. Buna göre nihai tarifenin %40'lık değişken kısmı, bir önceki ayın ilk 25 gününde oluşan GRF'nin aritmetik ortalamasından oluşmaktadır.

Kademe-2 sanayi tarifesi de kedeme-1 gibi sanayi kuruluşunun bulunduğu konumun özelliklerine göre değişmemekte ve dağıtım bölgesi içerisindekilere, OSB'ler ile serbest bölgelerde yer alan tüketicilere aynı bazda uygulanmaktadır

Sektörlere özel sanayi tarifesi: BOTAŞ, 1 Ekim 2022 tarihinden itibaren uygulanacak doğal gaz tarifelerinde, daha önce kademe-2 sanayi tarifesine dahil bazı sektörleri ayırmış ve bu gruba uygulanacak tarifeleri tümüyle GRF'ye endekslemiştir. Bu sektörler şunlardan oluşmaktadır: Alüminyum, bakır, bor, çinko, demir-çelik, gümüş, krom, kurşun, magnezyum üreticileri ile petrol rafinerisi ve petrokimya.

Bu sektörlere uygulanan aylık doğal gaz tarifesi, bir önceki ayın ilk 25 gününde oluşan GRF'nin aritmetik ortalamasına veya bu ortalama değerin sabit bir katsayıyla çarpılmasıyla hesaplanmaktadır.

18.5. Doğal Gaz Tedarik Maliyetini Etkileyen Faktörler

Doğal gaz piyasasında gelir tavanı yöntemiyle yıllık bazda belirlenen iletim tarifeleri, şehir, bölge veya boru hattı farkı olmaksızın ulusal bazda tüm sistem kullanıcılarına aynı uygulanmaktadır.

Tablo 18.2: İletim Tarifeleri (KDV Hariçtir)

İletim Kapasite ve Hizmet Bedelleri (TL/1,000 Sm^3-Gün)				
	2020	**2021**	**2022**	**2023**
Giriş Kapasite Bedeli	0,4240	0,6480	0,8700	3,8970
Çıkış Kapasite Bedeli	29,2530	26,3970	32,6410	93,6500
İletim Hizmet Bedeli	34,1850	38,8770	48,3720	125,9160
Toplam (TL)	**63,8620**	**65,9220**	**81,8830**	**223,4630**

İletim tarifeleri, giriş ve çıkış kapasite bedelleri ile iletim hizmet bedellerinden oluşmaktadır. Bu bedelleri, ulusal iletim şebekesinin sahibi ve operatörü konumundaki BOTAŞ tahsil etmektedir.

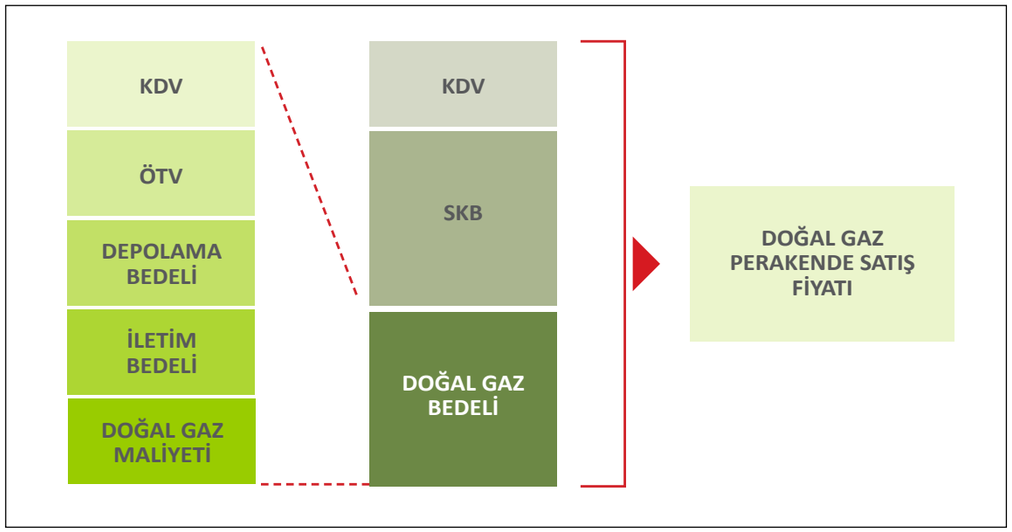
Doğal gaz piyasasında tedarikçiler ve taşıtanlar için dengeleme günlük bazda yapıldığı için iletim tarifeleri de işlem yapılan gaz miktarına göre günlük olarak tahakkuk etmektedir.

Doğal gaz dağıtımında ise elektrik dağıtımında olduğu gibi ulusal tarife uygulanmamakta, dağıtıma ilişkin bedeller her bir doğal gaz dağıtım bölgesine göre belirli esaslar çerçevesinde farklılık göstermektedir. Bu bağlamda, BOTAŞ'ın dağıtım şirketlerine ve dağıtım şirketlerinin tüketici gruplarına uyguladıkları tarifelerdeki doğal gaz fiyat bileşeni bölgeler bazında birbirlerine eşit olsa da sistem kullanım bedelleri farklılık göstermektedir. Sistem kullanım bedeli (SKB), dağıtım şirketinin bir kWh doğal gazın müşteriye sunumu karşılığında elde edeceği; birim hizmet bedeli, amortisman bedelleri ve diğer faktörleri içeren, belli bir tüketim aralığındaki müşteriler tarafından ödenen, "birim hizmet ve amortisman bedeli" ya da "taşıma bedeli"ni ifade etmektedir. Tüketim aralığı ise tüm bölgeler için aşağıdaki gibi kademelendirilmektedir:

Tablo 18.3: SKB Yıllık Tüketim Kademesi

SKB Yıllık Tüketim Kademesi
0 - 100.000 Sm^3
100.001 - 1.000.000 Sm^3
1.000.001 - 10.000.000 Sm^3
10.000.001 - 100.000.000 Sm^3
100.000.001 Sm^3 ve üzeri

SKB, ilk 8 yılını dolduran dağıtım şirketleri için EPDK tarafından 5 yıllık tarife dönemlerine göre belirlenmekte ve yıllık tüketim miktarı arttıkça bedel düşecek şekilde hesaplanmaktadır. Doğal gazın perakende satış fiyatı ise aşağıdaki bileşenlerden oluşmaktadır:



18.6. Doğal Gaz Tedarikine İlişkin Değerlendirmeler

- Doğal gaz piyasasındaki fiyatların, tedarik zincirinde en yüksek paya sahip kuruluş konumundaki BOTAŞ'ın aylık belirlediği tarifeler ekseninde oluşması ve BOTAŞ'ın maliyet bazlı bir fiyatlandırma yapmaması, tüketicilerin farklı tedarikçilere yönelme olasılığını belirgin şekilde azaltmaktadır.

- Birden fazla kaynaktan LNG ve boru gazı ithal edebilme olanağına sahip BOTAŞ, spot boru gazı ve spot LNG ithal ederek elde ettiği arz esnekliklerini satış stratejilerine de yansıtmakta ve böylece rekabette avantajlı konuma geçebilmektedir.

- Doğal gaz piyasasında farklı tedarikçilerin ve fiyat yapılarının ortaya çıkması, BOTAŞ dışındaki tedarikçilerin piyasadaki paylarının artışına bağlıdır.

- Özel tedarikçilerin son kullanıcılara satış imkanı bulduğu dönemlerde yaptıkları sözleşmelerdeki fiyatlar, aşağıdaki endekslere göre belirlenmekte idi:
  - BOTAŞ'ın açıkladığı tarife tutarı üzerinden indirim,
  - GRF'ye endeksli (artı veya eksi) fiyat,
  - Sabit alım fiyatı,
  - Sabit ve değişken parametreleri içeren formüle dayalı alım fiyatı.

18.7. Doğal Gaz Fiyat ve Piyasa Takibi

Doğal gaz tarifelerinin, yıllık çekişi 300.000 m^3 ve üzerindeki kademe-2 sanayiciler için %40, diğer bazı sektörler için %100 oranında GRF'ye endeksli olması, tarifelerdeki değişken yapının spot piyasa fiyatlarıyla korelasyon içerisinde gelişmesi sonucunu doğurmaktadır. GRF'nin geçmiş dönem günlük ortalamaları, Avrupa doğal gaz piyasası için gösterge olarak kabul edilen TTF fiyatlarıyla karşılaştırıldığında, özellikle 2023 yılıyla birlikte her iki fiyat endeksinin birbiriyle uyumlu bir seyir izlediği görülmektedir.

BOTAŞ'ın doğal gaz alım kontratlarındaki petrole endeksli fiyat formülünün, bazı kontratlar için TTF endeksini içerecek şekilde değiştirilmesi ve spot LNG alımlarının ağırlıklı olarak TTF bazlı fiyatlardan oluşması, uluslararası fiyat trendinin takibinin önemini her geçen gün artırmaktadır. Bu gereksinim, sadece enerji tedarik maliyetlerinin analizi ve planlaması ile sınırlı kalmayıp zaman içerisinde iklim değişikliği ile mücadele stratejilerini de içermeye başlamıştır ve bu yeni alanın ağırlığı her geçen gün daha da artmaktadır.

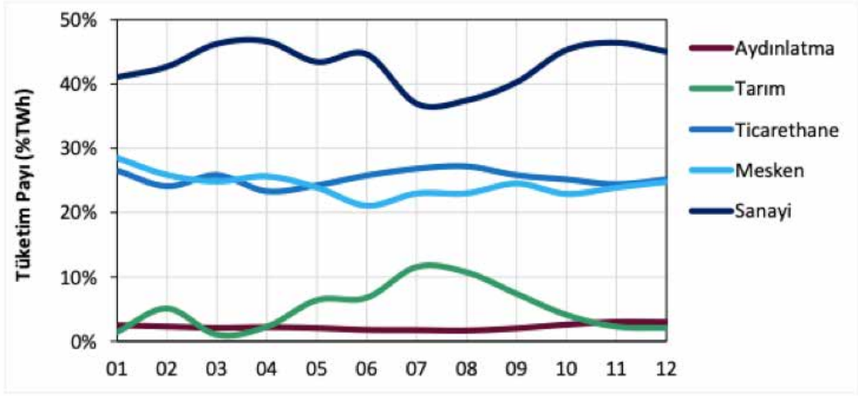
İklim değişikliğine karşı şirketler, net sıfır karbonlu elektriğe geçiş süreçlerini planlamak için portföylerini ve çalıştıkları firmaları dikkatlice etüt etmeye başlamışlardır. Bu incelemeler, şirketlerin hem mevcut hem de gelecekte kuracakları tesisler için maliyete olduğu kadar çevreye de duyarlı kararlar almalarını amaçlamaktadır.

Net sıfır karbonlu enerjiye dönüşüm sürecinde bölgesel ve küresel bazda devreye alınan uygulamalar, şirketlerin ölçeğine göre bünyelerinde enerji ve iklim konularının birlikte ele alındığı yönetim birimlerinin oluşturulmasını gerektirmiştir. Özellikle orta ve büyük ölçekli sanayi kuruluşlarının izleyeceği temel stratejilerin, enerji ve iklim konularındaki değerlendirmelerle şekillendiği bir döneme girildiği görülmektedir.

Bankaların ve finansman kuruluşlarının proje finansmanı sağlarken enerji verimliliği, karbon emisyonu ve yeşil enerjiye yönelik değerlendirme kriterlerini esas almaları, bu dönüşümün finansman kısmını da desteklemekte ve süreci ivmelendirmektedir.

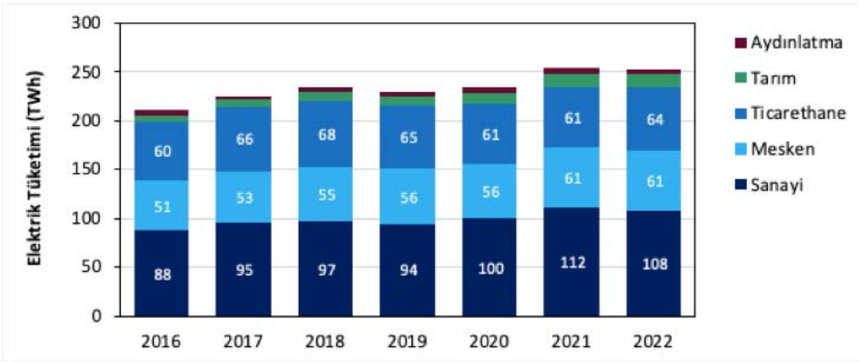
18.8. Sanayide ve Endüstride Elektrik Tüketim Profili

2022 yılında dağıtım ve iletim gerilim seviyeleri üzerinden şebekeye bağlı olan tüketicilerin faturalanan toplam tüketimleri, bir önceki seneye göre %0,22 oranında azalarak 252.931 GWh olmuştur. Tüketici grupları bazında tüketimlere bakıldığında, sanayi ve ticarethanelerin tüketiminin toplam tüketim içerisindeki payının son yedi yılın verilerine göre %68,22 ile %71,38 arasında değiştiği görülmektedir. 2022 yılında faturalandırılan tüketim içerisindeki payları %68,27 olarak EPDK raporlarına yansımaktadır. Sanayi tüketicilerinin toplam tüketimdeki payı %45 düzeyindeyken, ticarethanelerin tüketimleri ise %25 civarında gerçekleşmektedir.



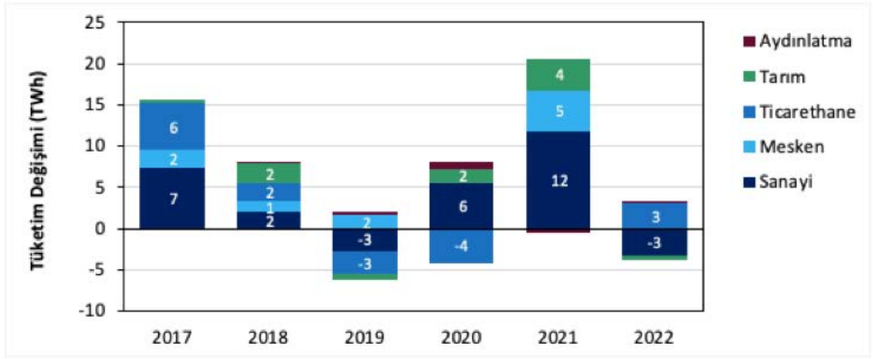
Şekil 18.6: Tüketici Gruplarının Yıllık Tüketimdeki Payları (2022)

Faturalanan tüketimin illere göre dağılımında en yüksek tüketim bir önceki yıl 40,81 TWh ile İstanbul'da gerçekleşmiştir ve toplam tüketimin %16,13'üne karşılık gelmektedir. İstanbul'u %6,4'lük payıyla İzmir, %5,73'lük payıyla Ankara, %4,99'luk payıyla Bursa ve %4,44'lük payıyla Kocaeli izlemektedir.



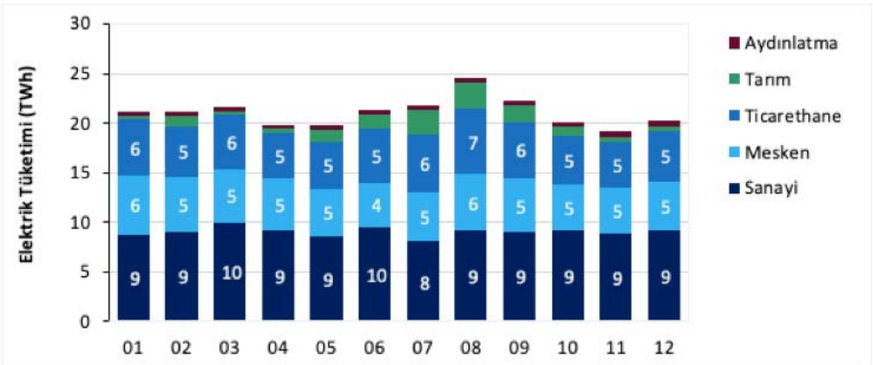
Şekil 18.7: Elektrik Tüketiminin Gruplara Göre Yıllık Kırılımı

Sanayi ve ticarethanelerin yıllar bazında toplam tüketim içerisindeki payları incelendiğinde, tüketim rejiminin sabit olduğu ve toplam tüketimle orantılı bir seyir izlediği görülmektedir.



Şekil 18.8: Elektrik Tüketimindeki Yıllık Değişim Oranları

Ancak sanayi tüketiminin detaylı tüketim profili incelendiğinde, temel ekonomik göstergelerle arasında güçlü bir korelasyon olduğu da dikkat çekmektedir.



Şekil 18.9: Elektrik Tüketiminin Aylık Kırılımı (2022)

2022 yılındaki tüketimin aylık bazdaki kırılımı incelendiğinde, tarımsal sulama ve genel aydınlatmada mevsimsellik etkisi görülmektedir. Yaz aylarında, soğutma yükü olarak tanımlanan klima kullanımlarının, sıcaklık değerlerine bağlı olarak mesken tüketimini artırdığı, diğer tüketici grupları üzerinde de etki gösterdiği görülmektedir.

18.9. Elektrik Enerjisi Tedarik Yapısı ve Tarifeler

Elektrik piyasasındaki tedarik yapısı ve seçenekleri, doğal gaz piyasasına göre daha fazla çeşitlilik içermekte ve yıllık tüketim miktarı ile tüketici türüne göre farklı alternatifler oluşmaktadır. Elektrik piyasasında, tüketicilere tedarikçilerini seçme ve alım koşullarını müzakere etme hakkı kazandıran serbest tüketici limiti daha dinamik uygulanmakta, böylece teorik olarak tedarikçi seçme hakkına sahip tüketici sayısı artış göstermektedir.

2021 yılında 1.100 kWh/yıl olarak uygulanan serbest tüketici limiti, 2022 yılında 1.000 kWh/yıl değerine düşürülmüştür.

Elektrik piyasasında, tedarikçisini seçme hakkına sahip olmayan tüketiciler, elektrik enerjisi taleplerini bulundukları bölgede görevli tedarik şirketlerinden karşılamak zorundadır. 21 adet elektrik dağıtım bölgesine ayrılan Türkiye'de, bu sayıya karşılık gelen görevli tedarik şirketi söz konusu talebi karşılamakta ve bunu yaparken de düzenlemeye tabi ulusal elektrik tarifelerini uygulamaktadır.

Elektrik piyasasındaki düzenlemeye tabi tarifeler ve dağıtım faaliyetine ilişkin bedeller, doğal gaz dağıtımında olduğu gibi her bir bölge için farklılık göstermemektedir ve ulusal bazda tek bir tarife olarak uygulanmaktadır.

Yürürlükteki elektrik piyasası mevzuatına göre uzun yıllardır uygulanagelen ulusal tarife, aslında kalıcı değil, geçicidir ve kanun değişikliğine gidilerek herhangi bir süre uzatıma gidilmezse 31 Aralık 2025 tarihinde son bulacaktır. Bu tarihten sonra fiyat eşitleme mekanizmasının uygulanmadığı bölgesel tarifeye kademeli bir geçiş yapılması beklenmektedir. Ancak, tedarikçisini seçme hakkına sahip olmayan mesken abonelerine ve ticarethanelere tedarik hizmeti veren görevli tedarik şirketlerinin uyguladığı ulusal tarifedeki yüksek sübvansiyon ve kayıp-kaçak oranları başta olmak üzere bölgeler arasında oluşan maliyet makasları, bu geçişi zorlaştırmaktadır. Elektrikte bölgesel tarifeye geçiş için tarih, 24 Mayıs 2006 tarihli ve 5496 sayılı Kanun ile 31 Aralık 2010 olarak belirlenmiş, daha sonra bu tarih çeşitli kanun değişiklikleri ile önce 31 Aralık 2012'ye, ardından da 31 Aralık 2021'e ve nihayetinde 31 Aralık 2025 tarihine ertelenmiştir.

Elektrik piyasası mevzuatında serbest tüketici, EPDK tarafından belirlenen elektrik enerjisi miktarından daha fazla tüketimi bulunduğu veya iletim sistemine doğrudan bağlı olduğu veya OSB tüzel kişiliğine sahip olduğu için tedarikçisini seçme hakkına sahip gerçek veya tüzel kişiyi ifade etmektedir.

Elektrik piyasasında tedarik yapısı üzerine belirleyici olan bir diğer uygulama ise son kaynak tedarik tarifesidir. Son kaynak tedariki, serbest tüketici niteliğine sahip olduğu halde elektrik enerjisini, son kaynak tedarikçisi olarak yetkilendirilen tedarik lisansı sahibi şirket dışında bir tedarikçiden temin etmeyen tüketicilere yapılan elektrik enerjisi tedarikini ifade etmektedir.

Tablo 18.4: Elektrikte Tedarik Yapısı

Piyasa Özellikleri	Tüketici Türü	Tüketim Miktarı (kWh/yıl)	Satın Alma Koşulları	Potansiyel Tedarikçiler
Düzenlemeye Tabi	Serbest Olmayan Tüketici (Tedarikçi seçme hakkı yok)	1-1.000 kWh/yıl	Ulusal Tarife (Zorunlu)	Görevli Tedarik Şirketi (GTŞ)
Serbest Piyasa	Serbest Tüketici (Tedarikçi seçme hakkı var)	≥1.000 kWh/yıl <1 Milyon kWh/yıl	Ulusal Tarife (İsteğe bağlı)	Görevli Tedarik Şirketi (GTŞ)
			Serbest Piyasa Perakende Elektrik Satış Fiyatı	Görevli Tedarik Şirketi (GTŞ) veya Diğer Tedarik Şirketleri
	Son Kaynak Tedarik Tarifesi (SKTT) Müşterisi (Tedarikçi seçme hakkı var)	≥1 Milyon kWh/yıl	Enerji Maliyetleri (YEKDEM dahil) x %1,0938 (GTŞ harici serbest piyasada bir tedarikçiden almazsa)	Görevli Tedarik Şirketi (GTŞ)
			Serbest Piyasa Perakende Elektrik Satış Fiyatı	Görevli Tedarik Şirketi (GTŞ) veya Diğer Tedarik Şirketleri

Elektrik enerjisi talebini son kaynak tedariki üzerinden karşılayan tüketicilere, bulundukları bölgede görevli tedarik şirketi tarafından son kaynak tedarik tarifesi (SKTT) uygulanmaktadır. Bu tarifedeki baz fiyat, piyasa takas fiyatına (PTF) gerçekleşen YEKDEM bedelinin eklenmesiyle elde edilir ve tedarikçinin kar marjını belirleyen %1,0938 katsayısıyla çarpılması ile oluşur. Son kaynak tedarik tarifesi için belirlenen limit, tarımsal sulama için 100 milyon kWh/yıl ve sanayi kuruluşları ile ticarethaneleri içeren diğer tüketici grupları için 1 milyon kWh/yıl olarak uygulanmaktadır. Bu uygulama, sübvansiyonun yüksek olduğu düzenlemeye tabi perakende satış tarifeleri üzerindeki yükü azaltmayı amaçlamaktadır.

Elektrikte spot piyasada oluşan takas fiyatının, düzenlemeye tabi tarifelerin üzerinde bulunması ve aradaki makasın genişliği, tedarikçisini seçme hakkına sahip olan serbest tüketicileri, eğer düzenlemeye tabi tarifeler üzerinden elektrik enerjisi satın alma hakları varsa, bu imkânı sonuna kadar değerlendirmeye yönlendirmektedir.

Tarifeler

Elektrik piyasasında düzenlemeye tabi olan tarifeler, doğal gaz piyasasında uygulanan tarifelere göre daha karmaşık yapıdadır ve dağıtıma baz tarifeler abone grubuna, tarife sınıfına, bağlantı gerilimine, gün içerisindeki tüketim saatine göre farklılık göstermektedir.

Elektrik iletimine ilişkin tarifeler, üreticiler ve tüketiciler için sabit ve değişken bileşenlerden oluşmaktadır. Tarifenin değişken bileşeni, üretilerek iletim sistemine verilen veya sistemden çekilerek tüketilen elektrik enerjisi miktarına göre oluşmaktadır. İletim tarifelerinin sabit bileşenini oluşturan sistem kullanım bedeli,

15 tarife bölgesi için farklı değerlerde belirlenmektedir. Üretim veya tüketim miktarına bağlı olarak değişen sistem işletim bedeli ise tüm bölgeler için tek bir değer olarak belirlenmektedir.

Tüketimin yoğun olduğu şehirleri içeren bölgelerde tüketicilere uygulanan sistem kullanım bedelleri, tüketimin görece düşük olduğu bölgelere göre daha yüksek belirlenmektedir. Elektrik üreticilerine uygulanan sistem kullanım bedeli ise tüketimin fazla olduğu bölgelerde daha düşük belirlenmekte, santrallerin bulunduğu bölgedeki tüketim yoğunluğu azaldıkça, söz konusu sabit tutar da yükselmektedir.

OSB'ler ise iletim seviyesinden şebekeye bağlı oldukları için doğal gaz piyasasındaki yapının aksine bulundukları bölgedeki dağıtım şirketine herhangi bir dağıtım bedeli (SKB) ödememekte, sadece elektrik iletimine ilişkin tarifenin sabit ve değişken bedellerini ödemekle mükelleftir. OSB içerisindeki tüketiciler OSB üzerinden tedariklerini gerçekleştirirlerse, her bir OSB için EPDK tarafından belirlenen dağıtım tarifelerini ödemektedir.

OSB'lerin içerisindeki münferit tüketicilerin, OSB tüzel kişiliğinin ölçek avantajını kullanarak satın aldığı elektrik üzerinden tedarik gerçekleştirmesi çoğu zaman avantaj sağlamaktadır. Ancak, OSB'lerin büyük çoğunluğu, içerisindeki kuruluşlara tedarik ettiği elektrik enerjisini, saatler bazında değişiklik gösteren elektrik fiyatlarına göre tüketimlerin ağırlıklı ortalamasını alarak fiyatlandıramamaktadır. Bu durum da OSB içerisindeki kuruluşların tüketimlerinin, kendi profillerine göre değil OSB'nin genel tüketim profiline göre fiyatlandırılmasına neden olmaktadır. Tüketim profili dalgalı olmayan ve düzenli bir çekiş öngörüsü oluşturabilen bazı kuruluşlar, OSB haricindeki farklı tedarikçilerle anlaşma yaparak elektrik maliyetlerini düşürebilmektedir.

Düzenlemeye tabi tarifelerin ağırlıklı bölümünü dağıtıma yönelik tarifeler oluşturmaktadır. Bu tarifeler, kendi içinde farklı teknik kategorilere ve abone gruplarına ayrılmış durumdadır.

2023 yılı itibarıyla abone grupları aşağıdaki tüketicileri içermektedir:

- Mesken
- Kamu ve Özel Hizmetler Sektörü ile Diğer Tüketiciler
- Sanayi
- Şehit Aileleri ve Muharip Malul Gaziler
- Tarımsal Faaliyetler
- Genel Aydınlatma

6948 sayılı Sanayi Sicili Kanunu'nda tanımı yapılan ve ilgili kuruluşlarca düzenlenen sanayi sicil belgesine sahip kuruluşlar, sanayi tarifesine tabi olarak tüketimlerini gerçekleştirebilmektedir. Bu grup, OSB sicil kaydı yapılmış ve aboneliği OSB tüzel kişiliği üzerine yapılmış OSB'leri de kapsamaktadır. Lisanslı elektrik üreticileri de kendi ihtiyaçları için tüketecekleri elektrik enerjisini yine sanayi grubu tarifesi üzerinden alabilmektedir. Ticarethaneler ise kamu ve özel hizmetler sektörü ile diğer tüketiciler için belirlenen tarife grubuna tabidir ve elektrik enerjilerini bu tarife üzerinden almaktadır. Bunların dışında, elektrik enerjisini

tarımsal sulama amacıyla kullanan tüketiciler, sulama kooperatifleri ve pompaj tesisleri ise tarımsal faaliyetler için belirlenen tarifelere tabidir.

Tüketiciler için bulunduğu abone grubundaki seçenekler arasında yük ve tüketim profiline göre en uygununu seçmek, tedarik maliyetlerini düşürmek ve yönetmek açısından büyük önem taşımaktadır.

Tarifeler, tek terimli ve çift terimli olarak iki sınıfa ayrılmaktadır. Orta gerilim seviyesinden bağlı tüketiciler, tüketim profillerine göre bu iki sınıftan birini tercih etme hakkına sahiptir. Tek terimli tarife sınıfında dağıtıma ilişkin bedeller, tümüyle tüketilen enerjiye bağlıdır ve bunun miktarına göre artıp azalmaktadır. Çift terimli tarife sınıfında ise tüketilen enerji bedeliyle orantılı dağıtım bedeli ödenirken, buna ek olarak tüketicinin bağlantı anlaşmasındaki güç miktarı üzerinden de güç bedeli ve bu gücün aşılması halinde güç aşım bedeli alınmaktadır. Tek terimli tarife sınıfındaki dağıtım bedelleri çift terimli tarifeye göre daha yüksektir.

Çekiş profili dalgalı yani inişli çıkışlı olan tüketiciler için tek terimli tarife sınıfı daha avantajlı olurken, çekiş profili düzenli kuruluşlar için düşük dağıtım bedeli nedeniyle çift terimli tarife daha caziptir.

Yürürlükteki elektrik piyasası mevzuatı, orta gerilim seviyesinden sisteme bağlı olan ve tarife sınıfını seçme hakkı olan tüketicilere bir takvim yılı içerisinde üç kere tarife sınıfı değişikliği yapma hakkı tanımaktadır. Çift terimli tarife sınıfını seçen tüketiciler ise bir takvim yılında en fazla üç kere güç miktarını değiştirme hakkına sahiptir.

Nihai elektrik fiyatının önemli kısmını oluşturan enerji bedeli, genel aydınlatma ve şehit aileleri ile muharip malul gaziler dışındaki tüm abone grupları için tek zamanlı ve çok zamanlı olarak ikiye ayrılmaktadır. Tek zamanlı tarifede enerji bedeli, tüketimin günün hangi saatinde gerçekleştiğinden bağımsız olarak tek bir bedel üzerinden fiyatlandırılır. Çok zamanlı tarifede ise gün; gündüz, puant ve gece olarak üç bölüme ayrılır.

Çok zamanlı tarife uygulamasında; sayaç saati sürekli yaz saati uygulamasına göre güncellenmemiş sayaçlar için, Ekim ayının son pazar günü ile Mart ayının son pazar günü arasında Gündüz 07-18, Puant 18-23, Gece 23-07 saatleri arasındadır. Mart ayının son pazar günü ile Ekim ayının son pazar günü arasında ise Gündüz 06-17, Puant 17-22, Gece 22-06 saatleri arasındadır.

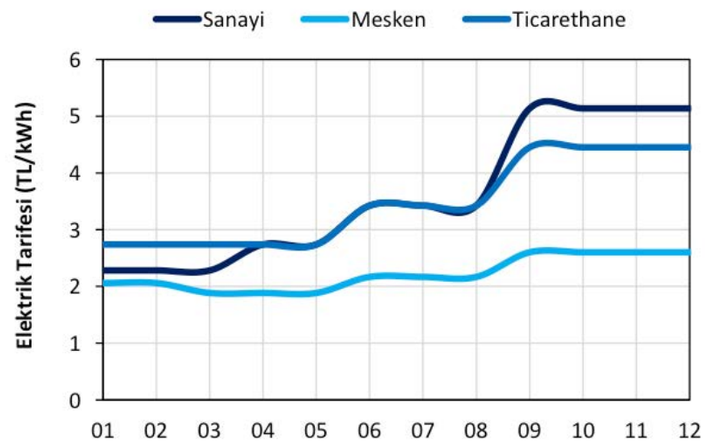
Sayaç saati sürekli yaz saati uygulamasına göre güncellenmiş sayaçlar içinse yıl boyunca Gündüz 06-17, Puant 17-22, Gece 22-06 saatleri arasındaki tüketimleri kapsamaktadır.

Çok zamanlı tarifeye geçmek isteyen tüketicilerin, gün içerisindeki periyotlara göre tüketimi tespit edecek özellikte elektronik sayaca sahip olması gerekmektedir.

Tüketim zamanına göre değişen tarifelerde en yüksek bedel, tüketimin en yüksek seviyeye çıktığı puant zamanında alınmaktadır. En düşük bedel ise genel tüketimin düştüğü gece dönemi için belirlenmektedir.

18.10. Sanayi Kuruluşlarının Elektrik Tedariki ve Fiyatlar

Elektrik piyasasında düzenlemeye tabi tarifelerin spot piyasada oluşan fiyatların oldukça altında belirleniyor olması, bu tarifeden yararlanma imkânı olan tüketicilerin farklı tedarikçi ve fiyat yapısı arayışlarını doğal olarak engellemektedir. Ancak bu durum, spot piyasa fiyatlarının seyrine göre ticarethaneler ve sanayi kuruluşları için meskenler kadar baskılayıcı olamayabilmektedir.



Şekil 18.10: Düzenlemeye Tabi Elektrik Tarifelerinin Aylık Gelişimi (2022)

Ancak, 1 milyon kWh/yıl olarak uygulanan son kaynak tedarik tarifesi limitinin üzerinde tüketimi olan son kullanıcılar, serbest piyasadan elektrik tedariki imkanlarını değerlendirmektedir. Bu anlaşmalarda, elektrik enerjisi fiyatı kadar borçlanma ve finansman maliyeti de öne çıkmakta, farklı ödeme yöntemlerine ve vadelerine göre anlaşmalar farklılaşmaktadır.

18.11. Öztüketime Yönelik Yenilenebilir Enerji Yatırımları

İklim değişikliği ile mücadele için getirilen önlemler ekseninde enerji piyasasında başlayan değişim ve dönüşüm, sadece enerji üreticilerini ve tedarikçileri değil tüketicileri de değer zincirinin güçlü bir halkası konumuna getirmiştir. Ülkelerin ve kuruluşların açıkladığı "net-sıfır karbon hedefleri" ve buna yönelik planlar, dönüşümü beklenilenin üzerinde ivmelendirerek etkilerin tabana yayılmasına neden olmuştur. Bu dönüşüm sürecinde, AB'nin 1 Ekim 2023 tarihinde bazı sektörler için uygulamaya başlayacağı sınırda karbon düzenleme mekanizması (SKDM) gibi aralarında Türkiye'nin de yer aldığı ihracatçı ülkeleri yakından ilgilendiren düzenlemeleri, iç piyasadaki yönelimler üzerinde etkili olmuştur. Bu gelişmelerin bir sonucu olarak, ölçek farkı gözetmeksizin Türkiye'deki pek çok kuruluş öztüketimlerinin belirli bir bölümünü yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretimiyle karşılamak üzere yatırım planlarını hayata geçirmiştir.

Lisanssız elektrik üretimine ilişkin mevzuatta yapılan değişiklikler ve güncellemeler, genel itibarıyla lisanssız elektrik üretimi gerçekleştiren tüketicilerin ikili anlaşmalarındaki fiyat üzerinden tedarikçisi ile mahsuplaşmasını esas almaktadır. Bu olanak, yüksek montanlı tüketicileri spot piyasada oluşan fiyat dalgalanmalarından korumakta, temiz enerji tüketim miktarlarını artırmakta ve risklerini daha kolay yönetmelerine imkân tanımaktadır.

1 Temmuz 2023 tarihi itibarıyla, lisanssız elektrik üretim tesis ile tüketim tesisinin mahsuplaşma gerçekleştirebilmesi için aynı dağıtım bölgesi sınırları içerisinde bulunma şartının kalkacak olması, öztüketime yönelik yatırımların görece daha düşük maliyetlere bölgelere kaydırılmasına neden olacaktır. Bu avantajı değerlendiren kuruluşların, lisanssız elektrik kurulu gücünü daha da artırması beklenmektedir.

18.12. Elektrikte Talep Katılımı

Elektrik piyasasında anlık değişebilen arz-talep dengesi için kullanılan piyasa bazlı mekanizmalar arasında, piyasa oyuncularının yüklerini kaydırması esasına dayanan talep tarafı katılımı öne çıkmaktadır. Talep tarafı katılımı, enerji verimliliği, öztüketime yönelik dağıtık enerji üretimi ve yaygınlaşmaya başlayan enerji depolama gibi esneklik sağlayan unsurların tamamlayıcı bir parçası olarak piyasa mekanizmaları içerisindeki yerini günden güne genişletmektedir. Türkiye gibi gelişimini sürdüren piyasalarda talep tarafı katılımı, elektrik sisteminin tüketiciler için maliyetlerini düşüren bir optimizasyon yöntemi olarak ortaya çıkmaktadır. Bu modelin yaygınlaşması ve yük yoğunluğunun artırılması halinde, ülkelerin karbonsuzlaşma hedeflerine de katkıda bulunması beklenmektedir. Talep tarafı katılımı, elektrik tüketimi yüksek sanayi kuruluşlarının, belirli bir tüketim eğrisine sahip elektrikli araç şarj istasyonlarının, tarımsal sulama noktalarının ve ticari işletmelerin belirli operasyonlarını planlı şekilde kapatarak yüklerini düşürmesine ve bu şekilde dengelemeye yaptıkları katkı nedeniyle de gelir elde etmesine olanak tanımaktadır. Böylece üretilen enerjiden azami oranda faydalanılması sağlanırken, talebi karşılamak üzere görece verimsiz ve karbon salımı yüksek kaynakların da devreye girmesi önlenebilmektedir.

Elektrik piyasasında tüketimlerin ve üretimlerin birleştirilerek yönetilmesine imkan tanıyan yasal zemin, 22.12.2022 tarihinde yürürlüğe giren 7429 sayılı Kanun ile 6446 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'na eklenen "toplayıcılık" faaliyeti ile kuvvetlendirilmiştir. Uluslararası enerji piyasası jargonunda "aggregator" olarak yer alan ve mevzuatımızdaki karşılığı "toplayıcı" olarak belirlenen kavram, EPDK'dan lisans alarak geçekleştirilebilecek piyasa faaliyetleri arasına eklenmiştir. Bu bağlamda, toplayıcı olarak faaliyet göstermek isteyen şirketlerin EPDK'dan toplayıcı lisansı alması öngörülmüştür. Ancak, toplayıcılık faaliyetini tedarik lisansı sahiplerinin de yapabilmesine imkân tanınmıştır. Mevzuata göre toplayıcılar, temel olarak anlaşmalı oldukları kullanıcıların tüketim ve üretim programlarını yönetip kullanıcılar adına elektrik ve kapasite ticareti yapabileceklerdir. Ayrıca, yan hizmetlere ilişkin tedarik süreçlerine katılabileceklerdir. Toplayıcılık faaliyetine ilişkin usul ve esaslar, EPDK tarafından hazırlanacak yönetmelikle düzenlenecektir. Söz konusu yönetmeliğin hazırlık çalışmaları Mayıs 2023 itibarıyla devam etmektedir.

18. Bölüm Çalışma Soruları

1. Elektrik piyasasında tüketicilere tedarikçilerini seçme hakkı veren serbest tüketici statüsünü kazanabilmek için yıllık elektrik enerjisi tüketiminin 2023 yılı için hangi eşiğin üzerinde olması gerekmektedir?

A. 800 kWh/yıl
B. 1.000 kWh/yıl
C. 1.200 kWh/yıl
D. 1.250 kWh/yıl
E. 1.400 kWh/yıl

2. Aşağıdakilerden hangisi, 2023 yılına kadarki piyasa gelişimi dikkate alındığında elektrik piyasasında serbest tüketici hakkına sahip tüketici sayısı fazla olmasına rağmen, tedarikçi değiştirmenin yaygın olmamasının nedenlerinden biri değildir?

A. Ulusal elektrik tarifesinin, serbest piyasa fiyatlarından daha düşük olması
B. Son kaynak tedarik tarifesinin sanayi ve ticarethaneler için 1 milyon kWh/yıl olan limitinin yüksek kalması
C. Piyasa takas fiyatının düzenlemeye tabi tarifelerden yüksek olması
D. Tedarikçi değiştirmeye getirilen sınırlamalar ve kısıtlamalar
E. Tedarikçi değiştirme alışkanlığının yaygınlaşmaması

3. Aşağıdakilerden hangisi elektrik piyasasında talep tarafı katılımının sağlayabileceği katkılardan biri değildir?

A. Üretim optimizasyonu ile temiz enerji kaynaklarına dayalı santrallerden daha fazla üretim elde etmek
B. Tüketicilerin taleplerinin kaydırılarak fiyat dalgalanmalarının azaltılması
C. Daha öngörülebilir ve güçlü fiyat sinyallerinin oluşması
D. Elektrik sisteminin karbon salımının azaltılması
E. Serbest tüketici limitinin düşürülmesi

4. Aşağıdakilerden hangisi şirketlerin bünyesinde oluşturulan enerji ve iklim yönetim birimlerinin görev alanı içerisinde kalmaktadır?

A. Ulusal ve uluslararası piyasaların ve fiyat gelişmelerinin takibi
B. Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen enerjinin payının artırılması
C. Net sıfır karbonlu elektriğe geçiş sürecinin planlanması
D. Tüketim profiline ve miktarına göre en ekonomik şekilde enerji tedarik planının oluşturulması
E. Hepsi

5. 2023 yılına kadarki piyasa gelişimi dikkate alındığında, doğal gaz piyasasında özel tedarikçilerin piyasa payındaki düşüklüğün temel nedeni aşağıdakilerden hangisidir?

A. EPDK'dan lisans alan özel tedarikçi şirket bulunmaması
B. Özel tedarikçilerin serbest tüketicilere gaz satışının mevzuata uygun olmaması
C. İç piyasada oluşan satış fiyatlarının, özel şirketlerin tedarik maliyetinin altında kalması
D. Özel tedarikçilerin kendine ait iletim şebekesinin bulunmaması
E. Özel tedarikçilerin sadece doğal gaz dağıtım şirketlerine gaz tedarik etmesine imkan tanıyan mevzuat

Bölüm 19:
Enerji Depolama Sistemleri

19.1. Giriş

Enerji depolaması, enerji tüketiminin planlanması ve talebin yönetilmesi konularıyla doğrudan ilgilidir. İşletmeler için elektrik talebinin yönetilmesi, enerji tasarrufundan ziyade ihtiyaç duyulduğu anda talep edilen elektriğin tedarik edilebilmesi ile ilgili bir konudur. Bu konunun bir enerji yönetim planı çerçevesinde değerlendirilmesi için bütüncül bir bakış açısı geliştirmek gerekmektedir. Bu kapsamda talebin zamanlanması, planlanması ve mümkün olduğunca yönetilmesi büyük önem kazanmaktadır. Talebin oluşma zamanının değiştirilebilmesi ve/veya planlanması da enerji yönetimi için önemli bir bileşendir.

Enerji yönetimi için geliştirilen teknolojilerin çoğu, enerji talebinin zamanlanması yerine elektriğin daha verimli kullanılmasına odaklanmıştır. Enerji yönetimi denildiğinde değişken frekanslı sürücüler, enerji verimli aydınlatma gereçleri, elektronik balastlar ve enerji verimli motorlar vb. cihazlar ve teknolojiler akla ilk gelenlerdir. Oysa üzerinde çokça durulan bu cihazlar, bir tesisin toplam yıllık elektrik tüketiminde önemli bir yer tutan -örneğin mekanik soğutma sistemlerine kıyasla- elektrik talebinin küçük bir bölümünden sorumludurlar.

Talep yönetimi, bir enerji tasarrufu biçiminden ziyade bir maliyet yönetimi biçimidir. Elektrik üretim, iletim ve dağıtım şirketleri, kapasite planlaması yaparken yeni tesisler, tesis satın alımı, toptan satışlar, teşvikler ve fiyat tarifesi yönetimi dâhil olmak üzere birçok faktörü bir arada değerlendirirler. Tedarikçiler açısından bakıldığında, maliyetin en aza indirilmesi için talebin olabildiğince yataylaştırılması, yükün yönetilmesi ve taleple arz imkânlarının en uygun şekilde buluşturulması merkezi önemdedir. Tüketiciler ise, elektriğin kullanım saatine göre fiyatlandırılmasını esas alan tarife düzenlemelerinden yararlanarak enerji maliyetlerini azaltabilirler.

Çok zamanlı tarife mekanizmalarının mümkün ve cari olduğu sistemlerde elektrik dağıtım ve tedarik şirketleri, belirli saat aralıklarında daha yüksek veya daha düşük tarife oranları uygulamaktadır. Örneğin talebin pik yaptığı saat aralıklarında elektrik kullanan bir tüketici, başka zaman aralıklarına göre kullandığı her kWh elektrik başına daha fazla ücret ödemektedir. Elektrik talebinin pik yaptığı saatlerde elektrik fiyatının daha fazla olmasının sebebi şudur: Bir elektrik şirketinin tedarik kapasitesini yönetme süreci, ilk önce en verimli şekilde elektrik üreten, dolayısıyla en düşük maliyete sahip olan santralden faydalanma prensibine dayanmaktadır. Eğer sistemdeki ya da elektrik tedarik şirketinin elektrik aldığı portföydeki rezerv kapasite sınırlıysa, elektriğin pik yaptığı zaman aralıklarında sadece en verimli santrallerden değil, marjinal maliyeti daha yüksek olan santrallerden (öncelikle orta yük ve nihayetinde puant yük santrallerinden) de elektrik alınması kaçınılmaz hale gelir. Çalışma süresinin görece daha az olmasından dolayı veya doğrudan teknolojisinden/kaynağından dolayı birim elektrik üretim maliyeti daha yüksek olan santrallerin elektrik üretiminde devreye girmesi, ilgili zaman dilimindeki elektrik tedarik maliyetini yükseltir. Elektrik üretim ve tedarik maliyetindeki yükselme kademeli olarak paçallanmış nihai elektrik maliyetini artırır ve bu artış zincirin en ucunda bulunan tüketiciye de yansıtılır.

19.2. Talep Tarafı Yönetimi

Hem tüketiciler açısından elektrik tedarik maliyetlerini düşürmek hem de elektrik şirketlerinin maliyet optimizasyonunu sağlamak için öne çıkan yaklaşımlardan birisi talep tarafı yönetimidir. Talep yönetimiyle elektrik sistemi harcamalarının azaltılması, elektrik arz ve talebinin daha düşük seviyede dengelenmesi, elektrik yük eğrisinin yataylaştırılması ve tüketicinin elektrik talebinin değiştirilmesi hedeflenmektedir. Talep tarafı yönetimi terimi ile kastedilen, sayılan hedeflere katkıda bulunmak için elektrik tüketimini yönetmeyi ve azaltmayı amaçlayan talep tarafındaki teknolojileri, teşvikleri, eylemleri ve programları kapsamaktadır. Gellings, talep tarafı yönetimini; "Tüketicinin elektrik kullanımını etkileyerek elektrik firmalarının yük eğrisinin şeklini, zamana bağlı değişimini ve büyüklüğünü değiştirmek için yapılan planlama, uygulama ve izleme faaliyetleridir"[1] şeklinde tanımlamıştır.

Talep tarafı yönetimi ile tüketicilerin pik/puant saatlerdeki esnek tüketimlerinin gün içine yayılması, şebekelerdeki teknik kayıpların azaltılması, enerji verimliliğinin artırılması ve kullanıcıların faturalarını azaltarak şebekenin her iki tarafına da fayda sağlanması amaçlanmaktadır. Kısaca, talep tarafı yaklaşımı ile hedeflenen daha kaliteli, daha iyi tepki veren, daha esnek ve daha ekonomik bir şebeke yönetimidir.

Son yıllarda, özellikle yenilenebilir kaynaklı elektrik santrallerinin şebekeye katılması ve üretim içerisindeki payındaki artışla birlikte, elektrik arz-talep dengesinin sağlanması olası şebeke sistemi sorunlarının önüne geçilmesi açısından büyük öneme sahiptir. Elektrik şebekesinin işletilmesi sırasında, elektrik arzında değişkenlikler olurken, son kullanıcıların da yük talepleri bir pik/puant yük ile baz yük arasında dalgalanmaktadır.[2] Pik/puant yükler, mevsimlere ve yük niteliğine (mesken, ticari veya endüstriyel) bağlı olarak gün içinde değişkenlik göstermektedir.[3] Teknik açıdan bakıldığında, iletim ve dağıtım sistemlerinin altyapılarının şebekede oluşacak azami talebi destekleyecek şekilde tasarlanması gerekmektedir. Bu nedenle de oluşan pik/puant yük şebeke planlamasını etkilemektedir. Arzın talebi geçtiği veya tam tersi olarak talebin arzı geçtiği durumlarda, şebeke üzerinde oluşan gerilimin yönetimi, şebekenin başarısı için şarttır.

Dönemsel olarak oluşan pik yüklere göre altyapı modellendiği için bazı durumlarda yeterince kullanılmayan veya yılın sadece çok az bir kısmında yükleme kapasitesi sınırına ulaşmış sistemler meydana gelmektedir. Bu nedenledir ki, ticari ve endüstriyel kullanıcılar, yalnızca tükettikleri elektrik miktarına göre değil aynı zamanda pik/puant yük taleplerine göre ücretlendirilmektedir.[4] Oluşan bu yüksek maliyetler ise, kullanıcıların işletme giderlerinde oldukça büyük bir pay almaktadır. Son zamanlarda bazı nihai kullanıcılar, tükettikleri elektrik miktarını azaltmadan, oluşan bu sistem kullanım bedellerini azaltmak için elektrik depolama sistemlerine (EDS) yönelmeye başlamışlardır.

EDS, geleneksel şebeke yapısında oldukça küçük bir paya sahip olmasına rağmen özellikle şebeke yönetiminde sağladığı avantajlar nedeniyle yakın gelecekte kullanımı artması beklenen bir teknolojidir.[5]

[1] Gellings, Clark; "Evolving Practice of Demand-side Management", Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2017, (5), ss.1-9. 10.1007/s40565-016-0252-1.

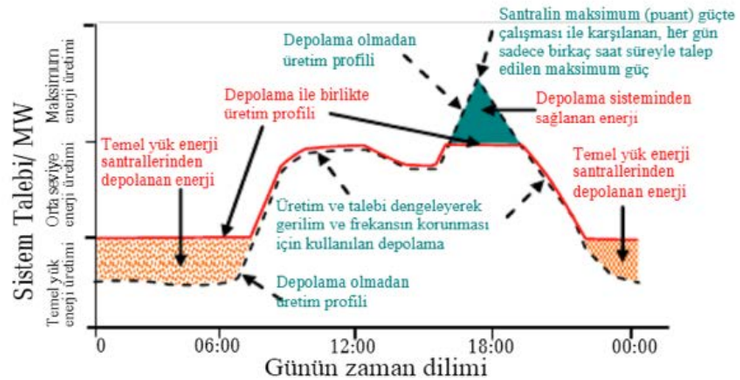
[2] https://www.idealenergysolar.com/peak-shaving-solar-storage/ erişim: 15.06.2022

[3] Martins, R. ve diğerleri; "Optimal Component Sizing for Peak Shaving in Battery Energy Storage System for Industrial Applications", Energies, (2018), 11(8):2048.

[4] A.g.m.

[5] Koç, İ. M. ve diğerleri; "Akıllı Şebeke Standartlarında Enerji Depolama Uygulamalarının İncelenmesi", 6. Enerji Verimliliği Kalitesi Sempozyumu ve Sergisi, (2015), Sakarya.

EDS'ler talebin yoğun olmadığı zamanlarda arz fazlasını depolar, pik yük dönemlerinde depolanan elektriği serbest bırakarak talep ihtiyacını azaltır ve talep eğrisinin düzleştirilmesine katkıda bulunur. Bununla birlikte, yenilenebilir enerji kaynaklı santrallerinin sürekli ve kararlı bir şekilde elektrik üretememesi nedeniyle oluşan dalgalı güç çıkışı ve sonrasında meydana gelen dengesizlik durumu EDS'ler ile daha istikrarlı bir duruma getirilebilmektedir. Böylelikle şebeke gerilim ve frekans değerlerinin kabul edilebilir seviyelerinde olmasıyla sistem dengesi sağlanabilmektedir.



Şekil 19.1:
Yük Kaydırma Yöntemi ile EDS Kullanımı ve Yük Yönetimi[6]

Talep tarafı yönetimi açısından pek çok uygulama bulunmaktadır. Bu uygulamaların bir kısmı şebeke düzeyinde, bir kısmı ise tüketici tarafında (tesisler, ticari binalar vs.) gerçekleşebilmektedir.

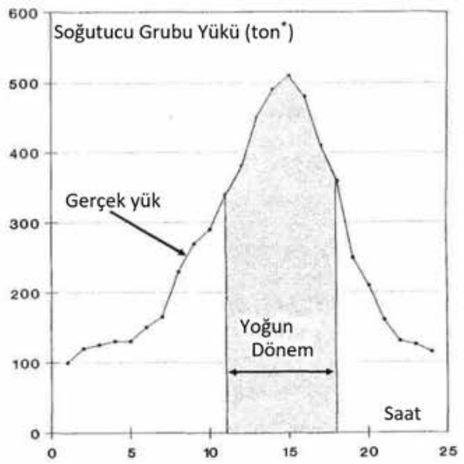
Genel olarak enerji depolama sistemleri geniş bir yelpazede ele alınabilir. Dünyada uygulanan farklı yaklaşımların anlaşılabilmesi açısından, bu teknikleri 5 ana kategoride toplamak mümkündür.

1. Bataryalar- bu bir termo-elektrik depolama çözümüdür. Kimyasal bataryalar, akış bataryaları ve kapasitörler bunlar arasında sayılabilir. Burada geniş bir aralıkta enerji depolanabilir. Özellikle güneşten elde edilen elektrik enerjisinin depolanmasında çok yaygın kullanılırlar.
2. Mekanik enerji depolama- Yenilikçi teknolojilerle kinetik veya potansiyel enerji olarak enerji depolama önemli bir alan oluşturmaktadır. Sıkıştırılmış hava, volan örneklerdir.
3. Pompalanmış hidro-enerji- Suyun yükseğe pompalanması, elektrik enerjisi depolamasında kullanılan göreceli eski bir tekniktir. İhtiyaç doğduğunda bir türbinle yüksekteki sudan elektrik enerjisi üretilebilir.
4. Hidrojen enerjisi- Son yıllarda üzerinde çalışılan ve geleceğin enerjisi olarak tanımlanan hidrojen enerjisi de bugünkü teknolojide, bir enerji depolama yöntemi olarak algılanabilir. Güneşten elde edilen enerjinin hidrojen üretiminde kullanılması ve bu hidrojenin tüketim alanlarına nakli ile orada hidrojenden tekrar elektrik enerjisi üretmesi (örneğin yakıt pilleri yoluyla) çok çalışılan bir alandır.
5. Talep tarafının etkili uygulamalarından birisi de termal enerji depolamadır. Termal enerji duyulur ısı ve gizli ısı biçiminde depolanabilir. Bu bölümün geri kalanında termal enerji depolaması anlatılacaktır.

[6] Koç, İ. M. ve diğerleri, 2015.

19.3. Termal Enerji Depolama Nedir?

Termal enerjinin depolanması (TED) terimi, yoğun dönemlerde enerjinin ısıtma veya soğutma amaçlı kullanılmak üzere depolanmasını ifade etmektedir. Bu bölümdeki örnekler, ısının soğutma amaçlı kullanımı için depolanmasına yönelik örnekler olmakla birlikte, ısının ısıtma amaçlı kullanımı için depolanmasında da benzer ilkeler geçerlidir. Şekil 2'deki talep profili göz önüne alınacak olursa, soğutma gruplarını yoğun dönemde çalıştırma ihtiyacını azaltacak veya bu ihtiyacı ortadan kaldıracak şekilde bir soğutma depolama sistemi uygulanabilir. Soğutma gruplarının yoğun olmayan saatlerde çalıştırılması ve böylece soğutma kapasitesinin yoğun saatlerde kullanılmak üzere depolanmasıyla, enerji maliyetlerinde bir azalma elde edilmesi mümkündür. Bu tür bir sistem yeni bir tesis kapsamında veya eski bir tesisteki ekipmanın değiştirilmesi sırasında uygulanırsa, daha küçük kapasiteli soğutma grupları kurulabilir. Böylelikle, soğutma grubu, maksimum yük koşulları için boyutlandırılmak yerine, ortalama yüke göre boyutlandırılabilir ve toplam yükün üretimini tüm güne yayılabilir.



Şekil 19.2:
Tipik Ofis Binası Soğutucu Grubu Tüketim Profili[7]

Termal enerji yüzyıllardır depolanmakla birlikte, büyük elektrik kullanıcılarının maliyet yönetimi amacıyla bu yöntemden yararlanmaları ancak son zamanlarda gündeme gelmiştir. Buna göre, termal enerji, bir ısı kaynağına veya bir soğutmaya ihtiyaç duyulduğunda kullanılmak üzere depolanmaktadır. Çatı saçakları, toprak altı mahzenleri, toprak kaynaklı ısı pompası sistemleri ve tuğla termal kütlelerin tümü termal depolama biçimleri olarak düşünülebilir. Doğrudan güneş ısısı toplamak için tasarlanmış olan pasif güneş enerjisi binaları da termal depolama sağlamak için beton zeminlerin veya tasarlanmış kaya depoların kütlesini kullanabilirler.

[7] 1 soğutma tonu=3,5169 kW. Soğutma tonajı terimi genellikle daha büyük ticari ve endüstriyel iklimlendirme, ısı pompası ve soğutma sistemleri için kullanılır. Buna göre nominal durumdaki kW cinsinden enerji tüketiminin ton cinsinden soğutma kapasitesine oranını ifade eden kW/ton oranı ne kadar düşükse sistem o kadar verimli olmaktadır.

Isı enerjisinin depolama yöntemleri olarak; sıvılarda depolama, katılarda depolama, mevsimsel depolama, kimyasal depolama ve faz değişimli maddelerde depolama yöntemleri mevcuttur. Duyulur ısı depolama metodunda, depolama maddesinin sıcaklığındaki değişim sonucunda ortaya çıkan duyulur ısıdan yararlanılır. Gizli ısı depolamasında, faz değişimi gösteren maddeler kullanılır. Depolamaya uygun sıcaklık aralığında depolama maddesinin faz değiştirmesiyle ortaya çıkan gizli ısı belirlenir. Bu amaçla belirli sıcaklıklarda ergime, buharlaşma veya diğer faz değişimlerine uğrayan maddelerden yararlanılır. Termokimyasal depolama metodunda ise ısı enerjisi bir bileşiğin bağ enerjisi olarak depolanabilir ve aynı enerji tersinir kimyasal tepkimelerle serbest bırakılabilir.

Isı enerjisi depolaması kullanım süresine göre ikiye ayrılır. Bunlar kısa süreli depolama (gece-gündüz) ve uzun süreli depolamadır (mevsimlik/yaz-kış). Kullanım amacına ve sıcaklığına göre sıcak depolama, soğuk depolama veya her iki amaç için sıcak ve soğuk depolama yapılabilir. Bu bölümde esas olarak soğuk enerjinin depolanması ile pik elektrik talebinin düzeltilmesi üzerinde durulmuştur. Ancak ısıtma için ısı enerjisinin depolanmasında güneş enerjisinin kullanımı yaygın bir teknolojidir. Güneş enerjisi zamana bağlı olarak değişim gösteren ve kesikli yapıya sahip bir enerji türüdür. Güneş enerjisinden elde edilen ısı enerjisinin depolanması ile yük faktörü artmakta, bunun sonucunda da sistemlerin geri ödeme süreleri kısalmakta ve sistemler ekonomik hale gelmektedir. Güneş enerjisi günlük olarak veya daha uzun süreli depolanabilir. Şekil 2'ye benzer biçimde güneşten gelen enerji gün içinde değişkenlik göstermektedir. Talebin sabit olduğu kabul edildiğinde, gün içinde talebin üzerinde gelen enerji depolanarak, günün diğer saatlerinde kullanılabilir.

Geleneksel olarak ısıtma veya soğutma enerjisinin depolanmasında kullanılan bir yöntem ise bina duvarlarının ve yapısının kullanılmasıdır. Özellikle günlük sıcaklık değişimlerinin çok fazla olduğu, sıcak iklimlerde, kalın taş duvarlar geleneksel olarak başarıyla ısı depolamada kullanılmıştır. Gündüz ısınan büyük kütle, gece soğuyarak iç hacimlerde sıcaklığın gün boyu kararlı kalmasını ve çok yükselmemesini sağlar.

Bunun günümüzde kullanılan bir versiyonu ise, bedava soğutma "free cooling" olarak bilinir. Yine günlük sıcaklık değişimlerinin fazla olduğu özellikle karasal iklimlerde, gece boyunca havalandırma sistemi çalıştırılarak, içeri soğuk hava verilir. Bununla soğuyan duvarlar ve eşyalar, günün belli bir saatine kadar mekanik soğutmayı çalıştırmadan konfor koşullarının devam ettirilmesini mümkün kılar. Böylece harcanacak mekanik soğutma enerjisinden tasarruf edilir. Gece yapılan havalandırmada bu özelliği olan klima santrallerinden yararlanılabileceği gibi, fan enerjisi kullanmadan doğal havalandırmadan da yararlanılabilir.

Mevsimsel depolamada özellikle jeotermal enerjinin kullanımı söz konusudur. Yeraltı sıcaklıkları, toprak yapısı ve bölgeye göre değişkenlik gösteriyor olmakla birlikte 20 metreye kadar dış ortam sıcaklıklarından azalarak etkilenmekte, 20 metreden sonraki derinliklerde ise mevsime göre değişmemektedir. Bundan yararlanarak yüksek verimli toprak kaynaklı ısı pompaları uygulaması, özellikle Kuzey ülkelerinde yaygın bir kullanıma sahiptir.

Isı depolamanın tipik örneği kullanma sıcak suyu tesislerindeki boyler depolarıdır. Gün içinde sıcak su kullanımı çok değişkendir. Sistem tasarımının en yüksek ısı talebine göre boyutlandırılması durumunda, gerekli ısıtma gücü çok yüksek olacaktır. Bu seçim sistemin kurulum maliyetini artırdığı gibi, günün büyük bölümünde kısmi yüklerde çalışacağı için aynı zamanda sistemin ortalama ısıl verimini de çok düşürür.
Bir apartmandaki maksimum sıcak su ihtiyacı V,

$$V = 200\ n\ \Psi\ (L/h)$$

olarak hesaplanabilir. Burada n daire sayısı, Ψ eş kullanma faktörüdür. 40°C'de sıcak su isteniyorsa maksimum ısı ihtiyacı,

$$Q = 200\ n\ \Psi\ Cp\ (T_ç - T_g) = 200 \times n \times \Psi \times 1{,}16 \times 10^{-3} \times (40 - 10) = 7\ n\ \Psi\ (kW)$$

Eğer depolama yapılacak olursa, bu gücü aşağı çekmek mümkündür. Depolama yapıldığında gerekli güç ihtiyacı,

$$Q_b = Q\ Z_B / (Z_A - Z_B)\ (kW)$$

Burada Z_B kullanma süresi, Z_A depolama süresidir. Her iki süre de 1 saat seçildiğinde gerekli ısıtma gücü maksimum değerin yarısına düşmektedir. Buna karşılık gerekli ısı depolama ihtiyacı,

$$K_b = Z_A\ Q_b\ (kWh)$$

değerindedir. Buna göre gerekli depolama hacmi (su hacmi),

$$V_s = K_b / (C_p\ \Delta T)\ (L)$$

Burada ΔT boylerin çalışma sıcaklık aralığıdır. Standart hesaplarda 35°C alınır. Depolama süresi (kapasitesi) arttıkça ihtiyaç duyulan güç azalırken, gerekli depolama hacmi artmaktadır. Bu iki maliyeti dikkate alarak optimum depolama hacmi belirlenir.

Örnek,
18 daireli bir apartmanda boylerli merkezi sıcak su tesisatı bulunmaktadır. Her dairede küvet bulunmaktadır. Küvet kullanma süresi 2 h ve depolama süresi 2 h değerindedir. Depo su sıcaklığı 45°C ve su besleme sıcaklığı 10°C değerindedir.

18 daire için eş zaman faktörü 0,42 değerindedir. Buna göre maksimum sıcak su ihtiyacı,

$$V = 200 \times 18 \times 0{,}42 = 1512\ L/h$$

Isı ihtiyacı,

$$Q = 7 \times 18 \times 0{,}42 = 53\ kW$$

Gerekli kazan gücü,

$$Q_b = 53 \times 2 / (2 \times 2) = 26{,}5\ kW$$

Depolama ihtiyacı,

$$K_b = 2 \times 25{,}5 = 53\ kWh$$

Depolama hacmi,

$$V_s = 53 \times 1000 / (1{,}16 \times (45 - 10))\ L$$

TED bağlamında yüklerin kalıcı olarak kaydırılması için enerji talebi stratejilerine yönelik malzeme ve altyapı kullanılmaktadır. Daha sonraki bir zaman diliminde daha pahalı olan enerjinin daha ucuz bir enerji kaynağı (ister atık ısı kaynağı ister zamana dayalı tarife yapısı yoluyla olsun) kullanılarak elde edilmesine yönelik motivasyon TED'in uygulama alanını genişletmiştir. Bununla birlikte, bu bölümde, ısının ısıtma amaçlı değil de soğutma amaçlı depolanması üzerinde durulacaktır. Bu bağlamda, soğuk enerjinin depolanmasının iki temel nedeni olan enerji tarife yapılarına ve soğutma sistemi yönetimine değinilecektir.

Soğutma grubu günün sadece kısa bir bölümünde yüksek yükte (yani en yüksek verimlilikte) çalıştığından, soğutma grubunun yükü ve verimliliği esas itibarıyla soğutma grubunun enerji tüketimi profiline bağlıdır. Isıtma, havalandırma ve iklimlendirme (HVAC) sisteminde; ihtiyaç anında soğutma sağlanmasına ve anlık pik yüklerin karşılanabilmesine ihtiyaç duyulur. Yoğun olmayan saatlerdeki minimum ve maksimum yükleri kaldırabilecek şekilde tasarlanmış daha küçük soğutma grubu sistemleri kullanılarak soğutma gruplarının daha yüksek ortalama yüklerde ve dolayısıyla daha yüksek verimliliklerde çalıştırılabilmesi mümkündür.

TED sayesinde soğutma sisteminin günlük yükü de dengelenebilmektedir. Konvansiyonel klima sistemlerinin ihtiyaç duyulduğu anda en yüksek soğutma talebini karşılayabilecek kadar büyük bir soğutucu kullanmaları gerekmektedir. Soğutma sisteminin çıktısının soğutma ihtiyaçlarındaki değişikliklere yanıt olarak değiştirilmesi yoluyla soğutma sisteminin yük takip modunda çalıştırılması zorunludur. Bir veya iki vardiyalı çalışma düzeninde çalışan veya daha çok iklimsel temelli sistemlerde TED'in kapasite dengeleme özelliklerinden yararlanılabilir. Örneğin, yeni bir ek binanın eklendiği bir okulda, mevcut soğutma sistemi geceleri çalıştırılarak gündüz kullanılacak soğutma kapasitesi depolanabilir. Böylelikle, ek binaya ilave boru ve pompa eklenmesi gerekmesine rağmen, yeni soğutucu kapasitesinin eklenmesi gerekmeyebilir. Benzer bir tek vardiyalı soğutma talebi profiline sahip olacak yeni bir tesis projesinde de yine soğutma grubunun çalışmasının daha iyi dengelenebilmesi için küçük bir soğutma grubu ile birlikte TED'den yararlanabilir. Böylelikle, mevcut tarife yapısından yararlanılarak sağlanan tasarruflara ek olarak, tesisin yenilenmesinin yol açacağı yatırım maliyetleri önemli ölçüde azaltılabilir.

Talep Tarafı Yönetimi bölümünde bahsedildiği üzere, şirketler talep tarafı yönetimi yoluyla elektrik talebini kontrol edebilir ve azaltabilirler. Son zamanlarda daha çok gündeme gelen elektriğe ihtiyaç duyulan zamanı kaydırma yöntemi, elektrik talebinin yoğun olmayan dönemlere kaydırılması veya dengelenmesi için bir imkân sağlamıştır. Bu yöntem genellikle talep dengeleme veya talep kaydırma yöntemi olarak adlandırılmaktadır. Talebin yoğun olduğu bir gün kapsamında enerji talebinin dengelenmesi işlemi, tipik bir tek vardiyalı yük profiline sahip bir binanın soğutma grubunun Şekil 2 ve Tablo 1'de gösterilen 24 saatlik tüketim grafiği örneğinde açıklanmıştır. Tablo 1'de 1. saatin sonu itibarıyla kaydedilen yük, 24:00 ile 01:00 arasındaki ortalama yükü ve 2. saatin sonu itibarıyla kaydedilen yük ise 01:00 ile 02:00 arasındaki ortalama yükü vb. tanımlamaktadır. Bu örnekte, 10:00'dan 17:59'a kadar olan 8 saatlik bir zaman aralığında yaz sezonuna ve talebin yoğun olduğu zamana yönelik fiyat tarifesi verilmiştir. Dolayısıyla TED aracılığıyla yükün fiyat tarifesinin en yüksek olduğu zaman aralığından yoğun olmayan zaman aralığına kaydırılması hem talebi dengeleyebilecek hem de maksimum enerji talebi üzerinden ücretlendirilme kaynaklı maliyetleri azaltabilecektir. Bazı ülkelerde standart iki ya da üç zamanlı (günü 2 ya da 3 zaman dilimine ayıran) tarifeler mevcutken, tarife yapısını mevsimsel piklere göre uyarlayan ve daha fazla tarife dilimi tanımlayan uygulamalar da mevcuttur. Dolayısıyla değerlendirmelerin puant yüklerde oluşan yüksek fiyatlar ve ilgili tarifelere göre özelleştirilmesi, analizlerin bu çerçevede yapılması önem taşımaktadır.

Tablo 19.1: Soğutma Grubu Tüketim Profili Örneği

Soğutma Grubu Tüketim Profili		
Saat	**Soğutma Grubu Yükü (Ton)**	**Enerji Fiyat Tarifesi**
1. saat	100	Normal Fiyat
2. saat	120	Normal Fiyat
3. saat	125	Normal Fiyat
4. saat	130	Normal Fiyat
5. saat	130	Normal Fiyat
6. saat	153	Normal Fiyat
7. saat	165	Normal Fiyat
8. saat	230	Normal Fiyat
9. saat	270	Normal Fiyat
10. saat	290	Normal Fiyat
11. saat	340	Yüksek Fiyat
12. saat	380	Yüksek Fiyat
13. saat	450	Yüksek Fiyat
14. saat	490	Yüksek Fiyat
15. saat	510	Yüksek Fiyat
16. saat	480	Yüksek Fiyat
17. saat	410	Yüksek Fiyat
18. saat	360	Yüksek Fiyat
19. saat	250	Normal Fiyat
20. saat	210	Normal Fiyat
21. saat	160	Normal Fiyat
22. saat	130	Normal Fiyat
23. saat	125	Normal Fiyat
24. saat	115	Normal Fiyat
Günlük enerji tüketimi toplamı		6.123 ton-saat
Günlük yük ortalaması		255 ton
Yüksek fiyatta toplam yük		3.420 ton-saat
Yüksek fiyatta en yüksek yük		510 ton

19.4. Termal Enerji Depolama Sistemleri

İki genel termal enerji depolama sistemi türü vardır. Bunlar, enerji talebinin en yoğun olduğu zamanlarda soğutma gruplarının tamamen kapatılarak bu süre zarfında depolama sistemlerinin kullanılmasını içeren tam depolamalı sistemler ile enerji talebinin en yoğun olduğu zamanlarda depolama sistemlerinin soğutma grubunu destekleyecek şekilde kullanılmasını içeren kısmi depolamalı sistemlerdir. Tam depolamalı sistemlerin başlangıç maliyetleri daha yüksektir. Soğutma gruplarının enerji talebinin en yoğun olduğu zamanlarda kapalı olması nedeniyle, soğutma yükü depolama sistemi tarafından karşılanacaktır. Dolayısıyla depolanması gerekli enerji çok daha fazla olacaktır. Aynı zamanda soğutma grubu kapasitesi de göreceli olarak daha fazla olmak zorundadır. Bununla birlikte, soğutma gruplarının enerji talebinin en yoğun olduğu zamanlarda çalışmamasından dolayı, tam depolamalı sistemler kısmi depolamalı sistemlere göre daha fazla tasarrufa imkân vermektedir. Genellikle büyük bir soğutma grubu sisteminin hâlihazırda mevcut olduğu göz önüne alındığında, tadilat projelerinde çoğunlukla tam depolamalı sistemler tercih edilir.

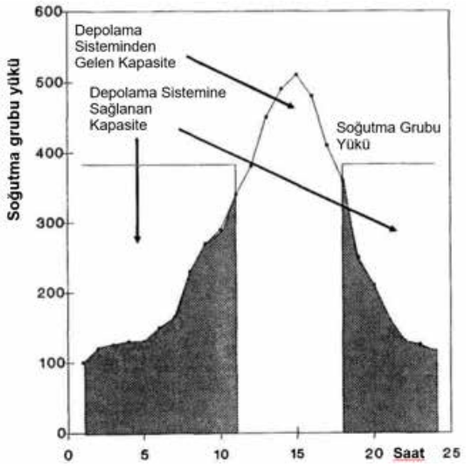
Yeni tesis projelerinde ise, hem daha düşük ilk maliyetleri hem de daha küçük boyutlardaki soğutma grubu ve depolama sistemleri nedeniyle, kısmi depolamalı sistemler tercih edilmektedir. Şekil 3 ve 4 ile Tablo 2 ve 3'te, sırasıyla tam ve kısmi depolamalı sistemler kullanıldığında Şekil 2'de sunulan ofis binasının soğutma ihtiyaçlarının karşılanmasında ihtiyaç duyulacak soğutma grubu yükleri gösterilmektedir. Tablo 2 ve 3'teki ikinci sütunlarda, binanın ihtiyaç duyduğu saatlik soğutma yükü, üçüncü sütunlarda ise soğutma grubunun saatlik soğutma üretimi gösterilmektedir. Farklı sistemlerin boyutlandırılması için yapılacak gerçek hesaplamalarda dikkate alınması gereken sistem kayıpları ise bir sonraki alt bölümde ele alınacaktır.

Tam depolamalı sistem, günlük toplam soğutma grubu yükü yoğun olmayan saatlerde üretim yapacak şekilde tasarlanmıştır. Böylelikle soğutma gruplarının yoğun saatlerde çalıştırılmasına yönelik ihtiyaç ortadan kaldırılmakta ve yoğun saatlerdeki yüksek tarife oranlarından kaçılmaktadır. Ayrıca maksimum enerji talebi üzerinden gelecekte maruz kalınabilecek cezalardan tasarruf sağlanabilmektedir.

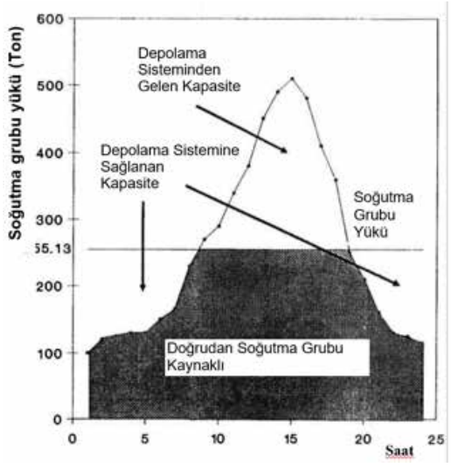
Tablo 19.2: Tam Depolamalı Soğutma Grubu Tüketim Profili Örneği

1	2	3	4
Saat	**Soğutma Yükü (Ton)[1]**	**Soğutma Grubu Yükü (Ton)[2]**	**Enerji Fiyat Tarifesi**
1. saat	100	383	Normal Fiyat
2. saat	120	383	Normal Fiyat
3. saat	125	383	Normal Fiyat
4. saat	130	383	Normal Fiyat
5. saat	130	383	Normal Fiyat
6. saat	153	383	Normal Fiyat
7. saat	165	383	Normal Fiyat
8. saat	230	383	Normal Fiyat
9. saat	270	383	Normal Fiyat
10. saat	290	383	Normal Fiyat
11. saat	340	0	Yüksek Fiyat
12. saat	380	0	Yüksek Fiyat
13. saat	450	0	Yüksek Fiyat
14. saat	490	0	Yüksek Fiyat
15. saat	510	0	Yüksek Fiyat
16. saat	480	0	Yüksek Fiyat
17. saat	410	0	Yüksek Fiyat
18. saat	360	0	Yüksek Fiyat
19. saat	250	383	Normal Fiyat
20. saat	210	383	Normal Fiyat
21. saat	160	383	Normal Fiyat
22. saat	130	383	Normal Fiyat
23. saat	125	383	Normal Fiyat
24. saat	115	383	Normal Fiyat
Günlük enerji tüketimi toplamı		6.123 ton-saat	6.123 ton-saat
Günlük yük ortalaması		255 ton	255 ton
Yüksek fiyatta toplam yük		3.420 ton-saat[3]	0,4 ton-saat [4]
Yüksek fiyatta en yüksek yük		510 ton[3]	0,4 ton[4]

[1] 6.123 ton-saat/ 24 saat = ortalama 255,13 ton
[2] 6.123 ton-saat/ 16 saat = ortalama 382,69 ton
[3] Bu maksimum yük, soğutucu tarafından desteklenen TED tarafından sağlanmaktadır.
[4] Enerji talebinin en yoğun olduğu zamanlardaki soğutma grubu yükü ve maksimum yüktür.



Şekil 19.3:
Tipik Tam Depolamalı Soğutma Grubu Tüketim Profili



Şekil 19.4:
Kısmi Depolamalı Soğutma Grubu Tüketim Profili

Böylelikle depolama sistemleri kullanılarak binanın anlık pik talepleri hariç kümülatif soğutma yükünü karşılamak üzere tasarlanmış bir sistemin performansı iyileştirilebilmektedir.

Kısmi depolamalı sistem, tüm gün boyunca saatte 255 ton üretmekte ve üretilen fazla kapasiteyi, bina talebinin soğutma grubunun üretimini aştığı durumlarda kullanılmak üzere depolamaktadır. Böylelikle, soğutma grubunun yükü kontrol edilebilmekte, soğutma grubunun maksimum enerji talebi 255 kW ile sınırlanabilmektedir.[8] Soğutma grubu yükünün enerji talebinin en yoğun olduğu zamanlara karşılık gelen bölümünde, yoğun olmayan zamanlarda geçerli olan tarife oranlarından yararlanılabilmektedir.

[8] Performans katsayısı (COP)'nın 3,5 olduğu varsayılırsa, kW/ton = 3,517/ COP= 1,0 kW/ton olacaktır.

Tablo 19.3: Kısmi Depolamalı Soğutma Sistemi Tüketim Profili Örneği

1	2	3	4
Saat	**Soğutma Yükü (Ton)**	**Soğutma Grubu Yükü (Ton)[1]**	**Enerji Fiyat Tarifesi**
1. saat	100	255	Normal Fiyat
2. saat	120	255	Normal Fiyat
3. saat	125	255	Normal Fiyat
4. saat	130	255	Normal Fiyat
5. saat	130	255	Normal Fiyat
6. saat	153	255	Normal Fiyat
7. saat	165	255	Normal Fiyat
8. saat	230	255	Normal Fiyat
9. saat	270	255	Normal Fiyat
10. saat	290	255	Normal Fiyat
11. saat	340	255	Yüksek Fiyat
12. saat	380	255	Yüksek Fiyat
13. saat	450	255	Yüksek Fiyat
14. saat	490	255	Yüksek Fiyat
15. saat	510	255	Yüksek Fiyat
16. saat	480	255	Yüksek Fiyat
17. saat	410	255	Yüksek Fiyat
18. saat	360	255	Yüksek Fiyat
19. saat	250	255	Normal Fiyat
20. saat	210	255	Normal Fiyat
21. saat	160	255	Normal Fiyat
22. saat	130	255	Normal Fiyat
23. saat	125	255	Normal Fiyat
24. saat	115	255	Normal Fiyat
Günlük enerji tüketimi toplamı		6.123 ton-saat	6.123 ton-saat
Günlük yük ortalaması		255 ton	255 ton
Yüksek fiyatta toplam yük		3.420 ton-saat [2]	2041 ton-saat[3]
Yüksek fiyatta en yüksek yük		510 ton [2]	255 ton[3]

[1] 6.123 ton-saat/ 24 saat = ortalama 255,13 ton

[2] Bu maksimum yük, soğutucu tarafından desteklenen TED tarafından sağlanmaktadır.

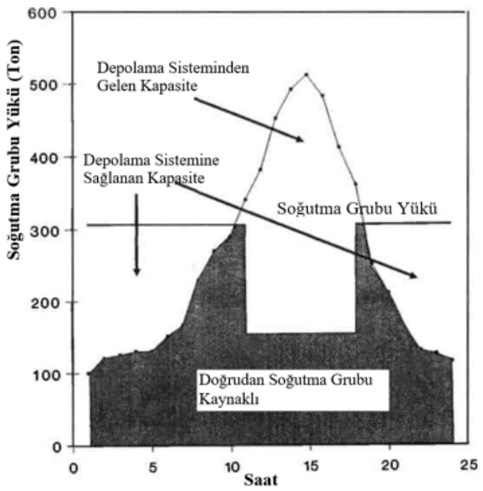
[3] Enerji talebinin en yoğun olduğu zamanlardaki soğutma grubu yükü ve maksimum yüktür.

Bu türden bir sistemde soğutma grubu gün boyunca sürekli olarak optimum yüke daha yakın bir yükte çalıştırılmakta, böylece üretim fazlası soğutma tonajı pik dönemlerde kullanılmak üzere depolanabilmektedir. İki soğutma grubunun söz konusu olduğu sistemlerde kısmi depolamalı

sistemden maksimum faydanın elde edilmesine yönelik bir yöntemde, günlük soğutma yükü, her iki soğutma grubunun da yoğun olmayan saatlerde (enerji talebinin pik düzlemde olmadığı zaman aralıklarında) çalıştırılmasıyla karşılanmaktadır. Bu modelde, fazla soğutma kapasitesi depolanmaktadır. Enerji talebinin en yoğun olduğu zamanlarda ise, soğutma grubundan biri depolama sisteminden gelen enerjiyi destekleyecek şekilde çalıştırılmaktadır. Böylelikle, iki soğutma grubundan biri enerji talebinin en yoğun olduğu zamanlarda ihtiyaca karşı yedekte bekletilebilmektedir. Soğutma grubunun bahsi geçen isteğe bağlı kısmi depolamalı soğutma sistemi yöntemi kapsamındaki tüketim profili Şekil 5'te ve tüketim değerleri ise Tablo 4'te listelenmiştir.

Soğutma sezonunun başında ve sonunda, kısmi yük sistemi tam yük sistemi özelliklerine yaklaşabilir. Soğutma yükleri ve pik yükler azalmaya başladıkça, depolama sistemi enerji talebinin en yoğun olduğu zamanlardaki ihtiyacın daha fazlasını karşılayabileceğinden, nihayetinde yoğun zamanlarda çalıştırılan soğutma grubunun devreden çıkarılması mümkün olabilecektir. Böyle bir sistem, soğutma gruplarını optimum yükte çalıştıracak şekilde tasarlanarak sistemin verimliliği artırılabilir.

Depolama sistemleri ek olarak mekanik sistemlere de çeşitli işletme avantajları sağlar. Kısmen yüklenmiş bir depolama sistemi dahi, birincil sistem arızalandığında veya planlı veya plansız bir elektrik kesintisi olduğunda minimum güç kullanılarak belirli bir kapasite düzeyi sağlayabilir. Kritik bir sistemde (örneğin hastane veya bilgi işlem merkezi), yedek bir soğutma grubunu kullanmak yerine küçük kapasiteli bir acil durum jeneratörü kullanılarak soğutulmuş su pompaları çalıştırılabilir. Bilgi işlem merkezinde, yüksek güç dönemleri sırasında büyük bir depolama sistemi kullanılabilir.



Şekil 19.5: Opsiyonel Kısmi Depolamalı Soğutma Sistemi Profili

Tablo 19.4: Kısmi Depolamalı Soğutma Sistemi Tüketim Profili

1	2	3	4
Saat	**Soğutma Yükü (Ton)**	**Soğutma Grubu[1,2]**	**Enerji Fiyat Tarifesi**
1. saat	100	306	Normal Fiyat
2. saat	120	306	Normal Fiyat
3. saat	125	306	Normal Fiyat
4. saat	130	306	Normal Fiyat
5. saat	130	306	Normal Fiyat
6. saat	153	306	Normal Fiyat
7. saat	165	306	Normal Fiyat
8. saat	230	306	Normal Fiyat
9. saat	270	306	Normal Fiyat
10. saat	290	306	Normal Fiyat
11. saat	340	153	Yüksek Fiyat
12. saat	380	153	Yüksek Fiyat
13. saat	450	153	Yüksek Fiyat
14. saat	490	153	Yüksek Fiyat
15. saat	510	153	Yüksek Fiyat
16. saat	480	153	Yüksek Fiyat
17. saat	410	153	Yüksek Fiyat
18. saat	360	153	Yüksek Fiyat
19. saat	250	306	Normal Fiyat
20. saat	210	306	Normal Fiyat
21. saat	160	306	Normal Fiyat
22. saat	130	306	Normal Fiyat
23. saat	125	306	Normal Fiyat
24. saat	115	306	Normal Fiyat

	Depolama olmaksızın	**Depolamayla birlikte**
Günlük enerji tüketimi toplamı	6.123 ton-saat	6.123 ton-saat
Günlük yük ortalaması	255,13 ton	255,13 ton
Yüksek fiyatta toplam yük	3.420 ton-saat [3]	1.225 ton-saat [4]
Yüksek fiyatta en yüksek yük	510 ton [3]	153 ton [4]

[1] (6.123 ton-saat) (işler haldeki 2 soğutma grubu)/ (16 saat) (2 soğutma grubu) + (8 saat) (1 soğutma grubu) = 306 ton

[2] (6.123 ton- saat) (işler haldeki 1 soğutma grubu)/ (16 saat)(2 soğutma grubu) + (8 saat) (1 soğutma grubu) = 153 ton

[3] Bu maksimum yük, soğutucu tarafından desteklenen TED tarafından sağlanmaktadır.

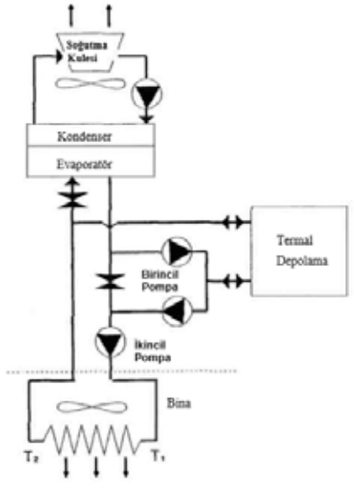
[4] Enerji talebinin en yoğun olduğu zamanlardaki soğutma grubu yükü ve maksimum yüktür

19.5. Termal Enerji Depolama Ortamları

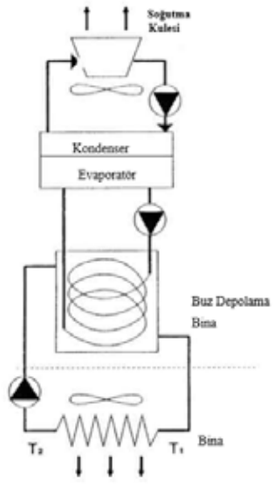
Termal enerji depolama sistemleri aracılığıyla soğutma kapasitesini depolamak için kullanılabilecek ortamlar arasında su, buz ve faz değiştiren maddeler bulunmaktadır. Su sistemleri basitçe soğutulmuş suyu en yoğun dönemlerde kullanılmak üzere depolar. Buz sistemleri ise yüksek erime gizli ısısını kullanarak fiili soğutma suyunun soğutulmasında kullanılabilen buz üretir. Faz değiştiren maddeler, termal enerji depolamasında kullanılabilecek özellikler (yani uygun erime noktaları) sergileyen malzemelerdir. Şekil 6'da depolama ortamı olarak su veya bir faz değiştiren maddenin, Şekil 7'de ise depolama ortamı olarak buzun kullanıldığı bir termal depolama sistemini içeren soğutma sisteminin konfigürasyonu gösterilmektedir.

19.5.1. Sulu Termal Enerji Depolama Sistemleri

Termal enerji depolama yöntemi olarak soğutulmuş suyun depolanması, enerji talebinin yoğun olmadığı zamanlarda üretilen soğutulmuş suyun, büyük bir (veya bir dizi) tankta depolanmasını içerir. Su depolarının mevcut HVAC sistemleri ile kolayca ara yüz oluşturabilmesi nedeniyle, bu yöntem en popüler termal enerji depolama yöntemidir. Bunun için soğutma gruplarının sistemde hâlihazırda kullanılandan daha soğuk su üretmesi gerekmediğinden sistem verimliliğinden de ödün verilmemektedir. Enerji talebinin yoğun olmadığı bir yük döngüsü sırasında, depolanan suyun sıcaklığı, soğutma sisteminin çıkış sıcaklığına yaklaşılana veya ulaşılana kadar düşecektir. Daha sonra bu soğutulmuş su, soğutma grubu veya gruplarının çıktısını tamamlayacak veya yerine geçecek şekilde, enerji talebinin en yoğun olduğu zamanlarda devreye sokulur.



Şekil 19.6:
Sulu ve Ötektik Maddeli Depolama Sistemi Konfigürasyonu



Şekil 19.7:
Buzlu Depolama Sistemi Konfigürasyonu

Kısıtlı alan olan tesislerde, genellikle seri olarak tesis edilen bir dizi küçük yalıtımlı tank kullanılırken, diğer tesislerde yer üstünde veya altında bulunan tek, büyük hacimli bir tank kullanılmaktadır. Depolama tanklarının konfigürasyonları ve yapımında kullanılan malzemeler değişiklik göstermektedir. Büyük veya çoklu depolama tankı sistemlerinin tasarımındaki ana performans faktörleri, konum ve yalıtımdır. Depolama tanklarının verimliliği, tank cidarlarının güneş ışığına veya dış ortam koşullarına veya uzun bekleme sürelerine maruz bırakılması durumunda önemli ölçüde azalmaktadır. Dolayısıyla ısınmanın en aza indirgenmesi için, tanklar mümkün olduğunca direkt güneş ışığından uzak tutulmalıdır. Depolama tanklarının verimliliği, depolanan suyun uzun süreler boyunca depolanması durumunda da yine düşmektedir.

Bir dizi küçük tank yerine tek bir büyük tank kullanmanın bir avantajı, ısıl katmanlaşma sayesinde sıcak su girişi ile soğutulmuş su çıkışı arasındaki sıcaklık farkının korunabilmesidir. Buna göre, daha sıcak su tankın yukarı seviyelerine yükselirken, daha soğuk su tankın aşağı seviyelerine iner. Uygun ısıl katmanlaşma, ancak sıcak su girişi ve soğutulmuş su çıkışı, sırasıyla tankın üstünde ve altında bulunursa ve doldurma ve boşaltma döngüleri sırasında suyun akış hızları düşük tutulursa sağlanabilir. Böylelikle, katmanlaşmış su sıcaklıkları arasında geçiş azalır. İki sıcaklık tabakasının ayrı kalmasını sağlamanın bir başka yolu, katmanlaşmış su tabakaları arasında fiziksel bir bölme oluşturacak şekilde, hareketli bir hava kesesinin kullanılmasıdır. 6 m derinliğe ve 2.000 m^3 kapasiteye sahip bir tankta sıcaklık farkı yaklaşık 11°C olabilir.

Termal depolama ortamı olarak su kullanılmasının avantajları şunlardır:

1. Depolama sistemi kolaylıkla mevcut HVAC sistemine uyarlanabilir.
2. Su sistemleri normal evaporatör sıcaklıklarını kullanır.
3. Uygun şekilde tasarlanmış su depoları, yüksek termal depolama verimliliğine sahiptir.
4. Tam termal katmanlaşma sayesinde soğutma grubunun verimliliği korunur.
5. Su, sulu termal enerji depolama sistemleri boyunca kısıtsız bir akışa sahip olduğundan, su sistemleri hem buz hem de faz değiştiren madde kullanan termal enerji depolama sistemlerinden daha düşük ikincil enerji tüketimine sahiptir.

19.5.2. Buzlu Termal Enerji Depolama Sistemleri

Termal enerji depolama yöntemi olarak buzlu depolama yönteminde soğutma enerjisini depolamak için buzun yüksek gizli erime ısısı kullanılır. Bir kg ağırlığındaki buzda, bir kg ağırlığındaki suda depolanabilen 4,18 kJ-°C soğutma enerjisine kıyasla, 335 kJ soğutma enerjisi depolanabilmektedir. Dolayısıyla, su yerine buz kullanan termal enerji depolama sistemlerinde ihtiyaç duyulan depolama hacmi yaklaşık %75 daha azdır. Buzlu termal enerji depolama sistemlerinin enerji talebinin yoğun olmadığı zamanlarda soğutma grubu sistemi aracılığıyla ürettiği buz, enerji talebinin yoğun olduğu zamanlarda soğutulmuş su üretmek için kullanılır.

Buzun enerji talebinin yoğun olduğu zamanlarda soğutma amaçlı kullanımına yönelik başlıca iki sistem bulunmaktadır. Birincisi, soğutma serpantinlerinin yalıtılmış bir soğutma suyu tankına yerleştirildiği statik bir sistemdir. Bu sistemde doğrudan soğutucu akışkan veya tuzlu su (salamura) soğutma serpantinlerinin içinden geçerken, yükleme döngüsü sırasında doğrudan soğutma serpantinlerinin etrafında buz oluşturur (bkz. Şekil 7). Oluşan buzun kalınlığı, buz oluşturma süresine (yükleme süresi) ve ısı transfer alanına göre değişir. Boşaltma döngüsü sırasında tankta bulunan soğuk su binayı soğutmak için kullanılır. Bu sırada binadan dönen daha sıcak su ise, tankın içinde dolaştırılarak, temas ettiği buzun yüksek gizli erime ısısı ile soğutulmuş olur. İkinci sistem ise, aynı zamanda plakalı buz makinesi veya buz toplayıcı olarak da bilinen dinamik bir sistemdir. Bu sistemde yükleme döngüsü sırasında, soğutma suyu, buzun fiilen üretildiği evaporatör plakaları üzerine pompalanır. Böylelikle soğutma suyu tankına ince buz tabakaları sağlanarak soğutma suyunun sıcaklığı düşürülür ve soğutulan su enerji talebinin yoğun olduğu zamanlarda binada dolaştırılır. Bu sistemin dinamik bir sistem olarak kabul edilmesinin nedeni, buzun evaporatörden elde edilmesidir.

Diğer taraftan, kurulumu kolay olan ve daha düşük ilk yatırım maliyetlerinin söz konusu olduğu statik buz depolama sistemleri de fabrikada monte edilmiş paket üniteler halinde sunulmaktadırlar. Su depolama sistemleriyle karşılaştırıldığında ağırlık ve boyut açısından daha küçük olan buz depolama sistemlerinin aynı işlevi görmesi, özellikle alanın sınırlı olduğu durumlarda buz depolama sistemlerini kullanışlı kılmaktadır. Buz depolama sistemlerinin bir dezavantajı, evaporatörün buz üretecek kadar soğuk olması gereğidir. Dolayısıyla, çoğu su soğutma grubunun evaporatör sıcaklıkları 5°C ile 8°C arasında değişirken, buz depolama sistemlerinde evaporatör sıcaklıkları genellikle -12°C ile -4°C arasında değişmektedir. Evaporatör sıcaklığının daha düşük olması, ton başına daha yüksek enerji talebi ile sonuçlanarak soğutma veriminin düşmesine yol açmaktadır. Soğutulmuş su kullanan soğutma gruplarının buz kullanan soğutma gruplarına göre yaklaşık %20 daha az enerji tükettiği izlenmektedir (0,9 kW/ton'a karşı 1,1 kW/ton).

Termal depolama ortamı olarak buz kullanılmasının avantajları şunlardır:

1. Depolama sisteminin mevcut HVAC soğutulmuş su sistemine uyarlanması mümkündür.
2. Buzlu depolama sistemleri, sulu depolama sistemlerinin gerektirdiğinden daha az alan gerektirir.
3. Buzlu depolama sistemleri, sulu depolama sistemlerine göre daha yüksek depolama kapasitesine sahiptir.
4. Buzlu depolama sistemleri, daha küçük boyut ihtiyaçları nedeniyle paketlenmiş birimler halinde sunulabilmektedir.

19.5.3. Faz Değiştiren Maddeli Termal Enerji Depolama Sistemleri

Termal depolama ortamı olarak faz değiştiren maddeler kullanılarak bir taraftan mevcut soğutma grubu sistemlerinin evaporatör sıcaklıkları korunurken, diğer taraftan yüksek gizli erime ısısından faydalanılması mümkündür. Bu kapsamda, erime noktası sudan daha yüksek olan bazı maddeler termal enerji depolama sistemlerinde başarıyla kullanılmaktadır. Faz değiştiren maddelerin birçoğu inorganik tuzlardan ve sudan oluşan hidrat tuzlarıdır ve ötektik tuzlar olarak adlandırılmaktadır. Evaporatör sıcaklıkları 8°C veya daha üzerinde olduğundan, 8°C'nin üstünde erime noktasına sahip ötektik tuzların kullanıldığı termal enerji depolama sistemleri, doğrudan mevcut soğutma grubuna uyarlanabilir. Bunun için ötektik tuzlar, yalıtılmış bir soğutulmuş su tankına daldırılan plastik kaplara yerleştirilir. Yükleme döngüsü sırasında soğutulmuş su söz konusu plastik kaplar arasındaki boşluklardan geçerek kapların içindeki tuzları dondurur. Enerji talebinin yoğun olduğu zamanlarda boşaltma sırasında binadan dönen daha sıcak su tankta sirküle ederken bir taraftan ötektik tuzları eritir ve bu tuzların yüksek gizli erime ısısı sayesinde soğutulmuş olur. Ötektik tuz çözeltileri, yaklaşık 93 kJ/kg'lik gizli erime ısısına sahiptirler.

Söz konusu gizli erime ısısı değerleri, eşdeğer kapasiteli bir sulu termal enerji depolama sistemi için gerekli olan depolama hacminin %66 oranında azalacağı anlamına gelmektedir. Ötektik tuzları kullanmanın bir başka belirgin faydası da faz değişimi normal evaporatör emiş sıcaklıklarına yakın sıcaklıklarda meydana geldiğinden, soğutma grubunun verimliliğinden ödün verilmemesidir. Ötektik tuz sistemlerinin dezavantajı ise, soğutulmuş suyun ötektik blok dizisi etrafından pompalanması gerektiğinden ikincil enerji tüketiminin daha yüksek olmasıdır. Buzlu termal enerji depolama sistemlerinde soğutulmuş suyun buz sistemi serpantinleri, nozulları ve ısı eşanjörlerinden pompalanması gerektiğinden, buzlu sistemlerin ikincil enerji tüketimi hem sulu hem de ötektik tuzlu termal enerji depolama sistemlerine göre daha yüksektir.

Termal depolama ortamı olarak ötektik tuzların kullanılmasının avantajları şunlardır:

1. Faz değişimi evaporatör sıcaklıklarına benzer sıcaklıklarda meydana geldiğinden depolama için mevcut soğutma grubu sistemi kullanılabilir.
2. Sulu termal enerji depolama sistemlerinin gerektirdiğinden daha az alana ihtiyaç duyulur.
3. Sulu termal enerji depolama sistemlerine göre daha yüksek depolama ve eşdeğer soğutma verimliliği söz konusudur.
4. Buzlu termal enerji depolama sistemlerindekinin aksine verimlilikten ödün verilmez.

19.6. Termal Enerji Depolama Sistemlerinin Kapasiteleri

Termal enerji depolama sistemlerinin performansı, uygun şekilde tasarlanmış olmalarına bağlıdır. Yanlış boyutlandırılmış sistemlerin performansı daha düşük olacaktır. Bu alt bölümde, termal enerji depolama sistemlerinin boyutlandırılması prosedürü, daha önce verilen ofis binası örneği temelinde açıklanacaktır. Söz konusu ofis binasının soğutma grubunun maksimum yükü 1.800 kW (510 ton), toplam soğutma ihtiyacı 21.500 kWh (6.123 ton-saat) ve pik soğutma ihtiyacı da 12.000 kWh (3.420 ton-saat) değerindedir. Bu bilgiler, geleneksel, kısmi depolamalı, tam depolamalı ve isteğe bağlı kısmi depolamalı soğutma sistemlerinin boyutlandırılması kapsamında analiz edilecek ve analizin sonuçları sulu, ötektik tuzlu veya buzlu termal depolama sistemi kullanılarak soğutma ihtiyacının karşılanması için gereken gerçek kapasitenin belirlenmesinde kullanılacaktır.

19.6.1. Soğuma Grubu Sisteminin Kapasitesi

Şekil 19.2'de gösterildiği üzere, geleneksel bir soğutma grubu, sisteminin pik yük koşullarını bağımsız olarak karşılaması gerekmektedir. Buna göre, ofis binası örneğinde, 1.800 kW (510 tonluk) maksimum soğutma yükünü üretecek bir veya bir dizi soğutma grubuna ihtiyaç duyulacaktır. Genellikle kapasite artışını gerektiren durumlara yönelik paket soğutma grubu üniteleri mevcuttur. Bu nedenle karşılaştırma yapılabilmesi amacıyla ofis binası örneğinde 2.100 kW (600 tonluk) bir soğutma grubu kullanılacaktır. Bu geleneksel soğutma grubu sistemi Şekil 19.2 ve Tablo 19.1'de detaylandırılan yük profilini takip edecektir.

Kısmi depolamalı bir soğutma sisteminin soğutma ihtiyacını belirlemek için daha fazla analiz gereklidir. Tablo 19.1'e göre ofis binasının ortalama soğutma yükü 900 kW (255 ton) değerindedir. Bu değer aynı zamanda bir kısmi depolamalı soğutma sisteminin ideal çalışma yüküdür (bkz. Şekil 19.4 ve Tablo 19.3). Dolayısıyla, soğutma sisteminin, saatte 900 kW (255 tonluk) soğutma yükü temin edecek şekilde boyutlandırılması gerekir. Bu nedenle, karşılaştırma yapılabilmesi amacıyla, ofis binası örneğinde 1.050 kW (300 ton) kapasiteli bir kısmi depolamalı soğutma sistemi kullanılacaktır. Kısmi depolamalı soğutma sisteminin, bina için gerekli olan soğutmayı doğrudan sağlamak ve fazla üretimini depolamak suretiyle 900 kW (255 ton) yükte nasıl çalışacağı Tablo 19.5'te gösterilmektedir. Buna göre, depolama sisteminin soğutma sistemini pik zamandan önce iki saat desteklemesiyle soğutma yükü her zaman karşılanmış olmaktadır.

Tablo 19.5'teki 2. ve 3. sütunların alt bölümlerindeki değerler kullanılarak pik talebin karşılaştırılması, kısmi depolamalı sistemin pik yükü neredeyse %50 oranında azalttığını göstermektedir (510 ton - 255,1 ton = 254,9 ton). Tablo 19.5'teki 4. sütunda, depolama sistemine sağlanan tonaj, 5. sütunda ise her çalışma saatinin sonunda depolama sisteminde depolanan soğutma tonajı gösterilmektedir. Bu sistem, enerji talebinin yoğun olduğu zamanlardan sonra termal depolama tanklarında sıfır kapasite kalacak şekilde tasarlanmıştır. Tablo 19.5'in alt kısmında yer alan değerler, geriye kapasite kalmayacak şekilde depolamadan gelecek maksimum çıktının elde edildiği toplam depolama değerleridir. Bu değerler, depolama ortamı olarak farklı maddelerin kullanıldığı her bir sistem için gereken depolama kapasitesini belirlemek üzere bir sonraki alt bölümde kullanılacaktır.

Tam depolamalı soğutma grubunun boyutunun belirlenmesi için de bazı hesaplamalar yapılması gerekmektedir. Tam depolamalı sistemlerde enerji talebinin yoğun olduğu zamanlarda soğutma grupları kullanılmadığından, günlük soğutma ihtiyacının tamamı enerji talebinin yoğun olmadığı zamanlarda üretilmelidir. Tablo 19.1'de enerji talebinin yoğun olduğu zaman için toplam soğutma yükünün 21.500 kWh (6.123 ton-saat) olduğu belirtilmiştir. Bu yükün bir gün içerisindeki enerji talebinin yoğun olmadığı 16 saate bölünmesi, soğutucuların 1.350 kW (383 ton) gücünde soğutma üretmesi gerektiği sonucunu ortaya çıkarmaktadır. Buna göre, karşılaştırma yapılabilmesi amacıyla, ofis binası örneği için 1.600 kW (450 tonluk) bir soğutma grubu kullanılacaktır. Tam depolamalı soğutma sisteminin, bina için gerekli olan soğutmayı doğrudan sağlamak ve fazla üretimini depolamak suretiyle 1.350 kW (383 ton) yükte nasıl çalışacağı Tablo 19.6'da gösterilmektedir.

Tablo 19.5: Kısmi Termal Enerji Depolamalı Soğutma Sisteminin Çalışma Profili

1	2	3	4	5	6
Saat	**Soğutma Yükü (Ton)**	**Soğutma Grubu Yükü (Ton-Saat)**	**Depolamaya Sağlanan Kapasite (Ton-Saat)**	**Depolamaya Sağlanan Kapasite (Ton-Saat)**	**Depolama Döngüsü**
1. saat	100	255,1	155	696	Yükleme
2. saat	120	255,1	135	831	Yükleme
3. saat	125	255,1	130	961	Yükleme
4. saat	130	255,1	125	1.086	Yükleme
5. saat	130	255,1	125	1.211	Yükleme
6. saat	153	255,1	102	1.314	Yükleme
7. saat	165	255,1	90	1.404	Yükleme
8. saat	230	255,1	25	1.429	Yükleme
9. saat	270	255,1	-15	1.414	Boşaltma
10. saat	290	255,1	-35	1.379	Boşaltma
11. saat	340	255,1	-85	1.294	Boşaltma
12. saat	380	255,1	-125	1.169	Boşaltma
13. saat	450	255,1	-195	974	Boşaltma
14. saat	490	255,1	-235	740	Boşaltma
15. saat	510	255,1	-255	485	Boşaltma
16. saat	480	255,1	-225	260	Boşaltma
17. saat	410	255,1	-155	105	Boşaltma
18. saat	360	255,1	-105	0	Boşaltma
19. saat	250	255,1	5	5	Yükleme
20. saat	210	255,1	45	50	Yükleme
21. saat	160	255,1	95	145	Yükleme
22. saat	130	255,1	125	271	Yükleme
23. saat	125	255,1	130	401	Yükleme
24. saat	115	255,1	140	541	Yükleme

	Depolama olmaksızın	**Depolamayla birlikte**		
Günlük enerji tüketimi toplamı	6.123	6.123		
Günlük yük ortalaması	255,1	255,1		
Yüksek fiyatta toplam yük	3.420 ton-saat	1.225 ton-saat	Toplam depolama =	1.225 ton-saat
Yüksek fiyatta en yüksek yük	510 ton	153 ton	Pik depolama çıktısı =	357 ton

4. sütun = (3. Sütun) – (2. Sütun)
5(n) no'lu sütun = 5(n-1) no'lu sütun + 4(n) no'lu sütun

Tablo 19.6'da depolamalı ve depolamasız pik talebin karşılaştırılması, tam depolamalı sistemin enerji talebinin en yoğun olduğu zaman diliminde tüm yükü sıfırladığına işaret etmektedir. Bu tabloda 4. sütun depolama sistemine sağlanan tonajı, 5. sütun ise her çalışma saatinin sonu itibarıyla depolama sisteminde depolanan soğutma miktarını göstermektedir. Bu sistem, Tablo 19.6'nın alt kısmında gösterildiği üzere, enerji talebinin en yoğun olduğu zaman diliminden sonra termal depolama tanklarında kapasite kalmayacak şekilde tasarlanmıştır. Tablo 19.6'daki değerler, depolama ortamı olarak farklı maddelerin kullanıldığı her bir sistem için gereken depolama kapasitesini belirlemek üzere bir sonraki alt bölümde kullanılacaktır.

Tablo 19.6: Tam Termal Enerji Depolamalı Soğutma Sisteminin Çalışma Profili

1	2	3	4	5	6
Saat	**Soğutma Yükü (Ton)**	**Soğutma Grubu Yükü (Ton-Saat)**	**Depolamaya Sağlanan Kapasite (Ton-Saat)**	**Depolanan Kapasite**	**Depolama Döngüsü**
1. saat	100	383	283	1.589	Yükleme
2. saat	120	383	263	1.852	Yükleme
3. saat	125	383	258	2.109	Yükleme
4. saat	130	383	253	2.362	Yükleme
5. saat	130	383	253	2.615	Yükleme
6. saat	153	383	230	2.844	Yükleme
7. saat	165	383	218	3.062	Yükleme
8. saat	230	383	153	3.215	Yükleme
9. saat	270	383	113	3.327	Yükleme
10. saat	290	383	93	3.420	Yükleme
11. saat	340	0	-340	3.080	Boşaltma
12. saat	380	0	-380	2.700	Boşaltma
13. saat	450	0	-450	2.250	Boşaltma
14. saat	490	0	-490	1.760	Boşaltma
15. saat	510	0	-510	1.250	Boşaltma
16. saat	480	0	-480	770	Boşaltma
17. saat	410	0	-410	360	Boşaltma
18. saat	360	0	-360	0	Boşaltma
19. saat	250	383	133	133	Yükleme
20. saat	210	383	173	305	Yükleme
21. saat	160	383	223	528	Yükleme
22. saat	130	383	253	781	Yükleme
23. saat	125	383	258	1.038	Yükleme
24. saat	115	383	268	1.306	Yükleme

	Depolama olmaksızın	**Depolamayla birlikte**		
Günlük enerji tüketimi toplamı	6.123 ton-saat	6.123 ton-saat		
Günlük yük ortalaması	255,13 ton	255,13 ton		
Yüksek fiyatta toplam yük	3.420 ton-saat	0 ton-saat	Toplam depolama =	3.420 ton-saat
Yüksek fiyatta en yüksek yük	510 ton	0 ton	Pik depolama çıktısı =	510 ton

4. sütun = (3. Sütun) – (2. Sütun)

5(n) no'lu sütun = 5(n-1) no'lu sütun + 4(n) no'lu sütun

İsteğe bağlı kısmi depolamalı sistem, daha önce sunulan iki sistemin bir karışımıdır. Tablo 19.7 ve Şekil 19.5'te verilen değerler, enerji talebinin en yoğun olduğu zamanlardaki pik talebi ve tüketimi azaltacak çeşitli olasılıkların bir kombinasyonudur. Bu sistem, enerji talebinin yoğun olmadığı zamanlarda her iki soğutma grubu, enerji talebinin yoğun olduğu zamanlarda ise soğutma gruplarından yalnızca biri çalıştırılacak şekilde yapılandırılmıştır.

Bu konfigürasyonun faydaları şu şekilde özetlenebilir: 1) Mevcut soğutma grubu sisteminin depolama sistemi ile birlikte kullanımına imkân tanıması, 2) depolama sisteminin tam depolamalı sistem kadar kapasiteye sahip olmasını gerektirmemesi, 3) pik yük dönemlerinde bir soğutma grubunun yedekte bırakılmasına imkân tanımasıdır.

Tablo 19.7'de depolamalı ve depo olmaksızın pik talebin karşılaştırılması, isteğe bağlı kısmi depolamalı sistemin, enerji talebinin en yoğun olduğu zaman diliminde yükü yaklaşık %70 oranında olmak üzere, 1.800 kW (510 ton)'tan 540 kW (153 ton)'a düşürdüğüne işaret etmektedir. Tablodaki 4. sütun, depolama sistemine sağlanan tonajı, 5. sütun ise her çalışma saatinin sonu itibarıyla depolama sisteminde depolanan soğutma miktarını göstermektedir. Bu sistem, enerji talebinin en yoğun olduğu zaman diliminden sonra termal depolama tanklarında kapasite kalmayacak şekilde tasarlanmıştır.

Tablo 19.7: Tam Termal Enerji Depolamalı Soğutma Sisteminin Çalışma Profili

1	2	3	4	5	6
Saat	**Soğutma Yükü (Ton)**	**Soğutma Grubu Yükü (Ton-Saat)**	**Depolamaya Sağlanan Kapasite (Ton-Saat)**	**Depolanan Kapasite**	**Depolama Döngüsü**
1. saat	100	306	206	1.053	Yükleme
2. saat	120	306	186	1.239	Yükleme
3. saat	125	306	181	1.420	Yükleme
4. saat	130	306	176	1.597	Yükleme
5. saat	130	306	176	1.773	Yükleme
6. saat	153	306	153	1.926	Yükleme
7. saat	165	306	141	2.067	Yükleme
8. saat	230	306	76	2.143	Yükleme
9. saat	270	306	36	2.179	Yükleme
10. saat	290	306	16	2.195	Yükleme
11. saat	340	153	-187	2.008	Boşaltma
12. saat	380	153	-227	1.782	Boşaltma
13. saat	450	153	-297	1.485	Boşaltma
14. saat	490	153	-337	1.148	Boşaltma
15. saat	510	153	-357	791	Boşaltma
16. saat	480	153	-327	464	Boşaltma
17. saat	410	153	-257	207	Boşaltma
18. saat	360	153	-207	0	Boşaltma
19. saat	250	306	56	56	Yükleme
20. saat	210	306	96	152	Yükleme
21. saat	160	306	146	298	Yükleme
22. saat	130	306	176	475	Yükleme
23. saat	125	306	181	656	Yükleme
24. saat	115	306	191	847	Yükleme

	Depolama olmaksızın	**Depolamayla birlikte**		
Günlük enerji tüketimi toplamı	6.123 ton-saat	6.123 ton-saat		
Günlük yük ortalaması	255,13 ton	255,13 ton		
Yüksek fiyattan günlük enerji tüketimi toplamı	3.420 ton-saat	0 ton-saat	Toplam depolama =	3.420 ton-saat
Yüksek fiyattan günlük yük ortalaması	510 ton	0 ton	Pik depolama çıktısı =	510 ton

4. sütun = (3. Sütun) – (2. Sütun)

5(n) no'lu sütun = 5(n-1) no'lu sütun + 4(n) no'lu sütun

Tablo 19.7'nin alt kısmında gösterilen değerler, ihtiyaç duyulan toplam depolama kapasitesi ve depolama sisteminden sağlanması gereken pik depolama çıktısını göstermektedir. Bu değerler, depolama ortamı olarak farklı maddelerin kullanıldığı her bir sistem için gereken depolama kapasitesini belirlemek üzere bir sonraki alt bölümde kullanılacaktır. Burada şu ana kadar ele alınan üç konfigürasyona ilişkin performans parametreleri Tablo 19.8'de özetlenmektedir.

Tablo 19.8: Soğutma Sistemlerinin Performanslarının Karşılaştırılması

Performans Parametreleri	SOĞUTMA SİSTEMİ TİPİ			
	Depolamasız Geleneksel Sistem	Kısmi Depolamalı Sistem	Tam Depolamalı Sistem	Tam Depolamalı Sistem
Genel olarak pik talep (kW)	1.800	900	1.350	1.080
Yoğun zamanlardaki pik talep (kW)	1.800	900	0	540
Soğutma grubunun yoğun zamanlardaki tüketimi (kWh)	12.000	7.180	0	4.300
İhtiyaç duyulan depolama kapasitesi* (kWh)	—	5.000	12.000	7.700
Maksimum depolama çıkışı* (kW)	—	900	1800	1.250

* Tablo 5, 6 ve 7'deki değerler TED sistemi tarafından sağlanan kapasiteyi temsil etmektedir.

Depolama sistemlerinin ofis binasına yetecek şekilde boyutlandırılmasında kullanılan prosedür bir sonraki alt bölümde özetlenmektedir.

19.6.2. Depolama Sisteminin Kapasitesi

Depolama sistemlerinde termal enerjinin depolanması için kullanılan ortamlar, soğutma yükü ihtiyaçlarının karşılanabilmesi için depolama sistemlerinin farklı ölçülerde boyutlandırılmasını gerektirmektedir. Dolayısıyla, bu alt bölümde, farklı depolama ortamlarının kullanıldığı kısmi yüklü sistemlerde depolama sisteminin gerçek hacminin veya boyutunun ne olması gerektiğinin belirlenmesine yönelik yöntem açıklanacaktır.

Soğutma grubu ve termal depolama sisteminin tasarımı kapsamında, pik yükü karşılamak için sisteme yeterli miktarda soğutulmuş su sağlanması gerektiğinden, pompalama ve boru tertibatına dikkat edilmelidir.

Kısmi yüklü sulu depolama sisteminin kapasitesinin hesaplanmasında; ısıl kapasite C (kJ), kütle M (kg), depolama ortamı olarak kullanılan maddenin özgül ısısı Cp (kJ/kg°C) ve serpantin sıcaklık farkı (T_2-T_1) arasındaki ilişki kullanılacaktır.

$$C = M\ Cp\ (T_2 - T_1)$$

Buna göre, enerji talebinin yoğun olduğu zamanlardaki soğutma ihtiyacını karşılayacak şekilde kısmi yüklü soğutma sisteminin kapasitesini desteklemek için gerekli depolama kapasitesi aşağıda anlatıldığı gibi hesaplanabilir.

19.6.2.1. Sulu Depolamada Kapasite Hesabı

Bir önceki bölümde hesaplanan kısmi yüklü soğutma sisteminin kapasitesini desteklemek için gereken 5.000 kWh (1.429 ton-saat) enerji miktarı, normal şartlarda meydana gelmesi beklenen ısıl kayıplarını içermez. Ofis binası örneğinde bu tür kayıpların oranının %20 olduğu varsayılır. Buna göre, 5.000 kWh olan depolama ihtiyacı 6.000 kWh değerine çıkacaktır. Bu boyuttaki bir sulu termal enerji depolama sisteminin borulama ve kurulumu da dâhil olmak üzere maliyeti yaklaşık 60 $/kWh kabul edilirse depolama kapasitesi kJ cinsinden aşağıdaki şekilde hesaplanır.

$$C = 6.000 * 3.600 = 21,6 * 10^6\ kJ$$

$(T_2$-$T_1)$ = 7°C olduğu varsayıldığında, depolanacak su kütlesi;

$$M = \frac{C}{C_p\ (T_2 - T_1)} = \frac{21,6 \times 10^6}{4,18 \times 7} = 738.000\ kg$$

olarak bulunur.

19.6.2.2. Buzlu Depolamada Kapasite Hesabı

Buzlu termal enerji depolama sisteminin boyutlandırılması sulu termal enerji depolama sistemininkine çok benzerdir. Buz depolama tanklarının, daha yüksek serpantin sıcaklık farkları (T_2-T_1) nedeniyle soğutulmuş su ve ötektik sistemlere göre 3,5 kat daha fazla ortalama günlük ısı kazancına yol açtığı bilinmektedir. Bu ısı kazanımlarının hesaba katılabilmesi için, gerçek depolama kapasitesi, emniyetli bir ortalama değer olarak %50 oranında artırılacaktır.

Buna göre, depolama ihtiyacı, 5.000 x 1,5= 7.500 kWh değerine çıkacaktır. Bu durumda kJ cinsinden depolama kapasitesi;

$$C = 7.500 * 3.600 = 27 * 106\ kJ$$

Buzlu termal enerji depolama sistemlerinde kullanılan buzun gizli erime ısısı ise:

C_1 = Gizli erime ısısı = 335 kJ/kg olacaktır.

0°C'de meydana gelen ergime olayı ile bağlantılı gizli erime ısısı, duyulur erime ısısına kıyasla çok büyük olduğundan, hesaplamalarda hissedilir ısı (Cp) ihmal edilmektedir. Buna göre, dondurulması gereken su kütlesi şu şekilde hesaplanır:

M= C / C_1= 27 * 106 / 335 = 80.600 kg

Bu değer, duyulur ısının ihmal edildiği düşünüldüğünde emniyetli bir değerdir. Böylece üretilmesi gereken buz kütlesi hesaplanmış olmaktadır. İhtiyaç duyulacak fiili buz hacmi ve dolayısıyla buz serpantinlerinin etrafındaki tankta bulunan toplam su miktarı büyük ölçüde değişecektir. Buzlu termal enerji depolama sistemlerinin paket halde mevcut olması, bu sistemlerin boyutlandırılmasını kolaylaştırmaktadır.

Bu örnekteki iki adet 1.080 ton-saat kapasiteli buzlu depolama ünitesi borulama ve kurulum da dahil olmak üzere yaklaşık 150 $/ton-saat maliyete karşılık, ihtiyaç duyulan 2.144 ton-saat kapasiteye kıyasla 2.160 ton-saat kapasite sağlanmış olacaktır.

19.6.2.3. Faz Değiştiren Maddelerle Depolamada Kapasite Hesabı

Faz değiştiren maddeler veya ötektik tuzlar kullanan depolama sistemlerinin boyutlandırılmasına yönelik yöntem, buzlu depolama sistemlerinin boyutlandırılmasına benzemektedir. Ötektik tuz depolama tankları, soğutulmuş su sistemlerininkiyle yaklaşık olarak aynı günlük ortalama ısı kazanımlarına sahiptir. Bu ısı kazanımlarının hesaba katılabilmesi için, gerçek depolama kapasitesi emniyetli bir ortalama değer olarak %20 oranında artırılacaktır. Buna göre, 5.000 kWh (1.429 ton-saat) depolama ihtiyacı 6.000 kWh (1.715 ton-saate) çıkacaktır. Bu durumda kJ cinsinden depolama kapasitesi;

C = 6.000 * 3.600= 21,6 * 106 kJ

Ötektik sistemlerde de gizli erime ısısı kullanıldığından, Şekil 6'da gösterilen sıcaklık farkı hesaplamalarda kullanılmaz. Bu durumda:

C_1 = Gizli erime ısısı = 93 kJ/kg olacaktır.

M= C / C_1= 21,6 * 106 / 93 = 232,258 kg

Ötektik tuzların yoğunluğun suyunkine eşit olduğu varsayılabilir. Hacim= 232 m^3

Ötektik tuzların ihtiyaç duyulan fiili hacminin, tuzların çeşitli kombinasyonlarındaki yoğunluk farklılıklarına göre ayarlanması gerekecektir. 5.600 kWh (1.600 ton-saat) depolama gerektiren bir depolama sistemi bağlamında 300 m^3 bir su tankında yaklaşık 45.000 ötektik tuğlanın kullanıldığı bir depolama sistemi tasarlanabilir. Buna benzer bir ötektik depolama ünitesinin borulama ve kurulum da dâhil olmak üzere maliyetinin yaklaşık 250 $/ton-saat kabul etmek mümkündür. Kısmi depolama için gerekli olan ton-saat oranı ile gerekli tank boyutu oranı, tam ve isteğe bağlı kısmi depolamalı sistemlerinin boyutlandırılmasında kullanılacaktır.

Farklı depolama ortamı kullanılan üç konfigürasyonunun her biri için termal enerji depolama sisteminin ve fiili soğutma sistemlerinin boyutları ve maliyetleri, yukarıda yapılan varsayımlar çerçevesinde Tablo 9'da özetlenmektedir.

Tablo 19.9: Soğutma Sistemlerinin Karşılaştırılması

Performans Parametreleri	SOĞUTMA SİSTEMİ TÜRÜ			
	Depolamasız Geleneksel Sistem	Kısmi Depolamalı Sistem	Tam Depolamalı Sistem	İsteğe Bağlı Kısmi Depolamalı Sistem
SOĞUTMA GRUBU (sayı ve ton kapasite)	1 x 600	1 x 300	1 x 450	2 x 175
Maliyeti ($)	180.000	90.000	135.000	105.000
SU DEPOLAMA				
Kapasitesi (ton-saat)	-	1.715	4.104	2.634
Hacmi (m^3)	-	778	1.862	1.195
Ton-saat başına maliyeti ($)	-	200	135	165
Depolama maliyeti ($)	-	343.000	554.040	434.610
BUZ DEPOLAMA				
Kapasitesi (ton-saat)		2.144	5.130	3.293
Sayısı ve kapasite (ton-saat)	-	2 x 1.080	4 x 1.440	3 x 1.220
Buz hacmi (m^3)	-	81	194	124
Ton-saat başına maliyeti ($)	-	150	150	150
Depolama maliyeti ($)*	-	324.000	864.000	549.000
ÖTEKTİK MADDE DEPOLAMA				
Kapasitesi (ton-saat)		1.715	4.104	2.634
Ötektik madde hacmi (m^3)	-	233	558	358
Ton-saat başına maliyeti ($)	-	250	200	230
Depolama maliyeti ($)	-	428.750	820.800	605.820

*(2 ünite) (1.080 ton-saat/ünite) ($150/ ton-saat) = $324.000

Bu örnekte sunulan değerler belirli bir durum içindir. Dolayısıyla her uygulama kendi içerisinde kapsamlı bir şekilde analiz edilmelidir. Mühendislik ve kurulum maliyetleri daha büyük kapasiteye yayılmış olacağından tankların boyutu arttıkça sulu veya ötektik depolama sistemlerinin ton saat başına maliyeti azalacaktır. Ek olarak, buzlu ve ötektik depolama sistemlerinde duyulur ısı dikkate alınmaz.

19.7. Maliyet Özeti

Farklı depolama ortamı kullanılan üç konfigürasyonunun her birinin yaklaşık tahmini maliyeti Tablo 19.9'da gösterilmiştir. Sunulan sistemlerin her birinin günün enerji talebinin yoğun olduğu zamanlarına ilişkin çeşitli performans parametreleri ise Tablo 19.8'de listelenmiştir. Bu noktaya kadar, depolama sistemlerinin boyutlandırılmasında soğutma sisteminin pik tüketimi esas alınmıştır. Termal enerji depolama sistemlerinin tasarruf potansiyelinin analiz edilmesinde kullanılacak günlük soğutma talebi ve soğutma sistemi yüklerinin ve ilgili depolama sistemi performansının belirlenebilmesi için daha fazla bilgiye ihtiyaç vardır. Tasarrufların doğru bir şekilde hesaplanabilmesi için, en azından soğutma sisteminin yaz sezonunda pik döneme ait günlük tüketim grafiğine ihtiyaç bulunmaktadır. Daha sonra bu değerler soğutma taleplerini karşılamak için gereken soğutma sistemi yükünün belirlenmesinde kullanılabilir. Özelikle yaz sezonuna ait değerlere ihtiyaç duyulmasının sebebi, toplam soğutma miktarının büyük kısmına yaz sezonunda ihtiyaç duyulması ve en yüksek tarife oranlarından kullanım süresi ücretlerinin en fazla yaz sezonunda söz konusu olabilmesidir. Binanın soğutma yükünün tahmin veya simüle edilmesine yönelik çeşitli yöntemler mevcuttur. İlgili hesaplamalar manuel olarak veya bir bilgisayar simülasyonu kullanılarak yapılabilir.

Daha önce bahsi geçen ofis binası örneği üzerinden soğutma tasarruflarının tahmin edilmesinde alternatif bir yöntem olarak, ilgili soğutma konfigürasyonlarının işletme maliyetlerinin karşılaştırılmasında aylık ortalama günlük soğutma yükü tahmini kullanılacaktır. Pik yükün kuzey yarım kürede Temmuz ayında meydana geldiği ve ortalama günlük pik yükünün, pik gündeki yükün %90'ı olduğu varsayılmıştır. Soğutma ihtiyaçları bakımından yaz sezonu kapsamında addedilen ayların her biri için ortalama soğutma değerleri, Temmuz ayının ortalama soğutma yüküne dayalı olarak tahmin edilmiştir. Haziran ile Ekim ayları için söz konusu tahminler Tablo 19.10'da sunulmuştur.

Tablo 19.10: Soğutma Sistemlerinin Karşılaştırılması

Ay	kW Faktörü[1]	Pik Yük (Ton)[2]	kWh Faktörü [1]	Ortalama Tüketim (Ton-Saat/Gün)[3]
Haziran	0,8	360	0,8	4.322
Temmuz	1,0	450	1,0	5.403
Ağustos	0,9	405	0,9	4.863
Eylül	0,7	315	0,7	3.782
Ekim	0,5	225	0,5	2.702

[1] Kullanım maliyetinden tasarrufların belirlenmesinde tahmini kW ve kWh faktör değerleri kullanılmıştır.

[2] Ortalama günlük pik yükünün, pik gündeki yükün %90'ı olduğu tahmin edilmiştir. Her ay için kW faktörü, pik ayların ortalama tonajı ile çarpılmıştır. Buna göre, Haziran ayının ortalama günlük pik yükü = 0,8 * 450 = 360 ton olarak bulunur.

[3] Ortalama günlük tüketiminin pik gündeki tüketimin %90'ı olduğu tahmin edilmiştir. Her ay için kWh faktörü, pik ayların ortalama tüketimi ile çarpılmıştır. Buna göre, Haziran ayı için ortalama günlük tüketim = 0,8 * 5.403 = 4.322 ton-saat olarak bulunur.

Bu tahmini değerler soğutma grubu/TED sisteminin mevsimsel çalışma yüklerini belirlemek üzere, Temmuz ayına ait ortalama bir gündeki saatlik soğutucu yüküne uygulanmıştır. Üç konfigürasyonun her biri için ayın ortalama bir günündeki saatlik soğutucu yükleri Tablo 19.11'de sunulmaktadır. Bu tabloda her ay için ilk sütunda saatlik soğutma talebi listelenmiştir. Yine, farklı depolama sistemleri kullanıldığında söz konusu soğutma talebini karşılamak için gereken soğutucu tüketimi de tabloda yer almaktadır. Bu tabloda, sistemleri boyutlandırmak için kullanılan termal verimlilik hesaba katılmamıştır. Bu değerler, sistemin uygulanmasından sonra tarife oranlarından ve enerji talebinden elde edilecek tasarrufların belirlenmesinde kullanılacaktır.

Termal depolama sistemlerinin pik güne ait işlemleri için örnek hesaplamalar verilmiştir. Kısmi depolamalı sistemlerin bazılarının yükleri soğutmaya ihtiyaç duyulan ayların başı ve sonu itibarıyla tam depolamalı sistemlerin yüklerine yaklaştığından, soğutma sisteminin yükleri optimum soğutma grubu yükünü temsil etmez. Tablonun alt kısmında, soğutma sistemlerine ilişkin değerlerin toplamları verilmiştir. Tasarrufların hesaplanmasında bu günlük ortalama değerlerin toplamları kullanılmaktadır. Fiili soğutma yükü ile soğutma sistemi yükü arasındaki fark, ilgili ayın her bir günü için elde edilen yaklaşık günlük tasarruf değerine işaret etmektedir.

Bu tasarruflara ekonomik terimleri uygulamak için varsayımsal bir fiyat tarifesi çizelgesi kullanılacaktır. Buna göre, elektrik tüketiminin fiyatı 0,04 $/kWh'tir (4 cent/kWh). Yaz sezonunda talep edilen elektrik fiyatının enerji talebinin yoğun olduğu ve olmadığı saatlerde aylık pik fiyatı ise sırasıyla 3,50 $/kW ve 5,00 $/kW'tır. Bu oranlar Haziran'dan Ekim'e kadar geçerlidir. Bu fiyat tarifesi çizelgesinde yalnızca enerji talebinin dengelenmesiyle tasarruf sağlandığı öngörülmüştür. Bununla birlikte, tedarik şirketlerinin enerji talebinin yoğun olmadığı zamanlara yönelik fiyatları genellikle daha ucuzdur. Enerji talebinin yoğun olmadığı zamanlardaki ücretlerin, enerji talebinin yalnızca kaydırılmasını değil, dengelenmesini sağladığı görülebilir. Fiyat tarifesi tablosu Tablo 19.11'deki toplam değerlere uygulanıp, her aydaki gün sayısı ile çarpılarak yaz sezonunda enerji kullanımından elde edilebilecek tasarruflar belirlenebilir.

Tablo 19.11: Aylık Ortalama Günlük Soğutma Yükü Profili

	HAZİRAN (Ton)				TEMMUZ (Ton)				AĞUSTOS (Ton)				EYLÜL (Ton)				EKİM (Ton)			
Saat	**Fiili Yük**	**Kısmi Depolamalı Sistem**	**Tam Depolamalı Sistem**	**İsteğe Bağlı Kısmi**	**Fiili Yük**	**Kısmi Depolamalı Sistem**	**Tam Depolamalı Sistem**	**İsteğe Bağlı Kısmi**	**Fiili Yük**	**Kısmi Depolamalı Sistem**	**Tam Depolamalı Sistem**	**İsteğe Bağlı Kısmi**	**Fiili Yük**	**Kısmi Depolamalı Sistem**	**Tam Depolamalı Sistem**	**İsteğe Bağlı Kısmi**	**Fiili Yük**	**Kısmi Depolamalı Sistem**	**Tam Depolamalı Sistem**	**İsteğe Bağlı Kısmi**
1	71	180	270	216	88	225	338	270	79	203	304	243	62	158	236	189	44	113	169	135
2	85	180	270	216	106	225	338	270	95	203	304	243	74	158	236	189	53	113	169	135
3	88	180	270	216	110	225	338	270	99	203	304	243	77	158	236	189	55	113	169	135
4	92	180	270	216	115	225	338	270	103	203	304	243	80	158	236	189	57	113	169	135
5	92	180	270	216	115	225	338	270	103	203	304	243	80	158	236	189	57	113	169	135
6	108	180	270	216	135	225	338	270	122	203	304	243	95	158	236	189	68	113	169	135
7	116	180	270	216	146	225	338	270	131	203	304	243	102	158	236	189	73	113	169	135
8	162	180	270	216	203	225	338	270	183	203	304	243	142	158	236	189	101	113	169	135
9	191	180	270	216	238	225	338	270	214	203	304	243	167	158	236	189	119	113	169	135
10	205	180	270	216	256	225	338	270	230	203	304	243	179	158	236	189	128	113	169	135
11	240	180	0	108	300	225	0	135	270	203	0	122	210	158	0	95	150	113	0	68
12	268	180	0	108	335	225	0	135	302	203	0	122	235	158	0	95	168	113	0	68
13	318	180	0	108	397	225	0	135	357	203	0	122	276	158	0	95	199	113	0	68
14	346	180	0	108	432	225	0	135	389	203	0	122	303	158	0	95	216	113	0	68
15	360	180	0	108	450	225	0	135	405	203	0	122	315	158	0	95	225	113	0	68
16	339	180	0	108	424	225	0	135	381	203	0	122	296	158	0	95	212	113	0	68
17	289	180	0	108	362	225	0	135	325	203	0	122	253	158	0	95	181	113	0	68
18	254	180	0	108	318	225	0	135	286	203	0	122	222	158	0	95	159	113	0	68
19	176	180	270	216	221	225	338	270	199	203	304	243	154	158	236	189	110	113	169	135
20	148	180	270	216	185	225	338	270	167	203	304	243	130	158	236	189	93	113	169	135
21	113	180	270	216	141	225	338	270	127	203	304	243	99	158	236	189	71	113	169	135
22	92	180	270	216	115	225	338	270	103	203	304	243	80	158	236	189	57	113	169	135
23	88	180	270	216	110	225	338	270	99	203	304	243	77	158	236	189	55	113	169	135
24	81	180	270	216	101	225	338	270	91	203	304	243	71	158	236	189	51	113	169	135

Toplamlar	HAZİRAN	Kısmi Depolamalı Sistem	Tam Depolamalı Sistem	İsteğe Bağlı Kısmi Depolamalı Sistem	TEMMUZ	Kısmi Depolamalı Sistem	Tam Depolamalı Sistem	İsteğe Bağlı Kısmi Depolamalı Sistem	AĞUSTOS	Kısmi Depolamalı Sistem	Tam Depolamalı Sistem	İsteğe Bağlı Kısmi Depolamalı Sistem	EYLÜL	Kısmi Depolamalı Sistem	Tam Depolamalı Sistem	İsteğe Bağlı Kısmi Depolamalı Sistem	EKİM	Kısmi Depolamalı Sistem	Tam Depolamalı Sistem	İsteğe Bağlı Kısmi Depolamalı Sistem
Toplam (Ton-Saat)	4.322	4.322	4.322	4.322	5.403	5.403	5.403	5.403	4.862	4.862	4.862	4.862	3.782	3.782	3.782	3.782	2.701	2.701	2.701	2.701
Ortalama (Ton)	180	180	180	180	225	225	225	225	203	203	203	203	158	158	158	158	113	113	113	113
Yoğun Olmayan Zamandaki Maksimum Yük (Ton)	205	180	270	216	256	225	338	270	230	203	304	243	179	158	236	189	128	113	169	135
Yoğun Zamandaki Maksimum Yük (Ton)	360	180	0	108	450	225	0	135	405	203	0	122	315	158	0	95	225	113	0	68
Yoğun Zamandaki Tüketim (Ton-Saat)	2.414	1.441	0	864	3.018	1.801	0	1.081	2.716	1.621	0	972	2.112	1.261	0	756	1.509	900	0	540

19.8. Sonuç

Genel olarak enerji depolama sistemleri geniş bir yelpazede ele alınabilir. Bataryalarda elektrik enerjisi depolanması, mekanik enerjinin basınçlı hava gibi yollarla depolanması, potansiyel enerji olarak suyun yükseklere pompalanması, hidrojen üreterek enerjinin kimyasal biçimde depolanması bu çerçevede ele alınabilir. Ancak bu bölümde ısıl enerjini duyulur ve gizli ısı olarak depolanması üzerinde durulmuştur. Termal enerji depolama, gelecekteki talep tarafı yönetim programlarında büyük bir role sahip olacaktır. Sistem çapında bir enerji yönetimi stratejisi kullanmak isteyen kuruluşların, hizmet maliyetlerini en aza indirmek için yük profillerini takip, tahmin ve kontrol edebilmeleri gerekecektir. Serbest piyasalarda elektrik maliyetleri daha değişken hale geldikçe yüklerin kalıcı olarak kaydırılması stratejileri daha da önemli hale gelecektir. Gerçek zamanlı fiyatlandırma ve çok tesisli sözleşmeler, termal enerji depolamanın değerli bir araç olarak yerini alacağı talep yönetimi kapsamında elde edilebilecek tasarruf potansiyelini daha da artıracaktır.

Termal enerji depolama sisteminin ve bir bütün olarak HVAC sisteminin başarısı birçok faktöre bağlıdır. Bu faktörler başlıca:

- Soğutma grubunun yük profili,
- Enerji fiyatları tarifeleri ve teşvik programları,
- Mevcut soğutma grubunun durumu,
- Çeşitli sistemlerin kurulumunun yapılabileceği kullanılabilir alan,
- Uygun termal depolama ortamının seçimi,
- Sistemin uygun bir şekilde tasarlanması ve bu sistemin mevcut sisteme entegrasyonudur.

Termal depolama, kuruluşların elektrik maliyetlerini düşürmeleri ve sistemin işleyişini iyileştirmeleri için çok cazip bir çözümdür. Yeni kurulum projelerinde, soğutma grubu sisteminin başlangıç maliyetlerinin azaltılmasının yanı sıra tasarrufları artırmak için depolama kullanılabilir. TED sistemleri, özellikle kısmi yük koşullarında, enerji ve işletme maliyetlerinde önemli düşüşler sağlamak için yüksek verimli manyetik yataklı soğutma grupları ile birleştirilebilir. Seri üretiminin artması, teknik ilerlemeler ve daha fazla sayıda şirketin depolama sistemlerinin kurulumunu yapması ile gelecekte TED'i gerekçelendirmek daha da kolay hale gelecektir.

19. Bölüm Çalışma Soruları

1. Aşağıdaki ifadelerden hangisi yanlıştır?

A. Termal depolama tüketilen enerji miktarını azaltır.
B. Termal depolama pik enerji talebini azaltır.
C. Termal depolama tüketilen enerji maliyetini azaltır.
D. Termal depolama yük kaymasını sağlar.

2. Elektrik enerjisi tedarikçileri (üretim şirketleri) açısından Enerji Depolama Sistemleri için hangisi doğrudur?

A. Pik enerji yükü talebi azaldığından istenilmez.
B. Yük kayması yarattığı için talebi düzeltir, bu istenen bir durumdur.
C. Enerji talebini azalttığı için istenmez.
D. Satış fatura bedelini düşürdüğü için istenir.

3. Enerji Depolama Sistemleri dikkate alındığında kullanıcı için hangisi yanlıştır?

A. Elektrik kullanımını düşük tarife saatlerine kaydırdığı için enerji maliyetinde düşme olur.
B. Enerji tüketimini azaltır.
C. Soğutma sisteminin kısmi yüklerde çalışmasını azaltır.
D. Soğutma grubu güç ihtiyacı azalır.

4. Sulu depolamada çalışma sıcaklık farkı 5 °C ise ve suyun özgül ısısı 4,18 kJ/kg olarak bilindiğine göre, 209.000 kJ enerjiyi depolamak için kaç litrelik depoya ihtiyaç vardır?

A. 10.000 L
B. 5.000 L
C. 20.000 L
D. 2.000 L

5. Aynı enerjiyi buzda depolamak için kaç kg buza gerek vardır?
Not: Buzun erime ısısı 335 kJ/kg alınabilir.

A. 1.250 kg
B. 625 kg
C. 750 kg
D. 1.500 kg

6. Aynı enerjiyi gizli erime ısısı 93 kJ/kg olan ötektik tuz (faz değiştiren madde) kullanıldığında kaç kg tuza ihtiyaç vardır?

A. 1.500 kg
B. 5.000 kg
C. 2.250 kg
D. 3.000 kg

Bölüm 20:
Kontrol Sistemleri

Bu bölümde kontrol sistemleri bir bütün halinde ele alınacak ve kontrol teknolojileri ve çalışma ilkeleri sunulacaktır.

20.1. Otomatik Kontrolün İşlevi

İnsanların karar verme ve uygulama süreci, bilişsel yetenekleri sayesinde makinalardan ayrışır. Ancak çevredeki birçok görev, tekrarlayan doğası nedeniyle algoritmik olarak gerçekleşebilir. Otomatik sistemlerin tutarlı biçimde tekrarlı işleyişi, bu sayede insanların gözetiminde gerçekleşir. Sonuç olarak daha az sayıda insan, zamanı daha etkin kullanarak süreci yönetebilir. Bu bağlamda "otomatik kontrol sistemlerinin amaçları"nı aşağıdaki gibi sıralamak mümkündür:

1. Süreç fonksiyonlarının çıkış değerlerini istenen bir değerde kontrol altında tutmak.

Otomatik kontrol, ölçülen değişkeni takip ederek istenen değerde kalmasını sağlayan sürekli bir düzenleme gerektirir. Bu konuda bazı örnekler şöyledir:

- Kısmi yük koşullarında maksimum yük için boyutlandırılmış ısıtma ve soğutma ekipmanlarını kısma ihtiyacı.
- Varlık durumuna ve dış ortam sıcaklık ve ışık şiddetine bağlı sistemler (aydınlatma, havalandırma).
- Üretim tesislerinde talebe göre değişen ürün üretim hızı.
- Su veya yakıt rezervuarları, yem veya kömür depoları vb. için seviyeyi koruma ihtiyacı.

2. Süreç fonksiyonlarının istenen bir çıkış değişim şeklini takip etmesini sağlamak.
3. Olayların belirlenen bir sıraya göre gerçekleşmesini sağlamak.

20.2. Kontrol Teknolojileri

Kontrol donanımı ve konsepti hakkındaki şu ifade, kontrol teknolojilerinin rolü ve konumlanması hakkında önemli bir ipucu içermektedir: "Optimizasyonda kullanılan donanım tipi, prosesin işletilmesinde uygulanacak kontrol konseptlerine göre ikincil önceliklidir." Asıl amaç, sürecin algoritmik temellerini ve hedefini belirlemek olmalıdır. Otomatik kontroller son tahlilde, herhangi bir alet gibi insanlar için iş yapan makinelerden başka bir şey değildir. Bu tespit doğrultusunda aşağıda çeşitli kontrol teknolojileri sıralanmaktadır.

20.2.1. Konvansiyonel Elektrik

Kaynak olarak elektrik kullanılmaktadır. Kontrol iki konumludur (açma-kapama, yüksek-düşük, devreye girme, devreden çıkarma vb.). Bu kontrol ilkesi, basit kontrolden karmaşık kilitlemelere ve ikili mantığa kadar geniş bir kullanım alanına sahiptir. Örnekler aşağıda liste halinde sıralanmaktadır:

- Günlük yaşantıdaki ev cihazlarında kullanılan termostatlar, iki konumlu kontrolörlere en uygun ve basit örneklerdir. İki konumlu kontrol, basit ve kolay gerçekleştirilebilir bir yapı olmakla birlikte beklenen kontrol performansını sağlamakta yetersizdir. Örnek bir ev ısıtma termostatı, ısıtma sistemini 20°C'de açar ve 22°C'de kapatır, böylece oda sıcaklığını yaklaşık 21°C civarında tutar.
- Bir kuyu pompası kontrolörü, depolama tankı basıncı 3,5 bar olduğunda devreye girer ve depolama tankı basıncı 4,5 bar olduğunda devreden çıkar ve böylece sistem basıncını yaklaşık 4 bar civarında muhafaza eder.
- Hava damperinin açık olduğu bilgisi izin verene kadar ilgili egzoz fanının çalışmasını önleyen kilitleme devresi.

Konvansiyonel elektrik kontrollerin bazı avantaj ve dezavantajları şöyledir:

- Basit lojik kapı mantığı ile düşük maliyetli olarak kontörlü sağlanabilmesi bir avantajdır.
- Donanım temelli bir çözüm olduğu için esnek değildir, yeni ihtiyaçların karşılanması donanım değişikliğini gerektirir.

20.2.2. Analog Elektronik

Analog ve konvansiyonel elektrik kontrolü arasındaki temel fark modülasyondur. Analog kontrolün temelini oluşturan analog sinyal, analog bir devrenin aldığı elektronik sinyalin sürekli ve gerçek olduğunu gösterir. Analog elektrik sinyalleri sürekli olarak değişir ve belli sınırlar içinde her değeri alabilir. Kontrol edilen değişkenin geniş bir sinyal aralığında üretilmesi, iki konumlu (açma-kapama) yapılara göre daha hassas bir kontrol sağlar.

Analog kontrol yöntemleri, donanımsal olarak pasif devre elemanları, transistör ve op-amp gibi analog prensiple çalışan devre elemanlarının bir devrede uygulanması ile gerçekleştirilir.

Analog elektronik kontrollerin bazı avantaj ve dezavantajları şöyledir:

- Mükemmel kontrol edilebilme karakterlerinin yanı sıra analog sistemlerinin bir başka avantajı, yazılım kullanılmadığından programlama için ayrı bir araca ihtiyaç yoktur.
- Analog bir devrenin tasarımı zordur, çünkü devrelerin tasarımı için her bileşen elle konumlandırılmalıdır; devreler genellikle rutin olarak yapılmaktadır ve esneklikten yoksundur.
- Analog veri iletiminde, aktarılacak olan verileri üretmek için, sürekli değişken bir gerilim ya da akım kullanılır. Bu değişken akımlardan dolayı oluşabilecek gürültü ve sinyal bozulmalarını engellemek çok zordur. Bu durum yüksek kaliteli veri aktarımının önüne geçer.

20.2.3. Pnömatik

Pnömatik, akışkan gücünün bir uygulamasıdır; güç üretmek, iletmek ve kontrol etmek için basınç altında gaz halinde bir ortam (genellikle hava) kullanılır. Pnömatik cihazlar iki durumlu veya modülasyonlu olabilir. Modülasyonlu yapıdaki valfler pnömatik sistemlerde sisteme gelen basınçlı havanın akış miktarını, basıncını, yönünü ve açma-kapama durumunu kontrol eden ve sağlayan elemanlardır.

Elektrik sinyalleri ile pnömatik sistemleri kontrol etmek için arayüz elemanı olarak elektropnömatik valfler kullanılır. Elektropnömatik valfler genel olarak servo, oransal, basit aç-kapa ve hızlı anahtarlama valfleri biçiminde sınıflandırılabilirler. Servo valfler hassas bir oransal denetim sağlamakla beraber yapıları karmaşık ve maliyetleri de çok yüksektir. Daha basit yapıda ve o oranda düşük maliyetli selenoid valfler genelde aç-kapa etkisi ile çalışmaktadır. Bununla birlikte çeşitli teknikler kullanarak bu valfleri oransal çalıştırmak mümkün olmaktadır. Bu nedenlerle elektropnömatik valfler üzerine yapılan çalışmaların büyük bir kısmı servo valfler yerine selenoid veya diğer alternatif valflerin geliştirilmesi, bu tür valflerin oransal çalıştırılması ve elektropnömatik sistemlerin denetlenmesi üzerinedir. Basit yapıdaki aç-kapa selenoid valfler ile servo valfler arasında yer alan bir valf türü olan oransal valflerin debileriyle giriş gerilimi ya da akımı belirli bir bölgede lineerlik göstermektedir. Bu sebeple belirtilen lineer bölgede oransal kontrol mümkün olmaktadır.

Pnömatik kontrollerin bazı avantaj ve dezavantajları şöyledir:

- Pnömatik enerjinin kaynağı olan hava, atmosferden sınırsız olarak temin edilebilir.
- Basınçlı havanın uzak mesafelere taşınması kolaylığı vardır.
- Pnömatik sistemlerde tepki süreleri hızlı olduğu için yüksek hızlara çıkılabilir.
- Basınçlı havanın ateş alma tehlikesi yoktur, özellikle alev almaya müsait endüstri tesislerinde tercih edilir.
- Çalışma basıncı 6-7 bar civarında olduğu için büyük kuvvetler elde edilememektedir.
- Havanın sıkışabilir yapıda olması nedeniyle hız kontrolü çok hassas yapılamamaktadır.
- Havayı düzgün şartlandırmak için kuruluma ve filtreleme ihtiyacı maliyetleri artırabilir.
- Hava kalitesi çok önemlidir, kirlilik sistem genelinde arızaya neden olabilir.

20.2.4. Dijital Kontrol

Bu kontrol teknolojisi (doğrudan dijital kontrol veya DDC olarak da adlandırılır), dijital sinyaller temelinde çalışan mikroişlemciler kullanır. Herhangi bir zamanda gerçek bağımsız değerler alabilen analog sinyallerin aksine, dijital sinyaller dijital formda aynı analog değeri temsil etmek için 0 ve 1'lerin bir kombinasyonu üzerinde çalışmaktadır. Dijital sistem, bir sinyali temsil etmek için daha hassastır, çünkü sinyali temsil etmek için ikili değer kullanmaktadır. DDC yoluyla kontrollerin büyük avantajı, sistem kontrolünün değiştirilebilir ve depolanabilir dijital sinyallerle, yani yazılım ile yapılabilmesidir. Analog dünyadan alınan gerçek zamanlı sinyalleri dijital sinyale dönüştürmek için analog-dijital çevirici (A/D) devreler kullanılır. Analog sinyal dönüşümü yapıldıktan sonra giriş sinyalleri yazılım üzerinde işlenmektedir, sonrasında tekrar dijital sinyallerden analog sinyallere (D/A) çevrilen çıkış üretilir. Sinyal dönüşümlerinin çözünürlüğü ne kadar yüksek olursa, dijital sinyaller gerçek analog sinyallere o kadar yakın olur ve daha hassas bir kontrol sağlanır.

Dijital kontrolörler, tek arıza noktası yaratacak riskli merkezi yapıdan ziyade, farklı görevleri yürütmek üzere atanmış ayrık kontrolörlerin birlikte çalışacağı dağıtık yapı mimarileri için çok uygun bir çözüm sağlarlar.

Dijital kontrollerin bazı avantaj ve dezavantajları şöyledir:

- Donanım değişikliğine gerek kalmadan, farklılaşan ihtiyaçlar için yazılım üzerinde değişiklik yapmak maksimum esneklik sağlar.
- Gürültüden minimum etkilenecek yapıda veri transferi iletimi mümkün hale gelmiştir.
- Veri depolamanın dijital sinyaller temelinde çok kolay hale gelmesi, kontrol edilen sistem genelinde ölçülen ve geçmiş değerleri depolamayı maliyeti düşük ve güvenli biçimde mümkün kılar.
- İnternet teknolojileri gibi dijital dünyanın diğer bileşenleri ile standart protokoller üzerinden entegrasyona imkan sağlarlar.
- Hızlı teknolojik gelişmelere uyum sağlamak için yazılım yükseltmeleri veya bazı durumlarda donanım yükseltmelerine ihtiyaç duyarlar. Yazılım ve lisans maliyetleri kurulum sonrasında hesaba katılmalıdır.

20.3. Temel Kontrolör Tipleri

Sistem modeline uygun kontrolör tipi, seçilen teknolojiden bağımsız şekilde uygulanabilmektedir. Mekaniksel akışkan bir sistemin debisini kontrol etmek için oransal yapıda bir tip uygulanması gerekirken kapalı bir depodaki akışkan seviyesini iki seviyeli kontrol etmek için en basit anlamda aç-kapa tipinde bir uygulama yeterli olmaktadır.

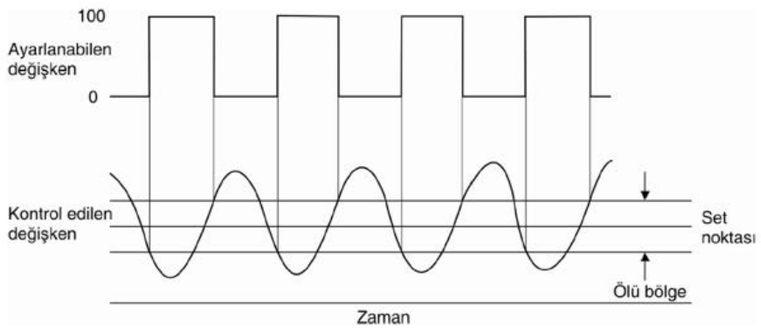
Sistemlerin matematiksel modelindeki parametrelere göre farklı eylemsizlikler söz konusu olabilir. Eylemsizlik, sistemlere etki eden kontrol değerinin sebep olacağı değişikliğin, sistemde yaratacağı değişim hızı ve değişim genliği ile ters orantılıdır. Eylemsizliğe sahip bir kütleye etki eden çekme kuvvetini kontrol değeri olarak ele almak bu ters orantılı ilişkiyi açıklar.

Başka bir örnek olarak ısıtılan bir akışkanın sıcaklık değişimi gösterilebilir. Büyük bir tank içindeki su sıcaklığı aynı kaynaklarla ısıtılan daha küçük bir tank içindeki su sıcaklığına göre çok daha yavaş değişir.

20.3.1. Açma-Kapama Kontrolör

İki konumlu kontrol olarak düşünülebilir. Genellikle modülasyonla kontrol edilemeyen, sadece açık veya kapalı çalışma durumuna sahip ekipmanlarla birlikte kullanılır. Hata sinyali (ayar değeri ve kontrol edilen değişken arasındaki fark) pozitif olduğunda en büyük çıkış, hata sinyali negatif olduğunda en küçük çıkışı üretirler. Nispeten daha kararlı bir kontrol için ayar değeri civarında kontrol çıkışının değişimini önleyen ölü bölge yaratılması tavsiye edilir. Böylelikle açma ve kapama noktaları farklı iki noktaya taşınır, histerisizli çalışma modu sağlanır. Osilasyon, karakteristik bir sorun olmasına karşın eylemsizliği büyük sistemlerde daha az yaşanır.

On/Off (Aç/Kapa) Kontrol: **Örn: Ev ısıtma**

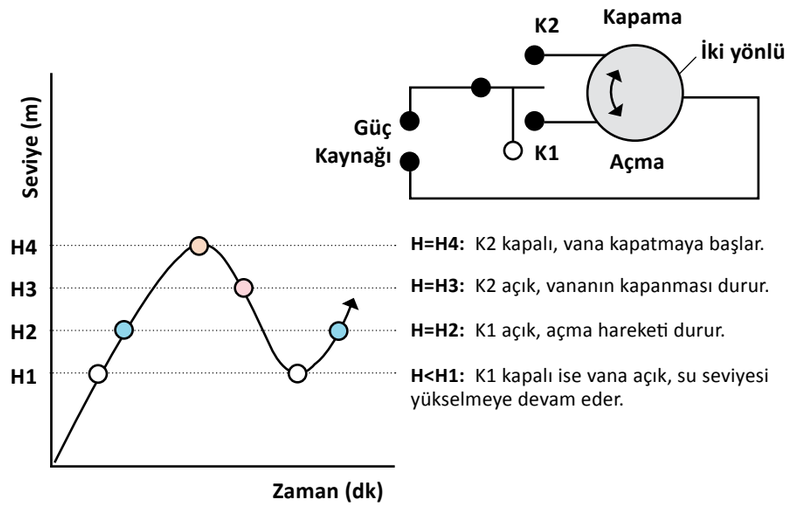


On/Off kontrol: Osilasyona (dalgalanmaya) sebep olur

Şekil 20.1: Sıcaklık Kontrolü Açma-Kapama Kontrol Modu Şeması

20.3.2. Yüzer Kontrolör

Açma-kapama kontrolü ve modülasyon kontrolünün arasında yer alacak hibrit bir yapıdadır. Açma-kapama kontrolünde olduğu gibi, kontrol çıkışı aç veya kapa sinyali üretir. Açma kapama kontrolünden farklı olarak, kontrol edilen ekipmanın açık-kapalı durumu dışında orta konumları da mevcuttur. Dolayısıyla yüzer kontrol, ekipmanın orta konumunu koruma yeteneğine sahiptir. Açma ve kapatma eşikleri arasında, kontrol edilen ekipman esas olarak son konumunu korur. Proses değişkeni (örneğin depo seviyesi) kontrolü, yükün (örneğin besleme debisi ve tüketim debisi) durumuna göre kontrol edilen ekipmanın (örneğin vana) değişen konumları ile sağlanır. Bir bakıma, kontrol ekipmanının konumu ayar değerini sağlamak için bir konum aralığında yüke bağlı olarak yüzmektedir.

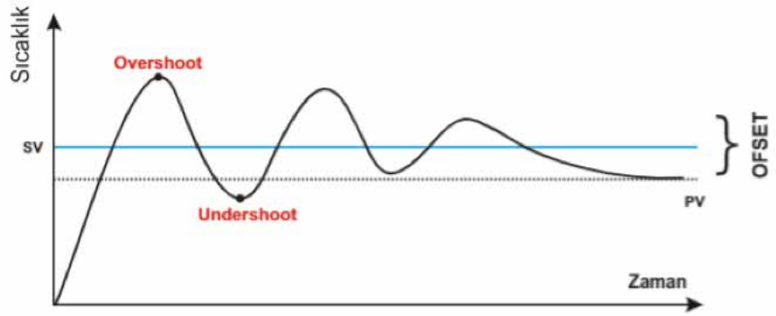


Şekil 20.2: Su Seviyesi Kontrolü Yüzer Kontrol Modu Şeması

20.3.3. Oransal (P) Kontrolör

Kontrol sistemlerinde kontrolörlerin, aç-kapa yerine hatanın değerine bağlı olarak zamanda sürekliliği olan bir çıkış üretmesi arzu edilir. Hata sinyalini bir kazançla çarparak kontrol girişini belirleyen oransal kontrolörler bu çalışmayı sağlamanın en temel yoludur. Kontrolör çıkışı ve kontrolör girişi arasında sabit bir oransal ilişki vardır. Ayar değeri ile kontrol edilen değişkenin arasındaki fark (offset / kalıntı hata) bu tip kontrolörlerin karakteristik bir özelliğidir ve kontrolörün pozitif bir çıkış üretmesi için hiçbir koşulda sıfır yapılamaz.

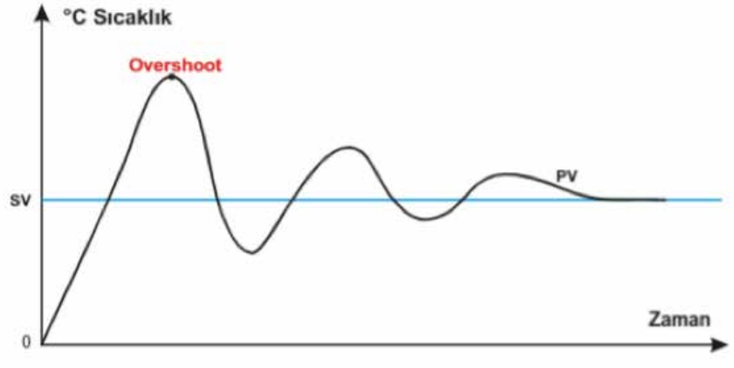
Kazancın yüksek olduğu durumlarda kontrolörün tepkisi aşırı olacak ve salınım meydana gelecektir, dolayısıyla sistem kararlı davranışını kaybedecektir. Ayrıca, fiziksel sistemlerin girişleri sistem modeline göre belli aralıktaki sinyalleri kabul edebilir, kazancı bu limit değerlerin üstüne çıkarmak sistemi doyuma götüreceği için anlamsızdır.



Şekil 20.3: Oransal Kontrol Modu Şeması

20.3.4. Oransal Artı İntegral (PI) Kontrolör

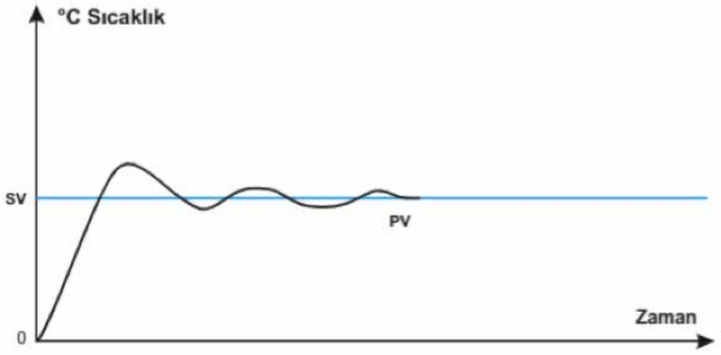
Oransal kontrolöre integral işlevi eklemek kalan hatayı ortadan kaldırır. İntegral işlevi hatanın zaman içinde artımsal toplamına, dolayısıyla kontrol kazancının dinamik olarak artmasına neden olacaktır. Sistemin yanıt hızında karakteristik olarak yavaşlığa yol açmaktadır. Teoride, integral, hata olduğu sürece çıkış vermeye devam edecektir. Bununla birlikte, ayar noktası civarındaki ölü bölge içinde kontrolörün kazancını sabitlemek ve integral işlevini ölü bölge dışına çıkıldığında işletmek yaygındır. PI kontrolün en belirgin dezavantajı sistem başlangıcında kontrol değişkeninin set değerini geçmesidir. Bu ilk salınımdaki yükselmeye üst aşım (overshoot) ve set değerinin altına düştüğü en düşük alçalmaya ise alt aşım (undershoot) denir. Sistemde meydana gelen bu türden ani darbelere engel olunamaz.



Şekil 20.4: Oransal-İntegral Kontrol Modu Diyagramı

20.3.5. Oransal-İntegral-Türev Kontrolör (PID)

PID kontrolü, PI kontrolde yaşanan karakteristik aşımları en aza indirmek, ilave olarak hızlı ve büyük değişimleri karşılamak amacıyla kullanılır. Hatanın zaman içindeki artımını alan integral işlevinin yanına hatanın değişim hızını hesaba katan türev işlevi eklenmiştir. Bu sayede sistem hızlanmış, daha kararlı hale gelmiş ve de girdiyi hatasız bir şekilde takip edebilme yeteneğine kavuşmuştur. HVAC prosesleri genelde büyük eylemsizliğe sahiptir ve yavaş tepki verirler. Bu nedenle PI tipindeki kontrolün doğal sonucu olan aşımlara karşı toleranslıdır. HVAC uygulamalarında türev işlevi, kararsız çalışma durumundan kaçınmak için nadiren kullanılır. PID kontrolör esas olarak, bir veya iki kontrolör yönteminin hatayı kabul edilebilir limitler içerisinde tutamadığı hızlı ve büyük yük değişimleri olan sistemlerde kullanılır.



Şekil 20.5: Oransal-İntegral-Türevsel Kontrol Modu Diyagramı

20.4. Giriş/Çıkış Cihazları

Bu alt bölümünün konusu dönüştürücüler, anahtarlar, sensörler, vericiler gibi farklı işlevselliğe sahip cihazlardır.

Dönüştürücüler: Gerçek dünyada, fiziksel nicelikleri (sıcaklık, basınç, nem vb.) algılayan ve ölçülebilen başka bir fiziksel niceliğe (elektrik, mekanik) çeviren aktif yapıdaki cihazlardır. Fiziksel nicelikleri ölçmek için aktif elektronik devresinde o fiziksel niceliği ölçecek bir sensör bulunur. Ölçülen değer sinyal şartlandırma ile elektriksel niceliğe çevrilir. Bazı örnekler şöyledir:

- Sıcaklık: Aktif devresinde; Bimetal, Termistör, RTD, NTC, PT100, PT1000 benzeri pasif elemanlar bulunan dönüştürücüler. Elektriksel sinyal olarak genellikle 0-10V veya 4-20ma ölçeğinde sinyal üretirler.
- Basınç: Aktif devresinde; Bourdon Tüpü, Pitot Tüpü, Diyafram, Gerinim ölçer benzeri pasif elemanlar bulunan dönüştürücüler. Elektriksel sinyal olarak genellikle 0-10V veya 4-20ma ölçeğinde sinyal üretirler.

Anahtarlar: Açık-kapalı benzeri iki konumlu durum çıkışı üreten veya iki konumlu ekipmanları “aç-kapa” komutlarıyla harekete geçirmek için kullanılan cihazlardır. Selenoid vanalar, röleler vb. bu alet sınıfındadır. Anahtarlama cihazlarının örnekleri şunları içerir:

- Su fark basınç anahtarı, pompanın çalışma bilgisini sağlar.
- Su akış anahtarı, pompanın çalışma bilgisini sağlar.
- Hava akış anahtarı, fanın çalışma bilgisini sağlar.
- Hava fark basınç anahtarı, fanın çalışma bilgisini sağlar.
- Akım anahtarı motorun çalışma bilgisini sağlar
- Röle veya selenoid, motor start/stop veya aydınlatma aç/kapa kontrolünü sağlar.

Sensörler: Sinyal şartlandırma uygulanmadan DDC tarafından doğrudan okunabilecek fiziksel niceliği üreten pasif cihazlardır. Genellikle iki telli yapıdadırlar, karakteristiğine bağlı olarak lineer veya non-lineer tipte çıkış verirler. Fiziksel kablo bağlantısı üzerinden ölçüm alırken kablo direncinden ötürü sensör değeri ölçümünde hatalı bir değer alınır. Bazı sensör tiplerinde kablo direncinden kaynaklanan hatayı bertaraf etmek için 3 veya 4 telli bağlantılar kullanılır.

- Sıcaklık ölçümünde kullanılan, kontrolör girişine veya giriş modüllerine doğrudan bağlanabilecek, RTD, NTC, PTC tipinde pasif elemanlar.

Analog Saha Cihazları ve Kablolama Topolojisi: Konvansiyonel kablolama, saha ekipmanı terminalinde yapılan aktif veya pasif tipteki bağlantı ile kontrolörün giriş veya çıkış terminallerinde sonlandırılan bağlantı ile sağlanır. Bu tarifle, 100 adet saha ekipmanı için kontrolöre bağlı 100 adet kablo seti olacaktır.

Her fiziksel sinyal için 1 adet kablo kullanılması doğal olarak kontrolör giriş/çıkış modülü sayısını artırır, işçilik masrafları uzayan bağlantı süreleri nedeniyle yükselir. Daha ötesi, kontrol panelinde sonlandırılacak çok sayıda kablo ve modül bulunması DDC pano boyutlarını büyütür. Kabloların DDC panosundan dağılımını sağlayacak kablo tavaları ve spiral gibi altyapı aksesuarları yukarıda sözü edilen maliyetlere eklenmelidir.

Dijital Saha Cihazları ve Kablolama Topolojisi: Dijital formatta iyi tanımlanmış bir haberleşme protokolüne (modbus, bacnet, lonworks, knx vb.) göre ayırt edici bir adres atanabilen akıllı cihazlardır. Dijital haberleşme üzerinden bilgi alışverişi aynı anda iki yönlü veya sıralı olarak tek yönlü gerçekleştirilebilir. Haberleşme altyapısında, topolojinin izin verdiği maksimum cihaz adeti için tek bir kablo kullanılır. Adresleme bazında yapılan dijital bilgi alışverişi bu ortak kablo üzerinde gerçekleşir. Bu sayede analog cihazlardan bilgi alınması için gereken geleneksel kablo mimarisi ve diğer maliyetler (pano boyutu, modül adedi, işçilik masrafları vb.) azaltılmış olur. Akıllı cihazlar haberleşme protokolü için donanım ve ilave elektronik bileşenler içerdiğinden devre yapısı daha karışıktır, dolayısıyla adreslenemeyen cihazlara göre maliyeti daha yüksektir. Uygulama tipine göre maliyet optimizasyonu gerektirir. Tek kablo üstünden iletişimde arızalanan bir cihaz veya kablo sürekliliğindeki sorunlar (kopma, kesilme vb.) arızalı olmayan cihazlarla iletişimi de sekteye uğratır. Alternatif olarak kablo mimarisinde döngü veya yıldız metotları uygulanabilir.

Adreslenebilir cihaz örnekleri şunlardır:

- Yangın alarm cihazları, giriş ve çıkış modülleri
- Aydınlatma kontrol cihazları, giriş ve çıkış modülleri
- Aydınlatmada kullanılan dijital elektronik balastlar
- HVAC kapsamındaki dijital sensörler
- Kartlı geçiş sistemindeki kapı kontrol modülleri ve kart okuyucular.
- Dijital aktüatörler
- Fancoil termostatları

20.4.1. Doğrusallaştırma

Kontrolör algoritmaları, temelde sıralanmış karar bloklarının ve aritmetik işlemlerin bir bütünüdür. Giriş ve çıkış sinyallerinin doğrusal yapıda olması algoritma aritmetiğini basitleştirir ve tasarımda kolaylık sağlar. Kontrol algoritması çıkışları doğrusal olduğu ölçüde öngörülebilir hale gelir, bu sayede algoritma revizyonları daha kolay yönetilebilir.

Doğada da doğrusal olan ve olmayan birçok fiziksel olay vardır. Doğrusal örnekler olarak sıcaklık değişimlerine göre metal direncinin değişimi, sıvının derinliğine göre statik basıncın artması ve sıvı seviyesine göre dikey bir silindirin hacminin değişimi sayılabilir. Doğrusal olmayan örnekler arasında sıvı seviyesine göre konik bir kabın veya yatay bir silindirin hacminin değişimi vardır.

Doğadaki bazı doğrusal olmayan olaylar ise öngörülebilir bir yapıdadır. Bunlara termokupl’lar ve diferansiyel basınç akış ölçerler dahildir. Termokupl’lar değeri bir karşılaştırma tablosu ile belli bir aralıkta doğrusallaştırılır veya basınç akış ölçer davranışını tanımlayan matematiksel bir ifade ile doğrusal öngörülebilirliğe getirilir.

Kelebek vana veya tek kanatlı damper, konumuna göre akıştaki değişimi ve akış hızına göre bir ısı eşanjörü ısı transfer oranını içerir.

Kontrol damperleri, konum aralığındaki değerlere göre doğrusal olmayan akışlar üretirler. Kontrol vanaları genellikle doğrusal, hızlı açılan veya eşit yüzde tipi olarak karakterize edilir. Kontrol damperleri ve kelebek vanalar ya düz kanatlı ya da düz disk şeklindedir ve kontrol vanalarından farklı yapıda bir karakteristiğe sahiptirler.

Modülasyonla kontrol edilebilen ısı değişim prosesleri, yaygın bir otomatik kontrol uygulamasıdır. Isıtma uygulamalarındaki etki, soğutma uygulamalarına nazaran elde edilen daha yüksek sıcaklık farkı nedeniyle daha belirgindir. Bu karakteristik etki, gövde ve boru, boru ve kanat vb. yapıdaki çoğu ısı alışverişi türü için geçerlidir. Bir ısı eşanjörünün ısı transfer karakteristiği, akışkan girişinin ısı transferiyle ilişkisi bakımından hızlı açılan bir vanaya benzetilebilir. Isı eşanjöründeki akışı doğrusal bir yapıda kontrol etmek, ısı eşanjörünün doğrusal olmayan karakteristiği nedeniyle kontrol sorunu yaratır. Bu sorunu bertaraf etmenin standart yolu; ısı eşanjörü karakteristiğinin ayna görüntüsünde bir akış karakteristiğine sahip kontrol vanası kullanmaktır, bu sayede doğrusal olmayan eşit genlikli ve ters işaretli karakteristiklerin birbirini elimine etmesi ve böylece genel kontrol etkisinin doğrusala yakın olması sağlanır. Bu örnek, doğrusallığın bir kontrol sistemi için önemini göstermenin yanında ısı eşanjörü uygulamaları için seçilen kontrol vanasının neredeyse her zaman eşit yüzde tipi olması gerektiğine işaret eder.

20.5. Vanalar ve Damperler

Vana ve Damper Seçimi: Seçim kriterlerinde genellikle minimum basınç düşümüne ve süreç üzerinde en iyi doğrusallığa sahip olması göz önüne alınır.

Vana Boyutlandırma: Aslında bir vananın boyutlandırılması demek, uygun ve kontrol edilebilir akış miktarını geçirebilecek doğru vana çapının seçilmesi demektir. Olması gerekenden küçük çaplı bir vana seçildiğinde, vanadan sistemin ihtiyaç duyduğu akış yeterli olarak geçirilemeyecektir. Ayrıca vana içinde akışkan hızının çok artması nedeniyle kavitasyon, erozyon ve gürültü gibi istenmeyen koşullar oluşabilir. Olması gerekenden büyük vana seçildiğinde, vana otoritesinin olması gereken sınırlar dışında kalmasından dolayı vana hep kapalıya yakın bölgelerde az bir konum aralığında çalışacaktır. Bundan dolayı kontrol hassasiyeti bozulacaktır. Sonuçta doğru ve sağlıklı bir kontrol yapılabilmesi için vana çapının doğru seçilmesi gerekmektedir. Aşağıdaki kavramlar üreticilerin veri tablolarında kolay seçim için mevcuttur.

KV Kavramı: Hidrolik kanunlara bağlı bir kavramdır. Vana kapasitesinin en basit şekilde belirlenmesini sağlayan bir sabittir. Kv değerleri vana üreticileri tarafından deneyler sonucunda belirlenir. Teknik olarak ifade edilirse, vananın üzerindeki 1 bar basınç düşümünde 1 saatte geçebilecek debi miktarı Kv ile eşittir. Bu kavrama göre vana üzerindeki basınç düşümü Dp, debinin Q karesi ile doğru orantılıdır.

Vana Otoritesi: Vana otoritesi kontrol vanasının kontrol kabiliyetini etkileyen sistem çalışma eğrisinin kaymasına neden olan bir değerdir. “a” ile sembolize edilen otorite kontrol vanası %100 açıkken üzerinde oluşan fark basınç DP-v100 ile vananın tamamen kapalı olması durumunda-tüketim yok- olan basınç DP-v0 arasındaki ilişkidir.

Kontrol vanası seçimi yapılırken dikkat edilmesi gereken vana otoritesinin min %50 olmasıdır. Yani kontrol vanası basınç düşümü toplam basınç düşümünün en az yarısı kadar olmalıdır. Ya da kontrol vanası basınç düşümü, sistemin kalanındaki basınç düşümünden fazla olmalıdır.

Sistem akışına karşı kapatacak kadar güçlü olan aktüatörler, sistem basınçları değiştikçe, vana gövdeleri sıkıştıkça damper aksları sertleştikçe. vb. zamanla sistemin verimliliğini azaltabilir. Asgari yeni koşul gerekliliklerinin en az %50 üzerinde kapanış derecelendirmelerinin zorunlu tutulması, uzun süreli işletim için iyi bir uygulamadır.

Damper Boyutlandırma: Damper akış yolları üzerine (kanal kesitinde) yerleştirilen, sisteme giren ve çıkan hava akışlarını düzenleyerek (akış kesitlerini kısmen açıp kapayarak) yüksek kontrol ve konfor sağlayan ekipmanlardır. Aşağıdaki şekilde sınıflandırılırlar.

- Dış hava giriş-çıkış ve karışım damperleri
- Yüzey ve by-pass damperleri
- Yangın damperleri

Dış Hava Giriş-Çıkış ve Karışım Damper Tipleri

Dış hava girişleri üzerinde oluşan direnç, konstrüksiyona bağlı olarak değişir. Bunun için tercihen küçük direnç kayıplı ve yağmur suyunun içeri taşınmasına izin vermeyen, sızdırmazlığı iyi olan damperler seçilmelidir. Minimum dış hava giriş ve çıkışı için ayrı damper bölümü kullanılması iyi olur. Maksimum dış hava miktarı ve ara miktarların ayarı için ise tüm dış hava damper alanı kullanılır.

Egzoz çıkışları dış hava girişlerine benzer olarak düzenlenir. Yüksek rüzgâr basıncı ile geri akışı engellemek için mutlaka geri-akış damperleri konulmalıdır. Egzoz çıkışları, dışarı atılan kirli havanın, temiz dış hava girişine kaçmasını engelleyecek şekilde yapılmalıdır.

İç-dış hava karışımı kullanılan sistemlerde, egzoz damperlerinin, maksimum dış hava damperleri ile aynı hava hızında seçilmesi kontrolü kolaylaştırarak verimi artırır.

Yüzey ve By-Pass Damper Tipi

Sistem içerisinden geçen hava miktarını kontrol etme esasına göre çalışır. Sistemdeki çıkan hava ile yüzey damperleri kısılırken by-pass damperleri açılarak gerekli ayarlama yapılır; örneğin, eşanjörlerdeki buzun eritilmesi gibi.

Yangın Damperleri

Klima ve havalandırma sistemlerinde, komşu duvar geçitlerinde kolon ayrımlarında ve yangın riski taşıyan santral giriş ve çıkışlarında, yağlı egzoz dumanının olduğu kanallarda; yangın ve dumanın yayılmasını engellemek için kullanılır.

Bina içinde herhangi bir mahalde çıkan yangının komşu mahallere sıçramasını ve mevcut havalandırma sisteminde hava sirkülasyonunu kapatarak yangının körüklenmesini önler. Yangına karşı dayanıklı malzemeden üretilir. İsteğe göre uyarı anahtar ilavesiyle havalandırma fanlarının durdurulması yapılabilir.

Vana ve Damper Aktüatörleri

Aktüatörler hareket tiplerine göre doğrusal ve döner olmak üzere ikiye ayrılırken; kullanılan enerji kaynaklarına göre elektrikli, hidrolik ve pnömatik olarak temelde üçe ayrılır. Elektrikli aktüatörler, elektrik motoru ile sağlanan tahrik kuvvetinin rotasyonel harekete dönüştürülmesini sağlayan güç aktarma elemanlarıdır. Elektrik motoru ile elde edilen tahrik kuvveti dişlilerin gövde içerisinde rotasyonel hareketini sağlar. Dişli sistemi tüm dönüş boyunca sabit tork elde edilmesini sağlar. İkinci tip ise hidroliktir. Hidrolik aktüatörlerin enerji kaynağı sıvılardır. Temel prensibin çıkış noktası sıvıların sıkıştırılamamasıdır. Sıvıdan gelen güç sayesinde çalışan piston sıvının basıncını kullanarak hareket eder. Son olarak pnömatik aktüatörler basınçlı hava kullanarak çalışırlar. Pnömatik aktüatör basınçlı hava ile döner valfleri açma kapamaya yarayan otomatik kontrol cihazıdır. Aktüatörler, mekanik bileşenlere sahip hareketli parçadan oluşmaktadır, dolayısıyla seçim yaparken aktüatör yaşam döngüsü maliyeti ve bakım kolaylığı dikkate alınmalıdır. Aktüatörlerin farklı tiplerinin her biri için yay geri dönüşlü olan veya olmayan modelleri bulunmaktadır.

Aktüatör Seçerken Dikkat Edilmesi Gerekenler:

- Öncelikle aktüatör tipi belirlenir.
- Vana sisteminde açma-kapama işlemi için moment belirlenir.
- Seçilen aktüatöre göre, çalışma ihtiyaçları (basınç, elektrik beslemesi vb.) belirlenir.
- Çalışma prensipleri (aç/kapa ya da oransal) belirlenir.
- Eğer aç/kapa yapılması isteniyorsa diğer fiziksel ihtiyaçlar temin edilir. Bunlar ayar valfleri, regülatör, anahtar kutusu vb. olabilir.
- Oransal kontrol için, kullanılacak konumlayıcının tipi belirlenir.
- Manuel kontrol istenilmesi, sistemin çalıştığı ortam, kaynak seçimleri, kontrol parametreleri ve sisteme göre değişen diğer spesifikasyonlar belirlenir.
- Akıllı cihazlar için haberleşme protokolü belirlenir.

Aktüatör Normal (Yay Dönüşü) Konumu: Vanalar ve damperlerin terminolojisinde yer alan, normalde açık (NO) ve normalde kapalı (NC) ifadeleri, güç komutunun uygulanmadığı durumdaki cihaz başlangıç konumunu gösterir. Yay dönüşü özelliği olmayan aktüatör, güç kesintisinden önceki son konumunda kalacaktır. Yay geri dönüşlü aktüatörler daha maliyetlidirler, bu sebeple uygulama ihtiyacına göre optimum fayda prensibiyle seçilmelidirler.

20.6. Alet Doğruluğu, Tekrarlanabilirlik ve Kayma

Cihaz kalibrasyonu ve doğruluk özellikleri terminolojisinde, okuma tolerans yüzdesi ve yayılma aralığı olmak üzere iki önemli kavram vardır. Tolerans, okunan gerçek değerin yüzdelik doğruluğunu gösterecek şekilde; +/- xx °C, + /- xx bar, vb., okumanın +/- xx %'si olarak belirtilmelidir.

Tablo 20.1: Ticari Aletler İçin Önerilen Toleranslar

Ölçüm	Cihaz Toleransı Notu: Ticari toleranslar
Isı	
(Mahal veya oda)	+/- 1,0°C
Sıcaklık (kanal)	+/-0,5°C
Basınç	
(Kanal statik basıncı)	+/- 20 pascal
Basınç	Okunan değerin +/- %5'i
Hava için akış oranları	Okunan değerin +/- %5'i
Su için akış oranları	Okunan değerin +/- %5'i
Bağıl nem	Okunan değerin +/- %5'i
CO_2 veya benzeri monitör	Açıklığın +/- %1'i

Tekrarlanabilirlik: Ölçü aletinin, sabit gözlemci, alet, çevre koşulu, yöntem ve zaman aralığı içerisinde, ölçüm değerlerini aslına uygun olarak tekrar etme yeteneğidir. Bu kavram cihaz için hassasiyetle ilişkilidir, aynı zamanda enstrüman kalitesinin bir fonksiyonudur ve değiştirilemez. Tekrarlanabilirlik niceliği, ortam sıcaklığı etkisi, voltaj dalgalanması, basınç dalgalanması vb. çevresel değişiklikler karşısında ölçümün kararlılığı ile belirlenir.

Kayma: Her ölçü aletinde bulunan karakteristik bir özelliktir. Uzun vadeli sürüklenme, yaşlanmadan kaynaklanan bozulma da dahil olmak üzere birçok faktöre bağlanabilir. Enstrümantasyon için genel bir kural; uzun vadeli sapmanın, beş yıllık bir süre için makul derecede doğru okumalar sağlaması gerektiğidir.

Fark basınç sensörleri gibi cihazlar için otomatik sıfırlama işlevi mevcuttur. Bu cihazlar ölçüme başlamadan önce sıfır giriş koşulu durumunda çıkışı otomatik sıfır değerine ayarlar, çıkış aralıklarının sıfır noktasını periyodik olarak yeniden oluşturur.

20.7. Temel Kontrol Blok Şemaları

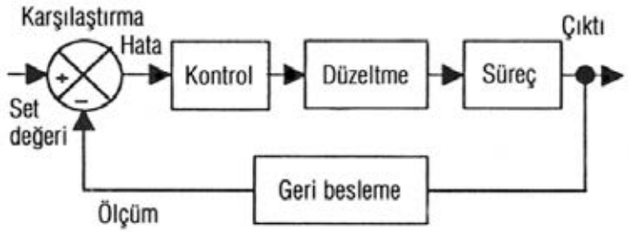
Kontrol stratejisinin temel kontrol yaklaşımı kontrol döngüsünün açık veya kapalı yapıda olduğudur.

Kapalı Döngü Kontrolü: Bir kapalı çevrim kontrol sisteminde çıkış değişkeni, ölçme elemanı ile ölçülür ve ölçme büyüklüğü girişe geri beslendikten sonra referans bir değer ile karşılaştırılır. Karşılaştırma sonucunda hata sinyali elde edilir, hata sinyalinin yapısına ve denetlenen çıkış değişkenine uygun bir denetim sinyali üretilir. Kapalı çevrim denetim sistemine "geri beslemeli denetim sistemi" de denilebilir. Kapalı döngü kontrolü örnekleri şunları içerir:

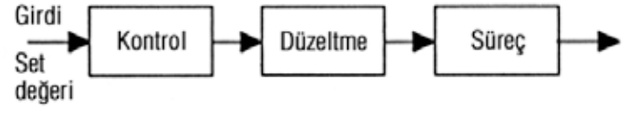
- Oda termostatı, odadaki ısıyı düzenlemek için ısıtma suyu vanasını kontrol eder.
- Isı eşanjörü için çıkış suyu sıcaklık sensörü, ısı eşanjörüne giden buhar giriş vanasını kontrol eder.

Açık Döngü Kontrolü: Bir açık çevrim kontrol yönteminde kontrollü değişken ve kontrol cihazı arasında doğrudan bir bağlantı yoktur. Bir açık çevrim kontrol yöntemi bir dış değişkenin sistemi nasıl etkileyeceğini öngörür ve ayar noktasını aşırı sapmadan korumak için ayarlar. Açık döngü kontrol örnekleri aşağıdadır.

Sıcak su sıcaklığının dış hava temel alınarak otomatik olarak ayarlanması yaygın bir kontrol stratejisidir. Bu strateji, dış hava sıcaklığı ne kadar soğuk olursa, ısı talebinin o kadar büyük olduğu öngörüsüne dayanmaktadır. Dış hava sıcaklığı su sıcaklığından bağımsız olduğu için tipik bir açık döngü örneğidir.



Şekil 20.6: Kapalı Döngü Kontrolü



Şekil 20.7: Açık Döngü Kontrolü

20.8. Geniş Çaplı Kontrol Stratejileri

Mekanik sistemler genellikle, bir Enerji Yönetim Sistemi (EYS) yazılımı tarafından kontrol edilen soğutma grupları, kazanlar, soğutma kuleleri ve klima santrallerinden oluşmaktadır. HVAC sistemlerine EYS uygulanmasının amacı, bina sakinlerinin konforunu veya proses koşullarını koruyarak enerji kullanımını en aza indirmektir.

HVAC sistemi kapsamındaki bileşenleri, sağladıkları işlevselliğe ve optimizasyona göre kontrol etmek için standart olarak belirlenmiş kontrol yöntemleri uygulanır.

Alarm İzleme ve Raporlama: DDC sistemleri, aşağıdaki örnek durumlarda alarmları kaydeder ve görüntüler:

- Uzak konumlarda makinelerin manuel olarak geçersiz kılınması ve geçersiz kılmaları temizlemek için hatırlatıcılar
- Ekipman arızaları
- Kritik koşullar için program içinde üretilen alarmlar, yüksek sıcaklık veya basınç alarmları vb.
- Zamanlanmış geçersiz kılma ve mesai sonrası faturalandırma
- Düşük veya geçersiz sıcaklıklar (sensör bozulması durumunda)
- Haberleşme sorunları

Günlük Zamanlama: Her bağımsız ekipman veya grup olarak birden çok ekipman için haftalık bazda periyodik tekrar eden başlatma ve durdurma zamanlarını ayarlamayı sağlayan arayüz programıdır.

Tatil Zamanlama: Haftalık veya günlük zamanlama programlarının rutin kontrolü üstünde önceliğe sahip olan belirli gün veya gün aralığı için belirlenmiş zaman programlarıdır. Tesisin standart ayar değerleri dışında geri çekilmiş ayar değerleri ile kontrolünü sağlayabilir veya start-stop zamanlarının tatil tarihleri aralığında özelleştirilmesini içerebilir.

Takvim Kontrolü: Genelde sistem operatörü yılın herhangi bir tarihi veya tarih aralığında kontrol edilecek noktalar için yıllık programları girer. EYS yazılımında işletme için yıllık olarak planlanan tarihler sona erdikten ve çizelgeler uygulandıktan sonra silinebilir veya planlanan tarihler bir sonraki yılda tekrarlanabilir.

Görev Döngüsü: Bir kontrol noktasının bir zaman döngüsü içinde ne kadar süre boyunca aktif olduğunu ve ne kadar süre boyunca aktif olmadığını belirlemeye yarar. Örnek olarak 2 dakikalık toplam bir zaman döngüsünün %40 süresi boyunca bir aktüatörün çalışması, %60 süresi boyunca aktüatörün son aktif konumunda kontrolsüz kalması sağlanabilir.

Görev Günlükleri: DDC sistemleri, kapsamı altında kontrol edip izlediği tüm noktaların günlük toplam çalışma sürelerini, son açma-kapanma zamanlarını, sıcaklık, basınç vb. analog giriş değerlerini, elektrik tüketim değerleri gibi çeşitli bilgileri veri tabanında kayıt altına alabilir, gerekirse rapor arayüzüne bu bilgiler çekilebilir veya grafik arayüzde sunulabilir.

İzlenen verilerin ve donanım sistemleri bilgilerinin çizgi grafikleri veya tarihsel eğilimleri üretilebilir. Enerji kapsamındaki enerji günlükleri; kilovat-saat cinsinden günlük elektrik tüketimi, kilovat cinsinden elektrik talebi, pikin oluştuğu zaman, seçilen talep limiti ve herhangi bir yükün atıldığı zaman bilgilerini minimum, maksimum, ortalama dış sıcaklık vb. verilerle ilişkili olarak kaydedebilir.

Isı-Soğuk Örtüşmesi: Öncelikli amacı kontrol vanalarını modüle ederken eşzamanlı ısıtma ve soğutma eylemlerinin gerçekleşmesini engellemektir. Bu türden enerji israfları hem eski hem de yeni sistemlerde yaygındır ve önüne geçilmesi DDC ve EYS projelerinin esas amaçlardan biridir.

Dış havanın müsait olduğu durumlarda uygulanan serbest soğutma metodolojisi ile kazan çalışmasının örtüşmesi örnek bir ısı-soğuk örtüşmesidir. Buna benzer örtüşmeler, HVAC sistemlerinin tüm kademelerinde bulunabilir, dolayısıyla ısıtma veya soğutma talebini belirtilen yönde karşılarken sistem bütününde aksi yönde bir talep oluşturmayacak şekilde bir metodoloji belirlenmelidir.

Manuel Geçersiz Kılma: Ekipmanın belirlenmiş bir süre boyunca algoritma kontrolü dışında doğrudan kontrolüne izin vermek için geçersiz kılma seçeneği sağlar. Manuel kontrol önceden belirlenen sabit bir süre sonunda otomatik olarak resetlenip (sıfırlanıp) senaryo kontrolüne geçebilir.

Ölçüm: Enerji sayaçları (kalorimetreler, enerji analizörleri vb.), kontrol senaryolarını test ederken, trend, grafik vb. arayüzler vasıtasıyla bina operatörlerine geri bildirim sağlamak için tasarıma eklenebilir. Enerji ölçümüyle ilgili raporların kontrol senaryosu temelinde döngüsel olarak üretilmesi ve değerlendirilmesi, sürekli iyileştirmenin kilit yaklaşımıdır. EYS'yle ilişkilendirilmiş tedarikçi elektrik sayaçlarının genişletilmesi ve akıllı şebekelere entegre edilmesi, sistemin uçtan uca kontrolü için önceliklidir.

Minimum Açık-Minimum Kapalı Süreleri: Normalde bir sistemde kontrol edilecek farklı ekipmanların birbiriyle ilişkili olarak farlı eylemsizliklere sahip olması doğaldır. Senaryolar ve üretici verileri dikkate alınarak ekipmanların minimum çalışma süreleri ve ardışık start alma durumu söz konusu olduğunda minimum kapalı kalma süreleri dikkate alınmalıdır. Bu, ekipmanın yaşam döngüsünün uzaması ve senaryonun kesintisiz kararlı bir kontrol üretecek şekilde işleyebilmesi açısından önemli bir rutindir. Soğutma grubu start alma zamanları arasındaki minimum kapalı kalması gereken süre ve soğutma grubuna ait pompaların, gruptan belli bir süre önce çalışmaya başlayıp belli bir süre sonra durması örnek uygulamalardan biridir.

Endüstriyel İşlemler: Prosesler temelde farklı yapıdadır, yine de birçok üretim tesisinde EYS'den yararlanabilecek ortak yaklaşımlar bulunabilir. Bazı örnekler şöyledir:

- Mekanik kombinasyondaki olabilecek en yüksek verime göre proses soğutma grupları, kazanlar, pompalar ve hava kompresörleri ekipmanlarını ilişkilendirme
- Basınçlı hava akışının ve kaçakların izlenmesi
- Vardiya zamanlarına bağlı olarak basınçlı hava basıncının sıfırlanması
- Varlık sensörü uygulaması
- Bir ürün bileşeni olarak enerji kullanımına ilişkin temel süreç ölçümlerinin izlenmesi, raporlanması ve fabrika genelinde izleme panellerinde sunulması (örn. ton başına kWh vb.)
- Yük faktörünün iyileştirilmesi ve elektrik maliyetlerinin düşürülmesi için talebin sınırlandırılması veya bilgilendirme yapılması
- Yük yoğunluğunun zaman programı ile rutin kontrole bağlanması
- Aydınlatma sıralarının zamana veya vardiyaya göre programlanması

20.8.1. Bazı Hatırlatmalar

HVAC sistemlerinin, uygunsuz yapılan değişikler sonucunda konforu, enerji tasarrufu ve verimli çalışma açısından bina tasarım hedeflerini olumsuz etkileme potansiyeli vardır. Uygulanmak istenen basit anlamdaki değişiklikler, tasarım proje ve senaryolarını inceleyerek veya tasarım mühendisiyle irtibata geçilerek etkin bir şekilde yönetilebilir. Kontrol sistemini tasarlayan personelin eğitimi ile benzer tipteki binalarla ve yerel koşullarla ilgili deneyimi, mutlaka sorgulanması gereken hususlardandır.

Belirli kontrol stratejilerinin uygunsuz kullanımı sonucunda birden fazla hava karakteristiğiyle ilgili iç mekân kalite sorunları ortaya çıkabilir. Binanın negatif basınç altında kalması; dış konfor sorunları, nem, küf, donma kaynaklı su borusu hasarları gibi sonuçlara yol açabilir. Düzgün ayarlanmamış görev döngüsü yetersiz havalandırma yaratabilir. CO_2 ölçümü temelinde yaratılan talebe göre hesaplanan havalandırma senaryosunda, farklı mekanların ortak dönüş kanalındaki CO_2 değeri, yoğunluk bulunan odalara göre düşük kalacağından yetersiz havalandırmaya sebep olabilir.

Bu konuda bazı örnekler aşağıda sıralanmaktadır.

- Soğutma kulesi fanı değişken hız kontrolü iyileştirmeleri, düşük hızlarda (dişli kutusu) yağlama kaybı ve kritik frekans titreşimleri dahil olmak üzere istenmeyen sonuçlara yol açabilir. Çözümler arasında minimum hızın altına düşmemek ve rezonans frekanslarını atlamamak vardır.
- Sahadaki uç noktalardan alınan ölçüm değerlerinin (sıcaklık, nem, basınç vb.) hatalı olması talebin yanlış hesaplanmasına neden olur, dolayısıyla uygulanacak kontrol çıkışı hatalı belirlenmiştir.
- İki borulu sistemlerde yanlış yapılan sıcak su-soğuk su manevrası, kazanı veya soğutma grubunu soğuk veya sıcak suyla doldurabilir, ekipmana zarar verebilir veya soğutucu akışkanı atmosfere boşaltabilir.
- Şafaktan önce dış ortam aydınlatmasını kapatmak, bazı bölgelerde güvenlik sorunlarına yol açabilir.

20.9. Enerji Tasarrufu İçin Kontrol Uygulamaları

Kontrol uygulamaları, kontrol edilen sistemler için operasyonel yönergeler sağlamanın yanında enerji yönetim yeteneklerini de etkinleştirir. Bu alt bölümde bahsedilecek örnekler, işlevsellik-maliyet bileşenleri birlikte gözetilerek seçilmiştir. Bazı yaygın uygulama temaları aşağıda sayılmaktadır.

- Herhangi bir ekipmanı sürekli olarak veya sezon dışı dönemlerde çalıştırmamak
- Kullanılmayan alanlarda ısıtma, soğutma ve aydınlatma sistemlerinden kaçınmak
- Kullanım noktasını karşılamak için yeterli hava basıncı, su basıncı vb. sağlamak
- Kullanım noktasına göre belirlenen şekilde yeterli ısıtma ve soğutma sağlamak
- Bina sakinleri için yeterli havalandırma sağlamak ve egzoz havası ihtiyaçlarını karşılamak
- Kullanım koşulları için gerekli olan yeterli nemlendirme ve nem almayı sağlamak
- Eşzamanlı ısıtma ve soğutma dahil olmak üzere sistemdeki yanlış yüklenmeleri tespit edip gidermek
- Toplu sistem kontrolü prensibiyle, birbiriyle ilişkili ancak farklı ekipmanları uçtan uca koordineli bir şekilde kontrol etmek

20.9.1. Aydınlatma

Programlı Başlat-Durdur
Tasarrufun temeli: Aydınlatma çalışma süresinin azaltılmasıdır.

- Aç / kapa şeklinde çalışan sistemleri rutin zaman programına bağlamak
- Varlık durumuna göre rutin zaman programı içinde dinamik bir kontrol sağlamak
- Işıklar sönmeden önce kullanıcıyı bilgilendirme için kısma-açma şeklinde geri bildirim vermek
- Bina sakinlerinin ışıkları açık tutmasına izin veren geçici süreli bölgesel geçersiz kılmalar yapmak

Aydınlatma armatür tiplerine göre dijital ve analog kontrollü balastlar mevcut olabilir. Dijital balastlarda dimleme (dimmer devresi) kullanılarak aydınlatma seviyesi kontrolü sağlanır. Parlaklığın artırılıp azaltılması olarak özetlenebilecek bu fonksiyon sayesinde, enerji tasarrufu sağlanmış olur. Aç/kapa kontrollü sistemler zaman veya varlık durumuna göre kontrol edilebilir.

Zamanlanmış Geçersiz Kılma
Tasarrufun temeli: Temizlik ekibinin aydınlatma kullanımı da dahil olmak üzere aydınlatma çalışma süresinin azaltılmasıdır:

Mesai saatleri dışında bina kullanıcıları geçersiz kılmayı etkinleştirdiğinde, sistem otomatik moda geçmeden önce geçersiz kılmanın etkin kalacağı süreyi sınırlar ve hangi parametrenin (varlık algılama, buton kontrol, aydınlatma kapatma vb.) geçersiz kılınacağını kontrol eder.

Diğer Seçenekler

- Dış Mekân Işıklarının Kontrolü
  Tasarrufun temeli: Aydınlatma çalışma süresinin azaltılmasıdır.
- Varlık Sensörleri
  Tasarruf temeli: Aydınlatma çalışma süresinin azaltılmasıdır.
- Gün Işığında Hasat
  Tasarrufun temeli: Çevre veya gün ışığı alan mekanlar için aydınlatma çalışma süresinin azaltılması veya kısılmış aydınlatma seviyelerinde kontrol sağlanmasıdır.
- Dış Aydınlatma Kontrolü
  Tasarrufun temeli: Aydınlatma çalışma süresinin azaltılmasıdır.

20.9.2. HVAC

Programlı Başlat-Durdur

Tasarrufun temeli: Ekipman çalışma süresinin azaltılmasıdır.

Ekipmanın, mesai saatleri ve binadaki kişi sayısı gözetilerek oluşturulan otomatik start ve stop zamanlarının belirlenmesidir. Bu yaklaşımda EYS perspektifi de gözetilebilir. Örnek olarak zaman programı sonunda dış hava damperlerinin kapatılması, ekipmanın durmasının yanında yalıtım için EYS'ye uygun bir rutindir.

Optimum Başlangıç

Tasarrufun temeli: Ekipman çalışma süresinin azaltılmasıdır.

HVAC sisteminin başlatılmasını bina tam dolu duruma geldiğinde enerji tasarrufu ve konfor açısından taviz vermeden optimum bir zamanda yapmaktır. Amaç sistem başlangıcını bu kıstaslar göz önüne alınarak mümkün olduğunca geciktirmek ve aslında tam olması gereken zamanı tespit etmektir. Ekipman bazlı farklı optimum başlama zamanları söz konusudur.

Optimum Durdurma

Tasarrufun temeli: Ekipman çalışma süresinin azaltılmasıdır.

Binada, şartlandırılmış akışkan (mekanik sistemlerdeki ısıtılan veya soğutulan su) ve havanın termal depolama kapasitesi ile bina ve mobilya kütlesinden kaynaklanan termal gecikmeden yararlanarak, zaman programı bitiminden optimum bir süre önce birincil ısıtma ve soğutma ekipmanlarının kapatılmasıdır. Konfor koşullarından taviz vermeden bu zaman optimum olarak hesaplanabilir.

Zamanlanmış Geçersiz Kılma

Tasarrufun temeli: Ekipman çalışma süresinin azaltılmasıdır.

Mesai saatleri dışında bina kullanıcıları konfor için geçersiz kılmayı işletebilir, bu durumda sistem otomatik moda geçmeden önce geçersiz kılmanın etkin kalacağı süreyi sınırlar ve hangi ekipmanın çalışabileceğini belirler.

Ölü Bant Termostatları

Tasarrufun temeli: Azaltılmış ısı/soğutma örtüşmesidir.

HVAC sistemlerinde fancoil gibi ısıtma ve soğutma kontrollü cihazların, aktif ısıtma/soğutma sağlayan bölgeler arasında kalan ölü bant aralığında hiçbir işlem yapmayarak sıfır enerji tüketimi sağlaması için termostatlar kullanılır.

Ölü Bant İle Bağımsız Bölge Sıcaklık Ayarları

Tasarrufun temeli: Azaltılmış ısıtma/soğutma örtüşmesi ve boşluklar arası örtüşmedir.

Oransal bir fonksiyonla kontrol çıktısı üreten ısıtma soğutma bantlarında fonksiyon sabiti her iki bölge için farklı kurulabilir. Isıtma ve soğutma bölgelerinde sıcaklık ayar değerleri sıcaklık trendine göre birbirinden farklı ayarlanır. Örneğin ısıtma bandında kontrol 22°C, soğutma bandında kontrol 24°C ayar değeri için işletilir.

Kullanıcının Ayarlama Sınırlarını Kısıtlama

Tasarrufun temeli: Ortamın aşırı soğumasını ve ısınmasını ve farklı ortamlar arasında ısıtma/soğutma örtüşmesini önlemedir.

Ortam sıcaklık ayar değerinin kullanıcı için maksimum ve minimum değerleri yönetici tarafından belirlenmek üzere belli değer aralığında girilebilmesini sağlamak veya bazı kontrol noktalarının değiştirilmesini önlemek için uzaktan kilitlemektir.

Boş Alanlarda VAV Kutusu Minimumları

Tasarruf temeli: Azaltılmış aşırı soğutma, azaltılmış havalandırma yüküdür.

Boş olan ortamlar için VAV kutusu minimum debiye ayarlanır ve bu kutu sürekli rejimde tüm hava damperi kontrolü aralığında sıcaklığı kontrol eder.

VAV Kutusu Doluluk Sensörü Kontrolü

Tasarrufun temeli: Artan boş zaman, azaltılmış aşırı soğutma, azaltılmış havalandırma yüküdür.

Ortamda varlık olmayan durumlarda, sıcaklık kontrol ayarı, ısıtma ve soğutma moduna göre asimetrik olarak konfor alanı dışında bir değere kurulur ve minimum hava akışı sıfıra ayarlanır.

Terminal Ünite Doluluk Kontrolü (Fancoil Ünitesi Vantilatörü)

Tasarrufun temeli: Artan boş zaman, azaltılmış havalandırma yüküdür.

Ortamda varlık olmayan durumlarda, sıcaklık kontrol ayarı ısıtma ve soğutma moduna göre asimetrik olarak konfor alanı dışında bir değere kurulur.

Klima Santrali Sıralı Serpantin Kontrolü

Tasarrufun temeli: Azaltılmış ısı/soğutma örtüşmesidir.

Oransal bir fonksiyonla kontrol çıktısı üreten ön ısıtma, ısıtma ve soğutma bantlarında fonksiyon sabiti her üç bölge için farklı kurulabilir. Isıtma ve soğutma bölgelerinde sıcaklık ayar değerleri sıcaklık trendine göre birbirinden farklı ayarlanır. Her bölge arasında sıfır enerji tüketimi için ölü bant tanımlanır.

Sabah Bina Soğuması İçin Dış Hava (Temizleme Modu)

Tasarrufun temeli: Azaltılmış soğutma enerjisi ve talebidir.

Yaz aylarında veya mevsim geçişlerinde, zaman programına göre kapalı olan sistemin, optimal başlangıç rutinleri ile de bağlantılı olarak, doluluk öncesi soğutma döngüsü için dış havanın kullanılmasıdır. Bu rutin, serin gecelerden yararlanır ve binada biriken sıcak havayı dışarı atar, dolayısıyla birincil soğutma ekipmanına olan talebi azaltır.

Not: Bu yaklaşım normalde kuru iklimlerde uygulanır. Nemli iklimlerde veya dış hava neminin bina neminden daha yüksek olduğu durumlarda, nem alma senaryosu işletilmek zorunda kalınır, dolayısı ile sisteme ilave yük geleceği için enerji sarfiyatı da artar. Dış hava ve iç hava entalpilerini karşılaştırmak yoluyla soğutmanın yapılacağı uygun dış hava koşulu belirlenir.

Genişletilmiş Hava Ekonomizeri Çalışması

Tasarrufun temeli: Azaltılmış mekanik soğutma yükleridir.

Soğutma serpantini kullanmaksızın dış havayı kullanarak soğutma gerçekleştiren uygulamalar ekonomizer çevrimi olarak adlandırılmaktadır.

Kuru iklime sahip bölgelerde ekonomizer çevrimli sistemler %15-80 oranında soğutma enerjisinde tasarruf potansiyeline sahiptir. Bu yüksek oranda tasarruf potansiyeli sistemin doğru seçimi, montajı, denenmesi ve işletilmesiyle mümkündür.

Nemli iklimlerde ekonomizer çevrimi efektif olamayabilir, soğutma enerjisini artırabilir, bu konu dikkatlice değerlendirilmelidir.

Yöntem 1. Entalpi karşılaştırma yaklaşımını kullanmak. Bu yöntemle, dış hava, dönüş havasından daha az enerji içerdiğinde, dönüş havası yerine dış hava kullanılarak soğutma maliyetleri azaltılacaktır.

Yöntem 2. Dış hava çiy noktası sıcaklığını izlemek ve dış hava çiy noktası, iç mekân tasarım koşullarının altında olduğunda ekonomizer çalışmasının dış hava kuru termometre sıcaklığının 13°C'yi geçmesine izin vermek.

Örneğin:

Son Koşullar İçerisinde	*Dış Hava Maksimum Çiy Noktası Sıcaklığı*
22°C, %40 bağıl nem	8,5°C dp
22°C, %50 bağıl nem	11°C dp
23°C, %40 bağıl nem	9°C dp
23°C, %50 bağıl nem	12°C dp

Dış Hava Sıcaklık Değerine Göre Kazan Kapatma

Tasarrufun temeli: Ilıman havalarda düşük yük ve bekleme moduyla sağlanan azaltılmış ısıtma enerjisidir.

Dış hava sıcaklığı 15°C'den başlayarak düşen dış hava sıcaklığı ile ters orantılı olacak şekilde kazan ayar sıcaklığının belirlenmesidir. Ayar sıcaklığının bu metotla belirlenmesi açık döngü kontrolüdür.

Dış Hava Sıcaklık Değerine Göre Soğutucu Kapatma

Tasarrufun temeli: Ilıman havalarda düşük yükte/beklemede çalışma nedeniyle azaltılmış soğutma enerjisidir.

Genel olarak, 24°C'nin altında soğutucu çalışmasının sınırlanması, aynı zamanda hava ve su ekonomizeri ayarlarıyla birlikte koordine edilmesidir. Önerilen işletme şartları, 26°C'de soğutmayı etkinleştirmek ve 24°C dış hava değerinde devre dışı bırakmak olmalıdır.

Değişken Hacimli Fan Optimizasyonu

Tasarrufun temeli: Dış hava temelli azaltılmış kanal basıncıdır.

Dış havaya bağlı olarak kanal basıncı ayarının düşürülmesi sonucu fan hızı azaltılır.

Dış Hava Sıcaklığı °C	*Besleme Kanalı Statik Basınç Ayar Noktası Pa*
21	Tasarım değeri
4	Tasarım değerinin yarısı

Değişken Debili Pompa Optimizasyonu

Tasarrufun temeli: Belirli bir akış için azaltılmış pompa basma basıncıdır.

Kontrol vanalarının konumuna göre su akışı sağlanan borulama sistemindeki statik basınç değişir, vanaların kısması durumunda akış talebi azalır. Pompa ayar basıncını sağlamak için vanaların konumuna göre invertörler yardımıyla pompa motoru regüle edilerek su debisi değiştirilir.

Talep Sınırlama

Tasarrufun temeli: Azaltılmış talep bedelidir.

Elektrikli HVAC ekipmanına olan talebi azaltmak temel alınmıştır. Bu strateji soğutucular, fanlar, pompalar ve ısıtıcılar için uygulanabilir yapıdadır. Örneğin, mekanik yük %90 ile sınırlandırılır, elektrik talebi böylelikle %20 ila %25 oranında azaltılır. Prosesi tamamen durdurmak; konfor, havalandırma veya proses etkisi için sorunlu bir yaklaşımdır. Bunun yerine, değişken kapasiteye sahip ekipmanın işletme prosedürüne göre belirlenen kısa süreli azaltılmış çalıştırılması tolere edilebilir.

Örnekler:

- Mevcut üretim hızını %10 azaltmak
- Mevcut kapasiteyi bir kademe azaltmak

Not: Konforu ihlal etmek kolaydır ve talep sınırlama girişimlerinin çoğu, kullanıcı şikayetleri veya üretim etkisi nedeniyle kısa sürelidir.

Sarmal Kapı Kilidi

Tasarrufun temeli: Azaltılmış dış hava ısıtma yüküdür.

Dış ortama açılan kapıların açık kalması durumunda, iç alanlarda ısıtma ve soğutma hizmeti veren HVAC sistemleri devre dışı bırakılır. HVAC sistemleri çalışması bu yaklaşımla kapı durumuna göre kilitlenmiştir. Bu yaklaşım, insanları kapıyı kapalı tutmaya teşvik edecektir.

Kademeli Isıtma Sistemi Devreye Alma (Talep bedelli ve elektrikli ısıtmalı binalar)

Tasarrufun temeli: İlk ısınmada daha düşük talep bedelleridir.

Gece ayarı gibi uzun süreli kapalı kalma sürelerinden sonra, normal otomatik kontrol davranışı, ayar noktasına ulaşmak için ısıtma ve soğutma ekipmanını çalıştırmak olacaktır. Maksimum elektrik talep değerine ve bunun devamında daha yüksek talep ücretlerine yol açmaktan kaçınmak için kullanım dışı olan sürede, büyük ısıtma ve soğutma ekipmanı belli bir süre (örnek 30 dakika) boyunca veya süreç yakalanana kadar segmentler halinde çevrim içi duruma getirilir.

Soğutma Kulesi Kondenser Yüzen Set Ayarı

Tasarrufun temeli: Azaltılmış soğutmadır.

Dış hava sıcaklık ve nem verilerinden hesaplanan yaş termometre sıcaklığı temelinde işletilir. Buharlaşma süreci, yaş termometre sıcaklığına yaklaşabilir, ancak asla bu değeri aşamaz. Yaş termometre sıcaklığının bilinmesiyle kontrol sistemi sınırları belirlenmiş olur. Kondenser sıcaklık ayar değerinin dış hava sıcaklığını takip etmesi ile soğutma grubu verimliliği artırılır. Soğutma kulesi fanı ve kondenser tarafı pompaları bu hesaplanan ayar sıcaklığına göre invertör kontrolü ile modüle edilir. Su soğutmalı soğutma ekipmana kuleden gelecek su için alt limit olarak normalde yaklaşık 13°C ila 17°C alınmalıdır, ancak bu değer üretici tarafından onaylanmalıdır.

VAV Hava Sistemleri İçin Besleme Havası Sıfırlama

Tasarrufun temeli: Azaltılmış yeniden ısıtma yüküdür.

Yöntem 1: Dış hava sıcaklığı sıfırlama (mevsimlik)

Dış hava sıcaklığı değişimine göre besleme havasını, önceden tanımlanmış minimum besleme havası ile maksimum besleme havası sıcaklığı arasında doğrusal bir fonksiyonla belirleme temellidir. Uygulanması kolay ancak bir açık döngü kontrol sistemidir (besleme havası sıcaklığındaki değişim dış hava sıcaklığını değiştiremez). Dış hava sıcaklığı, soğutma veya ısıtma yüklerinin baskın olduğu zamanı belirtmek için kullanılır. Bu kontrol rutininin önemli noktaları:

Besleme Havası Dış Hava Sıcaklığı °C	*Sıcaklık Ayar Noktası °C*
21'in üzerinde	13
5'in altında	17

Yöntem 2: Bölge sayma

Dış havaya göre besleme ayar değeri belirleme yaklaşımı hava beslemesi yapılan bölgelerin birbirinden farklı karakteristiği nedeniyle en iyi performansı vermez. Bu sebeple, herhangi bir zamanda ısıtma veya soğutma talebinde olan bölgelerin sayısı hesaplanarak algoritmik düzeltme yapılır. Bu amaçla VAV kutusu hava damper konumu ve mevcutsa yeniden ısıtma vanası konumları sorgulanır. VAV ekipmanların çoğunun ısıtma modunda olduğu tespit edilene kadar sıfırlama olmadan soğutma için sabit bir sıcaklık kullanır (örneğin, 17°C). Sıfırlama, VAV yeniden ısıtma vanası konumlarının yoklanmasıyla gerçekleştirilir. Besleme havası sıcaklığı, en az bir VAV kutusu yeniden ısıtma vanası %90 açık olana kadar kademeli olarak yukarıya doğru sıfırlanır, böylece optimum hava sıcaklığı sağlanır. Eşzamanlı olarak, bu koşulda dahi soğutma gerektiren bölgelerde yeterli soğutmanın sağlandığından emin olmak için VAV hava damper konumları sorgulanır, bir çakışma durumunda soğutma geçerli olur.

CO_2 Talep Kontrollü Havalandırma

Tasarrufun temeli: Azaltılmış dış hava temperleme yüküdür.

Bu kontrol yönteminde CO_2 sensörü kullanılır, böylece dış havanın kullanımı ve onu koşullandırmak için gereken enerji optimize edilir. Sensör değerine bağlı olarak gerektiğinde taze hava beslemesi yapılır.

Birden fazla bölge tarafından paylaşılan büyük sistemler için birden fazla sensör algılama noktası gereklidir. Konser salonları, tiyatroları veya açık plan ofis alanları örnek mekanlar olarak gösterilebilir. Her bölünebilir toplantı alanı, her toplanma alanı ve her grup alanı için ayrı bir CO_2 kontrol noktası gerekir, böylece kritik havalandırma gereksinimi olan alanlara uygun şekilde hizmet verilir.

Kirli havanın değişimi esnasında ve taze hava beslemesi gerekmediği koşullarda, enerji tasarrufu amaçlı olarak iç mekanın pozitif basınçta kalması sağlanmalıdır. Egzoz havası ve taze havanın debilerinin ve iç mekan basıncının ölçülmesi bu doğrultuda gereklidir.

Çoklu Soğutucuların, Kazanların veya Kompresörlerin Optimum Sıralaması

Tasarrufun temeli: Optimum yüklenme ile yüksek COP değerlerinin sağlanması

Birincil ekipmanın devreye girme ve devreden çıkma noktalarını, ekipmanın en verimli aralıkta çalışmasını sağlamak için belirler. Tipik olarak, ekipmanı %50 ile %90 arası yükte tutmak kabul edilebilir bir verimlilik sağlar. Üreticinin yük profili verilerini kullanarak ekipmanla ilgili en iyi verimlilik noktalarının doğrulanması önerilir.

Not: Bazı sıralama kontrolü stratejilerinde, ünitelerin çoğunun veya tümünün aynı anda düşük kapasiteli durumda çalıştırılması, ekipmanın dahili dinamik kayıplarından ve aşırı büyük ısı eşanjörlerinden enerji tasarrufuna imkân verir.

Soğutulmuş Su Sıfırlama

Tasarrufun temeli: Azaltılmış soğutma değeridir.

Sabit akışlı soğutulmuş su sistemi

Su akışı sağlayan pompa hızı sabittir, değiştirilmez.

Soğutulmuş su besleme sıcaklığı, dönüş suyu sıcaklığından veya bölgesel kontrol vanası konumlarından geri besleme alınarak sıfırlanır. Yükün çok değişken olmadığı ve kritik bir soğutma bölgesi kıstası olmadığı durumlarda dönüş suyu sıcaklığının kullanılması kabul edilebilir.

CHW Dönüş *°C*	*CHW Besleme* *Ayar Noktası °C*
13	7
10	10

Değişken akışlı soğutulmuş su sistemi

Pompa hızı değiştirilebilir. Dönüş suyu sıcaklığı bu durumda yükün doğrudan bir göstergesi değildir ve esasen sabittir.

Yöntem 1. Kontrol vanası konumlarına bakılarak sağlanması gereken değişken akış değeri hesaplanır. En iyi sıfırlama metodudur.

Yöntem 2. Dış havaya göre açık çevrim kontrollü bir sıfırlama metodudur. Yükler hava durumuna bağlı değişmekte ise daha yüksek performansla çalışır.

Dış Hava *Sıcaklığı °C*	*Soğutulmuş Su Sıcaklığı* *Ayar Noktası °C*
24’ün üzerinde	7
10’un altında	10

Not: Nem kontrolünün kritik olduğu tasarımlarda, soğutma suyunun çiy noktasının bir fonksiyonu olarak serpantinde nem alması ve kontrolü bozması hesaba katılmalıdır. Suyun daha yüksek sıcaklıkta nem alma etkisi azalır veya ortadan kalkar.

Sıcak Su Sıfırlama

Tasarrufun temeli: Dağıtım boruları yoluyla azaltılmış termal kayıptır.

Yöntem 1: Dış havaya göre açık çevrim kontrollü bir sıfırlama metodudur. Yükler hava durumuna bağlı değişmekte ise daha yüksek performansla çalışır.

Dış Hava *Sıcaklığı °C*	*Sıcak Su Sıcaklığı* *Ayar Noktası °C*
10’un üzerinde	55
-5’in altında	85

Yöntem 2: Farklı bölgelerde konumlandırılmış kontrol vanalarının izlenmesi temeline dayanır. Vana durumlarına göre sahadan optimize edilmiş bir talep öngörülebilir. Örneğin, en az bir vana %90 açık olduğunda besleme sıcaklığının yetmediği tespiti yapılıp sıcaklık değerinin artması sağlanır. Bu yaklaşımla optimum su sıcaklığına erişilecektir.

Su Döngüsü Isı Pompası - Su Sıfırlama ve Sıralama

Tasarrufun temeli: Yazın azaltılmış soğutma kuvveti, kışın artan ısıtma performans katsayısı (COP) ve ısının bölgeler arasında su sirkülasyonu ile hareket ettirilebildiği durumlarda eşit ısı dağılımı ve ısı geri kazanımı sağlanmasıdır.

Birincil ısıtıcı (örneğin, sıcak su kazanı) ve birincil soğutucu (örneğin, soğutucu veya soğutma kulesi) içeren ve sürekli sirkülasyon döngüsü tarafından hizmet verilen bir dizi su kaynaklı ısı pompası kullanılan sistemde çalışır. Bu sistem için en büyük tasarruf kurgusu, soğutma ve ısıtma talebi olan bölgelerin bir sistem içinde aynı anda var olmasından gelir. Bu durumda ısı, talebe göre bölgeden bölgeye aktarılır. Optimizasyonun kritik noktası, ısı pompalarının çoğunun ne zaman ısıtma modunda, ne zaman soğutma modunda çalıştığını veya ısıtma ve soğutmanın oranını belirlemektir. Her bir koşul için farklı bir optimize edilmiş döngü sıcaklığı tanımlanabilir.

- Soğutma modunda, ısı çıkışı soğutma kulesinde buharlaştırılır ve birincil enerji girişi küçüktür.
- Isıtma modunda, ısı yalnızca ısı pompası tarafından hareket ettirilir ancak ısı kazandan gelir, bu nedenle su sıcaklığını yükseltme maliyeti ile daha düşük bir COP’de çalıştırma maliyeti arasında bir denge vardır.
- Salınım modundayken, ısıtma veya soğutma gerektiren bölgelerin bir karışımı vardır; asıl verimli çalışma bu aralıkta sağlanır. Isı pompaları bu modda birbirleri arasında ısı geri kazanımı yaparak çalışırlar ve birincil ekipmanların çalışmasına gerek kalmaz.
- Soğutma sistemi ve ısıtma sisteminin aynı anda çalışmasını riske attığı için bu sistem için sabit bir döngü sıcaklığı istenmez.

Döngü sıcaklığını, en düşük 15°C ve en yüksek 35°C aralığında tutmak optimum sistem çalışmasını sağlar. Temel kontrol prensibine göre; yaz döneminde döngü sıcaklığı 35°C üstüne çıkarsa soğutma kulesi çalışır ve su döngüsünden emdiği ısıyı atmosfere iletir, kış döneminde ise döngü sıcaklığı 15°C altına inerse kazan çalışır ve su döngüsüne ilave ısı takviyesi yapar. Bu şekilde bir kontrol yaklaşımı uygulamak oldukça kolaydır ancak ısı pompaları için verimli değildir. Yaz döneminde yüksek yoğunlaştırıcı devre sıcaklığına, kış döneminde ise düşük buharlaştırıcı devre sıcaklığına sebep olur. Dolayısı ile ısı pompalarının COP değeri optimum seviyede sağlanamaz.

Isı pompalarının kapalı döngü su sistemi karakteristiği üzerine yapılan bir araştırma, tüm sistem performansını, döngü su sıcaklığı, döngü su debi oranları ve ilave termal depolama açısından optimize edecek bir yaklaşımı göstermiştir. Buna göre;

Soğutma kulesi daha düşük sıcaklık değerlerinden itibaren döngüdeki suyu soğutmaya başlamalı veya kazan kesme sıcaklığına kadar soğutmalıdır. Soğutma modundaki kompresöre giren daha düşük sıcaklıktaki su, bu sayede ısı pompasının daha verimli çalışmasını sağlar. Benzer şekilde, döngü sıcaklığını soğuk dönemlerde daha yüksek değerlere kadar ısıtmak ısı pompası verimliliğini artırır.

Soğutma kulesi ve kazanın daha uzun sürelerde çalışması tüm sistemdeki enerji tüketiminin sadece %4'ünü etkiler. Isı pompalarının yüksek COP'de çalışması ise tüketimin %77'sini etkiler. Ek olarak su döngüsünü sağlayan pompaların enerji tüketimi %45'e kadar azaltılabilir.

Bölgesel Isıtma ve Soğutma Delta-T Kontrol (Üçüncül Döngü)

Tasarrufun temeli: Azaltılmış pompalama maliyetidir. Soğutma modunda, pompa ısısından kaynaklanan soğutma yükü azaltılır.

Dağıtım sistemlerinde genellikle tasarıma nazaran daha fazla su sirküle edilir. Serpantin, bina veya dağıtım sisteminin segmenti boyunca minimum delta T (fark sıcaklık) kontrol limiti uygulanarak, fazla su sirkülasyonu giderilir ve ekipmanların tasarım kapasitesi verimine göre işletilmesi sağlanır. Minimum Delta-T farkını tutturmak için kontrol vanası kısılır, böylece hatlardaki yükselen statik basınca göre regüle edilen pompanın düşük hızda çalışması ve sirküle edilen su hacmini azaltılması temin edilir.

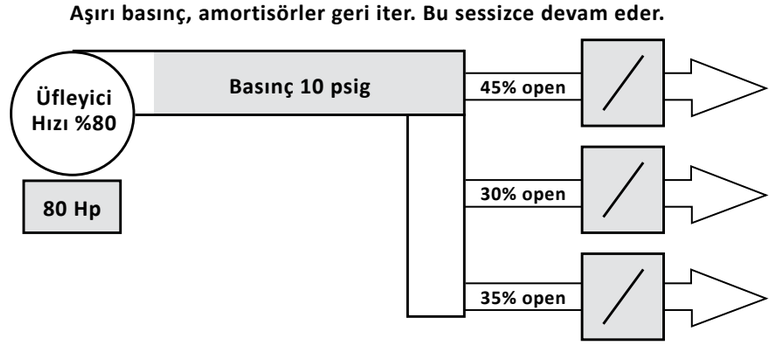
Asıl amaç, konfor koşullarını koruyarak sudan ısıyı maksimum seviyede çekmek ve mümkün olduğunda akışı azaltmaktır. Diferansiyel sıcaklıkları aktif olarak kontrol ederek akış azaltılabilir ve pompalama maliyetleri en aza indirilebilir.

En Açık Vana / Damper Kontrol Optimizasyonu

Tasarrufun temeli: Kısma kaybının azalmasıdır.

Ana üfleyici, her kullanım noktasına uygun bir çalışma basıncı sağlar ve daha sonra gerektiği kadar kullanır. Bir damper birincil hava akışına karşı hareket ettirilir ve aşırı basınç azaltılarak hava akışı kontrol edilir.

Bir çözüm, optimum üfleyici basınç kontrolü sağlamaktır (bkz. Şekil 20.7). Uç nokta terminal cihazı damper komutlarının her biri izlenir. En az bir VAV kutusu damperi %90 ila %95 açık olacak şekilde üfleme hızı kademeli ve sürekli olarak ayarlanır. Kontrol sistemi, ana üfleyicinin yeterli basıncı ilettiği her uç noktanın gerekli havayı (kontrol aralığı dahilinde) elde etmesini sağlar.



Şekil 20.8: En Açık Vana Kontrolü

20.10. Otomatik Kontrolle Optimizasyon

Optimizasyon basit bir ifadeyle; bina işletme performansından konfor vb. açısından ödün vermeden enerji tüketimini mümkün olduğunca azaltmak anlamına gelir. Optimizasyon, temel kontrolleri uygulamanın ötesinde kalan tasarruf fırsatları üzerinde çalışmak olarak karakterize edilebilir. Optimizasyonun uygulanması, müşterinin/kullanıcının önceliklerine bağlıdır, dolayısı ile bu önceliklerin optimizasyon kararından önce gözden geçirilmesi gerekir.

Kontrol sistemi basitliğini yalnızca temel beceriler gerektirecek şekilde en üst düzeye çıkarmak müşterinin/kullanıcının ana talebiyse, optimizasyon ilave maliyet nedeniyle öncelikli olmayabilir. Maksimum fayda için optimizasyonun herkes için geçerli olacağını anlamak önemlidir. Maksimum basitlik ve maksimum verimlilik beklentileri bir yerde çatışabilir ve temel yaklaşımların yeterli kabul görmesi bazı verimsizlikleri baştan kabul etmek anlamına gelir.

Sabit ayar noktalarının optimize edilmesi temel olarak uygulanan bir yaklaşımdır. Çoğu sabit ayar noktası bu yönüyle optimizasyon için bir fırsat sunar. Ne kadar çok faktör dikkate alınırsa, sonuçlar amaca o nispette yaklaşır.

20.11. EYS ile Sürekli Enerji Analizi ve Devreye Alma (SEADA)

Bina sistemlerindeki enerji tüketen cihazlar, genel enerji verimliliğini önemli ölçüde etkileyerek birbirine oldukça bağımlı şekillerde çalışır. Ekipmanın zamanla enerji performansında düşme eğilimi oluşur, tekrar optimum verimlilikte çalışabilmesi için periyodik bakım prosedürlerinin uygulanması elzemdir.

Periyodik bakımın sorumluluğu, talebi ve takibi ilgili bakım personelindedir. Bakım sayesinde bina sistemleri kritiklik durumuna göre yılda 2 defa veya yıllık bazda incelenir ve tespit edilen ekipman arızaları giderilir.

Tesislerdeki dijital kontrollerden gelen gerçek zamanlı ve geçmiş veriler analiz edilerek enerji kayıpları önlenebilir. Bina kontrol ve yönetim sistemleri, izledikleri varlıklarla ilgili çok büyük miktarda gerçek zamanlı veri üretirler. Çok fazla değişkenden oluşan bu büyük veri setleri, bina performans hatalarını tespit etmek, temel nedenleri teşhis etmek ve sürekli olarak düzeltici eylem önermek için modern bilgi işlem sistemleri tarafından yapay zeka desteğiyle birlikte kolayca analiz edilebilir. Enerji israfına neden olan arızaları belirlemeye yönelik bu arıza tespit ve teşhis (ATT) yaklaşımı, düzeltici önlemin daha hızlı alınabilmesi ve böylece enerji israfının önüne geçilebilmesi nedeniyle, periyodik bakıma göre üstün bir alternatiftir. Ayrıca, ATT kuralları, ilk bina devreye ve işletmeye alma sırasında gözden kaçabilecek enerji ve işletme hatalarını tespit edecek ve böylece sistemlerin ilk sistem kurulumunun üzerinde bir verimlilik seviyesini yakalamasını sağlayacaktır.

ATT, çok çeşitli stratejiler uygulanarak bir tesisteki tüm varlık tipleri için geçerli olabilir. ATT kuralları, soğutucular, klima santralleri, kazanlar ve jeneratör sistemleri gibi karmaşık tekil varlıklara uygulanabilir. Dinamik kural setleri, soğutma grubu, klima santrali ve oda seviyesindeki cihazlar gibi birlikte bir sistem döngüsü içinde çalışan varlıklara uygulanabilir. Programları, doluluk oranlarını, hizmet oranlarını, hava tahminlerini ve kiracı bilgilerini birleştirmek için gelişmiş metodolojiler oluşturulabilir. Üst düzey analitik katmanında, bir tesisin normal çalışma trendini öğrenmek ve enerji verimsizliğine işaret eden eğilimlerdeki değişiklikleri belirlemek için makine öğrenme veya yapay zekâ yöntemleri kullanılabilir. Yine bu katmandaki analizler, tahmine dayalı ve analitik hata tespit etkinliğini daha da iyileştirmek için daha büyük benzer sistem modelleri için genişletilebilir.

Düzeltici önlem almanın gerekliliği, bilgilerin depolanacağı bir veri tabanıyla ilişkilendirilmiş raporlama sistemi üzerinde, operatörlerin ve yönetimin bilinçli kararlar vermesi için görüntülenebilir. ATT sistemi, iş emri başlatma ve izleme süreçlerini kolaylaştırmak için tesis kurumsal varlık yönetimi (KVY) sistemleriyle bütünleşerek çalışacak şekilde daha da genişletilebilir.

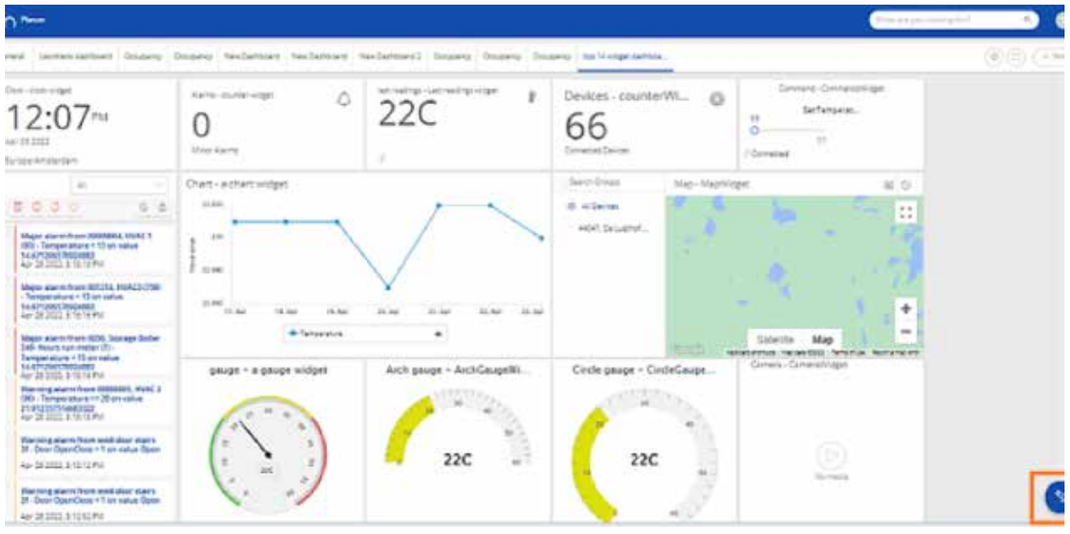
Sistem hatalarının olası nedenlerini işaret eden tanılar; ekipman tedarikçisi, sistem entegratörü veya son kullanıcının uzmanlığına dayalı olarak belirlenebilir. ATT tanılama motoru yazılımı, hataları analiz eder ve sistem öğrenimine dayalı öngörü sağlar.

Basit sistemlerdeki sorun, sistem tasarımı ile işletim ekipmanından elde edilen bilgilerin karşılaştırılmasına dayalı olarak bir veri tabanında önceden tanımlanmış olası sebeplerle teşhis edilebilir. Olası sebepler

zamanla öğrenilir, öyle ki teşhis veri tabanı her olaydan sonra arşivlenen sebep kodlarına dayalı olarak genişler. Teşhis sistemleri, arızanın tek bir olası kaynağına işaret edebilir veya bakım personeline arıza düzeltmeyle ilgili rehberlik sağlamak için sistem tarafından sıralanan birkaç olası sebebi listeleyebilir. Gelişmiş bilgi sistemi tabanlı tanılama öğrenimi, geniş ekipman popülasyonlarının analizinden, uzman kişi analizinden veya makine öğreniminden yararlanılarak elde edilir.

Kurumsal varlık yönetimi ile (KVY) entegrasyon, SEADA sisteminin bir eklentisidir. KVY ve arasındaki bilgi alışverişi iki yönlüdür. İş emirleri her iki platformdan da başlatılabilir ve iş emirlerinin durumu SEADA sisteminde görüntülenebilir olmalıdır.

KVY'nin gelişmiş uygulamaları, tahmine dayalı algoritmalar kullanır. Bunlar, planlı duruş süresini, üretim ortamından gelen programları, hizmet oranlarını, hizmet kesinti taleplerini, yenilenebilir enerjiyi ve hava tahminlerini hesaba katacaktır.



Şekil 20.9: BMS-EAM Entegrasyonu Örnek Dashboard Planon-Schneider Electric

20.12. Uygulanan Otomatik Kontrol Sistemlerinden Tasarruf Tahmini

Genel Metodoloji

Kontrol algoritmaları genellikle bağımsız hareket etmeyen birden fazla değişken içerir ve bazen enerji tasarrufunu hesaplamak çok zor olabilir.

Aşağıda; tasarrufları tahmin etmek için iyi bir başlangıç noktası sağlayan yönergeler verilmiştir.

- Referans düzeyler oluşturun.
- Değişkenleri ve etkileşimlerini tanımlayın.
- Analizi basitleştirmek için değişkenleri azaltın.
- Temel seviyeyi yükselterek veya tasarrufların derecesini düşürerek sistem belirsizliklerini saptarken olasılık yaklaşımını kullanın.
- Toplam harcamaların yüzdesi olarak hesaplanan tasarrufları değerlendirmek için belirlenen hedefle birlikte tecrübeyi kullanın.
- Fazla tasarruftan kaçınmak için diğer performans parametreleriyle birlikte doğrulama sağlayın.
- Proje tamamlandıktan sonra, gerçekleşen tasarruflarla tahmini tasarrufları karşılaştırmak için sistemden performans ve ekipman ölçümleri alın; çünkü gerçek verilerin toplanması, daha iyi tahmin yapılmasını ve beklenmedik durumların azaltılmasını sağlar.

Maddi Olmayan Kontrol Sistemi Tasarruf Örnekleri

Kontrol sistemi iyileştirmelerinden kaynaklanan bazı yan faydalar/tasarruflar vardır. Bu tasarruflar, operasyonel tarafta uzun veya kısa vadeli olarak belirlenebilecek bir özelliğe sahiptir.

- Operasyon ve bakım verimliliği iyileştirmelerinden elde edilen tasarruflar: Dijital kontroller kullanıldığında, koşullar analiz edilebildiğinde ve uzaktan bir ayar değeri değiştirildiğinde, hizmet çağrılarının azalmasından kaynaklanan işçilik maliyetlerinin düşmesi muhtemeldir.
- Normal dışındaki koşullar için ekipmanın kapanmasını veya erken tespitten (ön alarmlar) kaynaklanan hasarı önleyerek onarım maliyetlerini düşürür.
- İyileştirilmiş konfor ve iç hava kalitesinden sağlanan tasarruflar: Çalışanların üretkenlik seviyelerini artırıcı ortamı sağlar.
- İyileştirilmiş operatör/teknisyen eğitiminden elde edilen tasarruflar: Operatör eğitiminin sonucu olarak bina işletmesi daha verimli hale gelir.
- Kalibrasyondan elde edilen tasarruflar: İhmal edilen sistem kalibrasyonu nedeniyle enerji israfının, kullanımın %5 ile %10'u arasında değiştiği tahmin edilmektedir. Isıtma ve soğutma dönemlerinde ekipmanların kalibrasyondan kaynaklı enerji sarfiyatları farklı boyutta olabilir. Sistemdeki ölçüm noktaları olarak tanımlanabilecek sensörlerin yanı sıra sistemin kontrol noktaları olan aktüatörlerin de kalibrasyonu yapılmalıdır.

En kötü durum senaryolarına verilebilecek bazı örnekler aşağıda listelenmektedir.

- Mahal sıcaklığını ölçen termostat, kış aylarında gerçek değerden daha soğuk bir değer verirse, ısıtma sistemi mahali ısıtmak için tasarlanandan daha fazla enerji kullanacaktır. Aynı termostat bu defa yaz aylarında soğutma yüklerini azaltacaktır, ancak ortamın gerçek sıcaklık değerinin ayar değerinden yüksek olması konfor sorunu yaratacaktır.
- Kanal tipi statik basınç sensörü gerçek basınç değerinden daha düşük bir ölçüm verirse, basıncı sağlayan fan, ayar basıncını tutturmak için daha yüksek hıza çalışacaktır.
- Cihazların kalibrasyonunu ihmal etmek, çoğunlukla ısıtma-soğutma çakışması nedeniyle verimsiz çalışmaya ve daha yüksek enerji maliyetlerine neden olacaktır.
- Otomatik kontrol sistemleri, ilk kurulum sonrasında yazılım veya donanım olarak bakım gerektirmeyen bir teknoloji değildir, bakım prosedürünün ihmal edilmesi mutlaka işlev bozukluğuna yol açacaktır.

Otomatik Kontrollerden Elde Edilen Enerji Tasarruflarının Ölçülmesine İlişkin Notlar

Tasarruf, hizmet veren ekipmandan veya ekipmanın hizmet ettiği bina veya süreçten sağlanır. Kontrol yöntemiyle kazanılan tasarrufları belirlemek ve tahmin etmek için sistem bilgisi ve kontrol edilen ekipman hakkında işletme bilgisi gerektirir. Bilgi ve metot eksiğinin, tasarruf sağlamak için tasarlanan projelerde öngörülemeyen sorunlar yaratması mümkündür. Tasarrufları belirlemeye yönelik metodik yaklaşımlar etkilidir. Bu bağlamda önem arz eden bazı başlıklara aşağıda maddeler halinde yer verilmektedir.

Belirsizlikler: Tüm enerji tasarrufu tahminleri, insanlardan, hava koşullarından, iş risklerinden ve değişen iş faaliyetlerine göre değiştikleri için belirsizlikler içerir. Farklı önlemler birbirini tamamladığından, enerji verimliliği önlemlerinin bir araya getirilmesi yararlı olabilir. Tasarrufların optimize edilmeden uygulanmasını önlemek için deneyim ve sağduyu gereklidir.

Ölçüler ve sistemler arasındaki etkileşimleri anlamak, tasarruf hesaplamalarının düzgün yapılabilmesi için esastır. Kapsamlı sistem bilgisine sahip olmak temel meseledir. Otomatik kontroller diğer çoğu sistemle ilişkili olduğundan, aşağıda örnekleri sıralanan etkileşimleri içerir:

- Aydınlatmanın azaltılması, ısıtma yükünü artırırken soğutma yükünü azaltır. İlginç bir şekilde, elektrik rezistansla ısıtma ve minimum soğutma yükü gerçekleşen koşullarda aydınlatmanın azaltılması, çok az veya hiç tasarruf sağlamaz.
- Aydınlatma kontrolleri, aydınlatma armatürlerinin tipine bağlı olarak değişen miktarda enerji tasarrufu sağlar.
- Bir termal taşıma sisteminde delta T'yi (dT) azaltmak, taşıma enerjisiyle birlikte akışı artırır.
- Soğutma modunda besleme havası sıcaklığını yükseltmek, soğutma enerjisinden tasarruf sağlar.
- Isıtma modunda besleme havası sıcaklığını yükseltmek, ısı gerektiren bölgelerde yükü azaltır, ancak soğutma gerektiren bölgelerde taşıma enerjisini yükseltir.
- Ekipman değişimleri için, harici muhafaza iyileştirmelerinden sızıntı onarımlarına ve otomatik kontrollere kadar her türlü koruma, daha az enerji kullanmak anlamına gelir ve ana ekipman üzerindeki yükleri azaltarak tasarruf sağlar.

Hesaplama Stilleri: Bazı durumlarda pratik kuralların kullanılması yeterli olur; diğer durumlarda, istatistiki hava durumu verileri veya saatlik modelleme gerekebilir. Enerji hesaplamaları için istatistiki hava durumu verileri Türkiye hava durumu hizmeti sunan veri tabanlarından alınabilir.

Bilgisayar modellemesi, bilim ve teorik öngörünün bir karışımıdır. Temel sistem varsayımlarında yazılım geliştiricilerim hata payı olabileceği için güvenli bir emniyet marjı gereklidir. Hava durumu modellerine ek olarak, yük profilini daha ayrıntılı olarak tanımlamak için dahili yükler tanımlanabilir.

Her hesaplama metodolojisinin artıları ve eksileri vardır. Biçim ne olursa olsun, hesaplamalarda varsayımlar kaçınılmazdır ve bu metotla edinilen sonuçlar doğal olarak hata içerecektir. Bu nedenle, varsayımları belirlemek ve makul olup olmadığını müşteri veya meslektaşlar ile gözden geçirmek önemlidir. Hesaplamaları yaparken varsayımlar değişken olarak tanımlanmalıdır.

Üretim enerjisi tahminleri, tahmin sürecinin olduğu ölçüde basit veya karmaşıktır. Yük faktörü iyileştirmesi (eşzamanlı talep) hedefini sağlamak için uğraşan denetleyici personel, birden fazla ekipmanı ve bunların bağımlılıklarını değerlendirmelidir. Bu süreç bir enerji mühendisliği görevinin yanında bir endüstri mühendisliği sorumluluğunu da beraberinde getirebilir.

Gerçek Zamanlı Testler: Tesislerde enerji kullanımlarının gerçek zamanlı ölçümleri enerji izleme sistemleri aracılığıyla yapılmalıdır. Mevcut kontrol algoritması yerine uygulanması düşünülen kontrol algoritmasının verimliliğini karşılaştırmak için aynı çevre koşullarında alınmış enerji ölçümleri kullanılmalıdır. Birden fazla parametrenin etkilediği karmaşık modeller için bu yaklaşım, deneysel sonuçların doğrulanmasını sağlar.

Tasarrufların kalıcılığını sağlamak için sürekli ölçüm ve kontrol yapılan bir yaklaşım benimsenmelidir. Teknolojinin gelişimiyle ortaya çıkan yeni çözümlere kapalı olmak, belgelendirme eksikliği, uyumsuz kontrol tasarımları, cihaz ihmali veya kalibrasyon hatası, tanımlanamayan sistem etkileşimleri, konfor veya sürece zarar veren önlemler, sistemden alınan geri besleme verilerinin değerlendirmeleri sonucu ayrı ayrı ele alınması gereken hususlardır. Uzun vadeli geçersiz kılmalar ve kontrol ekipmanlarını veya sistemleri işlevsiz hale getirmek ve otomatik kontrolden ayırmak, işletme ve bakım personelinin yetenekleri ve eğitim eksikliği neticesinde ortaya çıkan istenmeyen durumlardır. Devreye alma süreci sonrasında, işletme personeli kabul edilebilecek bir zaman aralığında düzgün çalışma koşullarını uygulayabilir. Bu koşulların sürekli olması periyodik bakımların ve eğitimin devam eden sürece dahil edilmesiyle sağlanabilir.

Hata Kaynakları: Hatalı zaman ve yük varsayımları, örneğin sürekli çalışma süreleri ve ekipman nominal çalışma verilerinin gerçek değerinde alınmaması, enerji talebinin yanlış hesap edilmesinin yanı sıra tasarrufun hedeflerin çok üstünde görünmesine yol açan yaygın bir yanlıştır. Yüzdelik ifade edilen yaklaşık tasarruflar kolay hesaplanır, ancak gerçek tasarruflar, yük profilleri benzeri ek veriler gerektirir.

Tek bir ortak çözümü her kapsam için uygulamak ortak parametreler aralığında tasarruf sağlayan bir yaklaşım olabilir, ancak farklı çalışma koşulları için uygulandığında büyük hatalara yol açar.

Yayınlanan tasarruf rakamlarını kullanırken, tasarrufların fazla beyan edilmesinin tahmin edilebilecek sebeplerini göz önünde bulundurmak gerekir. Piyasada farklı çıkarları bulunan grupların çatışması doğaldır:

- Ürün satan işletmeler
- Tasarım çalışmalarına göre ödeme yapılan müşavir ve danışman mühendisler
- Tasarruf bazında ödeme yapılan yükleniciler

Otomatik Kontrol Önlemleri İçin Tasarruf Hesaplamaları: Otomatik kontrollerden elde edilen tasarruflar gerçek ve anlamlıdır, ancak gerçekçi değerlendirmeleri zor olabilir. Birtakım hesaplamalar basit yapıdadır, diğerleri ise tüm binanın modellenmesini veya doğrudan ölçüm yapmayı gerektirebilir. Otomatik kontroller için manuel enerji hesaplamaları, tasarruf miktarını ölçmek için raporlama arayüzleri üzerinden sağlanabilir. Diğer veri alınabilecek kaynaklar, enerji hizmeti şirketlerini içerebilir. Otomatik kontrol sisteminin doğrulamasının yapılması, sisteme bağlı alt sayaçlar veya gerçek zamanlı kullanım sayaçları ile mümkündür. Bir kontrol rutinini belirli bir süre boyunca etkinleştirip sonrasında iptal etmek karşılaştırma yapabilmek için olay öncesi ve sonrası koşullarını sağlar.

20. Bölüm Çalışma Soruları

1. Aşağıdakilerden hangisi otomatik kontrol sistemlerinin amaçlarındandır?

I. Süreç fonksiyonlarının çıkış değerlerini istenen bir değerde kontrol altında tutmak
II. Süreç fonksiyonlarının istenen bir çıkış değişim şeklini takip etmesini sağlamak.
III. Olayların belirlenen bir sıraya göre gerçekleşmesini sağlamak.

A. Yalnız I
B. Yalnız II
C. I ve II
D. I ve III
E. I, II ve III

2. Aşağıdakilerden hangisi kontrol teknolojilerinden biri değildir?

A. Konvansiyonel Elektrik Kontrolü
B. TV Uzaktan Kumandaları
C. Analog Elektrik Kontrolü
D. Pnömatik Kontrol
E. Dijital Kontrol

3. Aşağıdakilerden hangisi adreslenebilir cihazlardan biri değildir?

A. Yangın alarm cihazları, giriş ve çıkış modülleri
B. Aydınlatma kontrol cihazları, giriş ve çıkış modülleri
C. HVAC kapsamındaki dijital sensörler
D. Konvansiyonel aydınlatma anahtarları
E. Yüzer Kontrol Kartlı geçiş sistemindeki kapı kontrol modülleri ve kart okuyucular

4. DDC sistemleri, aşağıdaki durumlardan hangisinde/hangilerinde alarmları kaydeder ve görüntüler?

I. Ekipman arızaları
II. Yüksek sıcaklık veya basınç alarmları
III. Haberleşme sorunları
IV. Düşük veya geçersiz sıcaklıklar (sensör arızası durumları)

A. Yalnız I
B. I ve II
C. I,II ve III
D. III ve IV
E. Hepsi

5. Aşağıdakilerden hangisi kontrol sistemlerinde kullanılan programlamalardan biridir?

I. Günlük zamanlama
II. Tatil zamanlama
III. Takvim kontrolü
IV. Görev döngüsü

A. Hepsi
B. I ve II
C. I,II ve III
D. III ve IV
E. II ve IV

Bölüm 21:
Enerji Yönetim Kontrol Sistemleri

21.1. Giriş

Binaların ve endüstriyel tesislerin işletilmesinde sorumlu personel ve yatırımcılar, operasyonlarına ayrılan bütçe hedefini gözeterek, aynı zamanda verimlilik ve konforu birlikte optimize ederek hizmet ve üretim sağlamak zorundadır. Sürdürülebilir ve yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının, son yıllarda kritik bir eşiğe gelen iklim değişikliği nedeniyle vazgeçilemez şekilde öncelik kazanması, iklimlendirme (HVAC), aydınlatma, enerji ve proses yönetimi kapsamında değerlendirilebilecek diğer disiplinlerin tasarım ve kontrolünde teknoloji güncellemesini gerektirmiştir.

Yenilenebilir ve sürdürülebilir enerji kaynakları; güneş, rüzgâr, biyokütle, jeotermal, hidrolik, hidrojen ve okyanus enerjisi (dalga ve gel-git) olarak sıralanabilir. Yenilenebilir ve sürdürülebilir kaynaklar arasında çok önemli bir fark vardır. Yenilenebilir enerji, doğadan temin edilen ve kendini yenileyebilen kaynaklardan elde edilir. Sürdürülebilir enerji ise bu enerji ihtiyacını karşılarken gelecek nesillerden ödün vermemeyi benimser. O yüzden her yenilenebilir kaynak, sürdürülebilir enerji kaynağı değildir. Yani bir enerjinin sürdürülebilir olması için 'yenilenebilir' olması yetmez. Enerjinin kullanılırken azalmaması, çevreye zarar vermemesi ve gelecek nesiller için de var olabilmesi gerekir.

Enerji yönetim kontrol sistemleri (EYKS), kontrol ve izleme işlevlerinin bu hedefler doğrultusunda uygulanmasında hayati bir rol üstlenmektedir. Bu bölümde açıklanacak kontrol ve optimizasyon yöntemleri her türlü bina tipi (konut, endüstriyel tesis, proses, veri merkezi, hastane, alışveriş merkezi, üniversite kampüsü vb.) için temel yaklaşımları içermektedir, dolayısıyla bina ihtiyacına göre özelleştirilerek tatbik edilebilir.

21.2. Enerji Yönetim Kontrol Sistemleri (EYKS)

EYKS, günümüz bilgi teknolojileriyle uyumlu olacak şekilde dağıtık ağ altyapılarında çalışabilmektedir. Bu doğrultuda bina içinde merkezi ve yerel bir kurulumun yanı sıra birden çok binanın merkezi olmayan bir sistemden izlenip kontrol edilebilmesi de mümkündür. Birçok binanın kontrolü artık yerel ağda kurulan merkezi sistemlerden ziyade bulut üzerinden dahi kontrol edilebilmektedir. Yeni nesil EYKS; bakır, fiber optik, intranet, internet ve kablosuz iletişim yollarını kullanmak için tasarlanmıştır. İşletmenin kullandığı yöntem genelde, bir veya daha fazla operatör iş istasyonu üzerinden sistem sunucusuna, kurumun intranet ağ yapısı üzerinden bağlanmaktır.

Şekil 21.1: Tipik EMCS İş İstasyonu Ekranı ve Kontrolörleri

EYKS, yazılımların haberleşeceği donanım yapısı olarak doğrudan dijital kontrolleri (DDC - direct digital control) kullanır. DDC, belirli değişkenleri ölçen, bu verileri kontrol algoritmaları aracılığıyla işleyen ve belirli bir ayar noktasını veya bir çıkış cihazının açık/kapalı durumunu korumak için bir terminal cihazını kontrol eden mikrokontrolör tabanlı cihaz olarak tanımlanır. DDC ekipmanı, genel anlamda birçok farklı uygulamaya uyarlanabilecek kontrolör cihazlarından oluşabileceği gibi belli amaçlara hizmet edecek işlevselliğe de sahip olabilmektedir. İşletmenin sistem yönetiminde kullanabileceği; trend, alarm, günlük kayıt, rapor ve grafik arayüz benzeri işlevler DDC ekipmanı içinde daha kısıtlı bir yapıda sunulabilir; bunun yanı sıra, EYKS'nin konuşlandırıldığı yazılım katmanı düzeyinde çok daha esnek ve sınırsız bir yapıda sağlanabilir. EYKS'nin önemli bir özelliği de kullanıcının sezgisel olarak uyum sağlayacağı ve sistem performansı hakkında bir bakışta bilgi sağlayabileceği grafiksel kullanıcı arayüzüdür.

Bina yönetim sistemleri (BMS - building management systems), EYKS'nin bir çeşididir. BMS; her binada aşağı yukarı bulunan HVAC kontrol ve izleme sistemleri, elektrik sistemleri için güç izlemesi ve kontrolü, kartlı geçiş ve güvenlik sistemleri, yangın sistemleri, aydınlatma ve oda kontrol sistemleri yanında harici yazılım ve veri kaynakları kullanan diğer izleme ve kontrol sistemleri, kurumsal düzeydeki yönetim yazılımı sistemleri (CAFM, FMS, IWMS vb.) , buluta dayalı analitik platform sistemleri ve meteoroloji büroları benzeri internete dayalı veri kaynaklarıyla haberleşme sağlayabilen bir entegrasyon platformudur.

1970'lerde çıkan birinci nesil EYKS'nin amacı; uzak terminaller vasıtası ile, ekipmanları enerji tasarrufu ve ihtiyaca göre konfor temelinde kontrol etmek için en basit anlamda açıp kapatmaktan ibaretti. Röle kartlarına merkezi bir yazılım üstünden gönderilen sinyallerle işleyen bu yapı, teknolojinin el verdiği ölçüde bir dereceye kadar fayda sağlamış, daha da ötesi sistem tasarımcılarına ve üreticilere kontrol sistemlerinin potansiyeli ve kullanım alanları hakkında vizyoner bir bakış açısı vermiştir.

Yarı iletken teknolojisinin gelişimiyle birlikte mikroişlemcilerin bilgisayarlar dışında kullanım alanı bulması, EYKS için ikinci nesil uygulamaları da beraberinde getirmiştir. Geliştirilebilir ve değiştirilebilir bir mantık kurgusuna göre vana motoru, damper motoru ve benzeri ekipmanların gerçek dünyanın parçası olan sürekli ve değişken bir sinyal sistemi ile kontrol edilebilmesi, ikinci nesil uygulamaların yenilikçi yaklaşımını gözler önüne sermiştir.

Bu alandaki ilerlemeler üçüncü nesil sistemlerle devam etmiştir. Yazılım ve donanım teknolojilerindeki hızlı gelişmeler dijitalleşmenin hayatın her alanına dahil olmasını beraberinde getirmiştir. Çağın en önemli değişikliklerinden biri, verilerin grafiksel arayüzler aracılığı ile izlenip kontrol edilmesi olmuştur. İnsanların sezgisel olarak etkileşimde bulunabileceği grafik arayüz ortamları, teknik açıdan daha az yetenekli operatörlerin tesis operasyonlarındaki başarısını yükseltmiştir. Mobil cihazların günlük yaşamın vazgeçilmez iletişim aracı haline gelmesi bu cihazların da evrimine yol açmış ve EYKS; cep telefonu, tablet gibi mobil cihazların ekranlarından kontrol edilebilir ve izlenebilir hale gelmiştir.

Evrimin son halkası sayılabilecek "Endüstri 4.0", gittikçe dijitalleşen dünyada yenilikçi bir strateji olarak kendini göstermiştir. Endüstri 4.0 temel olarak bilişim teknolojileri ile endüstriyi bir araya getirmeyi hedeflemektedir. Endüstri4.0'ın temel bileşenlerinden ilki; "yeni nesil yazılım ve donanım", yani bugünün klasik donanımlarından farklı olarak düşük maliyetli, az yer kaplayan, az enerji harcayan, az ısı üreten, ancak bir o kadar da yüksek güvenilirlikte çalışan donanımlar ve bu donanımları çalıştıracak işletim ve yazılım sistemlerinin kaynak ve bellek kullanımı açısından tutumlu olması hedefidir. İkinci bileşen "cihaz tabanlı internet (nesnelerin interneti)" (IoT - internet of things) ise, yeryüzündeki tüm cihazların birbiriyle bilgi ve veri alışverişi için kullanıldığı, her türlü araç gerece entegre edilmiş, sensör ve işleticilerle donanmış, internet bağlantılı akıllı elektronik sistemlerdir. Üretim sürecinde fabrikalardaki makinelerde siber-fiziksel sistemlerin kullanılması demek insanlardan neredeyse bağımsız olarak kendi kendilerini koordine ve optimize ederek üretim yapabilecek "akıllı fabrikalar" demektir.

Endüstri 4.0 stratejisi devam ettikçe üretim süresi, maliyetler ve üretim için ihtiyaç duyulan enerji miktarı azalacak, üretim miktarı ve kalitesi artacaktır. Buna bağlı olarak sektörel ekipmanlar yeniden şekillenerek, insan faktörlü sanayi tesislerindeki insan odaklı iyileştirmeler de artarak daha verimli çalışma ortamları yaratılacaktır.

21.3. Ağ Yapıları

Geleneksel olarak DDC kontrolleri, tescilli sistemler olarak tasarlanmış ve pazarlanmıştır. Bu durum, DDC ekipmanlarının aynı üretici tarafından desteklenen yazılımla haberleşebilecekleri ve diğer üreticilerin sistemleriyle iletişim kuramayacakları anlamına gelir. EYKS'nin, açık protokolleri destekleyerek üreticiden bağımsız hale getirilmesi, bu doğrultuda diğer üreticilerin yazılım veya donanımları ile haberleşebilmesi günümüz teknolojik seviyesinde gelinen önemli noktalardan birisidir. Tescilli sistemler için geçmişteki temel argüman, satın almanın tek noktadan alışveriş kolaylığı ve sistem bakımı ve sistem entegrasyonu için tüm teknik kaynakların tek bir kaynaktan tedarik edilmesinin (risk azaltma) güvenliğidir. Sistemlerin artan karmaşıklığı göz önüne alındığında, bu argüman geçmişte makul olmakla birlikte, artık açık protokollerin geldiği nokta itibarıyla tescilli sistemlerin yaratacağı rekabet eksikliğinin sistemin yaşam döngüsü boyunca yükselen maliyetlere yol açacağı aşikardır.

Günümüzde tescilli sistemin açık protokolleri desteklemesi hemen hemen tüm üreticiler tarafından benimsenmiştir. Birçok sertifikasyon ve sürdürülebilirlik kuruluşu, belirli kontrol süreçlerinin ve raporlamalarının sistem tasarımlarına dahil edilmesini zorunlu kılmaktadır. Dolayısıyla, farklı sistemlerle bilgi alışverişinde bulunabilecek sistemlere sahip olmak, sertifikasyon kuruluşlarının talep ettiği çıktıları üretmede daha esnek bir çözüm sunabilmektedir.

Bir EYKS içinde seçilen iletişim yöntemleri, verilerin kontrol ve izlemede kullanılması, alarm ve kayıt üretme benzeri işlevlerde yine aynı verilerin işlenmesi nedeniyle yoğun iletişime cevap verebilecek nitelikte olmalıdır. DDC kontrolörleri ve operatör arayüzü arasındaki veri aktarım yöntemleri, tescilli sistem üreticileri arasında farklılık gösterse de metodoloji temelde iki kategoriye ayrılır:

- Sorgu/yanıt
- Eş düzeyler arası haberleşme

Eş düzeyler arası haberleşmenin, sorgu/yanıt sisteminde olduğu gibi merkezi bir kontrol noktasına ihtiyacı yoktur. Haberleşme protokollerindeki yaklaşımların ve teknolojilerin zaman içinde dağıtık kontrol mantığı kavramına zemin hazırlaması eş düzeyler arası haberleşme metodolojisini mümkün kılmıştır. Bunun başlıca avantajları şöyle sıralanabilir:

- İletişim merkezi bir noktadan sağlanmaz, dolayısıyla tek noktada oluşacak arıza tüm sistemi etkilemez.
- Kontrolörler arasında doğrudan iletişim, yazılım katmanında aracı bir iş istasyonu olmadan sağlanacağı için PC bağımsız şekilde işlemektedir.
- Ağ kullanımı daha verimli ve tek bir noktada yoğunluk yaratmayacak şekilde dengeli bir yapıda sağlanır.
- Kontrol edilen veya izlenen sinyalde bir değişiklik olduğunda bilgi gönderilmesi, olay tetiklemeli haberleşme mantığı temelinde ağ kullanımını optimize eder.
- Alarm ve kontrol noktaları gibi hızlı veri iletişimi gerektiren durumlarda en hızlı yanıt süreleri sağlanır.

Mikrokontrolör ölçeğinde veri hesaplama ve depolama kabiliyetlerinin teknoloji ile birlikte gelişmesi ve üretim maliyetlerinin düşmesi, DDC üstünde birçok işlevin PC bağımsız bir şekilde yürütülmesine imkân vermiştir. Merkezi yazılımın işlevi çoğunlukla tüm DDC panellerinin tek bir yerde grafik arayüz üzerinden izlenmesi ve kontrolü, alarm yönetiminin tek bir panelden yapılması ve sistem bütünü ile ilgili raporlama çıktılarının üretilmesi yönünde evrilmiştir.

Dijitalleşmenin karar verme mekanizmalarında da etkin hale gelmesi yapay zeka kavramının EYKS çözümlerine tatbikini mümkün kılmıştır. Analitik katmanda işleyen yapay zeka çözümünün ilk anda akla gelen avantajları aşağıdaki başlıklar halinde sıralanabilir.

Otomatik Arıza Tespiti ve Teşhisi (AFDD)

Web tabanlı bir AFDD (otomatik arıza tespiti ve teşhisi - automated fault detection and daignostics) sistemi üzerinden tespit ve teşhis işlemleri, tasarımın dijital ikizi baz alınarak kullanıcı dostu bir arayüz üzerinden sağlanır. AFDD sistemi, kontrol edilen HVAC ve aydınlatma benzeri sistemler hakkında bilgi vermek amacıyla farklı üreticilerin BMS ve enerji/performans ölçüm sistemiyle doğrudan haberleşebilmektedir.

Otomatik İzleme Tabanlı Devreye Alma (MBCx)

EYKS, sürekli devreye alma sistemi (continuous commissioning system) olarak da adlandırılan web tabanlı bir otomatik izleme tabanlı devreye alma (MBCx - monitoring based commissioning) sağlamaktadır. MBCx sistemi, tasarım verilerine göre binanın dijital bir ikizini çıkarmakta, sürekli olarak gerçek sistem performansı ile tasarım verilerini karşılaştırmaktadır. Bu sayede devreye almanın doğruluğu hakkında otomatik bir şekilde bilgi üretilmekte, enerji verimliliği ve konfor temelinde tasarımdan uzaklaşılan noktalarda sorun tespitinde bulunulmaktadır.

İşyeri Yönetimi

İşyeri yönetimi çözümü, binadaki alanların konfor, sıhhat, konum hizmetleri ve tesis yönetim fonksiyonları için gelişmiş analitikler aracılığıyla optimize edilmesi amacıyla bina yöneticileri tarafından veri odaklı kararlar verilmesini sağlayan özellikler sunmaktadır.

İşyeri yönetimi çözümü bir dijital dönüşüm sırasında alanın kullanıcıları için sorunsuz bir deneyim imkânı vermektedir. Mobil uygulamalar üzerinden entegrasyona açık bir yapıda kullanıcı deneyimini de geliştirilmektedir.

Şekil 21.2: Yapay Zeka Arayüzleri

21.3.1. İletişim Teknolojileri

Çoğu dijital kontrol sistemi, cihazlar arasında kablolu bağlantılara dayanmasına rağmen, kurulumu basitleştirmek (özellikle güçlendirme uygulamalarında), uzak konumlarla bir iletişim bağlantısı sağlamak ve veri aktarım hızlarını artırmak için kullanılabilecek alternatif teknolojiler vardır. Bunlar aşağıdaki teknolojileri içermektedir.

- *Güç hattı taşıyıcısı (PLC - power line carrier):* PLC sistemleri, cihazlar arası iletişimi sağlamanın bir yolu olarak mevcut enerji nakil hatlarını kullanır. Bu, bir cihaz, standart 50 Hz güç sinüs dalgası üzerine bindirilen yüksek frekanslı bir iletişim sinyali ürettiğinde gerçekleştirilir. Aynı elektrik sistemine bağlı diğer cihazlar, gelen gücün spektral içeriğini analiz edebilir ve üst üste binen mesajı 50 Hz taşıyıcı dalgadan çıkarabilir. PLC sistemleri, azaltılmış kablolama gereksinimleri nedeniyle daha düşük kurulum maliyeti sağlayabilir, ancak kablolu sistemlerden daha az güvenilir ve daha yavaş olabilir.
- *Kablosuz teknoloji:* Bir binadan oldukça uzakta bulunan kontrol istasyonları için, kablosuz teknolojiyi kullanarak kontrol mesajları gönderme ve alma özelliği vardır. Bazı sistemler, nispeten düşük maliyetli ancak yavaş olan radyo sinyallerine dayanmaktadır. Diğer sistemler, daha fazla menzil ve daha hızlı veri iletim hızı sağlayabilen, ancak sahip olunması ve işletilmesi daha pahalı olabilen hücresel telefon teknolojisine dayanmaktadır.
- *Fiber optik iletişim:* Bilgisayar ağı uygulamaları için ultra hızlı veri iletim yeteneklerine sahip olma isteği nedeniyle, birçok bina ve kampüs artık fiber optik ağlar kurmaktadır. Telefon, bilgisayar ağı ve EYKS iletişimini aynı anda sağlamak için yeterli bant genişliğine sahip olan bu tür ağlar, en hızlı veri aktarım hızlarını sağlar, ancak kurulumları da pahalıdır. Birçok askeri üs ve üniversite kampüsü, binalar arası bilgisayar ağı iletişimine izin vermek için fiber optik omurgalar kurmuştur. Bu tür senaryolar, eski çevirmeli modemleri, daha ayrıntılı kontrol dizileri ve daha iyi doğruluk sağlayabilen modern sistemlerle değiştirmek için mükemmel bir fırsat sunmaktadır. Çoklu bina veya kampüs ortamlarında fiber optik iletişim, aynı zamanda, binalar arasında iletişim kabloları yoluyla hasar oluşturacak ışık çarpmalarına karşı da bağışıklık sağlamaktadır.

21.3.2. Açık Standart İletişim Protokolleri

İletişim protokolü, farklı üreticilerin yazılım ve donanımlarının birbirleri veya üst katmandaki bir sistem ile bilgi alışverişinde kullandıkları ortak bir dijital dil olarak tanımlanabilir. Belli başlı açık protokoller şunlardır:

- BACnet (ASHRAE tarafından geliştirilmiştir)
- Modbus (Modbus Organizasyonu tarafından sürdürülmektedir)
- Lon-Works (Echelon Corporation tarafından geliştirilen Neuron çipine dayanmaktadır)
- KNX (EIB)
- MQTT
- SNMP
- Web hizmetleri

Tescilli yazılım ve donanım üreticileri, genellikle açık protokol konuşan ürünlerle bilgi alışverişi yapabilmek için ağ geçidi işlevine sahip bir donanım veya yazılım katmanında bir sürücü sağlamaktadır.

LonWorks: Apple şirketinin kurucularının günlük alanda kullandıkları ekipmanı/cihazları bir veri paylaşım ağı üzerinden birbirine bağlayacak sistemleri yaratmak hedefiyle tasarlanmıştır. İki telli kablo, güç hatları, fiber optik, radyo frekansı gibi iletim ortamlarının yanı sıra Ethernet paketlerini kullanan IP tabanlı iletim ortamları üzerinden de haberleşebilmektedir.

Sistemler arasında standart bir lisan ile bilgi alışverişi sağlamaya esas teşkil eden noktalardan en önemlisi, LonWorks ağı üzerinde haberleşecek fiziksel ekipmanın değişkenlerini standart hale getirmektir. Standart değişken tiplerini tanımlayan dokümanlar, uluslararası LonMark kuruluşu tarafından düzenlenmektedir. LonWorks, fiziksel katmanda yer alan veri iletim ortamından başlayarak en soyut katmanda yer alan protokol detaylarına kadar tüm katmanlarda standart bir lisanın tüm bileşenlerini tanımlamıştır. Bu yönüyle kontrol uygulamalarında bir ilki temsil etmektedir. 1999 yılında ANSI'ya sunulmuş ve kontrol protokol standardı olarak kabul edilmiştir.

BACnet: Çeşitli üreticilerin tescilli protokolleri arasındaki uyumsuzluk, standart bir iletişim protokolü geliştirme çabasında olan ASHRAE derneğini 1987 tarihinde harekete geçirmiştir. ANSI tarafından 1995 senesinde standart olarak kabul edilmiştir, 2003 senesinde ise ISO standardı olarak kabul edilmiştir.

BACnet protokolünde veriler bir nesne cinsinden ifade edilmektedir. Böylece her nesne, bir cihaz veya bileşenle ilgili verileri ifade etmektedir. Verileri nesne yapısında tanımlamak, yazılım ve programlama modelinde devrim niteliğinde bir yaklaşım olan nesne odaklı programlama mantığının temelini oluşturmuştur. Bilgileri bir nesne olarak belirtmek, nesnelerin yaratılabilmesi ve değiştirilmesi avantajını sağlamaktadır. Mevcut nesnelerin yetersiz kaldığı uygulamalarda standart nesneler kullanıcının gereksinimlerine göre değiştirilebilmektedir. ASHRAE temelde 60 adet standart nesne tanımlamıştır.

BACnet nesneleri arasındaki veri alışverişi, cihazların ağ üstünde taranması ve benzeri işlevler iyi tanımlanmış servisler aracılığı ile gerçekleştirilmektedir. "Who-Is", "I-Am", "Who-Has", "I-Have" servisleri cihaz ve nesne taranmasında, "Read-Property" ve "Write-Property" servisleri veri paylaşımında kullanılmaktadır.

Modbus: 1979 yılında Modicon tarafından programlanabilir mantık denetleyicileri (PLC'ler - programmable logic controller) ile kullanılmak üzere yayınlanan bir seri iletişim protokolüdür. Modbus, diğer protokollere nazaran basitliği ve yönetimi sayesinde kısa sürede endüstriyel elektronik cihazları haberleştirmenin "de facto" standardı haline gelmiştir. Açık yayınlanması ve telif hakkı gerektirmemesi nedeniyle endüstriyel ortamlarda oldukça popülerdir. Modbus protokollerinin geliştirilmesi ve güncellenmesi Modbus Organizasyonu tarafından yönetilmektedir.

Modbus protokolünün basitliği uygulama avantajı sağlamakla birlikte birtakım dezavantajlara da sahiptir:

- Yetkisiz müdahaleye ve bilgi güvenliğine karşı protokolde tanımlı hiçbir güvenlik seçeneği bulunmamaktadır.
- Sorgu/yanıt yöntemi ile veri paylaşımı yapıldığı için olay tetiklemeli veri iletimi mekanizması yoktur. Sorgulayan merkez, rutin olarak her saha cihazı için verideki değişimi sorgulamak zorundadır. Bu tip sorgulama mekanizması, verilerin iletildiği bant genişliğini verimli olmayan bir şekilde kullanıp tüketmektedir.
- Diğer protokollerde olduğu gibi veri nesne tipini tanımlayan bir standart mevcut değildir. Örneğin; sıcaklık bilgisi sorgulama adresi, minimum-maksimum aralığı, ondalık çözünürlüğü benzeri parametreler üreticinin serbest seçimine bağlıdır.

KNX: Konut tipi yapılarda, BMS kapsamında yer alan HVAC, aydınlatma, perde, enerji yönetimi, ses-görüntü sistemlerini kontrol etmek maksadıyla 1999 yılında ISO standardı olarak sunulmuştur. Omurga yapıda BACnet kadar yaygın olmamasına karşın diğer protokollerle birlikte alt protokol olarak kullanımı yaygındır.

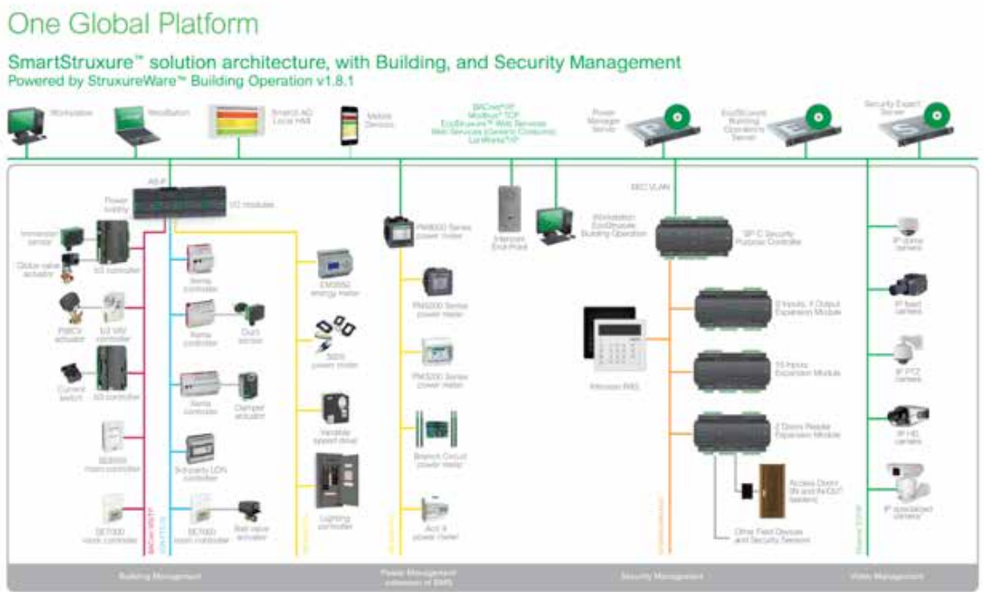
KNX kurulumları; iki telli kablo, güç hatları, fiber optik, radyo frekansı, IP ve benzeri fiziksel iletim ortamlarında işletilebilir.

Web hizmetleri: Gelişen internet teknolojileri sayesinde, makineler arasındaki data transferini HTTP benzeri web teknolojileri üzerinden sağlayan hizmetlerdir. Veri formatları genelde makinelerin yorumlayabileceği XML ve JSON bloklarından oluşur. Birçok kuruluş HTML sayfalarından insanların okuyabileceği formattaki verileri XML veya JSON formatında sunucuları üstünden web hizmeti olarak da paylaşmaktadır. Web hizmetleri arasında en yaygın olarak kullanılanlar SOAP ve REST standardındaki hizmetlerdir.

IoT kavramının ağırlık kazanması ile birlikte EYKS çözümleri farklı protokolleri de kapsayacak şekilde güncellenmektedir. Endüstri 4.0 hedefi doğrultusunda bilişim teknolojileri ve endüstriyi bir araya getirmede öne çıkan protokoller aşağıda kısaca açıklanmıştır.

MQTT: MQTT mesajlaşma protokolü ilk olarak 1999 yılında IBM ve Cirrus Link tarafından geliştirilmiş, 2013 yılında sürüm 3.1'den başlayarak bir ISO standardı olarak kabul edilmiştir. MQTT, neredeyse 30 yıldır kullanılan bir protokol olmasına rağmen protokolün tasarımı, otomasyon uygulamalarında en son trend olan endüstriyel nesnelerin interneti (IIoT - industrial internet of things) için oldukça ideal bir yapı sunması bu protokolün öne çıkmasına yol açmıştır. Bu durum özellikle de cihazların düzenli aralıklarla sorgulandığı "pasif bildirim"in aksine verinin yalnızca gerektiğinde sağlandığı "aktif bildirim"i temel alan uygulamalar için geçerlidir. MQTT'nin aracı/istemci (broker/client) tasarımı, sistemdeki tüm cihazların aynı anda çevrimiçi olma gerekliliğini ortadan kaldırmaktadır. İstemciler ("cihazlar" veya "nesneler") "aracı" ile doğrudan iletişim kurmakta, aracılar ise istemciler arasında veri iletimini gerçekleştirmektedir.

SNMP: Temelde ağda yönetilen cihazlardan veri toplamak, alarm durumlarını çekmek ve cihaz davranışını belirlemek için kullanılan standart bir internet protokolüdür. SNMP protokolünü destekleyen cihazlar tipik olarak yazıcı, modem, yönlendirici, sunucu sistemleri, iş istasyonları benzeri bilişim ekipmanıdır.



Şekil 21.3: Tipik Ağ ve Açık Protokol Yapılandırması

21.4. Donanım

EYKS, gerekli işlevleri yürütebilecek üniter kontrolör mimarisi yanında başka sistemlerle veya protokollerle veri alışverişi yapabilecek daha karmaşık işlevselliğe de sahip modüler kontrolör mimarilerine kadar birçok farklı tipteki yapıyı içerebilir. Üniter yapıdaki kontrolörler, genellikle, bir ekipmanın çalışma senaryosuna göre programlanır. Kullanıcı, bu sabit işleyen senaryonun ayar noktalarını değiştirilebilir, örneğin; sıcaklık, basınç, adet, çalışma zamanı veya nem ayar değerlerini bir arayüz aracılığı ile değiştirebilir. Üreticiler, cihazlarını yönetecek ve EYKS yazılımlarına doğrudan entegrasyonunu sağlayacak üniter yapıdaki kontrolörleri sıklıkla kullanmaktadır.

DDC EYKS donanım mimarisi, üreticilere göre değişiklik göstermekle birlikte, genel olarak kontrolör ve giriş/çıkış modülleri ile birlikte ölçeklenebilir mimaride üretilmektedir. Saha ekipmanı, bu modüler yapıdaki DDC giriş/çıkış modüllerine fiziksel olarak kablo ile bağlanır. Günümüzde her kurumun bilgi teknolojisi (BT) ağ altyapısı hazır kurulu olduğu için, çağın gereğine uygun olarak EYKS üreticileri mevcut kurumsal altyapıda haberleşecek DDC ekipmanını desteklemektedir.

DDC, giriş çıkış modülleri üstünden fiziksel olarak ölçülen giriş noktaları ve kontrol edilen çıkış noktaları dijital veya analog sinyal tipinde olabilir. Teknolojik gelişmeler ışığında artık uç saha ekipmanı da açık protokoller üstünden haberleşebilir işlevsellikte üretilmektedir. Uç ekipmanının haberleşebilir yapıda olması DDC panolarına fiziksel sinyal bağlantısı için çekilmesi gereken kablo altyapısını ortadan kaldırmaktadır. Mevcut kurum ağ yapısı veya iki damarlı bir kablo ile kurulacak haberleşme hattı üzerinden dijital bilgi alışverişi yapılabilmektedir. Sinyallerin dijital formatta alınması, fiziksel ölçümlerdeki gürültü sebebiyle yaşanan sinyal bozulması sorununu gidermekte ve hata ayıklama süreçlerini iyileştirmektedir.

DDC kontrolörü, periyodik olarak giriş sinyallerinin izlenip gömülü algoritmalara göre çıkış sinyallerinin üretildiği ana ekipmandır. Kontrolör algoritmaları içinde oransal-tümleşik-türev (PID), enerji yönetimi rutinleri, periyodik zaman programı, optimizasyon hesabı, alarm üretimi gibi farklı işlevdeki nesnelerin yaratılması mümkündür. Operatör arayüzü (HMI), sistem seviyesinde veya kontrolör seviyesinde izlemeyi ve kontrolü mümkün kılacak bir iş istasyonu mobil cihaz, dokunmatik ekran ve benzeri bir ekipman olabilir. Operatör arayüzü işlevleri; belirli verileri ve alarmları aramayı, güncellenen algoritmayı kontrolörlere yüklemeyi, zaman programı girdilerini değiştirmeyi ve rapor çıktılarını oluşturmayı içerebilir.

EYKS tasarımı bina gereksinimlerine göre yapılmış olsa dahi, kurulum sonrası işletme sorumlularına EYKS kullanımı ve bakımı eğitimi verilmediği takdirde, EYKS'nin sağlayacağı enerji tasarrufu, verimi tasarım aşamasında hedeflenen potansiyeline ulaşamayacaktır.

DDC temelli EYKS'nin öncelikli amacı, mekanik sistemlerin kontrolünü ve sıralamasını optimize ederek enerji tüketimini azaltmaktır. EYKS ile birlikte BMS çatı yazılımı, kendine bağlı diğer alt sistemlerin de (HVAC, aydınlatma, perde kontrolü vs.) enerji, hava kalitesi ve konfor açısından optimizasyonunu sağlar.

21.4.1. Kontrolör Tipleri ve Uygulamaları

Yapılandırılabilir Kontrolörler
Bu tip kontrolörler, üstünde belli sayıda fiziksel giriş ve çıkış noktasına sahip olan veya olmayan mimaride üretilir. Fiziksel giriş çıkış noktaları bulunmayan kontrolör, giriş çıkış modülleri eklenerek genişleyebilir bir yapıdadır. Farklı tipteki uygulamalar için özelleştirilebilir serbest programlama ortamını sunar, dolayısı ile uyarlanabilirlik gerektiren algoritmalar için doğal seçimdir. Tek bir kontrolöre, sistemin toplam nokta sayısına göre yüksek oranda genişleme modülü eklemek, dağıtık yapının tek arıza noktasından bağımsız olma prensibine terstir. Dolayısı ile sistemin merkezi bağımlılığını azaltmak birden fazla kontrolör kullanmaktan geçer. Tasarım aşamasında kontrolör genişleme modülü adedi, bu kıstas göz önüne alınarak hesaplanmalıdır. Nokta sayısının yoğunluk arz etmediği, saha ekipmanı fiziksel bağlantı sayısının düşük olduğu uygulama alanlarında fiziksel giriş çıkış noktasına sahip kontrolör kullanımı tercih edilir.

Şekil 21.4: Yapılandırılabilir ve Uygulamaya Özel Yapıda DDC Kontrolörleri[1]

Uygulamaya Özel Kontrolörler
Yaygın uygulamalar için seri üretilen ve düşük maliyetli uygulamaya özel kontrolörler tercih edilir. Bu tip kontrolörün algoritması genelde üretim esnasında çipe gömülü halde hazırdır. Sahadaki devreye alma süreci bu sebeple hızlıdır ve nispeten daha az emek gerektirir. Devreye alma esnasında algoritmanın genel yapısı dışına çıkmadan parametrik ayar noktaları ile bir dereceye kadar esneklik sağlanır.

Kontrolör Tasarımındaki Modern Eğilimler
- Uygulamanın gereksinimine göre yazılımsal ve donanımsal boyutta ölçeklenebilir olmak.
- İlave bir protokol çevirici donanıma ihtiyaç kalmadan açık haberleşme protokollerini doğrudan sağlamak.
- Web hizmeti işlevi ile diğer sistemlerle bilgi alışverişini internet protokolleri ile yapabilmek.
- Sistem katmanında mevcut işlevleri (trend, rapor, alarm vs.) kaynaklar el verdiği ölçüde desteklemek.
- Endüstri 4.0 standardı prensibine göre ağda çalışan IoT cihazlarla bilgi alışverişi yapabilmek.
- Verilerin hem insan hem de makine tarafından anlaşılabilecek ve global kuruluşlar tarafından onaylanmış bir şemaya göre etiketlenmesini (“semantik etiketleme”) desteklemek.
- Ağ üstünde BT gereksinimleri gereği siber güvenlik sertifikalarına sahip olmak.

[1] Schneider Electric

21.5. Yazılım

DDC sistemleri algoritma yazmak ve kontrolör işlemcisine yüklemek için yazılım arayüzü sunar. Yazılım arayüzünde, algoritmanın sanal kontrolörde ve gerçek saha koşullarında çalışan kontrolör üstünde simülasyonun yapılabilmesi, hataların ayıklanması ve algoritmanın optimize edilebilmesi için büyük önem taşır.

Modern EYKS yazılım arayüzünde, HVAC, aydınlatma, enerji yük atma gibi farklı işlevler için ortak özelliklere sahip nesne tabanlı programlama yaklaşımı uygulanır. Bu sayede, her alt sistemin kendine özgü gereksinimi için farklı bir programlama metodu uygulamak gerekmez. Ortak nesnelerin, uygulamaya dönük özelleştirilerek kullanımı ile bir sistemde edinilen tecrübe, diğer sisteme aktarılabilir hale gelir.

21.5.1. Grafik Kullanıcı Arayüzü

Grafik kullanıcı arayüzü (GUI - graphical user interface), insanın anlayabileceği görsel nesneler üzerinden sistemin izlenip kontrol edilebileceği bir etkileşim ortamıdır. GUI ortamında üreticinin sunduğu hazır görsel şablonların yanı sıra farklı sistemlere özgü görsel özelleştirmeler yapılabilir. GUI; sistemin kullanım kolaylığını artırmak için yaygın olarak bilinen veya sezgisel olarak anlaşılabilecek simgeler, semboller, animasyonlar, alarmlar ve diğer görsel nesneleri kullanır.

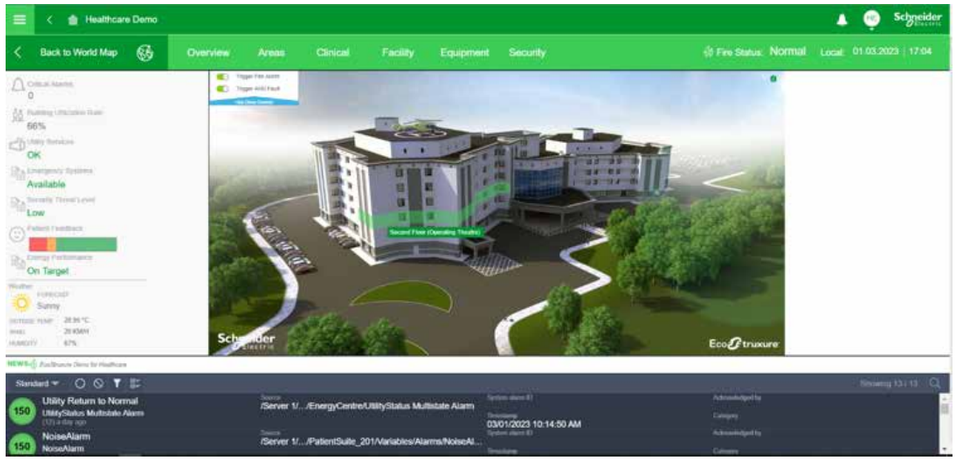
Kullanımı ve sistem verimini artırmak, GUI tasarımı ile doğrudan ilgilidir. Grafik sayfalarının, sistem hiyerarşisine göre düzenlenmesi, kullanıcının sistemler arasında gezinmesini kolaylaştırır ve GUI’ye hızlıca adapte olmasını sağlar. GUI erişimi, masaüstü bilgisayar benzeri geleneksel yöntemler dışında, mobil cihazlar üzerinden de mümkündür. Birçok üretici bu doğrultuda GUI arayüzünü, kurulum gerektiren iş istasyonu yazılımları yanında web istemciler üzerinden de erişilebilir yapıya çevirmiştir.

İşletmede farklı yetki düzeylerine sahip olması gereken personel bulunabilir. GUI üzerinde, bina işletme sorumlusu, hizmet sağlayıcılar, enerji yöneticisi, bina yöneticisi ve benzeri farklı profildeki personel için yaratılacak yetkilendirme ile ilgili grafiklere ve arayüzlere erişim, kontrol noktalarının kısıtlanması veya gizlenmesi sağlanabilir.

Binanın enerji kullanımı, işletme verimliliği ve kritik metrikler de dahil olmak üzere gerçek zamanlı ve geçmiş trendleri, standart bir web arayüzü aracılığıyla grafik sayfaların yanı sıra gösterge panelleri (dashboard) üzerinden sunumu, hızlı veri izlemeyi ve arıza tespitini sağlayacaktır. Enerji sarfiyatına veya konfor azalmasına yol açabilecek sorunların hızlı ve zamanlı tespiti proaktif bakıma imkân tanır.

Grafik Arayüzdeki Son Gelişmeler

- Dil paketlerinin yüklenenebilmesi sayesinde çok dil destekleme özelliğine sahip olmuştur.
- Birden fazla kullanıcının web tarayıcı üzerinden eş zamanlı erişebilirliği ölçeklenebilir yazılım gereği lisanslamaya tabi olarak sağlanabilir hale gelmiştir.
- Yaygın kullanılan dosya türlerini içe aktarabilmektedir (.gif, .png, .bmp, .jpeg, .tif ve CAD tarafından üretilen resim dosyaları).
- Dinamik etkileşime imkan veren özelleştirme için Java, HTML5 ve JavaScript desteğini sağlamıştır.



Şekil 21.5: Tipik Grafik Kullanıcı Arayüzü

21.6. EYKS Tasarım Değerlendirmesi

Bu bölümde, EYKS'nin işlevsel gereksinimlerini tasarlamaya yönelik hususlar tartışılmaktadır. Kavramlar ayrıca, kurulumu yapılmış durumdaki bir EYKS'yi potansiyel olarak iyileştirmek ve performans değerlendirmesi için de kullanılabilir.

Kurulumu doğru bir tasarım modeline göre yapılan EYKS, verimli bir şekilde işletildiğinde yatırımcı ve tesis yöneticilerine çok sayıda somut fayda sunan bir yatırımdır. Kısa vadeli finansal faydaların yanında, enerji yönetiminin uzun vadeli faydaları, binaların sürdürülebilir yapıda işletilmesine imkân sağlar.

Binaların değeri, enerji tüketim performansına göre belirlenir. Dolayısıyla, azaltılmış enerji kullanımı bina değerinin artmasıyla doğru orantılıdır. Aşağıda, EYKS tasarımında dikkate alınması gereken hususlar sıralanmaktadır.

- Enerji tüketimini ve talebi yönetmek, enerji tüketen ekipmanın işletme verimliliğini optimize etmek. Bu sayede işletme giderleri düşer, enerji maliyeti uzun vadede avantajlı hale gelir, rekabet gücü ve karlılık artar.
- Proaktif bakım yaparak arıza süresini azaltmak ve ekipman ömrünü uzatmak.
- Konforu yükseltmek, kullanıcı üretkenliğini ve konsantrasyonunu artırır. Bu sayede işletme personeli daha az hata yapar, daha iyi performans gösterir. İşyeri performansının iyileştirilmesi, makro ölçekte ekonomik faaliyetlerin artmasına yardımcı olur.
- İç mekân hava kalitesini iyileştirmek, çalışanların rahat çalışabildikleri hava koşullarını sıcaklık, nem ve hava hareketi değerlerinde insan vücudunun ısı dengesini gözeterek ayarlamak. İş sağlığı ve güvenliğine uygun çalışma ortamı sağlamak hukuki davaları önler, sigorta maliyetlerini düşürür ve hastalık sebebiyle oluşacak iş kaybını azaltır.
- Ekipman arızası ve yanlış işletme ile ilgili alarmları sistemde üretmek. Email veya SMS yoluyla işletme sorumlularını anlık bilgilendirmek, arıza durumunda yapılacakları yönerge formatında iletmek.
- Geçmiş verileri ve işletme eylemlerini veri tabanına kaydetmek. Tasarım hedefi doğrultusunda uygulamada gösterilen performans düzeyi, geçmiş ve güncel kayıtlardan üretilecek raporlar üzerinden incelenebilir. EYKS, iyileştirme projeleri için maliyet onay süreçlerini hızlandırır.
- Enerji kullanımını ve karbondioksit salımını azaltır. Net sıfır emisyon hedefini destekler.
- Energy Star veya LEED benzeri bina sertifikalarına sahip olmak. Yeşil bina sertifikasyonu azaltılmış enerji kullanımını hedefler ve bina prestijini artırır.

EYKS tasarımı, ilk kurulum maliyeti, öngörülen sistem yaşam döngüsü, hizmet desteği ve yükseltmeler için yapılacak harcamalar göz önüne alınarak bina işletmesinin yönetim ve kontrol ihtiyaçlarını karşılamalıdır.

Tasarım kapsamında, haberleşme altyapısının mevcut ağ üzerinden sağlanıp sağlanamayacağını belirlemek ve gelecekte uygulanması olası genişlemeler için BT ekipmanı kapasitesini hesaba katmak önemli bir husustur. Mekanik ekipmanların yönetiminde kullanılacak fiziksel giriş-çıkış noktalarının kablo altyapısı, ağ yapısından bağımsız olarak ayrıca düşünülmeli ve aynı prensiple genişleme öngörüsü hesaba katılarak yapılmalıdır.

EYKS, farklı sistemlerin entegrasyonu için kontrolörler arasında açık protokoller üzerinden haberleşme uyumluluğu sağlamalıdır. Tescilli sistemlerin, rekabete açık olmayan çözümleri yerine bina gereksinimi doğrultusunda esnek ve entegrasyona uygun alternatif çözümlerle ilerlemek bina ve tesis yöneticileri için uzun vadede daha avantajlı olacaktır.

Kontrol edilecek HVAC ekipmanının çalışma prensibine hakim olmak verimli bir kontrol algoritmasının uygulanmasında ilk adımdır.

Yatırımcı veya tesis işletmesine verilebilecek en iyi hizmet, performansa dayalı bir şartname ve satın alma süreci hazırlamaktır. Yatırımcı, genellikle projeleri ve şartnameleri içerecek şekilde satın alma veya teklif belgelerini hazırlamak için bir mekanik danışman mühendise sorumluluk verir. Sorumlu mühendis muhtemelen çeşitli EYKS üreticileri tarafından yönlendirilecektir. Tasarım geliştikçe yatırımcının sürece dahil olması, kararları ve tavizleri anlaması önemlidir. Amaç, bina ihtiyaçlarını karşılayan, uygun maliyetli ve üreticiden mümkün mertebe bağımsız bir sistem kurmak olmalıdır.

Tasarımcı, aydınlatma ve HVAC yönetimini EYKS çatısında birleştirerek, HVAC sisteminin kontrolünü bina kullanımıyla daha iyi eşleştirerek ekipman ayarlarını yüklere göre optimize etme ve böylece işletme verimliliğini artırma fırsatlarını sağlamış olur. Tasarımlarda hedeflenen entegrasyon, yapımı tamamlanmış bir binada değişmesi gereken kablolama altyapısı nedeniyle maliyetli olabilir, ancak uzun vadede sağlayacağı fayda yadsınamaz düzeydedir. Aydınlatma ve HVAC sistemlerini EYKS altında entegre yapıda kontrol etmek için kullanılan varlık sensörleri, şartlandırılan ortamda kurulu VAV ekipmanının varlığa bağlı regülasyonunu, aynı zamanda ortamdaki aydınlatmaların aç-kapa veya kıs-artır yönündeki uygulamasını varlığa bağlı bir yaklaşımla sağlar.

Pnömatik ve elektrik altyapı temelinde otomatik sıcaklık kontrol sistemleri bulunan mevcut binalar, EYKS kurulumu ve iyileştirmeleri için büyük potansiyel taşımaktadır.

İşlem Sırası

Çalışma akış diyagramları, kontrol edilecek ekipmanı ve çalışma algoritmasını tanımlar. EYKS kontrolünün limitleri, işlevsel ve arayüz gereksinimleri için öngörüde bulunabilmek bu sayede mümkün olur. Bina operatörleri veya tasarım mühendisleri, yazılı metin ve akış diyagramlarını inceleyerek operasyonel sorunları önceden belirleyebilir.

21.7. İşletim ve Bakım

Otomatik kontroller, özellikle DDC kontrolleri, tesis personeli için çok değerli bir araç olabilir. Bilgisayarlı bakım yönetimi, erken tespit, uzaktan servis, otomatik alarm bildirimi, trendler, raporlar, gösterge panelleri ve benzeri özellikler, tesisin operasyonel kalitesini iyileştirmek için verimli biçimde kullanılabilir. Bununla ilgili bazı örnekler aşağıda sunulmaktadır.

Tam Zamanında Planlanmış Filtre Değişiklikleri (Kestirimci Bakım)

Tasarruf amacı: Hava basıncı kaybının ve fan besleme gücünün azaltılması, alternatif olarak da filtre maliyetlerinin düşürülmesi.

Filtre değişimi ertelenirse hava taşıyıcı verimliliği kaybolur. Filtreler çok erken değiştirildiğinde ise filtre maliyetleri artar. Filtre değişim noktalarını doğru belirlemek gerekir.

- Sabit hacimli hava akış sistemlerinde, servis ihtiyacını bildirmek için ayarlanmış bir filtre fark basınç (dP) anahtarı basit bir çözüm sağlar.
- VAV sistemleri, ortamın hava gereksinimime göre hesaplanan bir değer referans alınarak kalibre edilir. VAV kutuları, ayarlanan sabit referans hava debisini filtre kirlendikçe dinamik olarak sağlamaya çalışır. Filtre kirlilik durumunu VAV kutusunun dinamik davranışından belirlemek mümkündür.

Eşanjör Yaklaşma Sıcaklıklarını İzleme (Kestirimci Bakım)

Tasarruf amacı: Isı eşanjörünün primer ısıtma ve soğutma talebinin düşürülmesi.

Isı transferinde kullanılan plaka yüzeyleri kirlendiğinde verimlilik azalır. Büyük ekipmanlarda, yaklaşma sıcaklığını izlemek ve gerekli bakımları yapmak ekipmanın en verimli aralıkta çalışmasını sağlamak için uygulanmalıdır. Temizlik sonrası referans değerler belirlendikten sonra, kontrol sistemi yaklaşım sıcaklığını izler ve kirlenme koşulu oluştuğunda uyarı mesajları verebilir.

VAV Kutusu Kontrolleri Çalışma Kontrolü

Tasarruf amacı: Verimli bir hava ve sıcak su kontrolü için kullanılan aktif kontrolör işlevselliğinin sağlanması.

VAV kutusu kontrolörleri ekonomik ancak nispeten kısa ömürlüdür. VAV kutularının kontrol ve enerji testi sonrası sabit bir konuma ayarlandığı ve devam eden süreçte gözetimsiz bırakıldığı sistemler çok yaygındır. Operatör iş istasyonu üzerinden, sırayla tüm VAV kutularını test etmek, hava debisi ve ısıtma serpantini su debisi artışlarını kontrol etmek ve bir proses değişikliğinin oluşup oluşmadığını (örn. kutunun etkin olup olmadığı) tespit etmek için otomatik bir yoklama rutini oluşturmak etkili bir yöntemdir. Böylece dikkat edilmesi gereken kutuların bir listesi oluşturulur. Bu test metodu, rutin bakım kontrolü kapsamına alınarak her yıl tekrarlanabilir.

Enerji Kullanımı Kıyaslaması İzleme

Tasarruf temeli: Sistem anormalliklerinin erken bildirimi, erken düzeltmeye ve israfın önlenmesine imkân tanır.

Enerji tüketimlerini EYKS üstünde belirlenmiş sabit aralıklarla izleyip veri tabanında kayıt altına almak, sistem tüketim modelini belirlemeyi mümkün kılar. Anormal tüketim durumlarında alarm bildirimi üretmek için bu model kullanılabilir. Anormal tüketimler aşağıdaki ölçüm noktalarında gerçekleşebilir:

- Ana elektrik sayacı veya alt kırılım
- Ana doğal gaz sayacı veya alt kırılım
- Bölgesel ısıtma ve soğutma tüketimi
- Ortam bazlı ısıtma ve soğutma tüketimi
- Tüm bina ısıtma soğutma sistemi tüketimi
- Tüm bina mekanik tesisatı elektrik yükü ölçümü
- Kiracı tüketim ölçümü
- Veri merkezi tüketim ölçümü
- Aydınlatma elektrik yükü ölçümü
- Mekanik ekipmanlar alt kırılım elektrik yükü ölçümü
- Prizlerden beslenen yüklerin ölçümü

NOT:

1. Bina tüketim modeli ve kriterleri belirlendikten sonra, EYKS, enerji tüketim eşikleri göz önüne alınarak tüketimin zamanla değiştiği koşullarda operatörü uyarmak için ayarlanabilir. Bu metotla sağlanan erken tespit mekanizması, düzeltici önlemleri uygulamaya ve denetimi kolaylaştırmaya hizmet eder. Enerji tüketimi geri bildirimi, zaman içinde hedeflenen bina enerji tüketiminin sürdürülmesine yardımcı olur.
2. Standartlara uygun olarak tasarlanan binalarda, elektrik enerjisi tüketimini belirlemek ve yönetmek amacıyla; aydınlatma, mekanik ve priz yüklerinin temel kategorilerinde elektrik enerjisi tüketimi ölçülür.

Operatör Etkisiz Bırakma İzlenmesi

Tasarruf amacı: Otomatik kontrollerin tasarlanan algoritmaya göre çalışmasına izin vererek etkisiz bırakmalardan kaynaklanan bozulmayı önlemek.

Operatör tarafından otomatik kontrol algoritmasının ürettiği değerler, geçici bir süre için etkisiz bırakılmış ve unutulmuş olabilir. Günlük veya haftalık aralıklarla sistemden çekilecek bir raporda etkisiz bırakılan değerler tespit edilir. Sorunlu bir ekipman veya kontrol algoritması nedeniyle etkisiz kalması gereken durumlar, kontrol rutininin iyileştirilmesini veya ekipman değişimini gerektirir. Rapor ile düzenli takip, etkisiz kılmaların birikiminin önüne geçer. Etkisiz kılma işleminin operatör süpervizörüne bildirilmesi gereken durumlarda email veya SMS yoluyla bildirim metodu kullanılabilir. Bazı durumlarda, kontrol sistemi eğitiminin tekrarı gerekebilir.

Zamanlanmış geçersiz kılmalar, uzun vadeli geçersiz kılmaların alternatifidir. Zamanlı geçersiz kılmalar, belirli bir süre sonunda otomatik hesaplanan değerin geçerli olmasını sağlayacak şekilde yapılandırılır.

21.8. Enerji Yönetim Sistemlerinin Diğer Kullanımları

Devreye Alma

EYKS operatör iş istasyonu, ilk çalıştırma ve bazı kontrollerin incelenmesi için kullanışlı bir araçtır. Sahadaki sensörün bağlantısı sökülerek sensör değerinin ilk etapta ulaştığı DDC giriş çıkış noktasından itibaren GUI sembol ve alarm nesnesine kadar uçtan uca her noktada doğrulama sağlanabilir. Eğilim özelliği, bir ayar noktası değişikliğine kontrol tepkisini kaydederek ekipmanın cevap dinamiğini gösterir, bu sayede kontrolör algoritması düzeltmesi yapılabilir.

Ölçüm ve Doğrulama

Enerji yönetim sistemlerinin trend ve raporlama işlevleri, ölçüm ve doğrulama (Ö&D) faaliyetleri için çok kullanışlıdır. Enerji tüketimindeki artış, enerji sayaçları (kWh, kW, akış ölçerler vb.) veya hesaplanan değerler kullanılarak belirlenebilir.

21.9. EYKS'ye Bağlı Ekipman

21.9.1. Primer Mekanik Ekipmanlar

Soğutma grupları ve kazanların kurulu olduğu sistemlerde ekipman adedi ısıtma soğutma ihtiyacı ve ekipman kapasitesine göre belirlenir. Ekipman adedinin birden fazla olduğu kurulumlarda ihtiyaca göre eşzamanlı ekipman kontrolü gerekebilir. Büyük enerji tüketim kaynaklarının klasik kontrol yöntemleri yerine EYKS kontrolü ile çalıştırılması, önemli ölçüde maddi tasarruf sağlar.

Büyük ekipmanların modülasyon kontrolü işlevine sahip olması düşük yüklerin de kontrolüne imkân verir, ancak verimlilik önemli ölçüde azalır. Bu nedenle, EYKS, ekipman kapasite eğrilerinde gösterilen verimli çalışma aralığını optimizasyon hedefi olarak alır. Yürütülen algoritmada farklı yük değerlerine göre çalışması gereken ekipman kombinasyonları belirlenir ve ekipmanın belirtilen yüklerde optimum çalışma süreleri analiz edilir.

EYKS ile sağlanacak faydanın miktarı ekipman çalışma süreleri ve iklim koşulları ile doğrudan ilintilidir; örneğin, ılıman bir iklimde yıllık düşük çalışma saatlerine sahip bir soğutma grubu, uzun çalışma saatlerine ve büyük enerji talebine sahip sıcak nemli bir iklimde çalışan aynı kapasitedeki soğutma grubuna göre daha az optimizasyon fırsatına sahiptir.

Büyük merkezi ısıtma ve soğutma tesislerinde, ekipman giriş ve çıkışları, motorlu vanalar veya özel pompalar ile manifoldlara bağlanabilir, ekipmanın verimli şekilde kullanılması ihtiyaca göre vana modülasyonu veya ekipman açma-kapama kontrolünü gerektirebilir.

İhtiyaç artışına göre ekipmanın/cihazların sıralı devreye alınması veya eş yaşlandırma mantığına göre çalıştırma algoritmaları işletilebilir. Isıtma ve soğutma tesislerini sahadan gelecek ölçümlere göre optimize etmek için ekipman giriş ve çıkışlarında, ana manifold üstünde ve sisteme gidiş tarafında sıcaklık, akış ölçümü gibi ek enstrümantasyonlar gerekli olabilir. Soğutma grubu ve kazan ekipmanı üreticileri genellikle açık protokol üstünden bilgi alışverişi sağlayan donanım seçeneğini sunar, bu sayede ek enstrümantasyon kullanımına gerek kalmadan cihaz verileri dijital formatta alınır.

21.9.2. Klima Santrali Ekipmanları

Paket çatı ekipmanı: Çoğu ekipman üreticisi, tasarımcının talep ettiği kontrol türüne imkân sağlayan seçenekleri sunar. Tasarım ekibi, ekipmanı açık protokol üzerinden kontrol edecek kontrolör ve ekipman uyumunu dikkate almalıdır.

Klima santrali (AHU'lar) tasarımı farklı yapılarda olabilir. Isıtma, soğutma ekipmanı ve hava damperleri için tecrübe edilmiş bir DDC kontrol mantığı genelde mevcuttur. Fan kontrolü, ihtiyaca göre sabit veya değişken hacimli olarak belirlenir. Fan kontrol seçimine bağlı olarak sabit hacimli fan için aç-kapat kontrolü, değişken hacimli fan için VFD kontrolü uygulanır. AHU tasarım varyasyonları, ilave ısıtma ve soğutma serpantinlerini, karıştırma damperlerini (örneğin, çok bölgeli veya çift kanallı), nemlendiricileri vb. içerebilir. Bu kontrol noktalarının her biri, ayrıca enerji tüketimi noktaları olarak düşünülebilir. Bu yaklaşımla yürütülen bir kontrol, denk ekipman performansını azaltılmış enerji tüketimi ile de sağlayabilir.

21.9.3. Fan ve Pompaların Değişken Hız Kontrolü

Değişken hacimli kontrole izin verecek HVAC sistem değişikliğini uygulamadan önce sistemdeki mevcut sabit hacimli sistemleri tespit etmek gerekir.

Pompaların sisteme sağlayacağı değişken akıştaki su miktarı, değişken hızlı sürücüler (VFD'ler) tarafından modüle edilen motor kontrolü yöntemiyle sağlanır. Fanların sağlayacağı değişken hava akışı yine aynı mantıkla fan motorunu modüle eden VFD'ler üstünden gerçekleştirilir. Hava akışını VRF ile azaltmak özellikle düşük yüklerde daha verimli bir kontrol sağlar.

VFD üreticileri, cihazlarına, DDC sistemine bağlantıyı standart olarak sağlayan fiziksel arabirimleri sunar. Fiziksel bağlantı yanında sürücü, açık protokoller üzerinden bilgi sunabilecek donanıma da sahip olabilir. Bir VFD ile ilgili fiziksel giriş/çıkış noktaları temelde; cihaz açma-kapama, yüzde hız komutu ve sürücüden alınan güç, hız, hata geri besleme bilgileridir.

21.9.4. VAV Kutuları ve Diğer Terminal Üniteleri

VAV kutuları, ortamın sıcaklık, nem ve basınç gereksinimlerine göre değişken hava akışını temin eder. Kontrol stratejisi, ortamda bulunan varlık sensörü bilgisine göre düzenlenebilir. Örneğin varlığa bağlı otomatik sıcaklık ayar değeri belirlenmesi, varlık olmayan bekleme konumunda set değerini yükseltir ve dolaylı olarak VAV kutusunun hava debisini azaltmasını sağlar, böylelikle konfordan taviz vermeden enerji tasarrufu sağlanır.

Şekil 21.6: Entegre Aktüatörlü ve Sensörlü VAV Kutusu Kontrolörü

Standart VAV kutuları üstündeki fiziksel yedek giriş/çıkış noktaları, mesai sonrası geçersiz kılmalar dahil olmak üzere kilitlemeler, harici yüklerin kontrolü (aydınlatma) ve uyarı göstergeleri için kullanılabilir. Ortama monte edilecek sıcaklık, nem ve basınç sensörleri haberleşme veya fiziksel kablolama ile VAV kutusuna bağlanabilir, bu sayede DDC kontrolörün bulunduğu panoya çekilecek kablo altyapısından tasarruf edilir.

Bina operatörü, mobil cihazlardan kablosuz bluetooth benzeri protokoller kullanarak devreye alma parametrelerini belirleyip değiştirebilecek, giriş-çıkış ve kontrol noktalarını izleyip işlemekte olan algoritmayı düzenleyebilecek, alarmları ve ekipman arızalarını rapor edebilecektir.

Tasarımcılar, VAV kutularının önceden programlanmış, fabrikada test ve kalibrasyonu yapılmış, test dokümanları hazırlanmış halde teminini talep etmelidir. VAV kutuları, ortamın ısıtma-soğutma kontrolünde yaşanabilecek yetersiz kapasite riskini azaltmak veya gürültü sorunlarından kaçınmak için ihtiyaca göre genellikle daha büyük boyutlarda hesaplanır.

21.9.5. Aydınlatma Kontrolleri

Tasarımı oluştururken EYKS kapsamına aydınlatma kontrolünü entegre etmek, aydınlatma altyapısının entegrasyona uyumlu şekilde hazırlanması avantajını da beraberinde getirir. Binanın gereksinimi ve sağlayacağı avantajlara göre uygun kontrol stratejisi belirlenir (On-Off veya DALI), bu strateji doğrultusunda aydınlatma armatürlerinin balast ve sürücü seçimi yapılmalıdır.

Aydınlatmanın kontrol edileceği KNX kontrolörleri genellikle güç panosu içine monte edilir. KNX kapsamında kontrolör ekipmanı haricinde lokasyonlara montajı yapılacak basit varlık sensörü, manuel kontrol butonu, gün ışığı hasadı işlevine sahip ve ışık seviyesi ölçen kombine varlık sensörü benzeri ekipmanlar yer alır. Aydınlatma kontrolüne özgü birtakım işlevler standart olarak KNX ekipmanları içinde gömülü halde gelir. Koridor aydınlatma, gün ışığı hasadına göre oransal ışık şiddeti belirleme, varlık bilgisinin etkisiz hale getirilmesi veya yetersiz ortam ışık şiddetine göre aktif edilmesi bu işlevlere örnek olarak verilebilir. Entegrasyon sayesinde HVAC ve aydınlatma kontrolünün birlikte veya aydınlatma kontrolünün temelde sağlayabileceği avantajlar şöyledir:

- VAV kutuları, VRF, Fancoil gibi HVAC ekipmanlarının kontrolü varlık bilgisine göre enerji tasarrufu sağlanır.
- Açık ofisler, depolar vb. geniş ortak alanlar için gün ışığı alan yerlerde DIM kontrolü DALI dijital protokolü üzerinden sağlanır. Aydınlatmaların ışık seviyesinin yeterli geleceği seviyede kontrolü bu protokol sayesinde mümkün olur.
- Dış aydınlatma, astronomik zaman veya alacakaranlık durumu ışık seviyesini ölçen sensörlere göre kontrol edilebilir. Dış aydınlatmaların ihtiyaç olduğunda etkinleştirilmesi sağlanır.
- EYKS GUI üzerinde operatör tarafından işletme gereksinimini karşılayacak aydınlatma kontrolü parametreleri; zaman programı ayarı, ışık şiddeti ayarı, varlık algılama zaman gecikmesi benzeri değerler değiştirilebilir. Aydınlatma sürücülerinin arıza durumu ve sürücülerin geri besleme bilgileri KNX haberleşme üstünden çekilebilir.

Şekil 21.7: KNX On-Off ve KNX DALI Kontrolorü

21.10. Başarıyla Uygulanan Otomatik Kontrollerin Temel Prensipleri

Otomatik kontrollere yönelik temel prensipler aşağıda maddeler halinde sunulmaktadır.

1. **Kontrol edilmesi tasarlanan alt sistem kurgularına ve ekipman senaryolarına hakim olmak gereklidir.**
2. **Kontrol sisteminin sağlayabileceği faydaları ve yatırımcı beklentisini makul bir noktada buluşturmak** gereklidir. Bunun için gerekli hususlar şunlardır:
   - Genel proje öncelikleri sıralamasında kontrollerin yeterliklerini dikkate almak.
   - Proje öncelikleri, artan sırada aşağıdaki gibi sıralanır.
     Öncelik 1 Güvenlik
     Öncelik 2 Güvenilirlik
     Öncelik 3 Kontrol etme ve düzenleme
     Öncelik 4 Enerji verimliliği
   - Kontrolleri düzgün altyapısı kurulacak sistemleri optimize etmek için kullanmak. Altyapısal sorunları çözmek için tasarımı zorlamamak.
   - Kontrollerin arızalanma durumunu, güncellenmesini, ticari yaşam süresini, servis ve garanti süreçlerini öğrenmek.
   - Enerji verimliliğini, kritik operasyonel öncelikler karşılandıktan sonra sağlanması gereken bir hedef olarak belirlemek. Enerji verimliliği çalışmaları sürecinde, kritik öncelikleri göz ardı etmemek.

3. Sistemin kontrol edilebilir bir yapıya sahip olduğunu tespit ve teyit etmek gereklidir.

   Sorun yaratabilecek bazı örnekler şunlardır:
   - Tek kademeli soğutma kontrolüne sahip bir mahalde sıcaklık ayar değerini sağlayabilmek.
   - Şartlandırma havasını birden fazla mahale dağıtırken mahal sıcaklık bilgisini sadece bir odadaki termostat üzerinden almak.
   - Binada farklı ısı yüklerine sahip cephelerin ortak bir sabit hacimli hava akış cihazı ile bölge kontrolünü sağlamaya çalışmak.

4. Tasarruf hedefinin somut olduğunu teyit etmek gereklidir.
   - Tasarrufu artıracak yönde yapılacak iyileştirmenin, kontrol edilecek sistemde gerçekleştirilebileceğini doğrulamak.
   - Enerji tüketim modelini belirleyerek sistemin iyileştirme hedefini sağlayacak yapıda bir kontrol yöntemine açık olduğunu teyit etmek.

5. Her adımda bir adet sorun tespit etmeye ve çözmeye odaklanmak gereklidir.

   Olası senaryoları düşünmek ve sayısını artırmak önemlidir. Bazı örnekler aşağıda sıralanmaktadır.
   - Kontrol sistemi enerjisi kesilirse tüm ışıklar varsayılan olarak kapalı mı yoksa açık mı olmalıdır? Enerji geldikten sonra son konumunu mu korumalı yoksa ilk değer ile mi başlamalıdır?
   - Enerji kesilirse maddi zarara neden olacak sistem veya ekipmanlar nelerdir?
   - Aktüatör aldığı komutu işletemezse bu durumdan nasıl haberdar olunacaktır? Bu koşullarda alarm üretilmeli midir?
   - Sensör arızalarında mekanik altyapıda maddi hasara neden olacak bir kurulum mevcut mudur? Bu hasar mevcut durumda nasıl önlenebilir?
   - Kontroller veya sistemler internete açık hale gelirse siber güvenlik nasıl sağlanmalıdır? Dış dünyadan gelebilecek saldırılara engel olabilmek için gereken donanım ve yazılım yatırımları ne olmalıdır?
   - Kontrolör arızası söz konusu olduğunda cihazları geçici süre manuel kontrol edebilmek mümkün müdür?
   - Veri tabanında veya sistem platformunda oluşacak arızalara karşı yedeklilik sistemi kurulabilir mi?
   - Tüm sistem çöktüğünde tekrar sıfırdan tüm sistemi işler hale getirmek ne kadar süre alacaktır?

6. Kontrollerin ekonomik dönüş sağlayacağından emin olmak gereklidir.
   - Kontrollerin yaklaşık maliyetlerini belirlemek, ilk yatırım maliyetinin yapılacak tasarruflarla ne kadar bir sürede geri döneceğini kontrol etmek.
   - Kontrol sistemi harcamalarında ihtiyaca göre öncelik belirlemek.
   - Sistem genişlemesi ve geliştirmesi için hesaplanan maliyetin, sisteme ilave edilecek her nokta için gerekliliğini tartışmak.
   - Her bir noktanın yatırımcıya operasyonel veya finansal olarak nasıl bir fayda sağlayabileceğini müşteri ile birlikte gözden geçirmek. Hangi noktaların ikincil öncelikli olarak belirlenip elenebileceğini yine işletme sorumlularıyla birlikte sorgulamak.
   - EYKS yöntemine göre kontrol çıkışı üretmeden sadece sistemden izleme noktası almak proje maliyetini artırır ve proje geri ödeme sürelerini uzatır. Bu sebeple kritik önem arz etmeyen izleme noktalarını fayda hesabı yapmadan almamak.

7. Kontrol uygulamasının tesise uygun olması için işletme gereksinimlerini kullanıcılardan öğrenmek gereklidir.

   Kontrol sisteminin uzun vadede kullanılabilir olması için kullanıcının bakış açısını hesaba katmak.

   Bunun için yapılabilecekler şunlardır:
   - Operatörlerin talebiyle uyumlu kullanıcı dostu bir arayüz tasarlamak ve sistem kontrol yönteminin kullanıcıya hitap edeceği düzeyi belirlemek.
   - Malzemeler, sistem tedarikçisi, insan-makine arayüzü vb. için müşteri tercihlerini de göz önünde bulundurmak.
   - Ek personel eğitimi için ihtiyaçları belirlemek.

8. Müşteri ve kontrol yüklenicisi ile iletişim sağlayacak düzeyde kontrol teorisi ve terminolojisi bilgisine sahip olmak gereklidir.

   Ticaret dilini iletişim kurarken gereken yerlerde kullanmak. Projede hedeflenen tasarruf beklentilerini, proje kapsamındaki birçok ayrıntıyla birlikte uzman yükleniciye denetlenebilecek şekilde aktarmak.

21.11. EYKS İçin Temel Şartlar

DDC temelli EYKS kurulumlarının ilk maliyetleri geçmişte yüksek seviyede seyretmiştir. Teknolojik gelişmeler, kullanımın yaygınlaşması ve rekabetle birlikte donanım ve yazılım üretiminin makul seviyelere çekilmesi, EYKS uygulamalarını da yaygınlaştırmıştır. DDC ekipmanının donanımsal ve yazılımsal yeteneğinin artması, harici sistemlerin açık protokoller üzerinden entegrasyonu, ağ ve BT iletişimlerine uyumlu teknolojiler benimsenmesi gibi etkenler DDC teknolojisini bina EYKS tasarımının ayrılmaz bir parçası haline getirmiştir.

EYKS kurulumları için potansiyel aday olan mevcut binalarda, kontrol sağlanacak altyapı tamamıyla uyumlu değildir. Bu binaların dijital dönüşümleri genellikle yıllara yayılacak uzun ve maliyetli süreçlerde tamamlanabilir. Dijital dönüşümde takip edilmesi gereken strateji, tipte farklı satıcı ekipmanları kullanmak olmalıdır.

EYKS kurulumunun performansı, tasarımcının sistem entegrasyonu bilgisinin yeterliliği ile doğru orantılıdır. Sistem entegrasyonu, binada EYKS ile HVAC, aydınlatma, güvenlik gibi diğer sistemlerin birlikte kurgulanmasına, yazılımsal platformlarda sistemler arası iletişimi tesis ederek izin veren, ortak bir kontrol ve paylaşım faaliyetidir. Bu tanım, EYKS ve diğer sistemlerin uyumlu seçimini, sistemlerin bağımsız kurulum ve kontrolünü içerdiği gibi bina ve kullanıcının ihtiyaçlarını tüm kurulu sistemlerin ortak amacı haline getirir.

Projenin başarısı için kritik öneme sahip yazılımsal ve donanımsal öğelerin belirlenmesi (özellikler veya enstrümantasyon) esastır. Performansa dayalı spesifikasyonlar, veri dokümanları, örnek uygulamaların kurulum mimarileri çoğu proje için yeterlidir ve rekabetçi teklifleri değerlendirmeyi mümkün kılar.

21.11.1. Tesis Değerlendirmesi

İş sahasının değerlendirilmesi, EYKS entegrasyonunun ilk adımıdır. Çeşitli pozisyondaki bina kullanıcıları ile görüşülerek bina kullanım modelleri belirlenir. Bu doğrultuda tesis değerlendirmesi; konfor şikâyetlerinin tespitinden (binada sıcak veya soğuk noktaların tespiti ve havalandırmanın yeterli olup olmadığı), bakım personelinin EYKS kontrolüne yaklaşımından ve bina yöneticisinin sistemden beklediği performansı belirlemekten oluşur. Tesis değerlendirmesi sırasında aşağıdaki kişilerle görüşülmelidir:

- Kiracılar (şirket, departman, iş fonksiyonuna göre)
- Muhtemel kiracılar
- Teslimat hizmetleri
- Güvenlik personeli
- Hizmet sağlayıcılar (temizlik, HVAC, aydınlatma, elektrik, can güvenliği dahil)
- Bina operasyonları, mühendisler ve tesis yöneticileri
- Enerji yöneticisi
- CEO, CFO gibi üst düzey yöneticiler
- Kiralama acenteleri

Kiralama acenteleri zincirin son halkası olarak görünse de potansiyel kiracı portföyünü yönettikleri için enerji verimliliğinin faydalarından haberdar edilmelidir.

21.11.2. Ekipman Listesi

Tasarımcı, kontrol edilecek ekipmanın sistem hiyerarşisine göre düzenlenmiş eksiksiz ve düzgün bir listesini oluşturmalıdır. Proje kapsamında mevcut bir kurulumu geliştirmek hedefleniyorsa, kontrol edilecek tüm ekipman ve cihazlar, bu öğeler için mevcut kontrol yöntemi, öğelerin ve kontrollerinin çalışma durumu ve her bir öğenin hizmet ettiği alan listede yer almalıdır.

Listeye, ekipmanın yanı sıra aydınlatma altyapısı da eklenmelidir. Bu aşamada yapılacak bir maliyet değerlendirmesi bütçeyi doğrulamak için faydalı olacaktır; maliyetlerin bütçenin çok üstünde kaldığı durumlarda en iyi tasarruf potansiyeline sahip kontrol noktalarına öncelik verip izleme nokta sayısını azaltmak bütçe içinde kalmayı sağlayabilecek bir yöntem olarak uygulanabilir.

21.11.3. Giriş/Çıkış Noktası Tanımı

İzleme ve kontrol faaliyetinin en uygun maliyetli veya verimli şekilde gerçekleştirilebilmesi için gerekli giriş/çıkış noktalarının tanımlanmalıdır. Nokta tanımları; ekipman listeleri ve projeler birlikte ele alınarak, binada kurulacak HVAC, aydınlatma, güvenlik alt sistemlerinin gereksinimlerine göre oluşturulur. EYKS düzeyinde uygulanacak enerji tasarruf yöntemleri, fiziksel enstrümantasyondan alınacak giriş-çıkış noktaları yanında haberleşme üzerinden alınabilecek noktaları da içerebilir. Hazırlanacak nokta listeleri, ekipmandan alınacak fiziksel ve entegrasyon tipindeki noktaları ayrı başlıklar halinde göstermelidir. Senaryoda tariflenecek sanal bir kontrol noktası tanımı için o noktanın işleyişini etkileyecek tüm girişlerin bir listesi verilmelidir.

21.11.4. Sistem Yapılandırması

Tasarımcı, kaliteli bir standart belirlemek için belirli üretici markaları, performans gereksinimleri ve sınırlamalar gibi EYKS yapısında gözetilmesi gereken minimum kıstasları tanımlar. Tasarımın göz önünde bulundurması gereken konu başlıkları; bina boyutu, mimarisi, yeri, kullanım amacı, fiziksel tesis tasarımı, elektrik sisteminin tasarımı ve benzeri geniş ölçekteki verilerdir.

EYKS yapılandırılırken binayı işleten yetkililerin beceri ve yeterlilikleri dikkate alınmalıdır. Kurulum maliyetleri, sistem mimarisine (merkezi veya dağıtık), sistem kontrolörleri ve giriş/çıkış cihazları arasında bilgi aktarma yöntemine, sistem kontrolörleri ve giriş/çıkış cihaz tipine, programlama mühendislik emeği miktarına (ürünün hazır şablon kütüphane fonksiyonlarına karşı özelleştirilmiş algoritmalar) bağlı olarak değişebilir.

Operatör düzeyindeki iş istasyonu ile uzak terminal adedi ve konumları EYKS kullanıcılarının yetkileri ve ihtiyaçları etrafında belirlenir. İzleme ve alarmların türü ve gerekli yönetim işlevleri (program değişikliklerini girme, alarmları izleme ve raporlar oluşturma) operatörün kullanım ihtiyaçları olarak sayılabilir. Bu bilgiler aynı zamanda eğitim gereksinimlerini ve ihtiyaç duyulan destek hizmetlerinin

kapsamını da belirleyecektir. Web tabanlı sistemlere erişim, domain içinde web tarayıcısına sahip herhangi bir kullanıcı bilgisayarından sağlanabilir. Web arayüzün üstünde yapılamayan program yükleme, yetkilendirme gibi işlevler özel bir iş istasyonunu gerektirir.

21.11.5. Yazılım Algoritma Özellikleri

Sistem entegrasyonunun en kritik aşaması yazılım spesifikasyonudur. Tasarımcı, kurulacak algoritma detaylarını mümkün olduğunca anlaşılabilir yapıda hazırlamalıdır. Donanım spesifikasyonları tasarım kapsamında yer alması gereken bir dokümandır, ancak yazılım spesifikasyonu ile tamamlanmadıkça tasarım işlevselliği hedeflenen ölçüde sağlanamayacaktır. Kontrol akış diyagramlarının karar blokları formatında gösterimi algoritma mantığının temelini oluşturur. Bu karar blokları içine yazılım gereksinimleri eklenebilir.

21.11.6. Kontrol Noktası Bağlantıları

Entegratör, kontrolörün ve diğer giriş/çıkış donanımlarının fiziksel arabirimlerine yapılacak bağlantıları detaylandıran çizimleri dokümantasyona dahil etmelidir.

21.11.7. EYKS Tipi Seçiminde Önemli Kararların Gözden Geçirilmesi

EYKS gereksinimlerinde öncelikle dikkate alınması gereken hususlar aşağıdadır:

- Tescilli protokole veya açık protokol desteğine sahip olması.
- Web arayüzüne sahip olması, eşzamanlı çoklu kullanıcı bağlantısına imkân vermesi.
- Sistem hiyerarşisi yapısında, yazılım katmanından ekipman katmanına kadar her seviyede yer alacak ana ekipmanlar ve operatör terminallerinin, izleme ve kontrol akışını kesintisiz sağlaması.
- Aydınlatma kontrolü, kartlı geçiş sistemi, yangın algılama, acil aydınlatma, CCTV sistemi, elektrik yük atma kontrolü ve diğer sistemlerin entegrasyon durumu.
- Bina dışı sistemlerle veya diğer EYKS kurulumu bulunan binalarla uyumluluk veya entegrasyon gereksinimi.

21.12. Tedarik

EYKS projesi tasarımında üretici firmanın marka değeri yanında yüklenici yeterliliğinin de sorgulanması gerekir. Marka değerine gerekenden fazla vurgu yapılması, yüklenicinin bir projenin başarısı veya başarısızlığındaki kritik rolünü göz ardı etmeye neden olur. En ayrıntılı spesifikasyonları sağladığı durumlarda dahi yüklenicinin sunduğu düşük teklifin ötesinde yüklenici hakkında kapsamlı bir araştırma yapmak faydalıdır. EYKS üreticilerinden bir kısmının harici yüklenici firmalarla iş ortaklığı dışında kendi bünyeleri içinde yüklenici faaliyeti gösteren bölümleri vardır. Kapsamlı görüşmeler, önceki kurulumların incelenmesi, referanslarla yapılacak görüşmeler ve yüklenici ofislerine yapılan ziyaretler, kaliteli kurulum şansını artırmanın güvenilir yollarıdır.

Enerji yöneticisinin EYKS taşeron seçim sürecine dahil olması ve yatırımcı birimi desteklemesi önemlidir. Yatırımcı birim, sistem tekliflerini doğrudan EYKS sağlayıcısından veya yetkili iş ortaklarından almalıdır. Yalnızca kalifiye olan ekiplerin proje için rekabet etmesine izin verilmelidir. Mümkünse müşavir pozisyonunda yer alacak bir firma veya mühendis üzerinden yüklenici yönetimi sağlanmalıdır.

21.13. EYKS'nin Devreye Alınması

Sistem kurulumunun son adımı devreye almadır. Devreye alma, projenin yazılım ve donanım olarak uygulanması yanında performans ve çalışma testlerinin yapıldığı bir kalite kontrol sürecidir. Devreye alma, tasarımın proje amacına uygun olup olmadığını doğrular, bu yönüyle doğru geri bildirimleri sağlayarak tasarımın son halini almasına zemin hazırlar. Devreye almanın son aşaması, kurulu çalışma işlevlerini tasarımın amaçlandığı gibi sağlayan ekipmanın başlatılmasıdır.

Tüm donanım, doğru kurulum için fiziksel olarak incelenmeli ve kablolama süreklilik açısından test edilmelidir. Giriş noktaları, sıcaklık, nem, basınç gibi değişken sinyaller sağlamakta ise referans sinyaline göre doğruluk açısından kontrol edilmelidir. Çıkış noktalarının çalışması operatör arayüzü bilgisayarından (PC) veya benzeri bir GUI üzerinden gösterilmelidir.

Herhangi bir donanım bileşeninin yanlış montajı, bağlantısı durumunda sistem tasarlandığı şekilde çalışmayacaktır. Sistem devreye alınmadan önce yazılım simülasyon ortamında test edilmelidir. Bu süreçte spesifikasyonlara uygunluk için tüm algoritmalar ve ayar noktaları dikkatli bir şekilde gözden geçirilir.

Sistem grafiklerinin kullanıldığı yerlerde, her bir donanım noktasının sistem üzerinden grafik ekranına gönderdiği sinyal uçtan uca her aşamada doğrulanmalıdır. Doğrulama yöntemi, giriş sinyallerinin sistem ölçeğinde çıkış sinyalleri ile eşleşmesini de içerir. Başlatma aşaması tamamlandıktan sonra sinyal girdi ve çıktı noktalarını eşleştirmek daha zor bir süreçtir. Devreye alma sürecinin başlatılması, sahada monteli enstrümantasyon yerlerinin tespiti ve çalışma algoritmasının teyidi için eğitim faaliyetleri öncesinde hazırlanma fırsatı sağlar.

Eğitim

Eğitim, devreye alma sürecinin bir parçası olarak düşünülmelidir. Eğitim ve uzun vadeli destek, genellikle bir EYKS projesinin sonunda yeterince önem verilmeyen faaliyetlerdendir. Eğitim, farklı sorumluluklar taşıyan kullanıcılara göre özelleştirilmelidir. Bu doğrultuda eğitimin kapsamı ve sunum biçimi proje içinde farklılık gösterebilir. Tesisin özel gereksinimleri, eğitim konu başlıklarında belirleyici olur, genel amaçlı verilen bilgilerin yanında işletmeye özel talimatlar kullanıcıların taleplerine göre şekillendirilebilir.

Proje tamamlandıktan sonra, EYKS performansı işletme personeline bağlıdır. Sistem yetkilileri bu ilişkinin bilincinde olmalıdır. Kurulumu yapılan EYKS'nin verimli işletilemeyişinin en yaygın nedeni, sistem kullanımı ve yetenekleri hakkında yetkinlik kazandıramayan yetersiz eğitimdir.

Donanım ve yazılım bileşenlerinde eğitim; manueller, kalite belgeleri ve destekleyici dokümanlarla sunulmalıdır. Kullanıcıların EYKS üstünde alışkanlık kazanmaları için eğitim kapsamında örnek işletme senaryoları yaptırılmalıdır. Kullanıcıların EYKS'ye güveni, gerçek zamanlı tasarruf hedeflerinin rapor biçiminde paylaşılması ile sağlanabilir.

EYKS, kontrol çıkış noktalarının geçersiz kılındığı, kontrollerin haberleşme bağlantısının kesildiği veya parametre ve programların düzgün bir şekilde işletilemediği durumlarda verimsiz hale gelir. EYKS'den elde edilen enerji tasarrufunun ilk birkaç yıldan sonra %20 ila %30'a varan oranda azalma eğiliminde olduğuna dair kanıtlar vardır. Tasarruf hedeflerini sürdürülebilir hale getirmek için, kullanıcı eğitimlerini bakım sürecinde tekrarlamak gerekir.

Operasyon personelini sistem başlatma süreçlerine katılmaya davet etmek, mükemmel bir eğitim fırsatı olabilir.

Kapanış Belgeleri, Garanti ve Servis

EYKS çalışmasını kabul etmeden önce tesisin aşağıdakilere sahip bulunduğundan emin olmak gerekir:

- Projelerin son uygulama halini gösteren çizimler,
- Ayrıntılı sistem çalışma akış diyagramları,
- Servis, garanti ve destek için firma ve teknik personel iletişim bilgileri,
- Ekipman ve kalibrasyon için önerilen bakım aralığı formları,
- İşletmeye alma başlangıç koşulları için temel teşkil etmek üzere yapılması gereken ayarların kayıtları,
- EYKS proje kurulum ve veri tabanı yedekleri,
- Yazılım lisansları ve lisans kurulum yedekleri.

21. Bölüm Çalışma Soruları

1. EYKS yazılımlarının haberleşeceği donanım yapısı olarak kullanılan doğrudan dijital kontroller (DDC) için aşağıdakilerden hangisi yanlıştır?

A. DDC'ler mikrokontrolör tabanlıdır.
B. Sistemdeki belirli değişkenleri ölçer.
C. Bir çıkış cihazının açık/kapalı durumunu korumak için bir terminal cihazını kontrol eder.
D. DDC'lerde sadece giriş portları bulunur.
E. DDC'lerde hem giriş, hem de çıkış portları bulunur.

2. "Endüstri 4.0 dönüşümü ile gittikçe dijitalleşen dünyada Yeni Nesil Yazılım ve Donanımlar klasik donanımlarından farklı olarak aşağıdaki imkanları sağlamaktadır"

I. Düşük maliyetli
II. Az yer kaplayan
III. Az enerji harcayan
IV. Az ısı üreten
V. Düşük güvenilirlikli

Yukarıdaki önermelerden hangisi doğrudur?

A. I ve II
B. I, II, III ve IV
C. I, II ve III
D. I,II,III ve V

3. Aşağıdakilerden hangisi kontrolör tasarımındaki modern eğilimlerden değildir?

A. Uygulamanın gereksinimine göre yazılımsal ve donanımsal boyutta ölçeklenebilir olmak
B. İlave bir protokol çevirici donanıma ihtiyaç kalmadan açık haberleşme protokollerini doğrudan sağlamak
C. Tamamen kapalı protokolle çalışmak
D. Web hizmeti işlevi ile diğer sistemlerle bilgi alışverişini internet protokolleri ile yapabilmek
E. Endüstri 4.0 standardı prensibine göre ağda çalışan IoT cihazlarla bilgi alışverişi yapabilmek

4. Aşağıdakilerden hangileri işletim ve bakım kullanımlarından biri değildir?

A. Sabit hacimli hava akış sistemlerinde, servis ihtiyacını bildirmek için ayarlanmış bir filtre fark basınç (dP) anahtarı kullanılması
B. VAV sistemlerinin, ortamın hava gereksinimime göre hesaplanan bir değer referans alınarak kalibre edilmesi
C. Cihazların üzerindeki göstergelerin günlük gözle izlenmesi
D. Kestirimci bakım için eşanjör yaklaşma sıcaklıklarını izlenmesi
E. Cihazların enerji kullanımlarının geçmiş dönemler ile karşılaştırmalı izlenmesi

4. Enerji Yönetim Kontrol Sistemleri ve Aydınlatma otomasyonu sistemleri entegrasyonu ile sağlayabileceğimiz avantajlar;

I. VAV kutuları, VRF, Fancoil gibi HVAC ekipmanlarının kontrolü varlık bilgisine göre enerji tasarrufu sağlanır.
II. Açık ofisler, depolar vb. gibi geniş ortak alanlar için gün ışığı alan yerlerde DIM kontrolü yaparak tasarrufu sağlanır.
III. Dış aydınlatma, astronomik zaman veya alacakaranlık durumu ışık seviyesini ölçen sensörlere göre kontrol edilir ve tasarruf sağlanır.

Yukarıdaki önermelerden hangisi veya hangileri doğrudur?

A. Yalnızca I
B. Yalnızca II
C. I ve II
D. I ve III
E. Hepsi

Bölüm 22:
Sürdürülebilirlik ve Yüksek Performanslı Yeşil Binalar

22.1. Giriş

Sürdürülebilirlik, yalnızca enerji kullanımını değil, aynı zamanda karbon ayak izini, malzemeleri ve geri dönüşümü, şehir planlamasını, su tasarrufunu ve çok daha fazlasını kapsayan bir konudur. Bu konular önemli olmakla birlikte, bu bölüm enerji tasarrufuna vurgu yaparak sürdürülebilir binaları ve yeşil bina kavramlarını ele alacaktır.

Her yeşil bina derecelendirme sisteminin kendi değerlendirme veya puanlama metodolojisi vardır; bunlar gelişmeye devam ettiğinden, bu bölüm daha çok kavramlara ve amaca odaklanmaktadır. Bu bölümde çeşitli derecelendirme sistemleri özetlenmiş ve karşılaştırılmıştır. Ek araştırmalar için referanslarla birlikte örnekler ve vaka çalışmaları da sağlanmıştır.

Bu bölümde aşağıdaki alt başlıklar işlenmektedir:

- Sürdürülebilirlik Kavramları
- Tarihsel İnceleme
- Yüksek Performanslı Yeşil Binaların Tasarımı
- Sera Gazları (GHG)
- Pasif Ev Binalar
- Neredeyse Sıfır Enerjili Binalar (nSEB)
- Akıllı Binalar
- Yaşam Döngüsü Maliyet Kavramı
- Uygulamalardan Örnekler

22.2. Sürdürülebilirlik Kavramları

22.2.1. Sürdürülebilirlik Tanımı

Mevcut birçok sürdürülebilirlik tanımından bazıları aşağıdaki kavramları içerir ve ortak temaları vardır. Sürdürülebilirlik kavramı, gelecek nesillerin yaşam standartlarını tehlikeye atmadan mevcut yaşam standartlarımızı korumayı ifade eder. Bu kavram ile ilgili olarak sanayi kuruluşları tarafından yapılan açıklamalara bakıldığında ortak noktalar ortaya çıkar:

Tasarım Ekolojisi Projesi'nden:

"Sürdürülebilirlik, süresiz olarak sürdürülebilen bir durum veya süreçtir. Sürdürülebilirlik ilkeleri, birbirine sıkı sıkıya bağlı üç öğeyi (çevre, ekonomi ve sosyal sistem) süresiz olarak sağlıklı bir durumda sürdürülebilecek bir sisteme entegre eder."

Birleşmiş Milletler Brundtland Komisyonu'ndan:

"Kalkınma, bugünün ihtiyaçlarını, gelecek nesillerin kendi ihtiyaçlarını karşılama yeteneğinden ödün vermeden karşılıyorsa sürdürülebilirdir."

Sürdürülebilir Kalkınma Kılavuzu'ndan:

"Sürdürülebilir kalkınma, fiziksel gelişimin ve bunun çevresel etkilerinin, aşağıdakileri sağlarken, insan ve diğer yerli türler tarafından Dünya gezegeninde uzun vadeli yerleşimi sürdürme yeteneğidir: 1) çevre açısından güvenli, ekolojik olarak uygun fiziksel gelişme fırsatları; 2) doğal kaynakların verimli kullanımı; 3) mevcut ve gelecek nesiller için eşit fırsatlarla insanlık durumunun iyileştirilmesine izin veren bir çerçeve ve 4) yönetilebilir gelişme ve büyüme."

ASHRAE Sürdürülebilirliğin Tanımı:

"Bugünün ihtiyaçlarını, geleceğin ihtiyaçlarını karşılama yeteneğinden ödün vermeden sağlamak."

22.2.2. Sürdürülebilir Binaların Özellikleri

Sürdürülebilir binalar yaygın olarak kullanılan bir ifade olabilir ancak yüksek performanslı binalar için kullanılan en yaygın terim yeşil binalardır. Bu bölümde ikisi eş anlamlı olarak geçmektedir. Sürdürülebilir veya yeşil binaların özellikleri şunlardır:

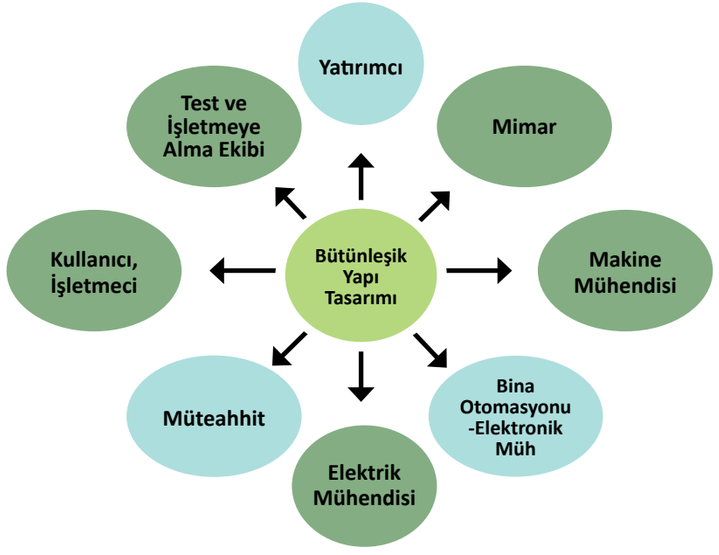
- Optimum çevresel ve ekonomik performans.
- Artan verimlilik, enerji ve kaynak tasarrufu.
- Konforlu, sağlıklı, verimliliği artırıcı kaliteli iç mekanların sağlanması.
- Bütünleşik yapı tasarımı yaklaşımı.
- Tüm yaşam döngüsü boyunca bina inşaatı ve işletmesinin göz önünde bulundurulması.
- Tam entegre strateji-ekipler, süreçler ve sistemler.

Sürdürülebilir yeşil bina kavramları genellikle aşağıdaki unsurları ele alır:

- Saha seçimi ve geliştirilmesi
- Su verimliliği
- Enerji verimliliği
- Yenilenebilir enerji
- Küresel ısınmaya sebep olan sera gazları
- Ozon tabakasını incelten bileşikler
- Malzemeler ve kaynaklar
- İnşaat atık yönetimi
- İç hava kalitesi ve havalandırma
- Doğal aydınlatma, sıcaklık kontrolü, akustik vb. dahil olmak üzere iç mekan çevre kalitesi
- Bina işletim ve bakımı

22.2.3. Bütünleşik Yapı Tasarımı

Tasarım sürecinde işin yapım aşaması ve işletme aşaması da dahil olmak üzere, yatırımcı, müteahhit, mimar ve mühendislerden oluşan tüm tasarım ekibinin bir araya getirilerek olası sorunların çözümüne imkan tanınması ‘’Bütünleşik Yapı Tasarımı Yaklaşımı’’ kavramını ifade eder. Ülkemizdeki bina yapım sürecinde uygulama genel olarak, bazı disiplinlerin ancak proje bitiminden sonra sürece katılımına olanak tanımaktadır. Aynı şekilde tasarımcı da işin yapım ve işletmeye alma sürecine genellikle dahil edilmez. Oysaki Bütünleşik Yapı Tasarımı Yaklaşımı bize; teslim süreci ve işletmeye alma süreci dahil olmak üzere, işin başından tüm disiplinlerin bir arada ve aynı masa etrafında çalışması gerekliliğini anlatan bir öğretidir. Bütünleşik Yapı Tasarımı ana disiplinleri Şekil 22.1’deki diyagramda belirtilmiştir.



Şekil 22.1: Bütünleşik Yapı Tasarımı Bileşenleri

Bütünleşik Yapı Tasarımı’nın avantajları:

- Enerji alternatiflerinin daha verimli kullanılması.
- Sistem ve kaynakların artan verimliliği.
- Bina kullanıcıları için sağlıklı, güvenli, keyifli ve daha verimli kaliteli iç ortamlar.
- Optimum ekonomik ve çevresel performans.
- Şantiye sahalarının ve malzemelerin akıllıca kullanılması.
- Doğal çevreden ilham alan peyzaj, malzeme kullanımı ve geri dönüşüm çalışmaları.
- Doğal çevre üzerinde daha az insan etkisi.
- Daha düşük işletme ve bakım maliyetleri.

Küresel Çevre Fonu (GEF) tarafından desteklenen, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Mülga Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (YEGM) tarafından Birleşmiş Milletler Kalkınma Programı (UNDP) ile birlikte, Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı ile Milli Eğitim Bakanlığı işbirliğinde yürütülen “Binalarda Enerji Verimliğinin Artırılması Projesi” kapsamında “Bütünleşik Bina Tasarımı Yaklaşımının (BBTY) Türkiye Ortamı Ve Koşullarına Uyarlama Raporu[1]”, “BBTY İle Proje Geliştirme Süreci Uygulama Kılavuzu[2]” ve “ Bina Performansına Yönelik Öncelik ve Hedefler[3]” başlıklı dokümanlar hazırlanmıştır. Söz konusu dokümanlarda bütünleşik yapı tasarımı sürecinin nasıl olması gerektiği detaylıca açıklanmaktadır.

[1] https://webdosya.csb.gov.tr/db/meslekihizmetler/ustmenu/ustmenu837.pdf

[2] https://webdosya.csb.gov.tr/db/meslekihizmetler/ustmenu/ustmenu838.pdf

[3] https://webdosya.csb.gov.tr/db/meslekihizmetler/ustmenu/ustmenu839.pdf

22.2.4. Yeşil İnşaat Ekonomisi

Günümüzde hala "çevre dostu ve enerji verimli bir bina"nın inşaatının yüksek maliyetlere ve uzatılmış iş takvimlerine sebep olduğu gibi bir genel kanı mevcuttur ancak öncelik bu olmamalıdır. Yapı malzemeleri, elektro-mekanik sistemler ve entegre teknolojilerdeki atılımlar, yeşil bina uygulamalarını yalnızca zamanında, uygun maliyetli bir alternatif değil, aynı zamanda ülkelerin önde gelen profesyonelleri arasında tercih edilen bir inşaat yöntemi haline getirmiştir.

Endüstri daha deneyimli hale geldikçe yeşil inşaat da dünyanın her tarafında daha maliyetsiz hale gelmektedir. Kaliforniya'nın Sürdürülebilir Bina Görev Gücü için gerçekleştirilen "Yeşil Binaların Maliyetleri ve Mali Faydaları" başlıklı bir çalışma bu konuda ilginç bir değerlendirme sunmaktadır. Bu çalışmada otuz üç adet Enerji ve Çevresel Tasarımda Liderlik (LEED) sertifikalı bina (25 ofis binası ve 8 okul) değerlendirilmiş ve standart inşaatla karşılaştırıldığında maliyetler hakkında aşağıdaki sonuçlar bulunmuştur (Kats, 2003):

- Sekiz Bronz sertifikalı bina (LEED sertifikasının temel seviyesi) ortalama %0,66 daha pahalıya mal oluyor.
- On sekiz Gümüş dereceli bina ortalama %1,8 daha pahalıya mal oluyor.
- Altı Altın dereceli bina ortalama %2,1 daha pahalıya mal oluyor.
- Platinum dereceli bir binanın maliyeti %6,5 daha fazla oluyor.
- Yukarıdaki maddelerdeki otuz üç binanın ortalaması ise %1,8 fazla olmuştur.

Bu çalışma, LEED sertifikası alan inşaatların olağan inşaatlardan aşırı pahalı olmadıklarını göstermektedir. Yeşil binalar, mal sahipleri ve inşaatçılar için olumlu bir yatırım getirisi sağlayabilir. Bu binaların ekonomik faydalarını şöyle sıralayabiliriz:

- İyileştirilmiş kullanıcı performansı - çalışan üretkenliği artar.
- Daha iyi öğrenme ortamları - ABD'nin Kaliforniya eyaletindeki okullarda, yüksek performanslı binalarda çocukların test puanlarının arttığını gösteren araştırmalar vardır.
- Devamsızlık azalır.
- Doğal gün ışığı alan perakende mağazalarındaki satışlarda ölçülebilir yükselmeler gözlenmiştir.

Verimlilik kazanımlarıyla ilişkili azalan maliyetler, ofis binalarında çok büyük kazanım sağlar. Örneğin, birim alan başına, maaşlar enerji maliyetinin on katı (veya daha fazla) olabilir. Yüksek performanslı binalar aracılığıyla çalışan üretkenliğini artırarak genellikle daha fazla tasarruf potansiyeli de sağlanır. Yeşil binalar, gelişmiş aydınlatma sistemleri, gürültü kontrolü ve daha iyi sıcaklıklar, nem kontrolü ve havalandırma ile üstün bir iç mekân ortamı sunar.

Yeşil inşaat uygulamalarının kullanılması binaların değerini artırır. Uluslararası Tesis Yönetimi Derneği (IFMA) ve Bina Sahipleri ve Yöneticileri Derneği (BOMA) gibi kuruluşlara göre, bir mülkün varlık değeri, operasyonel tasarruf değerinin on katı oranında artmaktadır.

Piyasa, çoğu zaman, bir bina tasarım ekibinin, tasarımın genel yaşam döngüsü maliyetinden çok projenin başlangıç maliyetini düşürmeye odaklanmasına neden olur. Bu yüzden, tüm paydaşlar (bina sahibi, kullanıcılar ve komşular) olabileceğinden daha düşük kalitede bir bina ile karşı karşıya kalır.

Sonuçta, yapımında çok fazla kaynak kullanılmış, enerji ve işletme maliyetleri çok yüksek ve çalışan verimliliği için optimum iç ortam kalitesi sağlanamamış bir bina çıkar.

Yeşil bina tasarım süreci, entegre bir tasarım ekibiyle sonuçlanır ve belirli bir binanın gereksinimleri için yaratıcı çözümler teşvik edilir. Bu yaratıcı yuvarlak masadaki eşit ekip üyeleri, ortak bilgeliği en üst düzeye çıkarabilir ve hem yeşil hem de ekonomik olabilen bir tasarım kavramı geliştirilebilir. Örneğin, bir binayı güneş enerjisiyle soğutma yükünü en aza indirecek şekilde yönlendirmek, klima (AC) sistemlerinde yükün azalmasına neden olabilir. Bu AC sistemleri daha sonra küçültülebilir, bu da ilk ekipman maliyetlerinin düşmesine ve daha az elektrik kullanımına neden olur. Küçük tasarruflar tasarım boyunca çoğalır ve sonuçta inşaat ve işletme maliyetlerini etkiler.

Yeşil bina inşa ederken, tüm bileşenler tek bir birleşik sisteme entegre edildiğinde toplam, ayrı parçalardan daha büyüktür. Entegrasyon; verimliliği, maliyet tasarrufunu ve yatırımın sürekli geri dönüşünü gerçekleştirmek için binanın her yönünden yararlanır.

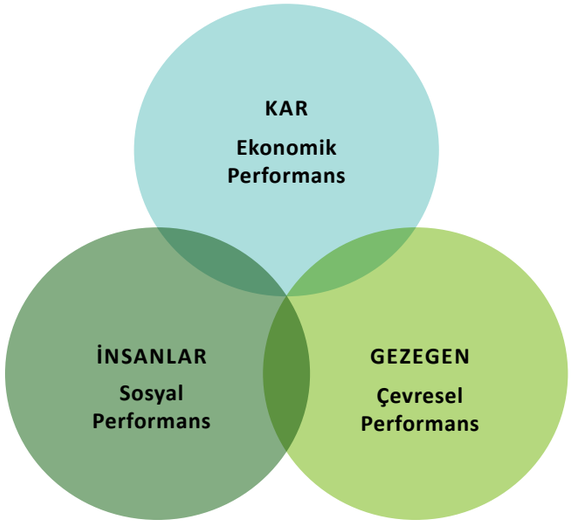
22.2.5. Yeşil Kabulün Önündeki Engeller

Yeşil bina uygulamalarının geniş çapta benimsenmesinin önündeki ilk ve en ciddi engel, bu uygulamaların daha pahalı olduğu algısıdır. Tasarım ekibi tasarım kararları verme ve finansal teşvikler de dahil olmak üzere mevcut tüm kaynakları kullanma konusunda akıllıysa, yeşil inşaat uygulamalarının kullanılması proje maliyetlerini her zaman artırmaz. Genel gözlemler göstermiştir ki projeye özgün beklentiler dışında, artış maliyetleri muhtemelen %1'den %5'e kadar olacaktır.

Değişimin önündeki bir diğer engel, değişim fikrinin kendisidir. Birçok tasarımcı rutin uygulamalara alışmıştır ve özellikle projeler olağandışı göründüğünde yeni uygulamalara şüpheyle bakabilir. Çözümler arasında eğitim, sabır ve ayrıca başarı öyküleri, coşku ve azmin bir kombinasyonunu kullanmak yer alır. Mimarlara, müteahhitlere, okullara ve kolejlere yönelik görüşmeler ve gösteriler etkilidir. Artan enerji maliyetleri yeniliği teşvik etmeye yardımcı olur. Yeşil inşaatla ilgili diğer faydalar, yeşil binaların geliştirilmesi için iyileştirilmiş bir iş gerekçesinin desteklenmesine yardımcı olur.

22.3. Tarihsel İnceleme

İnsanı merkeze alan varoluşsal kaygılar, birçok sosyal ve ekonomik koşulun etkisi altında binlerce yıldır devam etmektedir. Ancak 18. yüzyılın sonlarında gerçekleşen endüstriyel devrim, insanları başka bir konuda düşünmeye ve araştırmaya yöneltmiştir. Gezegen kaynaklarının sınırsızmışçasına kullanımı, üretim ve tüketimin sonucu olarak oluşan atıkların yönetilemeyişi ve aşırı tüketim merkezli ekonomik modelin insanları sürdürülebilir bir yaşam kurmaktan çok uzaklaştırdığı, ancak 20. yüzyılın ortalarına doğru anlaşılmıştır. Yani yaşamı sürdürmek üzerine odaklanılan sistemler ekonomik ve sosyal düzlemde tartışılırken "çevresel" boyut sürdürülebilirliğin bir parçası haline gelmiştir (Yüksel, 2022).



Şekil 22.2: Üçlü Alt Satır (Triple Bottom Line-TBL) 3P Yaklaşımı (John Elkington Sustainability 1994)

1990'ların başında John Elkington "Triple Bottom Line-TBL (Üçlü Alt Satır)'' adını verdiği sürdürülebilirlik yaklaşımı ile yeni bir kavramsallaştırma (sürdürülebilir kalkınma) önermiş ve yukarıdaki görsel ile konuyu özetlemiştir. Kurumların sürdürülebilirliği ile diğer faktörleri ilişkilendiren bu yaklaşım o dönem çok konuşulmuş ve sürdürülebilirlik dünyasında farklı kapılar açmıştır. Raporlama kriterleri yeni baştan belirlenmiş ve raporlamanın daha sistemsel hale getirilmesi yönünde adım atılmıştır. Ardından günümüzde en yaygın sürdürülebilirlik raporlama altyapısını sunan, kuruluşunda Birleşmiş Milletler Çevre Programı'nın da yer aldığı GRI (Global Reporting Initative) ortaya çıkmış ve raporlamada ağırlıklı olarak bu yaklaşım temel alınmıştır.

Aynı yıllarda kurumların sürdürülebilirlik stratejisini belirlerken rehber edinebilecekleri başka bir yaklaşım daha oluşmuştur. Karl-Henrik Robért isimli, kanser araştırmaları konusunda çalışan bir bilim insanı çevre faktörlü kanserleri araştırmaya başlamış ve ardından konunun sosyo-ekolojik boyutu üzerine düşünüp bir sürdürülebilirlik modeli önermiştir. "The Natural Step" (TNS-doğal adım) ismini verdiği bu model sivil toplum tarafından çok benimsenmiş, konunun yaygınlaştırılması için bir sivil toplum hareketine dönüşmüş ve Karl-Henrik Robért de bu alanda çalışan otoritelerden sayılmaya başlamıştır.

Şekil 22.3: The Natural Step (TNS) – Doğal Basamaklar

Sürdürülebilirlik dünyasında bu gelişmelerin ardından konu ülkelerin gündemlerine de girmiş çeşitli politikaların oluşturulmasıyla yaygınlaştırılmıştır. Birleşmiş Milletler de Binyıl Kalkınma Hedefleri'nin ardından, sosyo ekonomik başlıkları genişletmiş ve iklim değişikliği, ekonomik eşitsizlik, yenilikçilik, sürdürülebilir tüketim, barış ve adalet gibi yeni alanları ekleyerek 2016 yılında Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları'nı duyurmuştur. Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları 2030 yılına dek yoksulluğu ortadan kaldırmak, gezegenimizi korumak ve tüm insanların barış ve refah içinde yaşamasını sağlamak için evrensel bir eylem çağrısıdır ve 17 ana madde ve alt başlıklarını kapsamaktadır.

Şekil 22.4: Birleşmiş Milletler Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları Tablosu

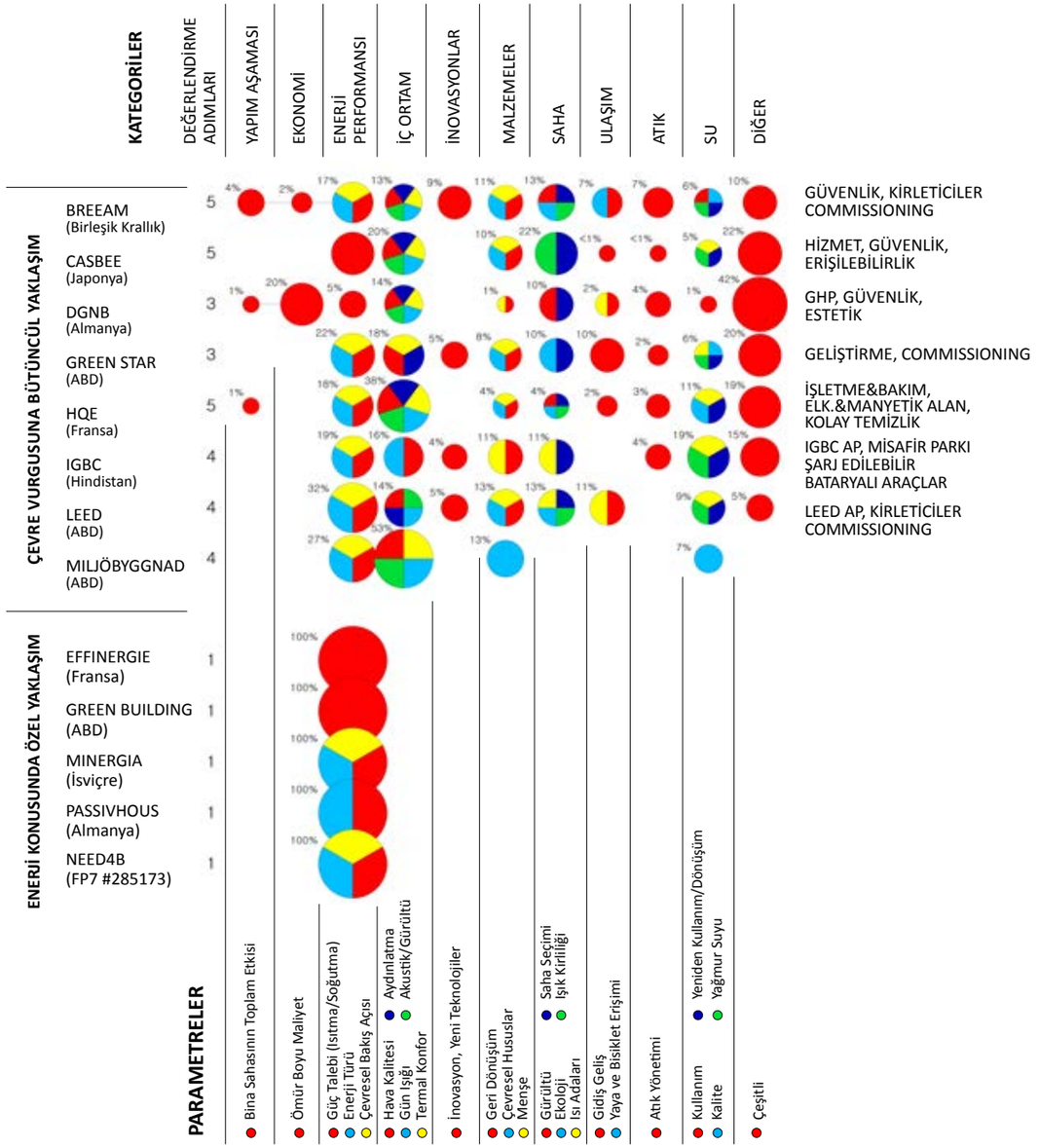
Yakın dönemin diğer önemli gelişmesi Avrupa Birliği'nde (AB) yaşanmıştır. AB vatandaşları için; iklim değişikliği, biyolojik çeşitliliğin azalması, ormanların yok edilmesi ve okyanusların kirlenmesi gibi çevresel problemlerin odağa alındığı bir yeşil ekonomi modeli olan 'Avrupa Yeşil Mutabakatı'nı yürürlüğe koymuştur. Bu bağlamda AB 2050 yılına kadar sera gazı emisyonlarının net sıfır olduğu ve kaynak kullanımı açısından verimli ve rekabetçi bir ekonomiye sahip adil ve müreffeh bir topluma dönüştürmeyi amaçlayan yeni bir büyüme stratejisi olduğunu duyurmuştur.

22.3.1. Sürdürülebilirlik ve Yeşil Bina Hareketi

1970-1980 yılları arasında İskandinavya, Amerika Birleşik Devletleri (ABD) ve Almanya'da enerji verimliliği konusunda birçok başarılı çalışma yapılmıştır. Özellikle 1973-74 petrol ambargosu bu çalışmaların hızlandırılması için geçerli bir zemin oluşturmuştur. Kuzey Amerikalı William A. Shurcliff ve Wayne Schick bu konuda çok başarılı çalışmalar yapmışlardır. Aynı yıllarda Amory Lovins, Colorado'da 2164 metre yüksekliğindeki bir tepeye çok iyi yalıtım ve güneş enerjisi prensibi ile bir kış bahçesi inşa ederek tropikal bitki yetiştirmeyi başarmıştır. ABD ve İskandinav Ülkeleri ile eş zamanlı olarak Almanya'da da Eğitim ve Araştırma Bakanlığı'nın yönlendirmesiyle özellikle güneş enerjisi ve ısı pompaları desteği ile pasif bina araştırmaları yapılmıştır. İlk pasif bina 1980 yılında Hamburg'da inşa edilmiştir ve sadece deneme amaçlıdır; içinde sürekli yaşanılmamıştır.

22.3.2. Yeşil Bina Sınıflandırma Sistemleri

Romalı Mimar Vitruvius tarafından kaleme alınan ve bugün yaygın olarak "Mimarlık Üzerine On Kitap" olarak bilinen "De Architectura"da belgelendiği gibi, binalar için sertifikalandırma sistemleri Romalılara kadar uzanmaktadır. M.Ö. 1. yüzyılda Vitrivius, yapıları sağlamlıkları, kullanışlılıkları ve güzellikleri (firmitas, utilitas ve venustas) açısından araştırmış ve hem binalar hem de şehirler için bir dizi yönerge önermiştir. Çoğu kadim Roma şehri günümüzde kullanılmasa da belirtilen prensipler çerçevesinde inşa edilmiştir. Yakın günümüze geldiğimizde, belgelendirme konusunda çalışan ilk kuruluşlardan biri olarak karşımıza endüstride enerji verimliliği, bina sistemleri, soğutma, iç hava kalitesi ve sürdürülebilirlik konularına odaklanmak üzere 1894 yılında kurulan Amerikan Isıtma, Soğutma ve İklimlendirme Derneği (ASHRAE) çıkmaktadır. Bina sertifikalandırma kuruluşlarına baktığımızda ise karşımıza birçok farklı ulusal ve uluslararası kuruluş ve onların sertifika sistemleri çıkmaktadır. Bunların arasında en öne çıkanları Amerikalıların Enerji ve Çevre Tasarımında Liderlik (LEED), İngilizlerin Bina Araştırma Kuruluşu Çevresel Değerlendirme Metodolojisi (BREEAM) ve Almanların Pasif Ev'idir (Passivhaus).



Her belgelendirme sistemi birçok alt kategoriden oluşan farklı kategoriler altında değerlendirilmektedir. Her sertifika sisteminin ağırlıkları farklıdır. (Heincke & Olsson, 2012'den alınmıştır.)

Şekil 22.5: Çeşitli Sertifikaların Alfabetik Sırayla Karşılaştırılması (Heincke&Olsson, 2012)

Türkiye'nin ulusal sertifika sistemi, Ulusal Yeşil Sertifika Sistemi olarak tanımlanan, YeS-TR'dir. Bu sertifika sistemi ile bir binanın tasarımından kullanımına kadar olan bütün süreci çevresel, sosyal ve ekonomik olarak değerlendirilir. Binalar için; Bütünleşik Bina Tasarımı, Yapım ve Yönetimi, Yapı Malzemesi ve Yaşam Döngüsü Değerlendirmesi, İç Ortam Kalitesi, Enerji Kullanımı ve Verimliliği, Su ve Atık Yönetimi başlıklarında değerlendirilip, Yeşil Sertifika almaya hak kazanan binalara alacakları puanlara göre "GEÇER", "İYİ", "ÇOK İYİ" ve "ULUSAL ÜSTÜNLÜK" seviyelerinde sertifika verilir. Sisteminin paydaşları arasında eğitici kuruluşlar, değerlendirme kuruluşları ve Yeşil Sertifika Uzmanları (YESU) ile Yeşil Sertifika Değerlendirme Uzmanları (YESDU) bulunur. Değerlendirici kuruluş Türkiye Çevre Ajansı'dır ve süreç "Binalar ile Yerleşmeler İçin Yeşil Sertifika Yönetmeliği" ile tanımlanmıştır.

Bugün kullanılan yüzlerce sertifika iki başlık altında toplanabilir: yapı malzemelerinden başlayarak en yakın toplu taşıma araçlarının kullanılabilirliğine kadar, bina performansının çok çeşitli yönlerini dikkate alan bütüncül yaklaşımlı sertifikalar ve sadece enerjiye yoğunlaşan sertifikalar.

Sertifikalar farklı paydaşlar arasında bir protokol olarak yorumlanabilir. Sertifika, bir binayı ortalama binalara göre daha verimli hale getirmek için hangi önlemlerin alınması gerektiğini tanımlamak amacıyla sektördeki birçok profesyonel tarafından bilgi toplamak ve verileri karşılaştırmak için önemli miktarda zaman ve çaba harcanan bir belgedir. Bu önlemler, farklı mesleklerden ve farklı altyapıdaki paydaşların bir binadaki ortak hedefleri makul bir süre içinde paylaşmalarına ve tahmin etmelerine destek olur, herhangi bir yanlış anlaşılmayı önler ve yenilikçi fikirlerin uygulanmasının önünü açar. Hedefler farklı kıyaslamalara, derecelendirmelere ve sınıflandırmalara göre sertifikalar için farklı olabilir.

22.3.3. Dünya Yeşil Bina Konseyi-WGBC

Türkiye'nin de üyesi olduğu Dünya Yeşil Bina Konseyi (World Green Building Council-WGBC), her yerde herkes için sürdürülebilir ve karbondan arındırılmış yapılı çevrelere dönüşüme öncülük eden en büyük ve en etkili yerel-bölgesel-küresel eylem ağıdır. 75'ten fazla Yeşil Bina Konseyi ve dünyanın dört bir yanından sektör ortaklarıyla birlikte, aşağıdaki alanlarda sistematik değişikliklere öncülük eder:

- Mevcut ve yeni binaların yaşam boyu karbon emisyonlarını ele almak,
- Dirençli, sağlıklı, adil ve kapsayıcı yerler sağlamak,
- Güvenli, yenilenebilir, kaynakları verimli kullanan ve atıksız altyapı,
- Paris Anlaşması ve BM Küresel Sürdürülebilir Kalkınma Amaçları'nın (SKA'lar) hedeflerini gerçekleştirmek için işletmeler, kuruluşlar ve hükümetlerle birlikte çalışmak.

22.4. Yüksek Performanslı Yeşil Binaların Tasarımı

22.4.1. Yeşil Bina Tanımı

Dünya Yeşil Bina Konseyi'ne göre "yeşil" bir bina, tasarımında, yapımında veya işletilmesinde iklimimiz ve doğal çevremiz üzerindeki olumsuz etkileri azaltan veya ortadan kaldıran ve olumlu etkiler yaratabilen bir binadır. Yeşil binalar, değerli doğal kaynakları korur ve yaşam kalitemizi artırır. Böyle binalarda bulunabilecek çeşitli özelliklerden bazıları şunlardır:

- Enerji, su ve kaynak verimliliği için uygulanan stratejiler
- Yenilenebilir enerji kullanımı
- Atık azaltma stratejileri
- Geri dönüşüm ve yeniden kullanım politikaları
- Habitatı koruma ve eski haline getirme stratejileri
- İç ortam kalitesini korumaya ve geliştirmeye yönelik stratejiler (yeterli havalandırma, gün ışığı, biyofilik tasarım, yapay aydınlatma, akustik vb.)
- Bina kullanıcılarının yaşam kalitesini iyileştirmeye yönelik olanaklar (kullanıcı sağlığı ve esenliği)

Tüm yeşil binalar aynı değildir. Sürdürülebilir bir binanın tasarımı ve inşası sırasında kullanılacak stratejilerin seçimini etkileyen faktörler vardır. Bunlar iklim, bölge, kültür, bina türleri ve yaşları ile farklı öncelikler olarak tanımlanabilir.

22.4.2. Yüksek Performanslı Yeşil Binaların Tasarımı

Yüksek performanslı bir yeşil bina tasarımının dört tasarım ilkesine dayanması beklenir. Bina tipolojisine ve iklimsel verilere bağlı olarak tasarım ekiplerinin bu adımlara veya ilkelere uyan amaca en uygun önlemleri belirlemek için bu dört ilkeyi uygulaması beklenir:

1. İlk olarak, yeni inşa edilen tüm binalar için enerji talebini azaltmak. Enerji talep değeri binanın, alan ısıtma, alan soğutma, sıcak kullanım suyu, ikincil enerji, havalandırma, aydınlatma ve cihazların taleplerinin toplamı olarak hesaplanır.
2. İkinci olarak, azami ısıl konfor sağlayan ve aşırı ısınmayı önleyen iç ortam kalitesini iyileştirmek. Mekanik havalandırma yoluyla hava kalitesi kontrolü sağlanmalıdır.
3. Üçüncü olarak, yenilenebilir enerji talebinin belirli bir yüzdesinin yenilenebilir enerji yıllık dengesi tarafından karşılanması beklenir. Enerji eşleştirme ve depolama konuları dikkate alınmalıdır.
4. Dördüncü olarak, yıllık birincil enerji tüketimi ve karbon emisyonları için kapsayıcı değerin azaltılması beklenir. Mobilite ve malzemelerin gömülü enerji boyutlarını çalışmak ve gerekli olduğu takdirde ek önlemler almak önemlidir.

22.4.3. Yüksek Performanslı Yeşil Binaların Tasarımında Karşılaşılan Zorluklar

Yüksek performanslı yeşil binaların dünya çapındaki genel artışına rağmen bu binaları inşa ederken üç temel zorlukla karşılaşılmaktadır. İlk zorluk, tasarım varsayımları ile gerçek bina enerji tüketimi arasındaki önemli bir farkı temsil eden "performans farkı"dır. Tasarım düzeyinde enerji performansı açığı, teorik simülasyon veya hesaplamaların kullanımıyla birlikte net ve ölçülebilir performans göstergelerinin ve eşik değerlerinin belirlenmemesiyle doğrudan ilişkilidir. İnşaat düzeyinde, performans açığı esas olarak uygulamaların ve kalitenin yetersizliği ile ilgilidir. Son olarak, doluluk seviyesindeki tutarsızlıklar, kullanıcı davranışları, sistem kontrolleri ve iklim değişiklikleri ile ilgilidir.

Yüksek performanslı yeşil binalar ile ilişkili ikinci zorluk sağlıksız bina sendromudur. Yüksek performanslı yeşil binalar tasarlanırken göz ardı edilebilecek iç hava kalitesi, gün ışığı, bina kullanıcılarının aktifliği, memnuniyeti ve ısıl konfor gibi enerji performansından çok daha önemli unsurlar vardır. Yüksek performanslı binalarda sağlık sorunları, artan devamsızlık ve konforla ilgili sorunlar (aşırı ısınma) çok yaygındır.

Üçüncü zorluk, yüksek performanslı yeşil binaların tasarım kararları sürecinin stresli olmasıdır. Pasif ve aktif sistemleri erkenden birleştirmek zorlu bir iştir. Yüksek performanslı yeşil binaların karmaşıklığı ve bu binaların performans sağlamlığına ilişkin başlıca zorluklar, birçok tasarım ekibi için bilinçli kararlar vermek anlamına gelen bir seçim stresi oluşturur. Performansa dayalı tasarım yaklaşımlarını kullanmak ve net ve ölçülebilir performans hedefleri ve eşikleri belirlemek sağlam ve yüksek performanslı yeşil binalar tasarlamak için en iyi metodolojidir. Karar vericiler, performans göstergelerine ve eşiklerine öncelik vererek enerji performansını kapatmaya, sağlıklı yüksek performanslı yeşil binalara ulaşmaya odaklanabilir ve daha yüksek performanslı tasarımlar oluşturmak için tasarım senaryolarını değerlendirebilir.

22.4.4. Yüksek Performanslı Yeşil Binaların Tasarımında İç Ortam Kalitesi Unsurları

Tasarımcılar, tasarımlarının hava kalitesi, ısıl, görsel ve akustik konforla ilgili sonuçlarının değerlendirmesini ve ölçmesini kullanıcıların yapmalarını sağlamaktan ve onları yetkilendirmekten sorumludur. Aynı zamanda, bugün inşa edilen yüksek performanslı yeşil binalar en az 60 yıl dayanmalı ve yüksek bir iç mekan kalitesi standardını korurken bina kullanımının içselleştirilmesine, gelişimine ve profesyonel ve yaşam aktivitelerinin harmanlanmasına izin vermelidir.

Tasarım ekiplerinin dikkate alması gereken ilk zorluk, sağlık uyumluluğuna karşı enerji uyumluluğudur. Yüksek performanslı yeşil binaların sızdırmazlığı ile iç ortam kalitesi arasında bir denge bulmak kolay değildir. Yüksek performanslı yeşil binaların sızdırmazlığı enerji verimliliği ile ilişkilendirilirken iç ortam kalitesi yüksek enerji tüketimi ile ilişkilendirilir. Yüksek performanslı yeşil binalar sızdırmaz olarak varsayılır ve enerji verimliliği elde etmek için kabuklarından ve sistem kanallarından sızmaların önlenmesi sağlanmalıdır.

İkinci zorluk, iç ortam kalitesi tasarımında karar vermeye rehberlik etmek ve değerlendirmek ve kontrol sağlamaktır. İç ortam kalitesine ulaşmak için birçok gösterge ve tasarım hedefi vardır. Entegre hava kalitesi ve havalandırma, ısıl konfor, gün ışığı ve manzaralar, akustik konfor, iç tasarım ve kişisel kontrol başarılı iç ortam kalitesi için kritik öneme sahiptir.

Üçüncü zorluk, inşa edilmiş ortamların iç ortam kalitesi ile ilgili olarak bina kullanıcılarını güçlendirmek ve etkinleştirmektir. Yüksek performanslı yeşil binalar bina kullanıcıları için inşa edilmekte ve onların refahını ve üretkenliğini desteklemektedir. Kullanıcıların iç ortamlarının kontrolü, genel memnuniyet ve enerji dengesinde önemli bir faktördür.

Şekil 22.6: İç Ortam Kalitesi Unsurları

22.4.5. Yüksek Performanslı Yeşil Binaların Tasarımında Dikkate Alınması Gereken Dış Ortam Unsurları

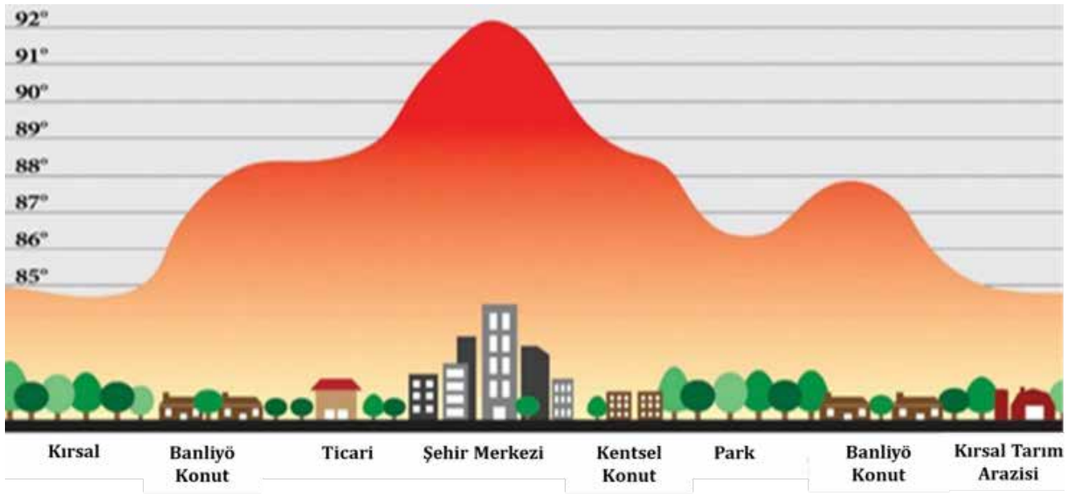
Dış ortam, iç ortam kalitesi için ihmal edilemeyecek kadar önemli bir unsurdur. Dünya çapında artan şehirleşmeye tanık oluyoruz. Şehirler giderek daha fazla ekonomik ve sosyal faaliyete ev sahipliği yapmak üzere yoğunlaşmaktadır. Kentleşme, hava ve gürültü kirliliği ile mikro iklim değişikliği riskini artırmakta ve bu nedenle aşırı kentsel iklim ve kirlilik yoğunluğunun olumsuz etkileri giderek daha önemli hale gelmektedir. Herhangi bir yüksek performanslı yeşil binanın dış ortamıyla ilgili riskler anlaşılmalıdır çünkü insanların sağlıklı bir iç ortam için hava değişimine ihtiyacı vardır.

Kötü hava kalitesi: Dünyanın her yerindeki hava kirliliğini izleyen Dünya Sağlık Örgütü, kentsel alanlarda yaşayan insanların %80'inden fazlasının düşük hava kalitesi seviyelerine maruz kaldığını doğrulamaktadır. İnsanlar zamanlarının %60-90'ını iç mekanlarda (konut, ofis, okul vb.) geçirdiklerinden, uzun vadede ciddi sorunlara yol açabilen yasa dışı hava kirliliğine maruz kalmaktadırlar. Tıp literatüründe hava kirliliğinin kalp hastalığı, akciğer kanseri, kötüleşen astım ve çocuklarda zayıf akciğer gelişimi ile bağlantılı olduğuna ve 2016'da Avrupa'da 100.000'den fazla ölüme neden olduğuna dair artan kanıtlar vardır. Dış hava kirleticileri başlıca nitrojen dioksit, kükürt dioksit, ozon, karbon monoksit ve çeşitli boyutlarda partikül maddelerdir.

Yüksek gürültü seviyeleri: Gürültülü yolların yakınında veya havaalanlarının yakınında yaşayan insanlar yüksek tansiyon riski altında olabilir. Gürültü aynı zamanda istenmeyen bir dikkat dağınıklığı yaratarak bina kullanıcıları arasında büyük bir memnuniyetsizlik ve üretkenlik düşüşüne de neden olur.

İklim değişikliği ve aşırı hava olayları: Dünyanın dört bir yanındaki şehirlerde aşırı sıcak ve soğuk olayları daha sık görülmektedir. 2000 yılından bu yana, dünyanın dört bir yanındaki şehirler haftalarca uzun süreli yüksek sıcaklıklar ve nemli sıcak yazlar yaşamıştır. Dünya Ticaret Örgütü ve BM Çevre Örgütü'nün (WTO-UNEP) yakın tarihli bir raporu, 2040 yılına kadar ısıtma derece günleri (HDD) için bir azalma ve soğutma derece günleri (CDD) için bir artış öngörmektedir. Literatürden elde edilen kanıtlara göre, aşırı hava olaylarının şiddeti ve sıklığı son 20 yılda önemli ölçüde artmıştır ve sera gazı emisyonlarını azaltmak için sert önlemler alınmadığı sürece artmaya da devam edecektir. Sonuç olarak, enerji düzenleyicileri ve şirketler, birçok ülkedeki elektrik şebekelerinin sıcak hava dalgaları sırasında klimalardan gelen talebi karşılamak için yeterli gücü sağlayamayacağı konusunda uyarılar yayınlamıştır. Yüksek performanslı yeşil binaların tasarımı, iklim değişikliği ve aşırı hava olayları ile başa çıkmak için binaları gelecekte daha sık ortaya çıkacak bu tür senaryolara ve risklere hazırlayabilir.

Isı adası etkisi: Kentsel ısı adası etkisi, kentsel şehir merkezleri ile çevredeki kırsal alanlar arasındaki sıcaklık farkının önemli bir olgusudur. Sıcaklık farkı geceleri gündüze göre daha fazladır ve en çok rüzgar zayıf olduğunda fark edilir. Kentsel ısı adası etkisinin ana nedeni, kentsel tasarımda ağırlıklı olarak beton ve asfalt kullanılarak arazi yüzeylerinin değiştirilmesidir. Sıkışık ve derin sokak kanyonları hakim rüzgarı engelleyip zayıflatabilir, bu da hava dağılım kapasitesinin düşmesine neden olur. Kentsel ısı adası, binaların konfor ve enerji tüketimi üzerinde önemli bir etkiye sahiptir. Literatür, kentsel ısı adasına katkıda bulunan ana faktörlerin, düşük albedo ve yüksek soğurma malzemesine sahip geniş yüzeyler, dar sokaklardaki yüksek binalar, azalan bitki örtüsü, sınırlı gölge ve ısı üreten antropojenik faaliyetler olduğuna dair yeterli kanıt sunmaktadır. Yeşil altyapılar, sokak bitki örtüsü veya yeşil kaldırımlar ve yeşil çatılar dahil olmak üzere kentsel ısı adası azaltma politikaları, sıcak yaz günlerinde ortalama hava sıcaklığını 1-3°C azaltabilir. Bu nedenle, yüksek performanslı yeşil binalarda iç mekan kalitesini etkileyebilecek kentsel ısı adası etkilerini ve ilgili ısı stresini hesaba katmak önemlidir.



Şekil 22.7: Farklı Yerleşkelerde ve Yoğunluklarda Oluşan Isı Adaları

22.4.6. Yüksek Performanslı Yeşil Binaların Tasarımında Dikkate Alınması Gereken Riskler

Tasarım-inşaat-işletme ekibinin aldığı kararlar, yüksek performanslı yeşil binaların tasarım ve yapım kalitesi ve bina kullanıcılarının davranışları ile ilgili ciddi riskler bulunmaktadır.

İklim karakterizasyonu: Tasarımcılar, belirli bir iklimi değerlendirmek amacıyla genellikle insan konforu için iklim sınıflandırma sistemlerini, göstergelerini veya günlük konfor sapma eşiklerini kullanır. Ancak, tüm dünyada sınıflandırmaların doğruluğunu tehlikeye atan iklim değişikliği ve kitlesel kentleşmenin yanı sıra, mikro iklim değişiklikleri ile karşı karşıyayız. Temel iklim karakterizasyonu, proje sahasının gerçek mikro iklimini temsil eden yeni ve iklime duyarlı göstergelere ve sıcaklık eşiklerine dayanmalıdır.

Tasarım optimizasyonu ve aşırı ısınma riski: Yüksek performanslı yeşil binalardaki iki unsur aşırı ısınmaya neden olabilir. İlk unsur, HVAC sistemlerinin zayıf kabuğu ve tasarımı ile ilgiliyken, ikincisi, dahili ısı kazanımlarının ve kullanıcı yoğunluğunun zayıf tahminleri ile ilgilidir.

Kullanıcı yoğunluğu ve kullanım: Yüksek performanslı yeşil binaların devreye alma sonrası değerlendirmeleri, bina kullanım ve doluluk yoğunluğunun değiştiğini ve kullanıcıların ortamları zaman içinde beklenen işlevsel ve hiyerarşik iş düzenine ve yöntemlerine uyarladığını göstermektedir.

İnşaat ve işletme: İç mekan kalitesini sağlamak için inşaat ve işletme sırasında prosedürel bir çerçeve planlanmalı, tasarlanmalı ve takip edilmelidir. İç hava kalitesinin doğrulanması ve kalite güvencesi iç hava kalitesini, ısıl konforu, aydınlatmayı ve akustik ortamı izleyen enerji yönetim sistemleri aracılığıyla sağlanmalıdır. Kaynak kontrolü ve filtrasyon bakım protokolleri sürecin başlarında tasarlanmalı ve tesis yöneticileri atanmalıdır. Yüksek performanslı yeşil binalar hava sızdırmaz ve iyi yalıtılmış olduğundan, HVAC sisteminin sızıntısını, ısı transferini veya bozulmasını önlemek için yapı kalitesi çok yüksek olmalıdır.

22.4.7. Yüksek Performanslı Yeşil Bina Tasarımı İçin ASHRAE 189.1-2014 Standardı

2005 yılından itibaren ASHRAE, USGBC, Kuzey Amerika Aydınlatıcı Mühendislik Topluluğu (IESNA) ve Uluslararası Kod Konseyi (ICC) ile birlikte Yüksek Performanslı Yeşil Binaların Tasarımı için bir standart geliştirmek üzere birlikte çalışmayı kabul etmiştir. İlk taslak 2006'da yayımlanmış ve birkaç yıl süren kamuoyu yorumları ve müteakip revizyonlardan sonra, nihai versiyon 2009'da yayımlanmış ve ardından 2014'te güncellenmiştir.

Standart 189.1, alçak konutlar hariç tüm binalar için geçerlidir ve bina kodlarına kabul edilmek üzere tasarlanmıştır. LEED veya Green Globes gibi bir derecelendirme sistemi olmadığı gibi bir tasarım kılavuzu da değildir. 189.1'in tüm unsurları gereklidir, oysa LEED bir menüden puan kazanmak için bir sınıflandırma seviyesi kazanmaya yol açan seçenekler sunar.

Standart 189.1 evrimseldir. Yüksek performanslı yeşil binalar için endüstri uygulamalarının tek bir belgede yeniden paketlenmesi ve birleştirilmesidir. Kabul Edilebilir İç Mekân Hava Kalitesi İçin Standart 62.1

Havalandırma, İnsan Doluluğu İçin Termal Çevre Koşulları İçin 55 ve Binalar İçin 90.1 Enerji Standardı dahil olmak üzere mevcut ASHRAE Standartlarını temel alır. Yüksek performanslı yeşil binaların birleşik standardıdır. Standard 189.1, LEED veya Green Globe gibi yeşil bina derecelendirme sistemleriyle rekabet etmez; yeşil bina derecelendirme sistemlerinin kabulünü ve benimsenmesini destekler. Yeşil binalar için kodlanmış bir standart sunarak yönetmeliklerde Standart 189.1'i bina kodlarına kabul etmelerini sağlar.

22.4.8. ASHRAE Yeşil Rehber

Yeşil bina teknolojilerinin bir binanın tasarımına ve enerji kullanımına nasıl uygulanacağına odaklanan ASHRAE Yeşil Rehber, makine mühendislerine, mimarlara ve inşaat mühendislerine projenin konumundan enerji alanındaki en gelişmiş tasarruflu HVAC sistemlerine kadar her konuda gerekli ipuçlarını sağlar.

Yeşil Rehber'e göre, yeşil binalar aşağıdaki maddeler göz önünde bulundurularak tüm yaşam döngüsü boyunca yüksek performans göstermeyi basarmış binalardır. Bunlar;

- Su, enerji, toprak ve malzeme gibi yenilenemeyen, tükenebilir kaynakların minimum tüketimi
- Olumsuz çevresel etkileri olan atmosferik emisyonları minimuma indirme
- Bir binanın yaşam döngüsünün sonunda yıkım enkazı dahil olmak üzere zararlı sıvı ve katı malzemelerin minimum deşarjı
- Sahadaki ekosistemler üzerinde minimum olumsuz etki yaratma
- Aydınlatma, hava kalitesi, sıcaklık ve nem dahil olmak üzere maksimum iç ortam kalitesi sağlama

Gelişmiş Enerji Tasarım Kılavuzları (AEDG), K-12 okulları, küçük perakende, küçük depo, otoyol konaklama ve küçük sağlık tesisleri için kılavuzları içerir. Her kılavuz üç bölüme ayrılmıştır:

I) Enerji tasarrufu sağlamak için entegre süreç

1. Ön tasarım aşamasına öncelik verin, hedeflere öncelik verin
2. Tasarım aşaması
3. İnşaat
4. Kabul
5. Doluluk
6. Operasyon

II) Kılavuz, iklime göre öneriler sunar. ABD'yi, en sıcak bölge olan 1 numaralı bölgeden (Florida'nın güney ucu) Alaska için 8 numaralı bölgeye kadar sekiz bölgeye ayırır.

III) Her iklim bölgesi için aşağıda listelenen bina bileşenlerine yönelik yerleşik tavsiyeler sağlayan bir tablo vardır:

1. Çatılar
2. Duvarlar
3. Katlar
4. Levhalar
5. Kapılar
6. Dikey cam
7. Tavan penceresi
8. İç aydınlatma
9. Klima, ısıtma, hava tarafı ekonomizerleri, havalandırma ve hava işleme kanalları dahil HVAC kategorisi
10. Servis suyu ısıtma

22.5. Pasif Ev Binalar

22.5.1. Pasif Ev Bina Tanımı

Pasif Ev bina gerekli olan ısıl konfor (ISO 7730) koşullarını temiz havayı ısıtarak ya da soğutarak sağlayan binadır. Pasif Ev yalnızca bir enerji standardı değil, en üst seviyede enerji korunumu sağlayan entegre bir yaklaşım olarak ifade edilmektedir. Pasif Ev binada iyi yalıtım, yüksek verimli pencereler, ısı veya enerji geri kazanımlı havalandırma sistemi ve hava sızdırmaz bina kabuğu, ısıtma ve soğutma ihtiyaçlarını azaltmanın kesin yollarıdır. Kullanılmayan enerjinin üretilmesine gerek olmadığı için verimlilik birincil enerji kaynağıdır.

22.5.2. Pasif Ev Bina Tasarım Süreci Nasıl İşler?

Pasif Ev Enstitüsü tarafından geliştirilen standart, bugün birçok ülkede bulunan yerel şubeleri vasıtası ile ve eğitimler verilerek, bu alanda yetkin ve etkin profesyonellerin artması sağlanmaktadır. Pasif Ev binanın tasarımında yerel iklim, konum, inşaat teknolojisi, inşaat alanı ve bina türü dikkate alınır. Yalıtım, hava sızdırmazlık ve mekanik sistemler açısından bir Pasif Ev binayı tasarlamak ve inşa etmek yetkin bir planlama gerektirir. Sertifikalı Pasif Ev Tasarımcıları ve Danışmanları, tasarım aşaması boyunca ve sertifikasyon alımında önemli bir role sahiptir. Bugün dünyada birkaç binin üzerinde sertifikalı Pasif Ev Uzmanı bulunmaktadır. Tasarım süreci Pasif Ev Planlama Paketi (PHPP) isimli bir yazılım ile geliştirilir. Bu yazılım bir excel dosyasıdır ve bilimsel araştırmalara dayalı formüller içerir. Sertifikalı Pasif Ev Tasarımcıları ve Danışmanlarının tasarım süreçleri ve inşaat aşamaları Sertifikalı Pasif Ev Onaylayıcıları tarafından takip edilir ve onaylanır. Bu sebeple diğer sertifikalı binalara göre daha kontrollü bir süreç söz konusudur.

22.5.3. Pasif Ev Kriterleri Nelerdir?

Pasif Ev Kriterleri

Pasif Ev binalar, en az enerji tüketimiyle özellikle yüksek ısıl konfor seviyesi ile nitelendirilmektedir. Pasif evlere yönelik uluslararası ölçekte geçerliliği olan bir standart bulunmamaktadır. Genel olarak, Pasif Ev kriterleri Pasif Ev Enstitüsü tarafından tanımlanmakta olup, özellikle yeni binalar açısından maliyet etkinliği sağlamaktadır. Pasif Ev Klasik, Plus veya Premium kategorileri, yenilenebilir birincil enerji talebine ve yenilenebilir enerji üretimine bağlı olarak gerçekleştirilebilir.

Tablo 22.1: Pasif Ev Kriterleri

			Kriterler[1]			Alternatif Kriterler[2]
Isıtma						
Isıtma talebi	[kWh/(m²a)]	≤	15			–
Isıtma yükü[3]	[W/m²]	≤	–			10
Soğutma						
Soğutma + nem alma talebi	[kWh/(m²a)]	≤	15 + nem alma katkısı[4]			değişken sınır değeri[5]
Soğutma yükü[6]	[W/m²]	≤	–			10
Hava Sızdırmazlık						
n50 Basınç uygulama test sonucu	[1/h]	≤	0,6			
Yenilenebilir birincil enerji (PER)[7]			Klasik	Plus	Premium	
PER talebi[8]	[kWh/(m²a)]	≤	60	45	30	kriterden +/- 15 kWh/(m²a) sapma...
Yenilenebilir enerji üretimi[9] (öngörülen bina ayak izine referansla)	[kWh/(m²a)]	≥	–	60	120	... farklı üretimler ile üstteki sapmanın telafi edilmesi

[1] Kriterler ve alternatif kriterler dünya çapındaki tüm iklimler için geçerlidir. Tüm sınır değerler için referans alanı, PHPP Rehberi'nin son versiyonuna göre ısıl kabuk içindeki kalan alanıdır (TFA) (istisnalar: öngörülen bina ayak izine istinaden yenilenebilir enerji üretimi ve net hava hacmine istinaden hava sızdırmazlık).

[2] Bir çift hatla birlikte çevrelenmiş iki alternatif kriter, aynı şekilde bir çift hatla çevrelenmiş soldaki her iki bitişik kriterin yerini alabilir.

[3] PHPP'de hesaplanmış kararlı durum ısıtma yükü geçerlidir. Sıcaklık aksaklıklarından sonraki ısıtma yükleri dikkate alınmamaktadır.

[4] Nem alma bölümüne ilişkin değişken sınır değeri iklim verilerine, gerekli hava değişimi oranına ve iç nem yüklerine dayanmaktadır (PHPP'de hesaplanmıştır).

[5] Soğutma ve kurutma talebine ilişkin değişken sınır değeri iklim verilerine, gerekli hava değişimi oranına ve iç nem yüklerine dayanmaktadır (PHPP'de hesaplanmıştır).

[6] PHPP'de hesaplanmış kararlı durum soğutma yükü geçerlidir. 2,1 W/m² değerinden daha büyük iç ısı kazanımları söz konusu olduğunda, sınır değer gerçek iç ısı kazanımları ve 2,1 W/m² arasındaki fark kadar artacaktır.

[7] PER talebi ve yenilenebilir enerji üretimi ile ilgili koşullar, ilk olarak 2015 yılında tanıtılmıştır. Bu iki kritere alternatif olarak, Pasif Ev Klasik Standardı kanıtları, önceki QP ≤ 120 kWh/(m²a) yenilenemeyen birincil enerji talebi (PE) koşulu ile uygunluk göstererek geçiş aşamasında sağlanmaya devam edebilir. PHI, ulusal birincil enerji faktörlerine bağlı olarak diğer ulusal değerleri belirtebilir. İstenilen doğrulama yöntemi, PHPP "Doğrulama" çalışma sayfasından seçilebilir. PHPP'de birincil enerji faktörü profili olarak 1 kullanılmalıdır.

[8] Isıtma, soğutma, kurutma, sıcak su kullanımı, aydınlatma, yardımcı elektrik ve elektronik cihazlar ile ilgili enerji eklenir. Sınır değer, konut binaları ve tipik eğitim binaları ve idari binalar için geçerlidir. Bundan sapan kullanımlarla ilgili olarak, aşırı derecede yüksek elektrik talebi oluşursa o durumda sınır değer de Pasif Ev Enstitüsü ile yapılan görüşme sonunda artırılabilir. Tüm önemli cihazlar ve sistemler için elektrik enerjisinin verimli kullanımına dair kanıtlar, kullanıcının önceden sahip olduğu ve güncelleme veya yenileme yoluyla elektrik verimliliğinin geliştirilmesinin yaşam döngüsünde ekonomik olmayacağı mevcut cihazlar haricinde bunun için gereklidir.

[9] Binayla mekânsal olarak bağlı olmayan yenilenebilir enerji üretimi tesisleri de dikkate alınabilir (biyokütle kullanımı, atık enerji tesisleri ve jeotermal enerji hariç): yalnızca bina sahibinin ya da (uzun süreli) kullanıcıların (ilk kez kazanım) mülkiyetinde olan yeni sistemler (örneğin, bina inşaatının başlangıcından önce faaliyete geçmemiş sistemler) dâhil edilebilir.

Pasif Ev Enstitüsü tarafından enerji etkin yenileme projeleri için geliştirilen EnerPHit Kriterleri

Tablo 22.2: Genel EnerPHit Kriterleri
(Seçilen yönteme bakılmaksızın her zaman uygulanabilir)

			Kriterler[1]			Alternatif Kriterler[2]
Hava Sızdırmazlık						
n50 Basınç uygulama test sonucu	[1/h]	≤	1,0			
Yenilenebilir Birincil Enerji (PER)[7]			Klasik	Plus	Premium	
PER talebi[8]	[kWh/(m²a)]	≤	60+(QH-QH,PH)* FØPER,H + (QC-QC,PH)* 1/2	45+(QH-QH,PH)+ (QC-QC,PH)* 1/2	30+(QH-QH,PH)+ (QC-QC,PH)* 1/2	kriterden +/- 15 kWh/(m²a) sapma...
Yenilenebilir enerji üretimi[9] (öngörülen bina ayak izine referansla)	[kWh/(m²a)]	≥	-	60	120	... farklı üretimler ile üstteki sapmanın telafi edilmesi

[1] Kriterler ve alternatif kriterler dünya çapındaki tüm iklimler için geçerlidir. Tüm sınır değerler için referans alanı, PHPP Rehberi'nin son versiyonuna göre ısıl kabuk içindeki kalan alanıdır (TFA). (istisnalar: öngörülen bina ayak izine istinaden yenilenebilir enerji üretimi ve net hava hacmine istinaden hava sızdırmazlık).

[2] Bir çift hatla birlikte çevrelenmiş iki alternatif kriter, aynı şekilde bir çift hatla çevrelenmiş soldaki her iki bitişik kriterin yerini alabilir.

[3] PER talebi ve yenilenebilir enerji üretimi ile ilgili koşullar, ilk olarak 2015 yılında tanıtılmıştır. Bu iki kritere alternatif olarak, Pasif Ev Klasik Standardı kanıtları, önceki QP ≤ 120 kWh/(m²a) yenilenemeyen birincil enerji talebi (PE) koşulu ile uygunluk göstererek geçiş aşamasında sağlanmaya devam edebilir:

$Q_P \leq 120$ kWh/(m²a) + (Q_H - 15 kWh/(m²a)) • 1.2 + Q_C - Q_C, Pasif Ev kriteri.

Yukarıdaki formülde eğer "(Q_H - 15 kWh/(m²a))" ve " Q_C - Q_C, Pasif Ev kriteri" terimleri sıfırdan küçükse, sıfır, değer olarak benimsenecektir.

PHI, ulusal birincil enerji faktörlerine bağlı 120 kWh/(m²a) temel değer yerine diğer ulusal değerleri belirtebilir. İstenilen doğrulama yöntemi, PHPP "Doğrulama" çalışma sayfasından seçilebilir. PHPP'de 1. birincil enerji faktörü profili kullanılmalıdır.

[4] Isıtma, soğutma, kurutma, sıcak su kulllanımı , aydınlatma, yardımcı elektrik ve elektronik cihazlar ile ilgili enerji eklenir. Sınır değer, konut binaları ve tipik eğitim binaları ve idari binalar için geçerlidir. Bundan sapan kullanımlarla ilgili olarak, aşırı derecede yüksek elektrik talebi oluşursa o durumda sınır değer de Pasif Ev Enstitüsü ile yapılan görüşme sonunda artırılabilir. Bunun için, elektrik enerjisinin verimli kullanımına dair kanıtlar, güncelleme veya yenileme yoluyla elektrik verimliliğin geliştirilmesinin yaşam döngüsü içinde ekonomik olmayacağı kanıtlanan mevcut elektrik kullanımları haricinde gereklidir.

Q_H: ısıtma talebi

Q_H,P_H: Isıtma talebiyle ilgili Pasif Ev kriteri

$f_{ØPER, H}$: Binanın ısıtma sisteminin PER faktörlerinin ağırlıklı ortalaması

Q_C: Soğutma talebi (kurutma dâhil)

Q_C,P_H: Soğutma talebiyle ilgili Pasif Ev kriteri

"(Q_H - Q_H, P_H)" ve "(Q_C - Q_C, P_H)" terimleri sıfırdan küçükse, sıfır, değer olarak benimsenecektir.

[5] Binayla mekânsal olarak bağlı olmayan yenilenebilir enerji üretimi tesisleri de dikkate alınabilir (biyokütle kullanımı, atıktan enerjiye tesisleri ve jeotermal enerji hariç): yalnızca bina sahibinin ya da (uzun süreli) kullanıcıların (ilk kez kazanım) mülkiyetinde olan yeni sistemler (örneğin, bina inşaatının başlangıcından önce faaliyete geçmemiş sistemler) dâhil edilebilir.

Pasif Ev Kriterleri, çeşitli zorluklar nedeniyle daha eski binalarda genellikle uygun bir biçimde başarılamaz. Bu tür binalarda tüm ilgili yapısal unsurlar için Pasif Ev bileşenlerini kullanan EnerPHit kriterleri, ısıl konfor, yapısal bütünlük, maliyet etkinliği ve enerji gereksinimleri açısından kapsamlı iyileştirmelere neden olur. Tablo 22.2'deki genel kriterler de her zaman karşılanmalıdır. EnerPHit kategorileri olan Klasik, Plus veya Premium; yenilenebilir birincil enerji (PER) talebine ve yenilenebilir enerji üretimine bağlı olarak gerçekleştirilebilir.

22.5.4. Bir Binayı Pasif Ev Yapan Unsurlar Nelerdir?

1. Isı yalıtımı: Bina dış kabuğunun tüm opak yapı bileşenleri çok iyi yalıtılmış olmalıdır, Isı geçiş katsayısı (U-değeri) < 0,15 W/(m²K);
2. Isı yalıtım direnci yüksek pencereler: Pencere çerçeveleri iyi bir şekilde yalıtılmalı ve ısı geçişini önlemek için argon veya kripton ile doldurulmuş low-e camlarla donatılmalıdır, Isı geçiş katsayısı (U-değeri) < 0,80 W/(m²K);
3. Atık ısı geri kazanımı: İyi bir iç hava kalitesi için enerji tasarrufu sağlayan verimli ısı geri kazanımlı havalandırma önemlidir, egzoz havasından gelen ısının en az %75'i bir ısı eşanjörü vasıtasıyla tekrar taze havaya aktarılır;
4. Bina kabuğu hava sızdırmazlığı: Bina kabuğu hava sızdırmazlığı açısından, hava değişimi DIN EN 13289 normuna göre ±50 Pa basınçta saatte %60'ı (0,6h-1) geçmemelidir.
5. Isı köprülerinin engellenmesi: Bütün kenarlar, köşeler, bağlantılar ve geçişler büyük bir dikkatle planlanarak ve yapılmalıdır.

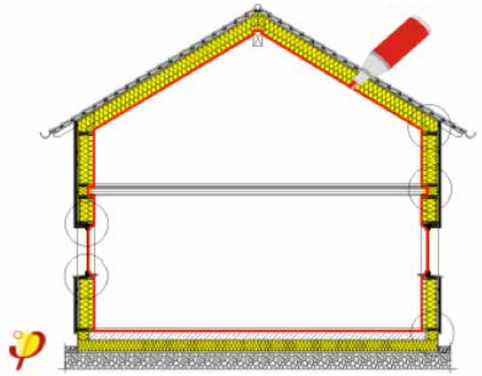
Pasif Ev Binaların Özellikleri

1. Pasif Ev binalar enerji verimli, konforlu, ekonomik ve çevre dostu özellikleri içerir.
2. Pasif Ev binalar olağan binalara kıyasla %90 daha az ısıtma enerjisi gerektirir, yeni binalarla kıyaslanması durumunda da %75 tasarruf sağlar.
3. Isıtma-soğutma enerjisi ihtiyacı 1,5 litre/m²yıl yakıt (petrol) olup düşük enerjili binaların yaklaşık ¼'ü kadardır.
4. Pasif Ev binalarda alan ısıtma için gereken enerji yılda en fazla 15 kWh/m²'dir. Aktif soğutmanın gerek duyulduğu Pasif Ev binalarda ise yıllık soğutma ihtiyacı 15 kWh/m²'yi geçmemelidir.
5. Birincil enerji talebi, tüm bina tipolojilerinde (ısıtma, soğutma, sıcak kullanım suyu ve diğer elektrik) kullanılacak toplam enerji metrekarede yıllık 120 kWh'yi geçmemelidir.
6. Kış ve yaz aylarında tüm yaşam alanları için ısıl konforun karşılanması zorunludur.
7. Kış mevsimi oda sıcaklığı konfor kriteri: Kışın yukarıda belirtilen enerji miktarı kullanımıyla oda sıcaklığı 20°C ve üzerinde tutulabilir. Yaz mevsiminde ise iç ortam konfor koşullarının sağlanması için istenen değer maksimum 25°C'dir.
8. Pasif Ev binalar, iç ısı kazançlarını (cihaz ve kullanıcılardan kaynaklanan metabolizma ısısı) ve güneş enerjisi kazançlarını kullanır.
9. Yüksek duvar/döşeme yüzey sıcaklıklarına sahip olması, yüzey ve ortam sıcaklıkları arasındaki düşük sıcaklık farklılığı konfor sağlar, küf, mantar benzeri oluşumları engeller.
10. Hava akımı olmadan ısı geri kazanım cihazı ile mekanlara taze hava sağlanması iç mekan konforunu artırır ve enerji tasarrufu sağlar.

Ayrıca,

- Güneye yönlenme ile güneş enerjisinden pasif olarak yararlanmak, gölgeleme önlemleri ile istenmeyen güneş önlenmesi;
- Temiz havanın pasif yolla toprak altından geçirilerek ön ısıtmaya tabi tutulması;
- Isı geri kazanım sistemi ile atık hava ısının temiz havaya aktarılması;
- Yenilenebilir enerji kaynakları kullanılarak sıcak su elde edilmesi (güneş toplaçları, ısı pompaları);
- Düşük ısı gerektiren döşemeden ısıtma sistemi kullanımı;
- Enerji tasarrufu sağlayan ev aletleri kullanımı Pasif Ev binaların diğer önemli unsurlarıdır.

Isı Köprüsü İçermeyen Bir Tasarım Nasıl Elde Edilir?
Şekil 22.8'deki ilke bunu açıkça göstermektedir: dış kabuğun yalıtım katmanının iç yüzeyi bir kurşun kalemle kesintisiz çizilebilecek şekilde planlanmalıdır. Şekilde bu prensip bir kesit çizimi kullanılarak gösterilmektedir. Kritik noktalar bu şekilde kolayca tanımlanabilir (örneğin bodrum tavanındaki tuğla duvarın taban noktası gibi).



Şekil 22.8: Isı Köprüsüz Tasarım

Not: Isı köprüsüz tasarım sayesinde, ısı köprülerinden kaynaklanan ısı kayıpları, enerji dengesinde dikkate alınmasına gerek kalmayacak kadar azaltılabilir. Sarı alan: yalıtım kabuğu; kırmızı çizgi: hava sızdırmaz kabuk; daireler: ısı köprülerini önlemek için gereken önlemlerin alınacağı önemli birleşim noktalarıdır.

"Isı köprüsüz tasarımın" amacı, detayları önemli ölçüde iyileştirmektir. Bağlantı ayrıntılarının, biraz daha pahalı olsa bile, önemli ölçüde iyileştirilmesi, daha az uygun bağlantıların ayrıntılı olarak yeniden hesaplanmasına tercih edilir. "Isı köprüsüz tasarım" ilkesinin halihazırda uygulanmış olduğu çok sayıda yapı sistemiyle ilgili olumlu deneyimler bulunmaktadır. Isı köprüsü içermeyen detayların katalogları mevcuttur:

- Tuğlalı masif yapılar,
- İletkenliği düşük bloklu masif yapılar (örneğin gözenekli beton bloklar),
- Ahşap yapılar (masif ahşap kirişler ve hafif kirişler),
- Kalıp elemanların kullanıldığı yapılar,
- Prefabrike hafif beton elemanların kullanıldığı yapılar.

22.6. Neredeyse Sıfır Enerjili Binalar (nSEB)

22.6.1. Tanım ve Kapsam

Avrupa Birliği'nin (AB) 2002 yılında Binalarda Enerji Performansı Direktifi'ni yayımlanması ve bu direktifin 2010 yılında revize edilmesiyle birlikte Neredeyse Sıfır Enerjili Bina (nZEB) kavramı ortaya konulmuştur. Binalarda Enerji Performans Direktifi (2010/31/EU recast) Madde 2'ye göre Neredeyse Sıfır Enerjili Bina "çok yüksek enerji performansına sahip bina" olarak tarif edilmektedir. Geriye kalan çok düşük enerjinin önemli kısmının yerinde ya da yakınında üretilen yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanması istenmektedir. Direktif, enerji performans değerlerine dair kesin bilgileri içermez. "Çok yüksek enerji performansı" ve " önemli ölçüde yenilenebilir enerji kaynakları ile" ifadelerinin üye ülkeler tarafından oluşturulacak ulusal planlarda detaylandırılması ve netleştirilmesi beklenir. AB ülkeleri arasında Hollanda Sıfır Enerji Binaları, Danimarka ve Fransa'da Artı Enerji Binaları, Almanya'da İklim Dengeli Yeni Binalar ve İngiltere'de Sıfır Karbon Standartları da dahil olmak üzere, nSEB gerekliliklerinin ötesine geçen hedefler ifade etmiştir. Sonuç olarak denebilir ki, nSEB tanımları genel düzenlemelerdir ve bu tanımlara ulaşmak için kullanılacak yöntemler bina, bölge, şehir ve iklim bölgeleri bazında değişiklik gösterebilir.

22.6.2. Türkiye'de nSEB Düzenlemeleri

T. C. Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığı tarafından hazırlanan ve 19 Şubat 2022 tarihli Resmî Gazete'de yayımlanan "Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliğinde Değişiklik Yapılmasına Dair Yönetmelik" ile normal binalara göre enerji verimliliği daha fazla olan ve kullandığı enerjinin belirli bir kısmını yenilenebilir enerji kaynaklarından temin eden "Neredeyse Sıfır Enerjili Binalar" kavramına geçiş, aşamalı olarak zorunlu hale getirilmiştir.

Yönetmelikle 1 Ocak 2023 tarihinden itibaren 5 bin metrekareden büyük olan tüm binaların enerji performans sınıfının en az "B" olacak şekilde inşa edilmesi ve tükettikleri enerjinin en az yüzde 5'inin yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanması zorunlu hale getirilmiştir. 1 Ocak 2025 tarihinden itibaren bu uygulamanın 2 bin metrekare üzeri tüm binalarda yaygınlaştırılması ve kullanılan enerjinin en az yüzde 10'unun yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanması zorunluluğu da getirilmiştir. Yönetmelikte belirtilen yenilenebilir enerji kaynaklarına güneş panellerinin yanı sıra ısı pompaları da dahildir.

Yönetmelik kapsamındaki binaların yapı ruhsatı başvurularında ruhsat veren idarelerin BEP-TR masaüstü modülünden, yönetmelik şartlarını sağlayıp sağlamadığının kontrolü de yapılmaktadır. "Neredeyse Sıfır Enerjili Binalar" kavramına uymayan binalara yapı kullanım izin belgesi düzenlenememekte ve bu kavrama uyan binaların Enerji Kimlik Belgelerinde nSEB olduğu görülmektedir.

22.6.3. nSEB Eşikleri

Karbon Emisyon Eşiği
Karbon emisyon eşiğinde, kısa vadede operasyonel enerji tüketimiyle ilişkili bina karbon emisyonlarını doğru bir şekilde yansıtabilen bir karbon ölçüm göstergesi kullanılmalıdır. CO_2 emisyonları, dağıtık enerji üretmek ve binalar tarafından enerji tüketmek için yanan fosil (karışım) enerjinin bir yan etkisidir. nSEB için karbon emisyonlarını hesaplarken son kullanım enerjisiyle ilişkili karbon emisyonlarına odaklanılmaz, birincil enerjiyle ilişkili emisyonlara odaklanılır. Birincil enerji, tesislerde ve kamu hizmetlerinde elektrik üretimine giren enerjidir, nihai kullanım enerjisi ise binalarda kullandığımız elektrik miktarıdır. Bu ikisi çok farklı sayılardır.

nSEB'nin yüksek performans hedefini karşılamak için AB, kapsayıcı bir birincil talep ve enerji talebiyle ilişkili CO_2 emisyonları eşiğinin yılda 3 $kgCO_2/m^{2}$'nin altında olması gerektiğini önermektedir.

Uzun vadede, yapı malzemelerinin içerdiği enerjiyle ilişkili karbon emisyonlarının azaltılması ve sınırlanması gerekmektedir. Bu adım, çevresel etki değerlendirmesine ve yaşam döngüsü değerlendirmelerine dayalı olarak sürdürülebilir ve uzun ömürlü yapı malzemelerinin seçimini teşvik etmekle ilişkilendirilmelidir. nSEB için somutlaşan enerjinin çoğu yapı malzemelerinin üretimi için kullanılır. Minergie-ECO, BREEAM, LEED, DGNB ve YES-TR gibi derecelendirme sistemleri, yeşil binalarda gömülü enerjiyle ilişkili karbon emisyonlarını hesaba katan tasarım ekiplerini ödüllendirmektedir.

Minimum Enerji Verimliliği Eşiği
Enerji seviyelerinin açık tanımları ve bunların hesaplama/ölçme adımları Avrupa Standartları'nda sunulmaktadır. Yeni binaların ve tadilatların enerji verimliliğinin değerlendirilmesi; ısıtma, soğutma ve sıcak su için enerji ihtiyaçlarının ve aydınlatma ve havalandırma için enerji kullanımının hesaplanmasını gerektirir. Örneğin, enerji ihtiyaçları ve kullanımlarından başlayıp birincil enerji ile biten aynı hesaplama prosedürü, AB resmi "en az enerji performansı gerekliliklerinin maliyet-optimal seviyelerini hesaplamak için bir metodoloji çerçevesi oluşturan yönergelerde" adım adım detaylandırılmıştır. Birincil enerjinin birincil enerji faktörleriyle hesaplanması için EN 15603, Üye Devletler için esneklik dereceleriyle açık formüller sunar. Bununla birlikte, ultra düşük enerjili binalar için politika tanımının olmaması nedeniyle, son yıllarda iş ağları ve karma iş/politika ağları tarafından başlangıçta farklı tanımlar getirilmiştir.

Dünya çapında en az bina enerji verimliliği eşik performansı tanımında önemli farklılıklar vardır. Eşitsizlik, esas olarak ülkeler arasındaki iklimsel, sosyal, teknolojik ve ekonomik farklılıklardan kaynaklanmaktadır.

Isıtma - Soğutma Dengesi
Isıtma ve soğutma enerjisi ihtiyaçlarının dengesinin karakterizasyonu, yüksek performanslı yeşil binalar için gereksiz alan şartlandırma sistemlerini ve dağıtımını sınırlamak için önemlidir. Isınmanın baskın olduğu ülkelerde, yaz konfor koşullarını nispeten kolay bir şekilde elde etmek ve dolayısıyla tasarım çabasının en büyük bölümünü ısıtma için enerji ihtiyacını azaltmaya ve boyutu ve maliyetleri optimize etmek için tek bir aktif iklimlendirme sistemiyle uğraşmaya yoğunlaştırmak mümkündür. Bununla birlikte, karma mod ve soğutma ağırlıklı ülkelerde, daha yüksek yaz sıcaklıkları ve güneş radyasyonu, çoğu bina tipolojisi ve tasarımı için ısıtma ve soğutma enerjisi ihtiyaçları dengesine neden olur. Kış ve yaz konfor hedefleri arasındaki potansiyel çatışmaları çözme gerekliliği hem ısıtma hem de soğutma sistemlerinin (aktif, pasif veya hibrit) kurulması ve ilgili maliyetlerin üstlenilmesi olasılığının daha yüksek olduğunu gösterir.

Isıtma ve soğutma enerjisi ihtiyaçlarının simetrik veya yarı simetrik dengesinin ima edilmesi, genellikle başlangıç maliyeti, işletme maliyeti tepe yükleri ve enerji tedarik ağları üzerinde büyük bir etkiye sahip olabilecek termal ve elektrik enerjisi talebine sahip ikili aktif sistemlerin seçimine yol açar. Soğutma, havalandırma havası, buharlaşmalı soğutma ve gece gökyüzü radyasyonu için toprağa gömülü borular gibi pasif soğutma sistemleri de mevcuttur, ancak dikkatli tasarım ve iklim, hava ve dış ortam koşullarına uyum sağlamaları gerekir. Isı geri kazanımlı havalandırmanın kullanılması, en az ilave enerji girişi ile yeterli alan şartlandırması sağlayabilir ve ısının doğrudan hava beslemesi yoluyla dağıtılmasına izin verir.

İç Ortam Kalite Sınırları (Isıl Konfor)
Dünya çapındaki mevcut modeller, kısmen konut binaları alanındaki sınırlı sayıda araştırma nedeniyle, esas olarak ofis binalarına odaklanmıştır. Bununla birlikte, bu standartların kapsamı, "esas olarak yerleşik faaliyetler ve mesken ile insan yerleşimi için kullanılan benzer tipolojideki diğer binaları" kapsayacak şekilde genişletilebilir.

nSEB için enerji performans indekslerine ek olarak kısa ve uzun vadeli konfor indeksleri EN 16798'e göre hesaplanmalıdır. Isıl performans ve konfor arasındaki bağlantı Binaların Enerji Performansı Direktifi'nde (EPBD) açıkça tartışılmaktadır. Ayrıca çeşitli kuruluşlar konfor hedefleri için önerilerde bulunmuştur.
Sağlıksız binalar ve aşırı ısınma riskleri hakkında bir tartışma ortaya çıkmıştır. nSEB'de ılık ve sıcak iklimlerde yaz konforunu ölçülen verilere dayalı olarak ele alan çalışmaların sayısı hala bir miktar sınırlıdır. Bazı kapsamlı simülasyon çalışmaları, geleneksel binalarda aşırı ısınma riskleri ve iyi tasarlanmış gelişmiş binalara gidildiğinde önemli iyileştirmeler bulmaktadır. Şu anda, nSEB'deki aşırı ısınma fenomeni genellikle hava sızdırmazlığına, yalıtıma ve ısıl kütlenin bir kombinasyonuna atfedilir ve bazen analizlerde güneş korumasının varlığı veya yokluğu, varlığı ve kalitesi gibi bazı temel bilgiler ile yaz geceleri dış hava veya geceleri toprak gibi mevcut pasif soğutma kaynaklarına bağlantı ve kullanılan alanlarda hava hızı kontrolü için araçların varlığı ve kalitesi sunulmaz.

Yenilenebilir Enerji Üretim Eşiği
nSEB için, öncelikle ısıtma ve soğutma enerji ihtiyaçlarının azaltılması, ikinci adımda ise bu ihtiyaçların önemli bir kısmının yerinde veya yakınlardaki yenilenebilir kaynaklardan karşılanması gerekmektedir. Bununla birlikte, dünya çapında birçok yeni inşaatta, uygun maliyetli olan ultra enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji önlemlerinin alınmadığı görülmektedir.

nSEB için AB tavsiyelerinde, ısı pompaları da dahil olmak üzere yenilenebilir enerji üretimi önerilmektedir. Bununla birlikte, yoğun kentsel alanlarda, yenilenebilir enerji kaynaklarının (güneş, biyokütle, gibi) güneşe erişim ve yanan biyokütle ile ilişkili kirlilik sınırlamaları vardır. Bu nedenle, enerji verimliliğine yönelik en az eşik performansı ile nSEB için yenilenebilir yerinde üretim payı arasındaki optimal denge bir sorun olmaya devam etmektedir. Bu parametrelerin etkisi enerji maliyetine, yasal, çevresel ve inşaat engellerine ve bu zorlukların üstesinden gelmeye yardımcı olacak uzun vadeli vizyon gerektirmesine bağlı olarak büyük ölçüde değişir.

Doluluk Yoğunluğu
nSEB'ler, özel havalandırma gereksinimleri olan ve mekanik olarak havalandırılan binalardır. Havalandırma gereksinimlerindeki en önemli değişiklikler kullanıcı yoğunluğundan kaynaklanmaktadır. Daha yüksek kullanıcı yoğunluklarıyla, gizli ve hissedilir yüklerin artmasıyla bağlantılı olarak iletilen havanın artması ile soğutma yükleri artar, bu da toplam enerji kullanım yoğunluğunun artmasına neden olur.

Tasarım ekipleri, doluluk yoğunluğunun önemini dikkate almalı ve yoğunlukların binalarda yerel olarak yükseltilmesine izin verecek şekilde çeşitlilik için tasarım yapma ihtiyacı duymalıdır. Bina kapasitesi çok önemli bir tasarım performans eşiğidir çünkü insanlar, iç mekan çevre kalitesi ve bina hizmetleri için talep yaratır. Kullanım sonrası değerlendirme çalışmaları, karbon ve enerji performansı açığını kapatmak ve nSEB'de daha yüksek üretkenlik ve kullanıcı memnuniyeti elde etmek için teşvik edilmelidir.

Maliyet Eşiği
nSEB'leri tasarlamak ve inşa etmek için maliyet etkinliği esastır. Tasarım ekipleri, tasarım aşamasının başlarında farklı nSEB tipolojileri için metrekare başına maliyetin kaba bir tahminini yapmak amacıyla maliyet modellemeye odaklanmalıdır. nSEB'lerin teknik olarak uygulanabilir olduğu, bazı ülkelerde maliyetsiz olduğu ve bazılarında olağan binalara kıyasla %15 ila 30 daha fazla maliyetli olduğu kanıtlanmıştır. Tüm tipolojilerde binalar yüksek yalıtım düzeyleri, HVAC ve ısı geri kazanım sistemlerinin teknik kurulumunun yanı sıra fotovoltaik paneller gibi daha fazla sermaye yoğun yenilenebilir enerji kaynakları gerektirir. Zamanla, pazar nSEB'leri kapsadıkça yatırım maliyetleri de düşecektir.

22.7. Akıllı Binalar

Akıllı binalar, teknik bina sistemlerinin işletilmesi, dış ortam (enerji şebekeleri dahil) ve bina kullanıcılarının taleplerine göre değişen koşulları verimli bir şekilde algılama, yorumlama, iletişim kurma ve bu koşullara aktif olarak yanıt verme yeteneğine sahip binaları ifade eder.

22.7.1. Akıllı Hazırlık Göstergesi (SRI)

Avrupa Binaların Enerji Performansı Direktifi'nin (EPBD) 2018 revizyonunda akıllı teknolojilerin bina sektöründeki potansiyeli yoğun bir şekilde vurgulanmış ve Akıllı Hazırlık Göstergesi (Smart Readiness Indicator-SRI) kavramı tanıtılmıştır.

SRI, binaların (veya bina birimlerinin) akıllı hazır olma durumunu, 3 temel işlevi yerine getirme kapasitelerine göre derecelendirir: 1) enerji verimliliğini ve genel kullanım performansını optimize etmek, 2) operasyonları kullanıcının ihtiyaçlarına göre uyarlamak, 3) şebekeden gelen sinyallere uyum sağlamak (örneğin enerji esnekliği).

SRI, bina otomasyonu ve ısıtma, sıcak su, havalandırma, aydınlatma vb. dahil olmak üzere bina sistemlerinin elektronik olarak izlenmesi gibi akıllı bina teknolojilerinin vaat ettiği faydalar konusunda farkındalığı artırır.

Akıllı binalarda bina hizmetleri 9 teknik alana ayrılır: 1) ısıtma, 2) soğutma, 3) merkezi sıcak su, 4) havalandırma, 5) aydınlatma, 6) dinamik bina kabuğu, 7) elektrik, 8) elektrikli araç şarjı ve 9) izleme ve kontrol.

Belirli bir bina için, tüm akıllı hizmetler akıllı binaların şu istenen etkilerine göre değerlendirilir: 1) enerji verimliliği, 2) bakım ve arıza tahmini, 3) konfor, 4) kolaylık, 5) sağlık, konfor ve erişilebilirlik, 6) kullanıcılara bilgi ve 7) enerji esnekliği ve depolama.

22.8. Yaşam Döngüsü Maliyeti (YDM) Kavramı

Yaşam döngüsü maliyet analizi, farklı tasarım alternatiflerini karşılaştırarak binanın proje tasarrufunu artırmanın en doğru yoludur. Yaşam döngüsü maliyet analizi uzun vadeli maliyetlere ve tasarruflara dayalı olarak yapılır. "Yaşam döngüsü" bölümü, YDM'nin inşaat, bakım, işletme ve kullanım ömrü sonuyla ilgili maliyetler dahil olmak üzere binanın ömrü boyunca meydana gelen tüm maliyetleri değerlendirdiği anlamına gelir. ISO 15686–5, EN 16627, yaşam döngüsü maliyet analizi metodolojisinde kullanılan standartlardır.

Yaşam döngüsü maliyet analizi yaklaşımına yöneltilen eleştirilerden biri YDM'nin yalnızca maliyet düşürmeye odaklandığı ve bir binanın çevresel etkisini dikkate almamasıdır. Çevre dostu malzemelerin bazen daha pahalı olabileceği doğru olsa da teknoloji gelişmeye devam ettikçe yeni ekolojik malzemeler, yaşam döngüsü perspektifini benimserken uygun maliyetli çözümler de sunulabilmektedir.

Burada önemli olan soru maliyet açısından daha verimli olanın hangisi olduğudur. Geleneksel bir HVAC sistemini kullanmak ve on yıllar boyunca çok fazla enerji tüketmek mi yoksa net sıfır bina tasarımı sağlayan ve tüm harcamaları karşılayacak kadar veya daha fazla enerji üreten çağdaş bir HVAC sistemi satın almak mı?

Yaşam döngüsü maliyet analizi, proje kapsamında herhangi bir büyük karar alınmadan önce projenin mümkün olduğu kadar erken bir döneminde uygulanmalıdır. Tüm ekip projenin tam potansiyelini yakalamak için alternatifler yaratmaya dahil edilmelidir. YDM devam eden bir süreç olarak görülmeli ve proje inşaat aşamalarından geçerken hesaplamalar birkaç kez tekrarlanmalıdır. Doğruluk ve yüksek kaliteli analiz sağlamak için sürekli güncel tutulmalıdır.

YDM analizi kapsamında yaşam döngüsü modülleri aşağıdaki gibidir;

- **İnşaat Öncesi ve Kullanım Öncesi Aşaması:** Satın alma veya kiralama maliyetleri (örneğin arazinin maliyeti), yapı ürünleri maliyetleri, fabrika ve şantiye arasındaki nakliye ile ilgili maliyetler, proje fizibilitesi, planlama, tasarım, mühendislik ve inşaat maliyetleri dahil izinler, devreye alma ve devir teslim, saha temizliği ve çevre düzenlemesi, sübvansiyonlar ve teşvikler (örneğin yenilenebilir enerji ile ilgili gelirler).
- **İşletim ve Bakım Maliyetleri:** Bina işletme maliyetleri örneğin düzenli temizlik, sigorta, güvenlik, yangın muayene ve benzeri masraflar) bununla birlikte onarım maliyetleri, zemin bakımı, tekrar dekorasyonun yeniden yapılması.
- **Değiştirme/Yenileme:** Adaptasyon ve yenileme maliyetleri (bunlar arasında altyapı, donanım ve devreye alma, doğrulama ve devir dahil), ana sistemlerin ve bileşenlerin değiştirilmesi.
- **İşletme İle İlgili Enerji Kullanımı:** Enerji maliyetleri (AB'nin Binaların Enerji Performansı Direktifi veya EPBD uyarınca ısıtma, soğutma, güç, kullanım sıcak suyu ve aydınlatma için yakıt ve elektrik dahildir).
- **İşletimsel Su Kullanımı:** Suyla ilgili maliyetler (ör. ücretler, yerel ücretler, çevre vergileri).
- **Söküm/Yıkım Maliyetleri:** Yıkım ve imha ile ilgili nakliye maliyetleri, ücretler ve vergiler (örn. düzenli depolama), atık işleme maliyetleri.

22.9. Uygulamalardan Örnekler

22.9.1. Cezeri Yeşil Teknoloji Mesleki ve Teknik Anadolu Lisesi

Şekil 22.9: Cezeri Yeşil Teknoloji Mesleki ve Teknik Anadolu Lisesi

Küresel Çevre Fonu (GEF) tarafından desteklenen, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Mülga Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğünün Birleşmiş Milletler Kalkınma Programı (UNDP) Türkiye Ofisi ile birlikte yürütücülüğünü üstlendiği, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı ve Milli Eğitim Bakanlığının paydaşları arasında yer aldığı "Türkiye'de Binalarda Enerji Verimliliğinin Artırılması Projesi" kapsamında bütünleşik yapı tasarımı yaklaşımı ile kamu sektörüne örnek olması açısından bir tanesi Çevre, Şehircilik ve İklim Değişikliği Bakanlığına diğeri ise Milli Eğitim Bakanlığına ait olmak üzere 2 adet bina tasarlanmıştır.

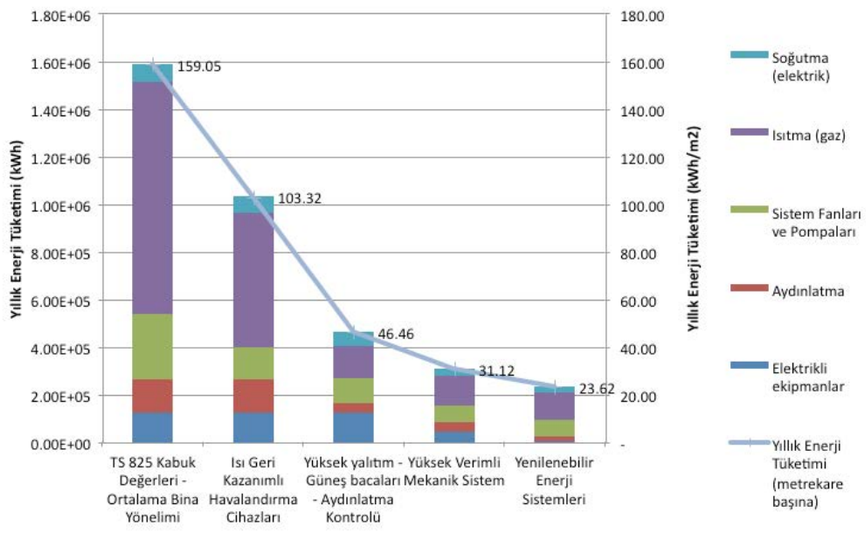
Milli Eğitim Bakanlığı'na ait toplam dört binadan oluşan 21.940 m² inşaat alanına sahip okul yerleşkesi[4] bütünleşik bina tasarımı yaklaşımı ile tasarlanmış ilk çevre dostu kamu binası olma özelliğini taşımaktadır. Tasarım sürecinde bina bilgi modelleme çalışmaları gerçekleştirilerek binanın hem teknik özellikleri hem de enerji verimliliğine ilişkin konular analiz edilmiştir. Bina cephelerinin (güneş kırıcılar vb. gibi), cephe açıklıkları, mahallerin yerleşimi ve yönelimi tasarlanırken, binanın yıllık güneş hareketine göre konumu göz önünde bulundurulmuştur. Enerji verimliliği sağlanması için cam oranlarının, güneş kırıcıların yönünün ve boyutlarının belirlenmesinde doğal aydınlanma analizleri yapılmıştır. Doğal aydınlanmadan etkili şekilde faydalanmak ve enerji tasarrufu sağlamak için, cephe açıklık oranları, güneş kırıcıların boyutları ve yerleşimleri belirlenirken doğal aydınlanma analizlerinden yararlanılmıştır. Yerleşkenin ısıtma, soğutma

[4] https://panoramatanitim.com/sanaltur/ankaracezerimtal/sanaltur.html

ve iklimlendirme sistem tasarımları yapılırken iklim koşullarına uygunluk ve enerji verimliliği kriterlerinin yanında, sağlıklı ve gerekli iç ortam koşulları ve uygulamalı eğitim açısından mekanik sistemlerde çeşitlilik de göz önünde bulundurulmuştur. İç ortam koşullarına yüksek önem verilerek, sınıf ve atölyeler gibi öğrencilerin yoğun olduğu mahallerde karbondioksit oranı ve sıcaklık kontrollüne sahip ve akustik yalıtımlı sistemler entegre edilmiştir. Ayrıca, doğal havalandırmadan faydalanmak için sınıflarda havalandırma menfezleri ve akustik kontrollü bacalar tasarlanmıştır.

Yerleşke mimarisine ve Ankara iklimine uygun yenilenebilir ve pasif enerji sistemlerinin belirlenmesinde bina enerji benzetim programlarından yararlanılmıştır. Böylece bu temiz enerji sistemlerinin, binanın enerji tüketimine ve karbon ayak izine sağlayacakları katkılar da tahmin edilmiştir. Ayrıca, okul binasında kullanılan yenilenebilir enerji sistemlerinin öğrencilerin uygulamalı eğitimine de faydalı olması için sistemlerin çeşitliliği de göz önünde bulundurulmuştur. Bina bünyesinde; elektrik ihtiyacı için farklı özelliklerde fotovoltaik paneller, rüzgar türbini, kojenerasyon, sıcak su ihtiyacı için solar panel, ısıtma ve soğutma için trijenerasyon, toprak kaynaklı ısı pompası, ön ısıtma ve soğutma için toprak altı borulama sistemi, güneş duvarı, motor kontrollü açılabilir atriyum pencereleri, etfe çatı kaplaması, yeşil çatı ve ısı geri kazanım sistemleri gibi bir çok ileri teknoloji ürün bulunmaktadır.

Hâlihazırda yürürlükte olan standartlara göre tasarlanan bir okul binasının birim alan başına yıllık enerji tüketiminin 160 kWh/m^2.yıl olacak iken bütüncül bir yaklaşımla tasarlanan söz konusu lisede bu değerin 23,6 kWh/m^2.yıl değerine düşmesi öngörülmüştür. Aşağıdaki grafikte, bu düşüşün hangi teknolojiler ile sağlandığı gösterilmektedir.



Şekil 22.10: Cezeri Yeşil Teknoloji Mesleki ve Teknik Anadolu Lisesi Yıllık Enerji Tüketim Dağılımı

Söz konusu okulun ilk yatırım maliyeti baz binaya göre yüksek olsa da okulun ömrü boyunca tüketeceği enerji ve su giderleri ile işletme ve bakım maliyetleri de dikkate alındığında bina kendisini yaklaşık 10 yılda amorti edebilmektedir. Binanın performansı ETKB tarafından izlenmekte olup tasarım aşamasında öngörülen değerlere yakın bir performans sergilemektedir.

Şekil 22.11: Cezeri Yeşil Teknoloji Mesleki ve Teknik Anadolu Lisesi Planı

22.9.2. Gaziantep Ekolojik Bina

Şekil 22.12: Gaziantep Ekolojik Bina

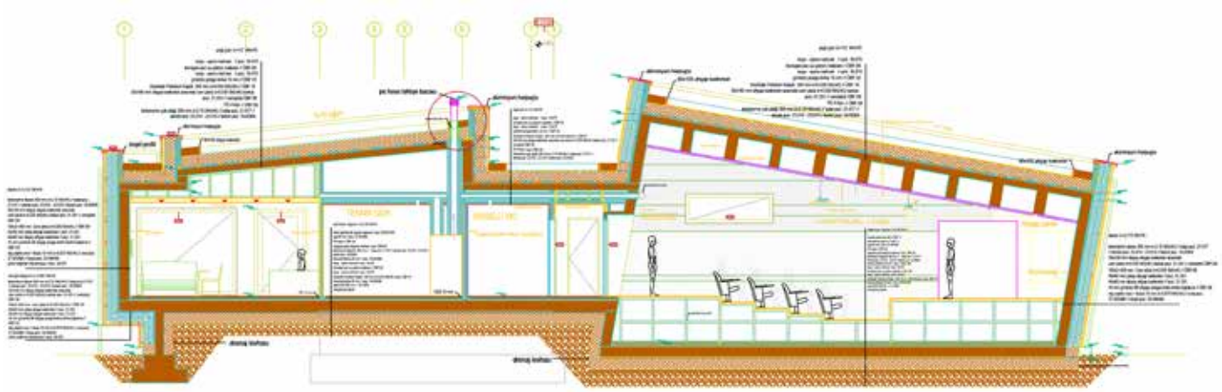
Gaziantep Büyükşehir Belediyesi ile Gaziantep Üniversitesi'nin ortaklaşa hayata geçirdiği ve İpek Yolu Kalkınma Ajansı'nın 2011 Yılı Turizm Mali Destek Programı kapsamında desteklediği Gaziantep Ekolojik Bina, 2800 metrekare açık alana ve 320 metrekare kapalı alana sahip, kamu yararına hizmet eden bir yapı olup tanıtım ve bilgilendirme merkezidir ve 2014 yılında hizmete girmiştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının anlatıldığı ve tanıtıldığı 60 kişilik konferans salonuna sahiptir. Bina girişinde hem ziyaretçilerin bilgi alması hem de öğrencilerin çalışması için bilgisayarlar bulunmaktadır.

Türkiye'nin ilk Pasif Ev Binası olan Gaziantep Ekolojik Bina'da aynı fonksiyonlara sahip geleneksel bir binaya göre yüzde 90 oranında enerji tasarrufu sağlanmaktadır. Bina aynı zamanda LEED Platinum sertifikasına da sahiptir.

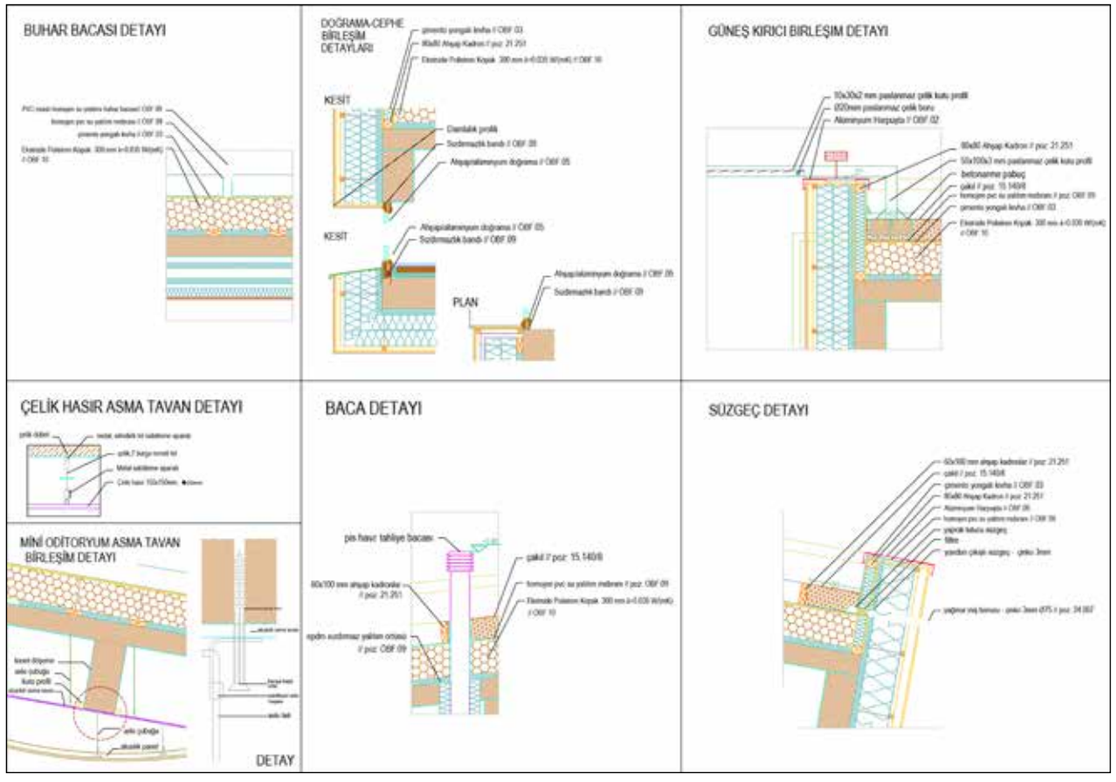
Yapı bulunduğu alanla ilişkisini kuzey ve güney cephelerindeki duvarlarla sürdürmektedir. Cephede oluşturulan bina kabuğundaki pencere açıklıkları gün ışığından azami düzeyde yararlanacak şekilde planlanmıştır. Güney cephesindeki geniş açıklıklar sayesinde kışın ısınmaya katkı sağladığı gibi gün ışığından da faydalanmaktadır. Ayrıca güney cephe önündeki mevcut ağaçlar binayı yaz aylarında aşırı güneş ışınlarından korumaktadır. Ekolojik Bina kabuğunu dışarıdan saracak şekilde 40 cm kalınlığında camyünü ısı yalıtım levhaları uygulanmıştır. Binanın bahçesine kurulan yaklaşık 20,16 kW'lık fotovoltaik paneller sayesinde bina tüm elektrik ihtiyacını kendisi üretmektedir. İç ve dış mekanlarda kullanılan aydınlatma armatürleri LED'dir. Isı kaybını önlemek için 3 camlı pencere sistemi ve ısı yalıtımlı doğrama sistemi kullanılmıştır. Binanın temiz hava ihtiyacı toprak altına döşenen borular ve ısı geri kazanım santralleri ile sağlanmaktadır. Dışarıdan alınan hava, yazın toprak altındaki serinlikten, kışın ise sıcaktan yararlanılarak harekete geçirilir. Binanın ısıtma ve soğutmasında alternatif enerji kaynağı olan sudan suya ısı pompası ile yerden ısıtma ve soğutma sistemleri tercih edilmiştir. Ayrıca binada uygulanan otomasyon sistemi ile sistemlerin tüketimleri günlük olarak takip edilmektedir. Gri sular arıtılarak rezervuarlara gönderilmekte ve su kullanımı azaltılmaktadır. Yağmur suyu bir depoda toplanıp bahçe sulamasında kullanılmaktadır. Bina çatısında uygulanan yeşil çatı sistemi ile ısı yalıtımına katkı sağlanmakta ve doğaya verilen karbondioksit salımı azaltılmaktadır. Yeşil çatı ve çevre düzenlemesinde kullanılan bitkiler az su ve bakım gerektiren, bölgenin özelliklerine göre seçilmiş endemik bitkilerdir. Çok sıcak yaz günlerinde bitkilerin sulama ihtiyacı damlama sulama sistemi ile karşılanmaktadır. Yapıda kullanılan malzeme seçiminde yerel malzemeler tercih edilmiştir.

Tablo 22.3: Ekolojik Bina Özellikleri

Isıtma	7	kWh/m²yıl
Soğutma	13	
Yenilenebilir enerji üretimi	20	
Dış duvar U-değeri	0,035	W/m²K
Zemin döşemesi U-değeri	0,035	
Çatı U-değeri	0,035	
Pencere U-değeri	0,900	
Isı geri kazanım	90	%
n50 basınç testi	0,5	h/1



Şekil 22.13: Ekolojik Bina Kesit Çizimi



Şekil 22.14: Ekolojik Bina Pasif Ev Detayları

22.9.3. GAP Enerji Verimliliği Danışmanlık ve Kuluçka Merkezi

Şekil 22.15: Binanın Uygulama Öncesi Durumu

2015 yılında açılan GAP Enerji Verimliliği Danışmanlık ve Kuluçka Merkezi, Gaziantep Sanayi Odası tarafından tahsis edilen ve GAP BKİ ve UNDP iş birliği ile geliştirilen EnerPHit kriterlerine göre tasarlanmış ve yenilenmiş ilk binadır. Bina tasarlanırken yıllık %74 enerji tasarrufu hedeflenmiştir. Yalıtım amaçlı olarak çatıda 240 mm kalınlığında cam yünü şilte, duvarlarda içten 60 mm, dıştan 160 mm kalınlığında cam yünü şilte, zemin ve yeraltı dış duvarlarında 200 mm kalınlığında Foamboard levha kullanılmıştır. Pasif Eve Uygun sertifikalı 3 camlı pencere sistemleri, ısı geri kazanımlı mekanik havalandırmalı sistem, hava sızdırmaz membranlar ve bantlar kullanılmış, çatı alanı fotovoltaik panel kurulumu için kullanılmıştır.

Şekil 22.16: Binanın Uygulama Sonrası Durumu

Tablo 22.4: GAP Enerji Verimliliği Danışmanlık ve Kuluçka Merkezi Özellikleri

	ÖNCE	SONRA	
Isıtma		20	kWh/m²yıl
Yenilenebilir enerji üretimi		6	
Dış duvar U-değeri	2,7	0,149	W/m²K
Zemin döşemesi U-değeri		0,169	
Çatı U-değeri	1,6	0,201	
Pencere U-değeri	2,5	0,81	
Isı geri kazanım		75	%
n50 basınç testi		1	h/1

KAYNAKÇA

Advanced Energy Design Guides (2011). Collection, various commercial sectors.

American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE), www.ashrae.org.

Attia, S. (2018). Net Zero Energy Buıildings (NZEB): Concepts, Frameworks amd Roadmap for Project Analysis and Implementation. Butterworth-Heinemann. 2018.

Das Passivhaus – Energie-Effizientes-Bauen, holzbau handbuch Reihe 1: Entwurf und Konstruktion Teil 3: Wohn- und Verwaltungsbauten Folge 10: Passivhaus – Energie-Effizientes-Bauen, DGfH Innovations- und Service GmbH, 2002.

Green Building Initiative and Green Globes, www.thegbi.org/ green-globes.

GreenGuide: The Design, Construction, and Operation of Sustainable Buildings, 3rd ed., Swift, J., Lawrence, T. eds.

Heincke, C., Olsson, D. (2012). Simply Green: A Quick Guide to Environmental and Energy Certification Systems for Sustainable Buildings.

Kats, G. (2003, October). The costs and financial benefits of green buildings, a report to California's sustainable building task force. http://www.usgbc.org/Docs/News/News477.pdf.

Pasif Ev, EnerPHit ve PHI Düşük Enerji Bina Standardı Kriterleri 9. Versiyon, Pasif Ev Enstitüsü, Çeviri: SEPEV, 2021.

Standard 55-2010, Thermal Environmental Conditions for Human Occupancy.

Standard 62.1-2010 Ventilation for Acceptable Indoor Air Quality.

Standard 90.1-2010 Energy Standard for Buildings Except Low-Rise Residential Buildings.

Standard 189.1-2009 Standard for the Design of High-Performance Green Buildings.

The United States Green Building Council, www.usgbc.org

U.S. Environmental Protection Agency Climate Change Indicators Atmospheric Concentrations of Greenhouse Gases.

Yüksel, A. (2022, Ocak). Sürdürülebilirlik Kavramının Kısa Tarihi. MÜKAD Dergi.

Wärmebrückenfreies Konstruieren; Protokollband Nr. 16 des Arbeitskreises kostengünstige Passivhäuser, 1. Auflage, Passivhaus Institut, Darmstadt 1999

22. Bölüm Çalışma Soruları

1. Aşağıdaki tanımlamalardan hangisi doğrudur?

A. Pasif Ev bina gerekli olan ısıl konfor (ISO 7730) koşullarını temiz havayı ısıtarak ya da soğutarak sağlayan binadır.
B. Pasif Ev bina gerekli olan ısıl konfor (ASHRAE 189.1) koşullarını temiz havayı ısıtarak ya da soğutarak sağlayan binadır.
C. Pasif Ev bina gerekli olan ısıl konfor (DIN EN 13289) koşullarını temiz havayı ısıtarak ya da soğutarak sağlayan binadır.
D. Pasif Ev bina gerekli olan ısıl konfor (EN 16798) koşullarını temiz havayı ısıtarak ya da soğutarak sağlayan binadır.
E. Pasif Ev bina gerekli olan ısıl konfor (EO 13514) koşullarını temiz havayı ısıtarak ya da soğutarak sağlayan binadır.

2. Aşağıdaki önermelerden hangisi bir Pasif Ev bina için doğrudur?

A. Bina kabuğu hava geçirmezliği (Sızdırmazlık): Bina kabuğu hava sızdırmazlığı açısından, hava değişimi DIN EN 13289 normuna göre 50 Pa basınçta saatte %60'ı (0,6h-1) geçmemelidir.
B. Bina kabuğu hava geçirmezliği (Sızdırmazlık): Bina kabuğu hava sızdırmazlığı açısından, hava değişimi DIN EN 13289 normuna göre 150 Pa basınçta saatte %50'yi (0,5h-1) geçmemelidir.
C. Bina kabuğu hava geçirmezliği (Sızdırmazlık): Bina kabuğu hava sızdırmazlığı açısından, hava değişimi DIN EN 13289 normuna göre ±50 Pa basınçta saatte %50'yi (0,5h-1) geçmemelidir.
D. Bina kabuğu hava geçirmezliği (Sızdırmazlık): Bina kabuğu hava sızdırmazlığı açısından, hava değişimi DIN EN 13289 normuna göre ±50 Pa basınçta saatte %60'ı (0,6h-1) geçmemelidir.
E. Bina kabuğu hava geçirmezliği (Sızdırmazlık): Bina kabuğu hava sızdırmazlığı açısından, hava değişimi DIN EN 13289 normuna göre 150 Pa basınçta saatte %60'ı (0,6h-1) geçmemelidir.

3. Yeşil Rehber'e göre, yeşil binalar aşağıdaki hangi maddeler göz önünde bulundurulursa tüm yaşam döngüsü boyunca yüksek performans göstermeyi basarmış binalar olarak sayılırlar?

A. Su, enerji, toprak ve malzeme gibi yenilenemeyen, tükenebilir kaynakların minimum tüketimi
B. Olumsuz çevresel etkileri olan atmosferik emisyonları minimuma indirme
C. Bir binanın yaşam döngüsünün sonunda yıkım enkazı dahil olmak üzere zararlı sıvı ve katı malzemelerin minimum deşarjı
D. Sahadaki ekosistemler üzerinde minimum olumsuz etki yaratma
E. Hepsi

4. Aşağıdaki önermelerden hangisi Türkiye'de nSEB düzenlemeleri için yanlıştır?

A. Yönetmelikle 1 Ocak 2023 tarihinden itibaren 5 bin metrekareden büyük olan tüm binaların enerji performans sınıfının en az "B" olacak şekilde inşa edilmesi ve tükettikleri enerjinin en az yüzde 5'ini yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılamaları zorunlu hale getirildi.
B. 1 Ocak 2025 tarihinden itibaren bu uygulama 2 bin metrekare üzeri tüm binalarda yaygınlaştırılması ve kullanılan enerjinin en az yüzde 10'unun yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanması zorunluluğu da getirildi.
C. Yönetmelikte belirtilen yenilenebilir enerji kaynaklarına sadece güneş panelleri dahildir.
D. Yönetmelik kapsamındaki binaların yapı ruhsatı başvurularında ruhsat veren idarelerin BEP-TR masaüstü modülünden, yönetmelik şartlarını sağlayıp sağlamadığının kontrolü de yapılmaktadır.
E. "Neredeyse Sıfır Enerjili Binalar" kavramına uymayan binalara yapı kullanım izin belgesi düzenlenemiyor ve bu kavrama uyan binaların Enerji Kimlik Belgelerinde nSEB olduğu görülüyor.

5. Bir proje bütünleşik süreç yönetimi uyguluyor ve yüksek değerde enerji performansı hedefliyorsa ilk aşağıdakilerden hangisini yapması gerekmektedir?

A. Enerji maliyetlerinin hesaplanması
B. Baz bir model oluşturması
C. Enerji modellemesinden önce basit bir enerji analizinin yapılması
D. Karbon ayak izinin hesaplanması
E. Yaşam döngüsü maliyet analizinin yapılması

Bölüm 23:
Finansman ve Performans Sözleşmesi

23.1. Giriş

Bir işletmenin tüm aktifleri ve harcamaları için gereken maddi kaynağın (fon) temini olan finansman, yatırımın hayata geçmesinde başlangıç sayılabilecek hayli önemli bir noktada yer alır. Finans süreci içerisindeki; ihtiyacın doğru tespiti, doğru kaynaklardan temini ve doğru yönetimi unsurları yatırımın başarıya ulaşmasında son derece ciddi etkenlerdir. Unsurlardan birinin yanlış olması yatırımın başlamasına ve/veya uygulama sürecine negatif etki yapacaktır.

Yatırım planlaması her ne kadar yüksek uygulanabilirliğe ve karlılığa sahip olsa da maalesef sayısı hiç de az olmayan enerji yönetim projeleri iyi bir finansman çalışması yapılmamasına bağlı, doğru fon kaynağına erişemediğinden ya beklemede kalmakta ya da tamamen iptal edilmek durumunda kalmaktadır. Bölümleri iyi anlamak ve bağlantıları kurabilmek için finansman konusunda bazı temel bilgileri paylaşmak okuyucu hedef kitleye fayda sağlayacaktır. Finansman türleri kaynağına ve süresine göre çeşitlilik gösterir.

Kaynağına göre finansman türleri:

1. İç finansman (özkaynak)
2. Dış finansman (maliyetli/maliyetsiz)
3. Otofinansman (işletmenin karının bir bölümünün dağıtılmayıp işletme içinde bırakılması)
4. Enerji yönetimi projelerinde bir yeni finansman türü olan “ESCO (Enerji Hizmet Şirketi) Finansman” modeli: Uygulayıcı firma olan üçüncü tarafın finansman sorumluluğunu da üstlendiği modeldir.

Süresine göre finansman türleri:

1. Kısa vadeli kaynak (Bir yıla kadar)
2. Orta vadeli kaynak (Bir-beş yıl)
3. Uzun vadeli kaynaklar (Beş yıl üzeri)

En sade tanımı ile ürün/servis kalitesinden ve çevresel duyarlılıklardan ödün vermeksizin, gereksiz enerji tüketiminin önlenmesi için planlanan maliyet azaltıcı, enerjinin verimli kullanımı olan enerji yönetimi projeleri; kolay ve kısa sürede uygulanabilirliği, kısa geri dönüş süresi, yatırım maliyeti düşüklüğü, göreceli özkaynakla finanse edilebilecek ölçekte olması, operasyonel maliyetleri düşürmesi, yüksek iç karlılık oranı, risk düşüklüğü, yatırımın kendini ödeme kabiliyeti, tabana yaygın yatırımlar olması, rekabet avantajı sağlaması, yerli ekipman kullanım kolaylığı sağlaması ve ülkemizde yüksek tecrübe ve kalitede uygulayıcı firmaların bulunması ve bu firmaların finansman yükünü de üstlenmesi (ESCO finansman) gibi avantajlarından dolayı cazibesi hayli yüksek, ***yarının kazancı için bugün yapılan harcamalar***dır.

Enerji yatırımları projelerinin tamamına yakını kendi yaratmış olduğu nakit akışları ile yatırımın kendisini geri ödeyebilme performansına sahip olmasından dolayı proje finansmanına uygun yatırım projeleri niteliğindedir.

Bu bölümde amaçlanan, enerji tüketen sistemlerin (binalar ve endüstriyel işletmeler) idaresi, yönetimi ve organizasyonuyla sorumlu tesis enerji yöneticilerinin finans süreç işleyişini bilmelerine, verileri okuyup anlayabilmelerine ve bu verileri projenin hayata geçme aşamasında ve uygulamalarında kullanabilmelerine yardımcı olmaktır.

Bölüm içerisinde, finansal kaynak erişim engeline takılmış fayda değeri yüksek projelerin doğru yaklaşımlarla ve yönetimle engelleri aşması için hem terminoloji hem de örnek çalışmalar üzerinden bilgilendirme yapılması ve bakış açısı kazandırılması amaçlanmıştır.

Birkaç alt bölümde inceleyeceğimiz konuların bir diğer başlığı da “Performans Sözleşmesi” olacaktır. Enerji performans sözleşmesi (EPS), enerji verimliliği ya da yenilenebilir enerji projelerinin ilk yatırım maliyetlerinin sonraki yıllarda sağlanacak tasarruflar ile geri ödenmesine dayalı bir finansman mekanizmasıdır. 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu’nda enerji performans sözleşmeleri; “Uygulama projesi sonrasında sağlanacak enerji tasarruflarının garanti edilmesi ve yapılan harcamaların uygulama sonucu oluşacak tasarruflarla ödenmesi esasına dayanan sözleşme” olarak tanımlanmıştır.[1]

Bölüm sonunda okuyucuların finansmanı temel bilgi düzeyinde anlamaları ve daha fazla projenin onaylanmasını ve finanse edilmesini sağlamak için bilgi, analiz, öngörü ve hesaplamalarını projelerde uygulayabilmeleri hedeflenmektedir.

23.2. Finansal Düzenlemeler

Bu bölümün amacı doğrultusunda bir projeyi sermaye (özkaynak) ile ve sermaye olmaksızın finanse etmenin yollarını incelemektir. Unutulmamalıdır ki enerji yönetimi projelerinin pek çoğu için ilk yatırım maliyeti (ekipmanı satın alma maliyeti), yatırımın toplam ömrü içerisinde çok küçük bir paya sahiptir.

Varsayımsal olarak bölgesel odaklı ve ulusal olarak büyüme hedefi olan, orta ve büyük ölçekli işletme statüsünde bir enerji ve varlık yönetimi danışmanlık şirketi “XYZ Enerji” şirketini ele alalım. XYZ Enerji, sık arızalanan, verimsiz ve fosil yakıt kullanan eski araçlar kullanmaktadır. XYZ Enerji yönetimi, masrafları azaltmak, güvenilirliği artırmak ve performansı yüksek kullanım için yeni ve daha verimli bir araç (kamyon) almak istemektedir. Satış ve pazarlama departmanı, yeni elektrikli bir araç almanın kamu algısı açısından iyi olacağını önermektedir. Şirketin elinde nakit olmasına rağmen, muhasebe birim yetkilileri ise yeni bir araca para harcamak yerine kaynağı ofislerini yeniden düzenlemek için kullanmayı tercih etmektedir. Buna bağlı olarak şirket finansman seçeneklerini değerlendirir.

23.2.1. Nakit (Özkaynak) ile Finansman

XYZ Enerji, aracı özkaynağı ile satın alma yoluna gider. Özkaynak, yatırımın finansmanında yatırımcının koyduğu kısımdır. Özkaynak oranı, yatırım riski ile doğru orantılı olarak belirlenmektedir.

Ancak bilinmeli ve dikkate alınmalıdır ki özkaynak maliyetsiz bir kaynak değildir, fırsat (alternatif) maliyeti vardır. İşletmeler ana faaliyet konularına bağlı özkaynaklarını hangi alanda etkin kullanacağını iyi planlamalıdır. Örneğin, stok hızı yüksek olan imalat ve ihracat yapan işletmelerin, özkaynaklarını kur ve fiyat artışı gibi olası para piyasaları ve/veya sektörel pazar değişkenliklerine karşın hammadde alımında kullanmaları daha doğru planlama olacaktır zira esas olan işletmelerinin ekonomik ömrünü sürdürmesidir.

23.2.2. Kredi ile Finansman

Kredi, birçok ekipman satın alma türü için geleneksel finansal düzenlemedir.

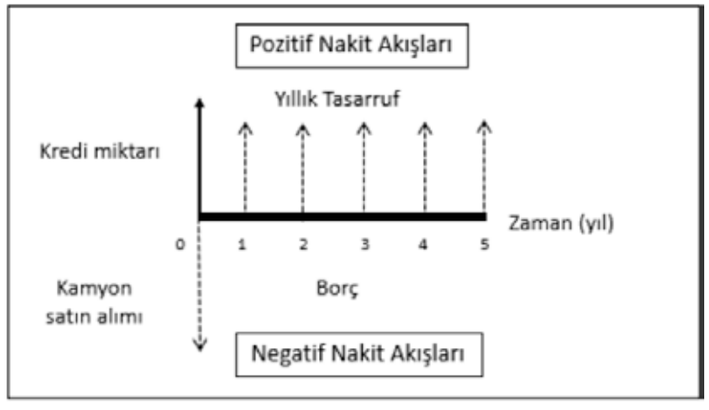
XYZ Enerji, aracı satın almak için dış finansman seçeneği ve maliyetli (faiz) kaynak olan kredi borçlanmasına girer, finans kurumu ile faiz, vade, teminat koşulları, özkaynak oranı, komisyon ve aylık geri ödeme planında mutabık kalarak dış kaynağı kullanımına transfer eder. Şekil 23.1, XYZ Enerji’nin kullandığı kredi için yıllık nakit akışlarını göstermektedir. Düz oklar, XYZ Enerji ile banka arasındaki finansman nakit akışlarını temsil eder. XYZ Enerji, borçlu alınan kredi bakiyesi sıfır olana kadar her yıl anapara + faiz tutarında ödemeler yapar. Ödemeler negatif nakit akışlarıdır. Böylece, XYZ Enerji parayı borç olarak aldığı sıfır zamanda, bankadan kaynağı temin eder, bu da pozitif bir nakit akışıdır ve kaynağı aracı (kamyon) satın almak için kullanır.

Çoğu banka, bir krediyi güvence altına almak için peşinat ve teminat isteyecektir. Finans kurumu söz konusu krediyi teminatsız olarak (imza karşılığı) kullandırabileceği gibi teminat alarak da kullandırabilir ve işletmelerin kredi işlemlerinde anapara + faizi karşılayacak teminat talebinde bulunabilir. Teminat türleri; kefaletin yanında gayrimenkul ipoteği, menkul rehni, gerçek ticari işlemlerden doğmuş müşteri çek senedi, taşıt rehni, işletme rehni ve alacağın temliği gibi enstrümanlardır.

Kredi kullanımında özkaynak oranının yüksek olması projenin geri dönüş süresine olumlu etki yaratır. Özkaynak oranı sabit bir oran olmayıp finans kurumu ile yatırımcı arasında görüşmeye bağlıdır.

Örneğimiz özelinde, taşıt rehni karşılığı, araç değerinin belli bir yüzde oranında, sıfır veya ikinci el araç için ticari taşıt kredisi kullanımı mümkündür.

Şekil 23.1'deki kesikli oklar hem araç alımını hem de tasarruf nakit akışlarını temsil etmektedir. Böylece, sıfır zamanında XYZ Enerji bankadan alınan parayla (pozitif nakit akışı) aracı satın alır (negatif nakit akışı). Yeni aracın daha yüksek verimliliği nedeniyle XYZ Enerji'nin yıllık giderleri azalır yani tasarruf sağlanır. Yıllık tasarruflar pozitif nakit akışlarıdır ve kredinin ödenmesinde önemli kazanımdır.



Şekil 23.1: XYZ Enerji'nin Kredi Nakit Akışı

Burada proje finansmanı kredisi ile ticari kredi arasındaki farktan da kısaca bahsetmekte fayda vardır. Normal ticari kredilerde projenin nakit akışı ve ilgili mal varlığı kredi alan yatırımcının diğer iş ve işlemlerinden ayrılmaz, konsolide olarak değerlendirilir. Proje finansmanı kredisinde ise projenin nakit akışları ve projenin mal varlığı, yatırımcıların diğer iş ve işlemlerinden ayrı tutulur ve değerlendirilmeye alınır. Yatırımcı, proje özelinde ayrı bir şirket de kurabilir ve işin doğasında beklenen de projenin kendi nakit akışları yani gelirleri ile giderlerinin birbirini karşılamasıdır. İyi planlanmış proje kendi geliri ile kredi ödemelerini yapabilme kabiliyetine sahiptir, teminatlandırma yapısı da farklılık gösterebilir yani projenin bu kabiliyeti ilave teminat talebini hafifletir. Özünde projenin fikri, projenin kendisi bir varlıktır.

Kredi kullanımı ile ilgili olası önyargının önüne geçmek için birkaç bilgiyi paylaşmakta fayda vardır. Özkaynağı yetersiz olan ve dış maliyetli finansman yani kredi kullanımı ihtiyacı kimi işletmeler, faiz+sigorta-komisyon gibi maliyetlerinden dolayı kredi kullanmaya çekince duymakta ve işletmeler borçlanmayı tercih etmeyerek yatırımlarını öteleme ya da iptal etme aşamasına gelmektedirler. Oysaki bir projenin getiri oranı, şirketin kâr marjından veya borçlanma oranından daha büyükse yani projenin getirisi kendi borcunu ödeme kabiliyetine sahip ise projeyi bu şartlarda hayata geçirmemek için herhangi bir sebep kalmamıştır. Hatta böyle bir denklemde işletmenin özkaynaklarına dokunmadan kredi kullanması son derece doğrudur zira işletmenin likit yapısı muhafaza edilmiş olur.

Bir diğer önyargı da finans kurumlarının ekonomik baskılara karşı daha dayanıklı olan kurum ve kuruluşlara (kamu ve kurumsal yapılar) kredi kullandırımına nispeten istekli oldukları, diğer küçük ve orta ölçekli firmalara kredi kullandırımına istekli olmadıkları yönündedir. Yatırımcı işletmenin finans yetkilisi tarafından, işletmenin ve işletme hissedarlarının kredibilitesinin sorunsuz olması durumunda, yatırımın gerçekçi nakit akış tablosu ve işletmenin şeffaf mali verileri bankaya sunulduğu takdirde finans kurumu nezdinde süreç başlayacak, veriler de yeterli ise süreç olumlu yönde ilerleyecektir. İdeal olan finans yetkilisinin iyimser, standart ve kötümser olmak üzere üç senaryoda nakit akış tablosunu hazırlayarak finans kurumuna sunmasıdır. Gerçekçi hazırlanmış bir nakit akış tablosu yatırımın tolere edeceği doğru faiz oranını da görmeyi sağlar. Buna bağlı yatırımcı, finans kurumu ile hangi kredi faiz oranı ve vade yapısı üzerinden görüşeceğini bilir.

Kredilendirme aşamasında finans kurumlarının dikkate aldığı önemli bir kavram "Net İşletme Sermayesi"dir. Tablo 23.1'de görülebileceği gibi net işletme sermayesi, bir şirketin dönen varlıkları ile kısa vadeli borçlar arasındaki fark, yani bir yıl vadeye kadar dönecek olan varlıklar ile yine bir yıl vadeye kadar ödenecek olan yabancı kaynakların (borçlar) TL cinsinden parasal değer farkı olarak tanımlanmaktadır. Net işletme sermayesi değeri hem finansal planlama için hem finans kurumlarına kredi başvurularında büyük önem taşır. Çünkü net işletme sermayesi, şirketin kısa vadeli borçlarını dönen varlıkları ile karşılayıp karşılamadığını gösteren, bir nevi işletmenin emniyet marjının göstergesidir. Bu göstergenin de pozitif yönlü olması çok önemlidir. Eğer dönen varlıklar kısa vadeli borçları karşılamıyor veya başa baş noktasında karşılıyorsa ilave borç yüküne girmek firmanın nakit akışı için büyük risk olacaktır. Zira banka kredi değerlendirmesinde nihai olarak işletmenin borcunu (kredi) ödeme kabiliyeti olan borç servisi karşılamasını dikkate alacaktır.

Doğru hazırlanmış nakit akışı, potansiyel risklerin belirlendiği ve risk azaltıcı önlemlerin açıklandığı risk analizi, ekonomik, çevresel ve sosyal etki analizi, projelerin finansmana erişim kabiliyetini artırır. Projenin nakit akışına uygun vadeli borçlanma tercih edilmeli, finansman vadesi projenin kendisini geri ödeme süresinden çok uzun olacak şekilde tercih edilmemelidir.

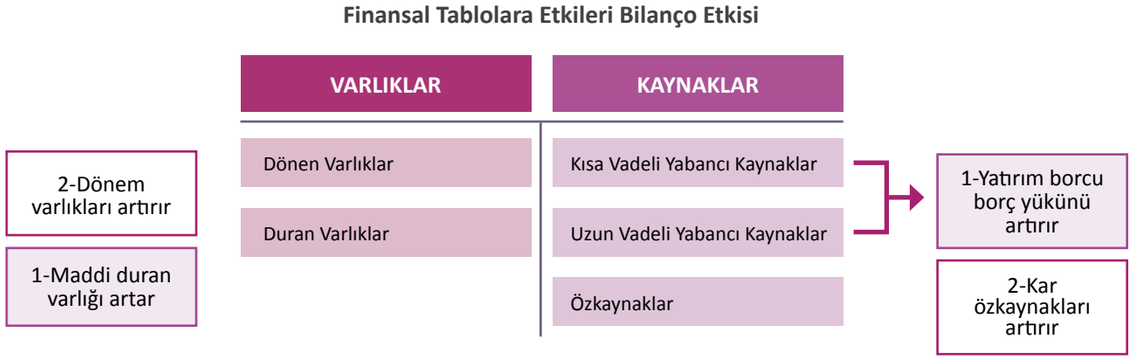
Finans kurumları ihtiyaç olan fonun tamamını veya belli bir oranını kredilendirebilir. Belli oranda kredilendirilmeye bağlı yatırımcının kalan tutarı başka kaynaklardan temin etmesi gerekir.

Temiz enerjiye geçiş sürecinin yeni başlamasına bağlı olarak finans kurumları teknik açıdan konulara ve süreçlere hakim olmadığından maalesef yatırımcı ile aralarında aynı dilden konuşamama söz konusu olmakta bu da süreç yönetimine negatif etki yaratmaktadır. Sürdürülebilir finans artık geleneksel finansman yöntemlerinin ötesine geçmiş ve finans kurumları da globalde hızla değişen teknolojiye ve mevzuatlara uyumlanarak yeşil finansman ilkelerinde çalışma sorumluluğuna yönelmiştir. Bu dönemi geçiş dönemi olarak algılamak ve gerektiğinde uzman danışmanlardan destek alarak ilerlemek sağlıklı olacaktır. Enerji yönetim projelerinde, yetkililerin bu bilgiyi göz önüne alarak finans kurumları ile iletişimde olmaları önerilir.

Tablo 23.1: Net İşletme Sermayesinin Hesaplanması [2]

AKTİF	PASİF
KASA - BANKA	**FİNANSAL BORÇLAR**
MENKUL KIYMETLER	Banka Kredileri
KISA VAD. TİCARİ ALACAKLAR	U. Vad. Kredi Ana Para Taksitleri
Yurt İçi Alacaklar	Banka Dışı Finans Kuruluş. Olan Borçlar
Yurt Dışı Alacaklar	Diğer Mali Borçlar
Alacak Senetleri (Net)	
Grup İçi Ticari Alacaklar	**KISA VADELİ TİCARİ BORÇLAR**
Diğer Ticari Alacaklar	Satıcılar
Şüpheli Alacak Karşılığı (-)	Senetli Borçlar (net)
DİĞER KISA VAD. ALACAKLAR	Diğer Ticari Borçlar
Ortaklardan Alacaklar	Yurt Dışı Borçlar
Kardeş Kuruluşlardan Alacaklar	Grup İçi Ticari Borçlar
İştiraklerden Alacaklar	**DİĞER KISA VADELİ BORÇLAR**
Diğer Alacaklar	İştirak. & Kardeş Kuruluş. Olan Borçlar
Verilen Depozito ve Teminatı	Ortaklara Borçlar
STOKLAR	Diğer Borçlar
İlk Madde ve Malzeme	Kamuya Olan Borçlar
Yarı Mamuller	**GELECEK AYL. AİT GELİR & GİDER TAH.**
Mamuller	**ALINAN AVANSLAR**
Ticari Mallar	
Verilen Sipariş Avansları	**BORÇ VE DİĞER KARŞILIKLAR**
	Dönem Karından Ödenecek Vergi
GEL. AYL. AİT GİD.& GEL. TAH.	Dönem Karından Ödenecek Temettü
DİĞER DÖNEN VARLIKLAR	Diğer Borç ve Gider Karşılığı
DÖNEN VARLIK TOPLAMI	**KISA VADELİ BORÇ TOPLAMI**
NET İŞLETME SERMAYESİ-DÖNEN VARLIK TOPLAMI- KISA VADELİ BORÇ TOPLAMI	

Tesis yöneticilerine bakış açısı kazandırmak için Şekil 23.2 ve Şekil 23.3'te enerji verimliliği projeleri kredi ile finanse edildiğinde bunun işletme bilanço ve gelir tablosuna nasıl yansıdığı en basit hali ile sunulmuştur.



Şekil 23.2: Ekipmanın Kredi ile Alımının İşletme Bilançosuna Etkisi

Şekil 23.3: Ekipmanın Kredi ile Alımının İşletme Gelir Tablosuna Etkisi

23.2.3. Tahvil Satışı ile Finansman

Tahviller, devletin veya anonim ortaklıkların en az bir yıl ve daha uzun vadeyle, ödünç para bulmak amacıyla çıkardıkları borç senetleridir. Anonim şirketler tarafından bir yıldan uzun vadeli olarak ihraç edilen borçlanma senetleri "özel sektör tahvili" olarak adlandırılmaktadır. [3] Sade hali ile, işletmelerin finansman ihtiyaçlarının karşılanması amacıyla çıkardıkları borçlanma araçlarıdır.

Tahviller kredilere çok benzer, bir miktar para ödünç alınır ve belirli bir süre boyunca faiziyle geri ödenir. Birincil fark, bir tahvil ile ihraççının (XYZ Enerji) periyodik olarak yatırımcılara yalnızca kazanılan faizi ödemesidir. Bu dönemsel ödemeye kupon faiz ödemesi denir. Kuponsuz tahvil örneği verirsek; nominal (tahvilin üzerindeki yazılı) değeri 10.000 TL olan %10 iskontolu tahvilin ihraç fiyatı 9.000 TL'dir. Yatırımcı vade sonunda tahvilini nominal değerden iade ederek 10.000 TL alır böylece 9.000 TL ana parasına ilave olarak 1.000 TL kazanç sağlamış olur.

Tahviller şirketler ve devlet kurumları tarafından ihraç edilir. Devlet tahvilleri yatırımcılar için vergiden muaf gelir sağlar, dolayısıyla bu tahviller şirket tahvillerinden daha düşük oranlarda ihraç edilebilir. Bu fayda, hükümetlere projeleri finanse etmek için tahvil kullanmak açısından ekonomik bir avantaj sağlar.

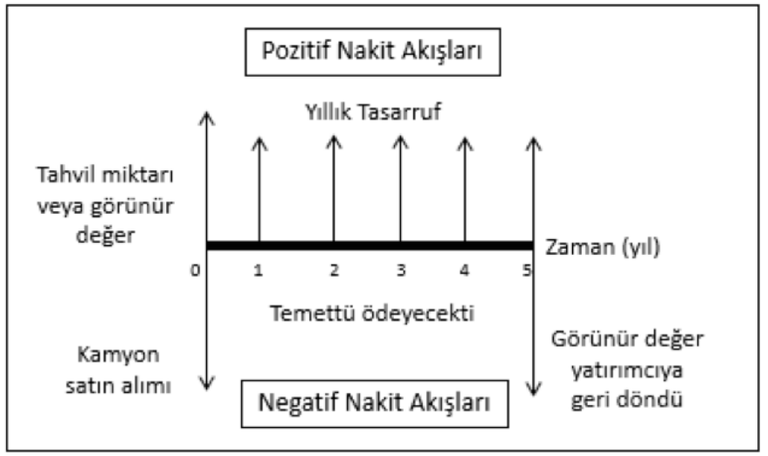
XYZ Enerji almak istediği aracı tahvil satışı nihayetinde kasasına giren yeni kaynak ile satın alabilir. Bu düzenleme, yatırımcıların (banka değil) XYZ Enerji'ye belli miktar para (tahvilin nominal değeri olarak adlandırılır) vermesidir. Periyodik olarak, XYZ Enerji yatırımcılara yalnızca birikmiş faizi ödeyecektir. Şekil 23.4'ün gösterdiği gibi, tahvil vadesine ulaşıldığında XYZ Enerji nominal değeri yatırımcılara iade eder. XYZ Enerji, tahvil sahiplerine faiz ödemeleri yerine, tahvil faiz ödemelerinin yapılacağı ileri bir tarihe kadar tahvilleri geri alabilir.

Bir bilgiyi de not düşmekte fayda olacaktır; tahvillerin getirilerini etkileyen en önemli unsurlar, likiditesi ve sahip oldukları risktir. Şirket tahvilleri, şirketin iflas etmesi ve faiz ile anapara ödemesinde temerrüde düşmesi açısından devlet tahvillerine oranla daha yüksek risk taşıdıklarından, genellikle (alıcılar) devlet tahvillerinden daha yüksek faiz geliri sağlar. Şirketin iflası veya tasfiyesi halinde, önce borçlar ödendiği için, tahvil sahipleri şirket ortaklarından (pay sahipleri) önce alacaklarını alır. [3]

Tahvil ihracını "Anonim Şirket statüsündeki işletmeler" yapabilmektedir.

İçeriğimizin enerji olduğunu dikkate aldığımızda "Yeşil Tahvil"den de bahsetmemiz okuyucuya sektörel bilgi verecektir. Dünya'daki ilk Yeşil Tahvil ihracı 2007 yılında, 600 Milyon Euro tutarında gerçekleştirilmiştir. Bu tahvil ihracından kazanılan fonlarla yenilenebilir enerji projelerine finansal destek sağlanmıştır. Ülkemizde de ilk 2016 yılında bir kalkınma bankamız tarafından yeşil tahvil ihracı gerçekleştirilmiştir. Yeşil tahvilleri geleneksel tahvillerden ayıran, yeşil tahvillerle elde edilen kazançların sadece yeşil projelerde (temiz enerji üretimi, enerji verimliliği, kirliliğin önlenmesi ve kontrol edilmesi, doğal kaynakların sürdürülebilirliği, biyoçeşitliliğin korunması, sürdürülebilir su, çevre dostu temiz ulaşım, döngüsel ekonomi, emisyon azaltım vb.) kullanılmasıdır.

Kamu kuruluşları, sanayi ve hizmetler sektörü, enerji sektörü ve finans sektörünün 2022-2030 döneminde 16 milyar dolarlık, yıllık ise ortalama 1,8 milyar dolarlık yeşil tahvil potansiyeli bulunduğu hesaplanmaktadır. [4]



Şekil 23.4: XYZ Enerji'nin Tahvil İçin Nakit Akışı

23.2.4. Hisse Satışı ile Finansman

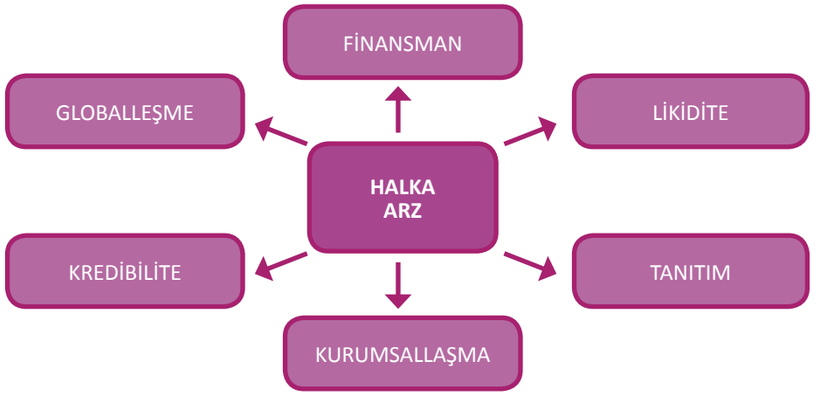
Şirket hissesi satmak, projeler için sermaye artırabilecek bir öz sermaye finansmanı seçeneğidir. Bu düzenlemede, XYZ Enerji, kaynak sağlamaya yönelik hisselerini satma yolunu seçer. İşletmeler; finansman kaynağı, likidite, kurumsallaşma, tanıtım ve itibar sağlamak amacıyla halka açılır. Halka arz, bir şirketin sahip olduğu varlıkları daha küçük paylara bölerek satışa çıkarması olarak tanımlanır. Halka arz ile hisse senetlerini satışa çıkardığını ilan eden bir şirketin tüm yatırımcılara hissedar olma yolu açılır. Karşılığında XYZ Enerji'nin hissedarlara temettü ödemesi beklenir. Hisse senedi satmak, birkaç küçük farkla birlikte, tahvil ile benzer bir nakit akışı modeline sahiptir. Temettü ödemeleri zorunlu değildir, şayet XYZ Enerji mali sıkıntı yaşıyorsa temettü dağıtması gerekmez. Öte yandan, XYZ Enerji'nin karı artarsa söz konusu tutar, artık şirketin temsili bir hissesine sahip oldukları için yeni hissedarlarla paylaşılacaktır. Hisse satışı, diğer finansman yöntemlerine göre göreceli olarak daha düşük maliyetle kaynak temini sağlamaktadır.

Ülkemizde de her geçen gün halka arz gerçekleştiren enerji şirketlerinin sayısı artmaktadır. Hisse satışı yapan şirketlerin temiz enerjiye dönüş faaliyetleri yatırımcıları olumlu motive etmektedir.

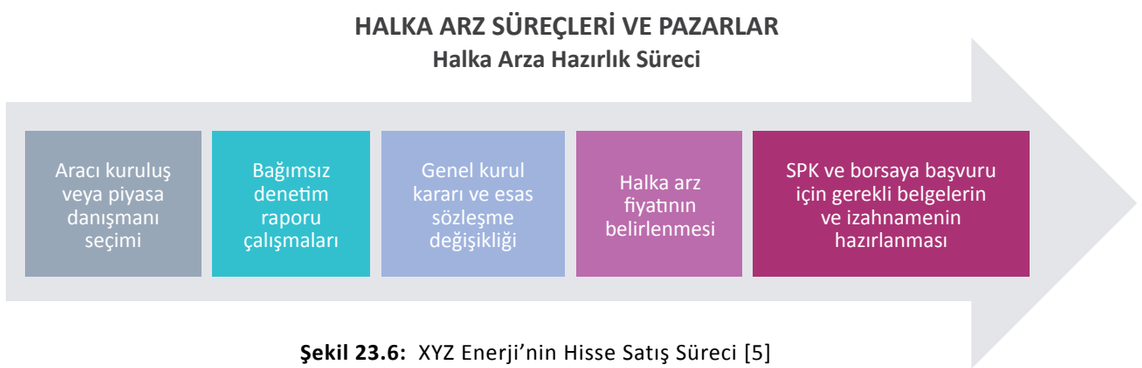
Hisse satışı için sermaye maliyeti hesaplaması:

Sermaye satış stokunun maliyeti = D / P
D = Yıllık temettü ödemesi
P = Şirket hisse senedi fiyatı

Sürdürülebilirlik alanında başarılı olan şirketlerin bir araya getirilmesi ve karşılaştırılması amacı ile Borsa İstanbul'da payları işlem gören kurumsal şirketlerin arasından sürdürülebilirlik performansı yüksek olanların sıralandığı BIST Sürdürülebilirlik Endeksi ile kurumsal risklerini ve fırsatlarını etkin bir şekilde yönetebilen şirketlere rekabet avantajı sağlanırken, şirketlerin yeni sermaye çekebilmeleri ve uygun koşullarla finansman sağlayabilmelerine fırsat verilmektedir. Şekil 23.5 ve 23.6'da işletmelerin hisse satışı amaçlamaları ve süreci gösterilmektedir.



Şekil 23.5: XYZ Enerji'nin Hisse Satışının Faydaları [5]



Şekil 23.6: XYZ Enerji'nin Hisse Satış Süreci [5]

23.2.5. Kiralama (Leasing) ile Finansman

Tıpkı bireysel araba kiralama işlemi gibi XYZ Enerji de yıllık ücret karşılığında bir araç (kamyon) kiralayabilir. Leasing, kiralama üzerinden bir finansman yöntemidir. Ülkemizde iki tür kiralama uygulaması bulunmaktadır:

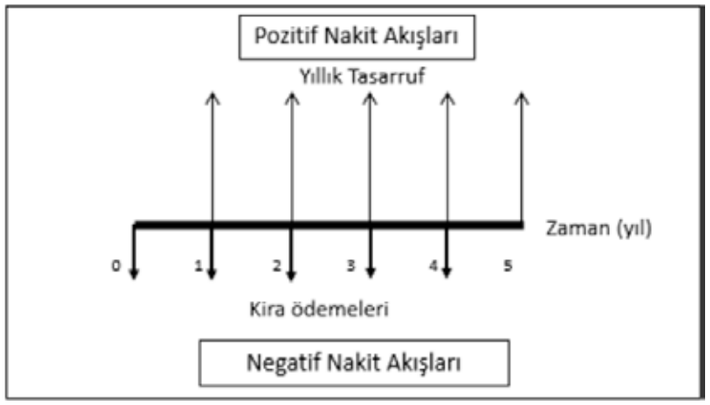
1. Finansal Kiralama: Genellikle işletmelerin tercih ettiği kiralama işlemidir. Yatırım malı olarak kullanılan bir ekipmanın, sözleşme süresi boyunca leasing firması (kiralayan) tarafından belirlenen kiralama ücreti karşılığında kiracının kullanım hakkı elde ettiği yöntemdir. Kiralama süresinin sonunda, kiracı seçeneğine göre varlığı geri alabilir, sözleşmeyi yenileyebilir veya varlığı iade edebilir. Kiralama şirketleri yatırımcılar için araçları satın alır, bakımını yapar ve belirli bir kiralama ücreti karşılığında, pazarlık seçeneği olmadan kullanım hakkını kiralama yapan işletmelere verir. Sözleşmenin sonunda malın mülkiyeti, kiracıya bir bedel karşılığında devredilebilir. Kira süresi, ekipmanın ömrünün %80'idir. Kira ödemesinin sadece faiz kısmı vergiden düşülebilir.

2. Operasyonel Kiralama: Ekipmanın mülkiyet hakkı kiralayanda, kullanım hakkı kiracıdadır. Sözleşme sonunda kiralanan mal kiralayan firmaya iade edilir. Kiraya veren ekipmana sahiptir ve amortisman faydalarını alır. Kiracı da kira ödemesinin tamamını vergiden düşebilir. Bu kiralama türü, kısa vadeli projeler için veya şirketin proje sona erdiğinde ekipmanı kullanmayı planlamadığı durumlara uygundur. İnşaat projesi sırasında bir vincin üç yıllığına kiralanması ve şirket filo araç kiralamaları buna en iyi örnektir. Kiralama süresinin iktisadî kıymetin ekonomik ömrünün yüzde 80'inden daha büyük bir bölümünü kapsaması esastır.

Leasing yönteminin en büyük avantajı, firmaların masraflarını kontrol altına alıp yüklü finansman giderinden kurtulması ve likiditesini korumasıdır. Leasing işlemi sayesinde işletmenin verimliliği ve kârı artırılabilir. Ayrıca, belirli bir minimum araç sayısı kiralama mecburiyeti olmadığı için, işletmenin ihtiyacına göre bir araç veya üzeri sayıda araç kiralanması mümkündür. Leasing işlemlerinin ekipman bazlı bazı vergisel avantajları da bulunmaktadır. Bilançoda listelenmediği için bilanço dışı finansman yöntemlerine girer. Bunun yanı sıra leasing yöntemi ile yatırımcının bankalarda bulunan ve ana faaliyet konusuna bağlı işletme sermayesi ihtiyacı olarak kullanacağı kredi limitleri muhafaza edilmiş olur.

XYZ Enerji, işletme giderleri olarak kabul edilen araç kira ödemelerini yapar ve vergiden düşebilir.

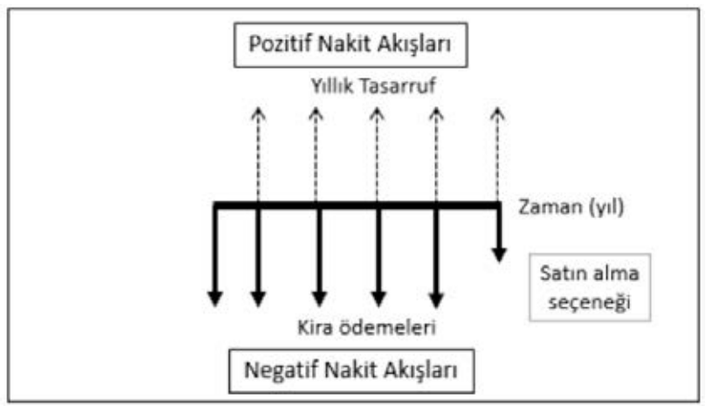
Şekil 23.7, önceden ödenen kira ödemelerini hesaba katmak için kira ödemelerinin (koyu oklar) kiralandığı anda (sıfır yıl) başladığını göstermektedir. Birikmiş kira ödemeleri de (birinci yılın sonundan başlamak üzere) düzenlenebilir. Sıfır yılında büyük bir negatif nakit akışı olan ekipman alımı olmaması dışında, tasarruf nakit akışlarının önceki düzenlemelerle temelde aynı olduğuna dikkat ediniz.



Şekil 23.7: XYZ Enerji'nin Kiralama İşlemi İçin Nakit Akışı

Kiralama işleminde sözleşme süresi ekipmanın faydalı ömründen daha kısa olmalıdır. Kiralama iptal edilebilir çünkü araçların kiralayan tarafından kolayca bir başkasına kiralanması mümkündür. Kiralama süresinin sonunda XYZ Enerji, aracı (kamyon) iade edebilir veya kiralamayı yenileyebilir. Ayrı bir işlemde XYZ Enerji, aracı adil piyasa değerinden satın almak için talepte de bulunabilir.

XYZ Enerji, kiralamanın sonunda aracı belirlenen fiyat üzerinden satın alma seçeneğini güvence altına almak isterse mülkiyet kiralama sonuna kadar devredilmeyeceği için ödemelerini düzenli yapmış ve vade sonunu beklemiş olmalıdır. Kiracının (XYZ Enerji) ödemelerde temerrüte (gecikme) düşmesi durumunda, kiraya veren teminat olarak mülkiyeti elinde tutar. Şekil 23.8, beş yılın sonunda avans ödemeli ve satın alma opsiyonlu bir sermaye kiralamasına ilişkin nakit akışlarını göstermektedir.



Şekil 23.8: XYZ Enerji'nin Kiralananı Satın Alması İçin Nakit Akışı

23.2.6. Satıcı Kredisi (Vadeli Satış) ile Finansman

Satıcı kredisi, nakit ödeme yapmadan, satıcının alıcıya belirli bir ödeme süresi tanımasına denir. Vadeli ödeme ülkemizde yaygın bir ödeme modeli olup birçok yatırımcı kendi özkaynakları veya maliyetli dış finansman yerine satıcı (tedarikçi) kredisi kullanmayı tercih etmektedir. Satıcı bu yöntemi satışlarını artırma aracı olarak kullanırken, alıcı XYZ Enerji tek seferde nakit ödeme yapmayarak likiditesini bozmadan vadeli veya taksitli ödeme yapar.

Satıcı kredisinde vade farkı satış fiyatına eklenir, maliyeti vardır. Özellikle küçük işletmelerde ve bankalar nezdinde kredi değerliliği yüksek olmayan işletmelerde tercih edilir. En önemli avantajı kullanılmaya hazır olmasıdır. İlave teminat alıp almama alıcının itibarına bağlı satıcının inisiyatifindedir.

23.2.7. Hibe/Teşvik Desteği ile Finansman

Teşvik, belirli ekonomik ve sosyal faaliyetlerin hızlı gelişmesini sağlamak amacı ile bölgesel, sektörel vb. kriterlere bağlı, kamu tarafından çeşitli yöntemlerle sunulan maddi destek ve yardımlardır. Bazı vergi ve harçlardan alınan indirimler (çıkışı yapılmayan nakit) örnek verilebilir.

Hibe, proje bazlı ve faaliyet sonrası (fuar gibi etkinlik katılımı, belgelendirme, nitelikli eleman istihdamı, danışmanlık vb.) belge esaslı başvuru ve onayı neticesinde yatırımcı hesabına gelen karşılıksız paradır.

İyi bir finans yetkilisi bilmelidir ki öncelik her zaman maliyetsiz kaynaklardır. Maliyetsiz kaynaklar projenin geri dönüş süresini olumlu etkileyerek kısaltır. Hibe almış projelerin eş finansmanı için finans kurumlarının da motivasyonu yüksek olur.

Kamu kurumlarının güncel desteklerini içeren https://www.yatirimadestek.gov.tr/ sayfası yatırımcılar için fayda sağlayıcı olup, finans yetkililerinin takip etmesi önerilir. Verimlilik artırıcı proje (VAP) destekleri buna güzel bir örnektir. [6]

Yakın geçmişte ülkemizde belli yaş üzeri eski araçlarda hurda teşviği kapsamında ÖTV indirimi uygulanmıştır. Yine dönemsel olarak kamu finans kurumlarımızın özel faiz oranı ile taşıt kredisi kullandırımı olmaktadır. Örneğimizdeki XYZ Enerji de eski araçları için güncel teşvikleri takip ederek maliyet düşürücü kaynaklardan yararlanabilir.

23.2.8. Karbon Kredisi

Karbon kredisi, ilk kez 1997 yılında imzaya açılan Kyoto Protokolü ile gündeme gelmiş bir karbon emisyonu azaltma işlemidir.

İşletmeler karbon off-set (denkleştirme) mekanizması ile açığa çıkardıkları sera gazı salımlarını, eşdeğer bir sera gazı tasarrufu ile karşılamakta ve eşleştirmektedir. Bu yol ile işletme, sebep olduğu karbon

emisyonunu azaltmak için başka bir işletmedeki emisyon azaltımını finanse etmektedir. Kısacası, kirletenin temiz enerjiyi finanse etmesidir. Bu sistem içinde, karbon emisyonu gerekliliklerine uyamayan işletmeler, yenilenebilir enerji projeleri için bir finansmanı hazır hale getirerek emisyonlarını dengelemek adına karbon kredileri satın alır.

Karbon kredisi, kredinin sahibine bir ton karbondioksit veya başka bir sera gazının eşdeğerini salma hakkı sağlayan ticari bir izin veya sertifikadır ve hem özel hem de kamu piyasalarında alınıp satılabilir. Mevcut ticari kurallar gereğince uluslararası kredi transferi de mümkündür.

23.2.9. Üçüncü Taraf Sözleşme Hizmetleri-Enerji Performans Sözleşmesi-ESCO Finansman Modeli

Buraya kadar bahsi geçen mekanizmalarda kaynak (fon) sağlayıcılar ekipmanın (araç) verimlilikle tasarruf edeceğinin garantisini vermemekte idi. Burada ise verimlilik yani performans garanti taahhüdü devreye girmektedir.

XYZ Enerji, hizmet sorumluluklarını sonuçları (performansa dayalı tasarruf) garanti eden başka bir şirkete devredebilir. Varsayalım ki bir hizmeti şirketi (yüklenici), XYZ Enerji'ye daha düşük maliyetle bir araç veya hizmet sağlayacak ve XYZ Enerji de bu hizmet karşılığı her ay hizmet şirketine bir ücret ödeyecektir. Söz konusu bu ücretin, XYZ Enerji'nin hizmetler için kendisinin harcayacağından daha az olacağı garanti edilmektedir. Böylece XYZ Enerji, yeni bir araca herhangi bir para veya risk yatırımı yapmadan tasarruf elde edebilecektir. Bu hali ile yapılan işlem performans sözleşmesi niteliğindedir.

Performans sözleşmesi, hizmet şirketi ile hizmet alan proje sahibi arasında, enerji maliyetlerinde azalım taahhüdü ile tasarruf sağlanan ve belirtilen bir süre içinde yatırımın geri ödenmesi gibi belirli sonuçların elde edilmesine dayanan bir sözleşmedir. Performans sözleşmesinin benzersiz yönü, yüklenicinin kurulu ekipmanın performansından sorumlu olmasıdır. Bir enerji projesinin risklerini yönetecek şekilde konumlanmamış tesisler için performans sözleşmesi ekonomik olarak önemli bir uygulama yöntemi olabilir. Performans sözleşmesi düzenlemesi aşağıdaki koşullar altında tasarlanır:

- Hizmet şirketi aracı satın alır ve bakımını yapar. Hizmetlerle ilgili tüm işlemlerden sorumludur. Ancak sözleşme içeriğine bağlı olarak, sözleşme süresi boyunca bakım ve sorumluluklar tesis sahibi tarafından da yerine getirilebilir ve yine anlaşmaya bağlı kurulan yeni sistem yatırımcının (müşteri) giderlerini fiilen azalttıktan sonra yüklenici ödeme alır.
- Aylık ücret, hizmet şirketi tarafından sağlanan faydalarla bağlantılıdır. Bu, sözleşmenin performans yönüdür; taahhüt edilen hizmetlerin miktar ve kalitesi sağlanamazsa ücret düşürülür, bu durumda toplam maliyetleri karşılamak ve hizmetlerine devam edebilmesi için hizmet şirketinin yeterli işletme sermayesine sahip olması gerekmektedir.

Genellikle performans sözleşmesi süreci ESCO enerji ve su tasarruflarının potansiyelini belirlemek için işletmede bir enerji değerlendirmesi (etüt) yaptığında başlar. Proje geliştirme aşamasında ESCO mühendislik ekibi, enerji tasarrufu performans sözleşmesi (ESPC) için ayrıntılı bir teklif içeriğinde önerilen enerji ve su tasarrufu sağlayıcı önlemler listesi geliştirir. İşletme sahibinin iyileştirmeleri kabul etmesi durumunda genellikle birkaç yıl süren bir proje süresiyle resmi bir enerji performans sözleşmesi (EPS) imzalanır. Sağlanacak tasarrufların sermaye maliyetinden kaçınmayı veya inşaat dönemi tasarruflarını içermesi durumunda ESCO ve işletme sahibi bir proje geliştirme anlaşması aşamasına gelir.

Yatırımcı veya ESCO finansman sağlama sürecini başlatır. Bu projeler tipik olarak nakit akışı pozitif olacak şekilde tasarlanır. Bu, gelecekte önlenebilecek enerji, su ve işletme maliyetlerinden elde edilen tasarrufların, faiz ödemeleri ile bakım maliyetlerindeki artışların toplamından daha büyük veya buna eşit olduğu anlamına gelir.

EPS'nin bir akit olmasına bağlı olası olumsuz durumlar karşısında ne gibi yaptırımların olacağı detaylı olarak sözleşmede yer almalıdır. Keza finans kurumları mutlaka cayma, işletmenin ve/veya ESCO'nun faaliyetlerini devam ettirememesi vb. durumlara karşı ne gibi önlemlerin alındığını yazılı görmek ister. Nitekim proje geliştirme süreci içinde yatırımcı sözleşmeyi iptal etmeyi ve fikri mülkiyetini, fırsat maliyetlerini ve yatırım maliyetlerini telafi etmek için ESCO'ya bir ücret ödemeyi tercih edebilir.

Performans sözleşmesinin dezavantajları da vardır. Projenin gelecekteki tasarruflarını bir hizmet şirketi ile paylaşmaya ek olarak, ülkemizde özellikle KOBİ segmenti yatırımcıların dışardan danışmanlık hizmeti alırken şirket bilgilerini paylaşmaktan çekince duyması, etüt sonucunda çıkan tasarruf ve kazanç verilerinin inandırıcı olmaması, işletmelerde veriye ulaşımın çok zor olmasıyla beraber, verileri çıkartacak raporlayacak yetkin personelin bulunmaması, ölçümleme, analiz sonuçlarının akılları karıştırması sürecin ve yöntemin hızını kesen parametrelerdir. Yatırımcının hangi hizmet şirketinin işi daha iyi yapacağı ile ilgili endişeleri ve konuya hakim olmaması da süreci uzatan diğer etkenlerdir.

Avrupa'da kullanımı artan bir ESCO finansman modeli olan Forfaiting hakkında da bilgi vermek faydalı olacaktır. Zira yakın zamanda türev enstrümanlar ülkemizde gelişecektir. Forfaiting kapsamında, ESCO tarafından finanse edilmiş ve başarılı bir şekilde uygulanmış bir projenin müşteriden alacak hakları ESCO tarafından, tercihen ESCO'yu yatırım için finanse eden, finans kurumuna iskonto ettirilir. İşleyiş aşağıdaki gibidir.

1. Başlangıçta finans kurumu ile ESCO, proje başarılı şekilde uygulanırsa iskonto işlemi yapılacağına dair anlaşır.
2. Genellikle müşteri ile de anlaşılır.
3. ESCO'nun performans garantisi yükümlülüğü proje sonuna kadar devam eder.
4. ESCO bu finansmandan sağladığı kaynak ile yeni bir projeyi finanse edebilir.
5. İskonto tutarı finans kurumunun kazancıdır.

ESCO finansman modelinin yatırımcıya proje geliştirme ve uygulama dışında sağladığı kolaylıklar vardır; işletme sahibi enerji yatırımlarına ayıracağı mesaiden tasarruf ederek temel faaliyet konusuna odaklanır, yeterli işgücü kaynağının olmadığı durumda teknik uygulama ve bakım desteği alır işgücü maliyetinden

tasarruf eder, nakit çıkışı olmadığı için yüksek sermaye maliyeti yapabilir, kredi limitini muhafaza ederek limitini ana faaliyet konusu için kullanır.

Performans sözleşmesiyle, yatırımcının özünde ekipmanın kendisinden önce, ekipmanın sağladığı faydalar (tasarruf) için ödeme yapıyor olduğu bilinmelidir. Enerji yönetim projeleri yenilenebilir enerji projelerinden farklı, performansa dayalı tasarruf yolu gelir getiren projelerdir.

ESCO'lar, bir tesisi analiz etme, proje geliştirme, enerji verimli hale dönüştürme ve uygulama hizmeti sağlayan ve finansman sorumluluğunu alan firmalardır. Proje tesliminden sorumlu olarak hem danışman hem de ana yüklenici olarak hizmet verebilirler.

Yüklenici olarak üstlendikleri sorumluluklar enerji verimliliğini artırmak için proje geliştirmek, enerji etütleri yaparak enerji tasarrufuna yönelik detaylı ölçme ve değerlendirme yapmak, projeleri uygulamak, izlemek ve belirli bir süre ile bakım onarım anlaşmalarını yapmak, müşterileri ile yaptığı "Enerji Performans Sözleşmeleri" aracılığı ile proje süresi boyunca enerji tasarruf garantisi vermek ve enerji projelerine finansman desteği vermektir.

Enerji tasarrufunu garanti edebilmelerine, tasarruf eksikliklerini telafi etme yükümlülüğünü almalarına ve yatırımların maliyetinin doğrudan enerji tasarrufundan sağlanmasına bağlı, proje için finans kurumlarından kredi sağlanabilmesine olumlu katkı sağlayan bir finansman modelidir. Gerçekleştirilen projelerden yeterince hacimli bir portföy oluşturduğunda finans kurumlarının ilgisini çekebilir. Şekil 23.9'da üçüncü taraf finansman akışı gösterilmektedir.

Şekil 23.9: Üçüncü Taraf Finansman Akışı

Garantili ve paylaşımlı tasarruf modeli olmak üzere iki tür ESCO modeli vardır. Şekil 23.10, garantili ESCO model işleyişini göstermektedir. Tasarruf garantili seçenekleri tercih edildiğinde bu ekstra güvenlik genellikle maliyetleri artırır.

Şekil 23.10: Garantili ESCO Model Finansman Akışı

Şekil 23.11, paylaşımlı ESCO modeli finansman işleyişini göstermektedir. Paylaşımlı modelde yatırımcı (müşteri) proje riskini üstlenir ve karın bir bölümünü paylaşır, tasarruf edilen enerji ne kadar fazla olursa her iki taraf için de gelir o kadar yüksek olur. Ancak, tesis yöneticisi ile ESCO'nun belirli aralıklarla hedeflenen tasarrufları ölçmesi ve doğrulaması gerekir, bunun için tesis yöneticisi tasarrufların gerçek kaynağını belirlemek ve verileri doğrulamak için ESCO ile periyodik olarak müzakere etmelidir. Bu süreç, ev sahibi ve ESCO arasında zaman zaman gerilimler yaratabilir. Bunun önlenmesi için yetkinlik sahibi üçüncü bir tarafın ölçüleme doğrulaması yapması sağlıklı yöntemdir. Paylaşımlı modelin yasal ve finansal yapılanması derinleşmiş piyasalara uygundur. ESCO'nun mali yapısının güçlü ve finansmana erişim kolaylığının olması beklenendir.

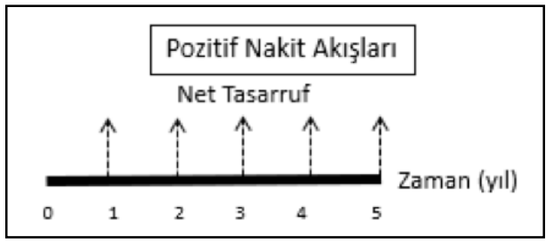
Şekil 23.11: Paylaşımlı ESCO Model Finansman Akışı

ESCO modelinde bazı sorun teşkil edecek bakış açılarının ve olası itilaflı durumların önüne geçmek için potansiyel her detayı sözleşmede belirtmek ve yazılı hale getirmek en sağlıklı yoldur. Örneğin, yatırımcı büyümekte olan bir işletme ise ve enerji verimli ekipman kurulduktan üç yıl sonra tüketimler ikiye katlamışsa, toplam harcamalarda herhangi bir tasarruf olmamış gibi algılayabilir, bu durumda önemli husus enerji verimli ekipman olmadan tesisin ne kadar harcayacağının hesaplanmasıdır. Aynı şekilde hizmet şirketlerinin, bir tesis değişikliğinin mevcut sistemi etkilemesi durumunda, tesisleri mevcut kurallara uygun hale getirmesi gerekir. Örneğin, çalışmayan ekipman değiştirilirse, alan aydınlatması değiştirilirse veya mekanik sistemler iyileştirilirse, hizmet şirketi etkilenen alanları mevcut tüm kodlarla uyumlu hale getirmelidir.

Üçüncü taraf hizmet sağlayıcı firmanın uygulama ve finansman sorumluluğunu aldığı bu model dünyada ilk kez 80'li yıllarda ABD'de uygulamaya başlanmıştır ve son yıllarda ülkemizde de uygulanmaya başlamıştır. Ancak hala özellikle tabana yaygınlık konusunda yeterli derinlikte değildir, mevzuat ve finansal destekler ile olması gereken pazar payını alacaktır.

Enerji performans sözleşmesine dayalı ESCO model finansman yönteminde, EPS hukuksal olarak bir teminat unsuru olmasa da finans kurumları nezdinde, riskin sorumluluğunun uygulayıcı tarafından üstlenilmesinden ötürü yardımcı, kuvvetlendirici teminat unsuru olarak algılanabilmektedir. Burada şu an açıkta olan konu, sağlanacağı taahhüt edilen tasarrufun doğrulamasının yapılmasıdır. Gelecekteki tasarrufların tahminleri mühendislik tahminleridir ve tasarruflarda farklılıklar olacaktır. Bunun için tarafsız ve yetkinlik sahibi kurumlarca, uluslararası geçerliliği kabul görmüş standartlarda ölçüleme ve doğrulama yapması ve sonuçların da kreditör ile paylaşılması sistem güvenilirliği için beklenendir. Güncel olarak ülkemizde bu uygulama henüz bulunmamakla beraber, yakın zamanda sistemin bu yönde gelişmesi beklenmektedir. Buna bağlı olarak ESCO modeli yaygınlaşacaktır.

Şekil 23.12, XYZ Enerji'ye göre net nakit akışlarını göstermektedir. Hizmet şirketi, XYZ Enerji'nin işletme giderlerini vade süresince azalttığından, net bir tasarruf sağlanır.



Şekil 23.12: XYZ Enerji'nin Performans Sözleşmesinde Nakit Akışları

Bir performansa (verimliliğe) dayalı sözleşme kapsamında, hizmet şirketi riskin çoğunu üstlenir ve ayrıca hizmet ücretlerinin XYZ Enerji'nin kendisinin harcayacağından daha az olmasının sorumluluğunu alır. Hizmet firmasının, konusunda uzman yetkin personele sahip olması ve verimli ekipman kullanması ile yeni araç beklenen performansı gösterebilir. Böylece hizmet şirketi, hizmetleri XYZ Enerji'den daha düşük bir maliyetle (kar eklendikten sonra bile) sunabilir.

Diğer düzenlemelerin aksine, hizmet şirketinin ücreti, XYZ Enerji'nin kendi hizmet giderleri için daha ucuz bir ikamedir. Diğer düzenlemelerde, XYZ Enerji, gerçekten tasarruf etmiş olsun ya da olmasın, yeni verimli araçla ilişkili belirli bir finansman maliyeti (kredi, tahvil, kira ödemeleri veya temettüler) ödemek zorunda kalacaktı. Bir performans sözleşmesi ile hizmet şirketine, ürettiği operasyonel tasarruflardan ödeme yapılır ve işleyiş kurgusunda tasarruf, ücretten fazla olduğu için net bir tasarruf beklenmektedir.

Kamu kurumlarının kısıtlı bütçeleri ve finansmana erişim engelleri nedenleri ile projelerinde üçüncü taraf finansmanı kamu kurumları için pek çok avantaj sağlar. Kamu kurumlarına ait bina ve/veya tesislerde yapılacak enerji verimliliği ve yenilenebilir enerji yatırımları için uzun vadeli sözleşme yapılmasına imkân sağlayan mevzuat düzenlemesi yapılmıştır. Enerji Performans Sözleşmelerinin (EPS) kamu sektöründe uygulanabilmesi için 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu'na Enerji Performans Sözleşmeleri (EPS) tanımı derç edilmiştir. Anılan Kanun uyarınca Cumhurbaşkanı Kararı yayımlanmış ve akabinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından uygulamaya ilişkin detayları açıklayan bir tebliğ yayımlanmıştır. Kamuda uygulanacak enerji performans sözleşmeleri anılan mevzuat hükümleri çerçevesinde yapılacaktır. Bakanlığın internet sayfasında ilgili mevzuat ile uygulama kılavuzlarına erişim sağlanabilmektedir. [7]

23.3. Finansal Düzenlemeler: Terminoloji

Bu bölümde temel finansal mekanizmaları daha ayrıntılı açıklamak için her biri enerji yönetimiyle ilgili bir vaka çalışması yapılmıştır. Her düzenlemenin ardındaki teknik kavramları ve hesaplamaları bilmek için aşağıda temel finans terminolojisi sunulmuştur.

23.3.1. Temel Finansal Göstergeler

Enerji yönetim projeleri verimlilik artırıcı yatırımlardır. Bir önceki bölümde açıklandığı üzere, verimli ekipman; özkaynak, otofinansman (dağıtılmamış kârlar), kredi, tahvil, kiralama, satıcı kredisi ve hisse satışı yolu gibi metotlarla satın alınabilir. Alternatif olarak performans sözleşmesine dayalı üçüncü taraf ESCO finansmanı kullanılabilir.

Konuyu daha iyi anlamak için öncelikle basitçe faiz oranının tanımını yapmakta fayda vardır. Faiz oranı ekonomide iki anlamda yer bulur; biri verilen borç karşılığında sağlanan gelir oranı, diğeri de girdi olan sermayenin kullanımı ile sağlanan gelir oranıdır. Tüm durumlarda temin edilen kaynağın maliyeti yani faiz yükü vardır. Dış kaynak kullanımlarımda sağlanan fona faiz oranı uygulanacak, işletme kendisi tahvil satışı ile kaynak ödünç almak istediğinde de tahvil alıcılarına vadesinde bir faiz ödemesi yapacaktır. Keza hisse satışında da kar payı ödemesi yapacaktır. Özkaynak kullanımında da paranın fırsat maliyeti vardır, bunu da ölçümlemek için en basit haliyle "parayı enerji yönetimi projesine değil de bir yıl vadeli devlet tahvil ve bonosuna yatırsaydım kazanımım ne olurdu" diye karşılaştırmak gerekir.

Faiz oranı temelde üç faktöre bağlıdır: 1) Borçlunun kredi notu (şirketin ve ortaklarının itibarı ve yönetimsel becerileri), 2) Proje riski, 3) Dış riskler (enflasyon, sektörel gelişmeler, arz-talep dengesi vb.).

Proje riski yatırımın yaşam döngüsü içerisinde olası teknik, çevresel, finansal ve uygulama risklerini, dış risk ise enerji fiyatlarındaki oynaklığı ve sektöre özgü ekonomik performansın yanı sıra küresel ekonomik koşulları ve eğilimleri içerebilir. Bunların yanı sıra finans kurumları tarafından yatırımcının yapacağı projenin risk azalımına destek için verdiği teminat, garantiler ve özkaynak tutarı faiz oranının belirlenmesindeki diğer etmenlerdir. Borçlanma vadesinin süresi ve ödemesiz süre de faiz oranını etkileyen diğer unsurlardır. Vade ve geri ödemesiz süre orta ve uzun süreli olur ise bu, faiz oranında yukarı yönlü harekete sebebiyet verir.

Enerji yönetim projesi kararı verme aşamasında, fizibilitesi en uygun olan projeyi seçmek için yorumlanması gereken temel finansal göstergeler hakkında bilgi sahibi olunması önemlidir.

Sermaye maliyeti veya borçlanma maliyeti yatırımın getirisini etkiler. **Yatırım Getirisi** (Return of Investment-ROI), yatırımın net geliri ile yatırım maliyeti arasındaki orandır. Yatırımcı bu oranı değerlendirerek yaptığı yatırım ile koyduğu hedef arasındaki mesafeyi yorumlayabilir ve buna bağlı olarak izleyeceği yolu belirleyebilir. Yatırım getirisi (ROI), uygulanmış yatırımın ne kadar getiri (kar) sağladığını gösterdiği için bu oran yatırımın verimliliğini de göstermekte ve diğer alternatif yatırımlar ile karşılaştırılabilmesine imkan sağlamaktadır. Yatırım kararı alınabilmesi için çıkan ROI değerinin mutlaka 1'in üzerinde olması gerekir.

ROI'nın hesaplanması şu formül ile olur:

ROI = (Yatırımdan Gelen Kazanç – Yatırım Maliyeti) / Yatırım Maliyeti

Diğer önemli oran **İç Verim Oranı** (Internal Rate of Return-IRR), yatırımın net nakit girişlerinin bugünkü değerini net nakit çıkışlarının bugünkü değerine eşitleyen, diğer basit tanımı ile "projenin bugünkü değerini sıfıra eşitleyecek indirim oranı"dır. Alternatif yatırımlar arasında yapılan seçimlerde iç verim oranı en büyük olan projeye öncelik verilir. İç verim oranı yatırımdan beklenen karlılık oranından büyük ise proje için yatırım kararı alınır.

IRR'ın hesaplanması şu formül ile olur:

$$\sum_{t=0}^{T} \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = 0$$

T : Projenin ekonomik ömrü

CF : Projeden sağlanacak yıllık net nakit akımı (Cash flow)

IRR : İç verim oranı

t : Dönem içerisindeki periyot

Fayda Maliyet Oranı (Benefit-Cost Ratio-BCR), bir projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı faydaların (nakit girişleri) bugünkü değerlerinin toplamının, maliyetlerin (yatırım harcamaları ve diğer nakit çıkışları) bugünkü değerlerinin toplamına oranıdır. Projenin kabul görmesi için oranın 1'den büyük olması gerekmektedir.

$$F/M = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{NG_t}{(1 + i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{NÇ_t}{(1 + i)^t}}$$

Yatırımları karşılaştırırken ihtiyaç duyulan bir veri de **Net Bugünkü Değer**'dir (Net Present Value-NPV). NPV, yatırımın nakit girişlerinin bugünkü değeri ile nakit çıkışlarının bugünkü değeri arasındaki farktır. Fark pozitif ise proje kabul görür. Gelecekteki nakit akışının bugünkü değeri ile bugün yapılacak yatırımın maliyeti karşılaştırılarak yatırım kararı verilebilir. Net bugünkü değer analizi, tüm maliyet ve faydaları projenin başlangıcındaki bugünkü değerlerine çevirir.

NPV hesaplanması şu formül ile olur:

$$NPV(i,N) = \sum_{t=0}^{N} \frac{R_t}{(1+i)^t}$$

N: Yatırımın gider ve gelirlerinin gerçekleştiği toplam dönem sayısı
R: t sıra numaralı dönemde gerçekleşen net nakit akışı
i : İskonto oranı

Minimum Çekici Verim Oranı (Minimum Attractive Rate of Return-MARR), bir yatırım için gerekli olan minimum getiri oranıdır. Diğer bir tanımla işletmenin projeler için engel oranıdır. Beklenen bir getiri oranı engel oranının üzerindeyse yatırım yapılabilir kabul edilir. Başabaş getiri noktası olarak da adlandırılan engel oranı, özellikle potansiyel projeler söz konusu olduğunda, yatırım kararını vermede önemli veridir. İşletmenin finansman için rekabet eden birkaç sayıda projesi olduğunda, MARR hangi proje(ler) ile ilerlemenin doğru olacağı bilgisini verir.

23.3.2. Yatırım Planlaması

Yatırım planlaması, yatırımlardan sağlanacak faydaları ve bunu sağlamak için katlanılacak maliyetleri gösteren plandır. Şekil 23.13'te görülen yatırım planlaması sürecinde en başta yer alan karar verme aşaması, sürecin en zaman alan aşamasıdır. Bu süreçte sermaye maliyeti, alternatif yatırım projeleri analiz edilerek ve finansal göstergeler, veriler dikkate alınarak en doğru yatırım seçimi yapılmaya çalışılır.

Şekil 23.13: Yatırım Planlaması

Yatırım kararı firma ölçeklerine göre değişkenlik göstermektedir. Küçük ve orta ölçekli ve aile şirketi boyutundaki firmalarda enerji yönetimi projeleri genelde şirket ortakları tarafından geleneksel yaklaşımlarla planlanmakta iken kamu kurumlarında ve kurumsal büyük ölçekli firmalarda ilgili uzman enerji yönetimi ekibi ve finans yönetimi ekibi iş birliğinde planlanmakta ve belirlenmiş bütçe karar vericilerin onayına sunulmaktadır. Nihai olarak ekipmanı satın alma veya kullanma (kiralama) kararı işletmelerin stratejik odağına bağlıdır. Yatırım kararı verilirken yatırım sıralaması konusunda da bir hatırlatma yapmakta fayda vardır, tesisler için önce enerji yönetimi projeleri yapmak, maksimum tasarrufu sağlamak akabinde yenilenebilir enerji yatırımlarını yapmak en doğru yöntemdir.

Yatırım kararı verilirken yatırım analizi kritik öneme sahiptir. Paranın zaman değeri ve projenin ekonomik ömrü de değerlendirme içine alınmalıdır. Hangi projeler önceliklendirilmeli sorusuna ise aşağıdaki temel veriler cevap vermektedir. Finans yetkilisi bu soruların doğru karşılıklarını bularak süreci yönetmelidir.

1. İç verim (karlılık) oranı en yüksek olan
2. Finansmanına hızlı erişilebilen
3. Yatırım tutarı ve süresi az, geri dönüş süresi hızlı olan

Hesaplamalarda kullanılan bilinmesi gereken bir kavram da yıpranma payı dediğimiz amortisman'dır. İşletmelerin kullanmak üzere aldıkları ekipmanların aşınması ya da eskimesi gibi durumlarda gösterilen gider payına denir. KDV hariç tutar dikkate alınarak hesaplanır, 2023 Yılı Demirbaş ve Amortisman Düzenleme Sınırı 4.400 TL'dir. Amortisman iki farklı yöntemle hesaplanır: 1) Normal eşit tutarlı, 2) Azalan Bakiyeler Amortisman Yöntemi (hızlandırılmış amortisman) (amortisman tutarı ilk yıl alış tutarı baz alınarak takip eden yıllarda ise net defter değeri baz alınarak hesaplanır).

Amortisman vergiye tabi geliri azaltır ancak gerçek bir nakit akışı değildir. Tablo 23.2'de işletmenin yatırımları, faaliyetleri neticesinde genel gelir ve maliyetlerin nasıl listelendiği gösterilmektedir.

Tablo 23.2: Finansal Rakamlarla Örnek Tablo [8]

SÜRDÜRÜLEN FAALİYETLER	T_1	T_2
Net Satış Gelirleri	**60.000.000**	**64.000.000**
Diğer Faaliyet Gelirleri	140.000	55.000
Toplam Hasıla	**60.140.000**	**64.055.000**
Malzeme Giderleri	- (32.500.000)	- (35.000.000)
Personel Giderleri	(15.205.000)	(15.000.000)
Amortisman Giderleri	(1.250.000)	(1.235.000)
Dışardan Sağlanan Fayda ve Hizmetler	(4.500.000)	(4.000.000)
Çeşitli Giderler	(3.545.000)	(3.265.000)
Diğer Faaliyet Giderleri	(40.000)	(340.000)
Mamul Stoklarınaki Artış	8.506.667	9.882.333
Toplam Maliyet	**48.533.333**	**48.957.667**
Faaliyet Kar/Zararı	**11.606.667**	**15.097.333**
Özkaynak Yöntemine Göre Değerlenen		
İştirakler Kar Payları	200.000	300.000
Finansal Gelirler	600.000	120.000
Finansal Giderler	(150.000)	(300.000)
Vergi Önceki Dönem Kar/Zararı	12.256.667	15.217.333
Vergi Geliri/Gideri	(2.050.000)	(2.035.000)
Sürdürülen Faaliyetler Dönem Kar Zararı	10.206.667	13.182.333
Durdurulan Faaliyetler		
Dönemin Kar Zararı	**10.206.667.-**	**13.182.333.-**

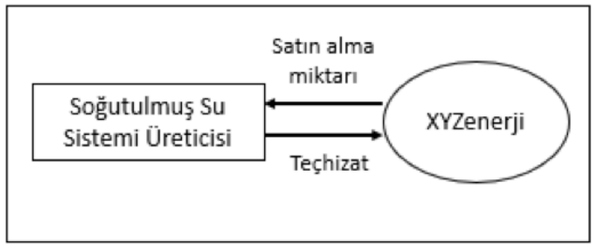
23.4. Finansal Düzenlemelerin Uygulanması: Vaka Çalışması

XYZ Enerji'nin (yatırımcı tesis sahibi), üretim tesisindeki belirli bir proses için yeni bir soğutulmuş su sistemine ihtiyacı olduğunu varsayalım. Yeni sistemin kurulum maliyeti 2.500.000 TL, beklenen ekipman ömrü 15 yıldır, bununla birlikte proje süresi 5 yıl olacaktır. Bundan sonra, soğutulmuş su sistemi tahmini piyasa değeri 1.200.000 TL'den satılacaktır (5. yıldaki defter değeri= 669.375 TL). Soğutulmuş su sistemi, XYZ Enerji'ye enerji tasarrufunda yılda yaklaşık 1.000.000 TL tasarruf sağlamalıdır. XYZ Enerji'nin vergi oranı %34'tür. Ekipmanın yıllık bakım ve sigorta maliyeti 50.000 TL'dir. XYZ Enerji'nin MARR'si %18'dir. XYZ Enerji, 5. yılın sonunda varlığı defter değerinden daha yüksek bir miktarda satmayı beklediğinden, ek gelirler bir sermaye kazancıdır (piyasa değerine- defter değerine eşittir) ve vergilendirilir. XYZ Enerji, varlığı defter değerinden daha düşük bir fiyata satarsa, XYZ Enerji sermaye kaybına uğrar.

XYZ Enerji'nin yeni sistem yatırımı için gerekli 2.500.000 TL tutarında sermayesi bulunmuyor, bu nedenle finansman seçeneklerini değerlendirecektir. XYZ Enerji, ortalama kredi notuna sahip KOBİ ölçeğinde bir şirkettir. Bu durum da yüksek bir kredi notuna sahip daha büyük bir şirketten daha yüksek bir sermaye maliyeti ödeyeceği anlamına gelir. Unutulmamalıdır ki finansal yöntemlerin kombinasyonu da mümkündür.

23.4.1. Nakit ile Ekipman Satın Alma Vaka Çalışması

XYZ Enerji, ihtiyacı olan ekipmanı dış finansman olmadan nakit olarak satın alabilir. Ekipmanı satın almak için kullanılan nakit, bir fırsat maliyeti taşıyacaktır çünkü bu nakit başka bir yerde getiri elde etmek için kullanılmış olabilirdi. Bu fırsat maliyeti oranı genellikle MARR'ye eşit olarak ayarlanır. Ekipmanı nakit satın alma düzenlemesinde XYZ Enerji, soğutulmuş su sistemini doğrudan ekipman üreticisinden satın almaktadır (bkz. Şekil 23.14).



Şekil 23.14: Nakit Satın Alma İçin Kaynak Akışları

Ekipman kurulduktan sonra, XYZ Enerji, beş yılın tamamı için yılda 1.000.000 TL'nin tamamını geri alıyor, ancak bakım ve sigorta için yılda 50.000 TL harcaması gerekiyor. Beş yıllık projenin sonunda XYZ Enerji, ekipmanı 1.200.000 TL'lik piyasa değeri üzerinden satmayı planlıyor. MARR'nin %18 olduğunu varsayın. Tablo 23.3, dağıtılmamış kazançlarla ekipmanın satın alınmasına ilişkin ekonomik analizi göstermektedir.

Tablo 23.3'ün soldan sağa ve yukarıdan aşağıya okunması, yıl sonunda 0, tek ödeme tabloya girilir. Bundan sonraki her yıl, tasarruflar ve amortisman tabloya girilir. Her yıl vergilendirilebilir gelir (= tasarruf – amortisman) daha sonra her yıl için %34 oranında vergilendirilir. Vergi sonrası nakit akışı = tasarruf- her yıl için vergi.

5. yılın sonunda ekipman, tüm değeri amortismana tabi tutulmadan önce satılır. Tüm vergi sonrası nakit akışlarının NPV'si 320.675 TL'dir.

Tablo 23.3: Dağıtılmamış Kazançları Kullanmak İçin Ekonomik Analiz [9]

EOY	TASARRUFLAR	AMRT.	ÖDEMELER		ANA PARA	VERGİYE TABİ GELİR	VERGİ	VERGİ SONRASI NAKİT AKIŞ
			ANA PARA FAİZİ	TOPLAM	ÖDENMEMİŞ BORÇ			
0				2.500.000				-2.500.000
1	950.000	357.250				592.750	201.535	748.465
2	950.000	612.250				337.750	114.835	835.165
3	950.000	437.250				512.750	174.335	775.665
4	950.000	312.250				637.750	216.835	733.165
5	950.000	111.625				838.375	285.048	664.953
5*	1.200.000	669.375 2.500.000				530.625	180.413	1.019.588
					%18'de Net Bugünkü Değer:			320.675

Notlar: Kredi miktarı: 0
Kredi finansman oranı: 0% MARR 18%
Vergi oranı 34%

5. yıl sonunda muhasebe defter değeri: 669.375 TL

5. yılın sonunda tahmini piyasa değeri: 1.200.000 TL

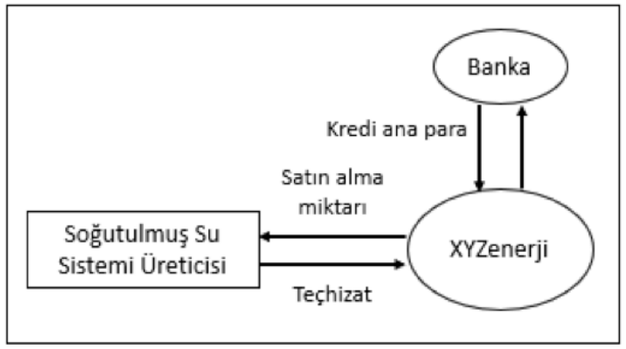
5*, 5. yılın sonunda ekipman satışını ve defter değerini gösterir.

Vergilendirilebilir Gelir = Piyasa değeri - Defter değeri

= 1.200.000 TL - 669.375 TL = 530.625 TL

23.4.2. Kredi ile Ekipman Satın Alma Vaka Çalışması

Şekil 23.15, taraflar arasındaki kaynak akışlarını göstermektedir. Bu düzenlemede XYZ Enerji, soğutulmuş su sistemini bir bankadan kredi alarak satın alır. XYZ Enerji, borcu kapatmak için bankaya 5 yıl boyunca eşit ödemeler (anapara + faiz) yapar. XYZ Enerji'nin küçük boyutu ve soğutulmuş su sistemlerini yönetme konusundaki deneyimsizliği nedeniyle, XYZ Enerji muhtemelen nispeten yüksek bir kredi maliyeti ödeyecektir. Örneğimiz için %15 olduğunu varsayalım.



Şekil 23.15: Bir Kredi İçin Kaynak Akış Şeması

XYZ Enerji, 5 yılın tamamında yılda 1.000.000 TL'nin tamamını geri alıyor, ancak bakım ve sigorta için yıllık 50.000 TL harcaması gerekiyor. 5 yıllık projenin sonunda XYZ Enerji, ekipmanı 1.200.000 TL'lik bir piyasa değeriyle satmayı planlıyor. Tablo 23.4 ve 23.5, sırasıyla peşinatsız ve %20 peşinatsız kredilerin defter kayıtlarını göstermektedir. Bankanın %20 peşinatlı kredi için faiz oranını %14'e indirdiğini varsayalım. Varlık, XYZ Enerji'nin bilançosunda listelendiğinden, XYZ Enerji vergi sonrası maliyeti azaltmak için amortisman avantajlarını kullanabilir. Ayrıca, tüm kredi faiz giderleri vergiden düşülebilir.

Tablo 23.4: Özkaynaksız Kredi İçin Ekonomik Analiz [9]

EOY	TASARRUFLAR	AMRT.	ÖDEMELER			ANA PARA	VERGİYE TABİ GELİR	VERGİ	VERGİ SONRASI NAKİT AKIŞ
			ANA PARA	FAİZ	TOPLAM	ÖDENMEMİŞ BORÇ			
0							2.500.000		
1	950.000	357.250	370.789	375.000	745.789	2.129.211	217.750	74.035	130.176
2	950.000	612.250	426.407	319.382	745.789	1.702.804	18.368	6.245	197.966
3	950.000	437.250	490.368	255.421	745.789	1.212.435	257.329	187.492	116.719
4	950.000	312.250	563.924	181.865	745.789	648.511	455.885	55.001	49.210
5	950.000	111.625	648.511	97.277	745.789	0	741.098	251.973	-47.761
5*	1.200.000	669.375 2.500.000					530.625	180.413	1.019.588
						%18'de Net Şimdiki Değer:			757.121 TL

Notlar: Kredi miktarı: 2.500.000 (0. yılda ekipman satın almak için kullanılan)
Kredi finansman oranı: 15% MARR 18%
Vergi oranı 34%

5. yıl sonunda muhasebe defter değeri: 669.375 TL

5. yılın sonunda tahmini piyasa değeri: 1.200.000 TL

5*, 5.yılın sonunda ekipman satışını ve defter değerini gösterir.

Vergilendirilebilir Gelir = Piyasa değeri- Defter değeri

= 1.200.000- 669.375 = 530.625 TL

Tablo 23.5: %20 Özkaynaklı Kredi İçin Ekonomik Analiz [9]

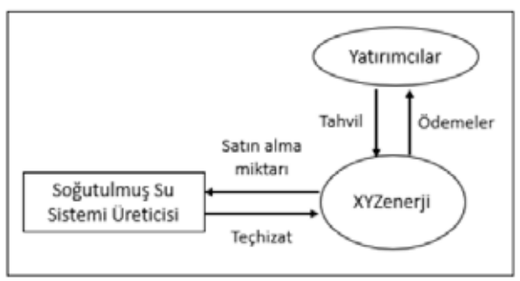
EOY	TASARRUFLAR	AMRT.	ÖDEMELER			ANA PARA	VERGİYE TABİ GELİR	VERGİ	VERGİ SONRASI NAKİT AKIŞ
			ANA PARA	FAİZ	TOPLAM	ÖDENMEMİŞ BORÇ			
0					500.000	2.000.000			-500.000
1	950.000	357.250	302.567	280.000	582.567	1.697.433	312.750	106.335	261.098
2	950.000	612.250	344.926	237.641	582.567	1.352.507	100.109	34.037	333.396
3	950.000	437.250	393.216	189.351	582.567	959.291	323.399	109.956	257.477
4	950.000	312.250	448.266	14.301	582.567	511.0241	503.449	171.173	196.260
5	950.000	111.625	511.024	71.543	582.567	0	766.832	260.723	106.710
5*	1.200.000	669.375 2.500.000					530.625	180.413	1.019.588
						Şimdiki Değer:			710.962 TL

Notlar: Kredi miktarı:
Kredi finansman oranı: 15% MARR 18%
Vergi oranı 34%

5. yıl sonunda muhasebe defter değeri: 669.375 TL
5. yılın sonunda tahmini piyasa değeri: 1.200.000 TL
5*, 5.yılın sonunda ekipman satışını ve defter değerini gösterir.
Vergilendirilebilir Gelir = Piyasa değeri- Defter değeri
= 1.200.000- 669.375 = 530.625 TL

23.4.3. Tahvil ile Ekipman Satın Alma Vaka Çalışması

Bu düzenlemede, XYZ Enerji yatırımcılardan nakit (tahvil nominal değeri) alır ve bu nakit ile ekipmanı satın alır. XYZ Enerji, yatırımcılara kupon faiz ödemelerini ödemek için projenin enerji tasarrufunun bir kısmını kullanır. Tahvil vadesi geldiğinde XYZ Enerji, nominal değeri yatırımcılara iade etmelidir (bkz. Şekil 23.16).



Şekil 23.16: Bir Tahvil İçin Kaynak Akış Şeması

Bir kredide olduğu gibi, XYZ Enerji, projenin ömrü boyunca ekipmanın sahibidir, bakımını yapar ve amortismana tabi tutulur. Tüm kupon faiz ödemeleri vergiden düşülebilir. 5 yıllık projenin sonunda XYZ Enerji, ekipmanı 1.200.000 TL piyasa değeri üzerinden satmayı planlıyor. Tablo 23.6, bu finans düzenlemesinin defter kayıtlarını göstermektedir.

Tablo 23.6: Bir Tahvil İçin Ekonomik Analiz [9]

EOY	TASARRUFLAR	AMRT.	ÖDEMELER			ANA PARA	VERGİYE TABİ GELİR	VERGİ	VERGİ SONRASI NAKİT AKIŞ
			ANA PARA	FAİZ	TOPLAM	ÖDENMEMİŞ BORÇ			
0						2.500.00			
1	950.000	357.250		375.000	375.000	2.500.000	217.750	74.035	500.965
2	950.000	612.250		375.000	375.000	2.500.000	-37.250	-12.665	587.665
3	950.000	437.250		375.000	375.000	2.500.000	137.750	46.835	528.165
4	950.000	312.250		375.000	375.000	2.500.000	262.750	89.335	485.665
5	950.000	111.625	2.500.000	375.000	2.875.000	0	463.375	157.548	-2.082.548
5*	1.200.000	669.375 2.500.000					530.625	180.413	1.019.588
						%18'de Net Bugünkü Değer:			953.927

Notlar: Kredi miktarı: 2.500.000 (0. yılda ekipman satın almak için kullanılan)
Kredi finansman oranı: 15% MARR 18%
Vergi oranı 34%

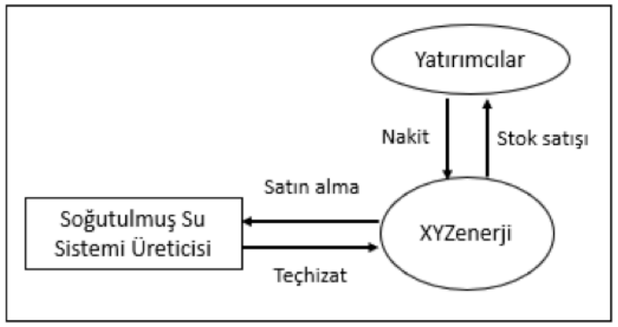
5. yıl sonunda muhasebe defter değeri: 669.375 TL
5. yılın sonunda tahmini piyasa değeri: 1.200.000 TL
5*, 5.yılın sonunda ekipman satışını ve defter değerini gösterir.
Vergilendirilebilir Gelir = Piyasa değeri- Defter değeri
= 1.200.000- 669.375 = 530.625 TL

23.4.4. Hisse Satışı ile Ekipman Satın Alma Vaka Çalışması

Dış borç finansmanı maliyeti hisse satışı maliyetinden daha düşük olmaktadır. Dış borç finansmanında faiz giderleri vergiden düşülebilir iken hissedarlara temettü ödemeleri vergiden düşülmemektedir. Borç verenler ve tahvil alıcıları (alacaklılar), daha az risk kabul ettikleri için daha düşük bir getiri oranını kabul edeceklerdir.

Alacaklıların belirli bir zamanda ve gelecekteki değerde para almak için bir sözleşmesi vardır. Hissedarların temettü ile böyle bir garantisi yoktur, temettü ödemeleri zorunlu değildir.

Şekil 23.17'de görüldüğü üzere, bu mekanizma tahvile çok benzer, sıfır yılda firma hisse satışından elde edilen fonlar dışında 2.500.000 TL alır. Kupon faiz ödemeleri yerine firma temettü dağıtır. Beşinci yılın sonunda XYZ Enerji hisseyi geri satın alır. Alternatif olarak, XYZ Enerji temettü ödemelerini aktifleştirebilir, bu da temettülerin oluşturulan faizden elde edilen parayla ödenmesi için yeterli fon ayrılması anlamına gelir.



Şekil 23.17: Hisse Satışı İçin Kaynak Akış Şeması

Tablo 23.7, %16 özsermaye maliyetiyle hisse senedi ihraç etmek ve beşinci yılın sonunda hisseyi geri satın almak için defter kayıtlarını göstermektedir. Diğer düzenlemelerle karşılaştırmanın tutarlılığı için, hisse senedi fiyatı sözleşme süresi boyunca sabit olarak alınmıştır. Bir kredi veya tahvil gibi, XYZ Enerji varlığın sahibidir. Yıllık tasarruf 950.000 TL'dir. XYZ Enerji, yıllık 400.000 TL temettü öder. XYZ Enerji, 5. yılın sonunda varlığı 1.200.000 TL'ye satmayı planlamaktadır.

Tablo 23.7'nin bu bölümdeki diğer tablolardan aşağıdaki gibi farkı vardır;

Vergilendirilebilir Gelir = tasarruflar- amortisman

Vergi Sonrası Nakit Akış = tasarruflar- hisse geri alımları- temettüler- vergi

Tablo 23.7: Satış Hissesinin Ekonomik Analizi [9]

EOY	TASARRUFLAR	AMRT.	STOK SATIŞI	HİSSE SENEDİ İŞLEMLERİ GERİ ALIMI	TEMETTÜ ÖDEMELERİ	VERGİYE TABİ GELİR	VERGİ	VERGİ SONRASI NAKİT AKIŞ
0	Stok satışından 2.500.000 TL, ekipman satın almak için kullanılır, dolayısıyla ATCF = 0							
1	950.000	357.250			400.000	592.750	201.535	348.465
2	950.000	612.250			400.000	337.750	114.835	435.165
3	950.000	437.250			400.000	512.750	174.335	375.665
4	950.000	312.250			400.000	637.750	216.835	333.165
5	950.000	111.625		2.500.000	400.000	838.375	285.048	2.235.048
5*	1.200.000	669.375 2.500.000				530.625	180.413	1.019.588
					%18'de Net Bugünkü Değer:			477.033

Notlar: Satılan hisse senedinin değeri (5. yıldan sonra yeniden satın alınır) 2.500.000 TL (0.yılda ekipman satın almak için kullanılır.)

Sermaye maliyeti = Yıllık temettü oranı: %16 MARR = %18 Vergi oranı = %34

5. yılın sonundaki muhasebe defter değeri: 669.375 TL

5. yılın sonunda tahmini piyasa değeri: 1.200.000 TL

5*, 5.yılın sonunda ekipman satışını ve defter değerini gösterir

Vergilendirilebilir Gelir = Piyasa değeri- Defter değeri

= 1.200.000 TL- 669.375 TL = 530.625 TL

23.4.5. Kiralama ile Ekipman Satın Alma Vaka Çalışması

Tablo 23.8, **operasyonel bir kiralama** için ekonomik analizi göstermektedir. Kiraya verenin bakım ve sigorta masraflarını ödemekte, bu nedenle XYZ Enerji yılda 1.000.000 TL'nin tamamını tasarruf etmektedir. XYZ Enerji, 400.000 TL kira ödemesinin tamamını işletme gideri olarak düşülmektedir. XYZ Enerji mülkiyeti vade sonunda kendine geçirmez, bu nedenle varlığı amortismana tabi tutamaz.

Tablo 23.8: Operasyonel Kiralama İçin Ekonomik Analiz [9]

EOY	TASARRUFLAR	AMRT.	KİRA ÖDEMELERİ	TOPLAM	ANA PARA ÖDENMEMİŞ BORÇ	VERGİYE TABİ GELİR	VERGİ	VERGİ SONRASI NAKİT AKIŞ
0			400.000	400.000		-400.000		-400.000
1	1.000.000	0	400.000	400.000		600.000	204.000	396.000
2	1.000.000	0	400.000	400.000		600.000	204.000	396.000
3	1.000.000	0	400.000	400.000		600.000	204.000	396.000
4	1.000.000	0	400.000	400.000		600.000	204.000	396.000
5	1.000.000	0				1.000.000	340.000	660.000
				%18'de Net Bugünkü Değer:				953.757

Notlar: Yıllık kiralama ödemesi: 400.000
MARR = 18%
Vergi oranı 34%

Finansal kiralama düzenlemesi büyük ölçekli enerji yönetim projeleri için yaygındır, çünkü ekipmanın (soğutma grubu gibi) başka bir tesiste yeniden kullanılması genellikle zordur. XYZ Enerji'nin son model tasarımlı bir soğuk su sistemi kiralamak ve beş yıl sonra sistemi başka bir tesise taşımak isteyen bir kiraya veren bulması pek olası değildir. Bu düzenlemeyle, kiracı vade sonunda varlığın toplam tutarını faizi ile öder ve devri gerçekleşir. Tablo 23.9, finansal kiralama defter kayıtlarını göstermektedir.

Tablo 23.9: Sermaye Kiralaması İçin Ekonomik Analiz [9]

EOY	TASARRUFLAR	AMRT.	ÖDEMELER			ANA PARA	VERGİYE TABİ GELİR	VERGİ	VERGİ SONRASI NAKİT AKIŞ
			ANA PARA	FAİZ	TOPLAM	ÖDENMEMİŞ BORÇ			
0			619.218	0	619.218	1.880.782		-619.218	
1	950.000	357.250	393.524	225.694	619.218	1.487.258	367.056	124.799	205.983
2	950.000	612.250	440.747	178.471	619.218	1.046.511	159.279	54.155	276.627
3	950.000	437.250	493.637	125.581	619.218	552.874	387.169	131.637	199.145
4	950.000	312.250	552.874	66.345	619.218	0	571.405	194.278	136.503
5	950.000	111.625					838.375	285.048	664.953
5*	1.200.000	669.375					530.625	180.413	1.019.588
		2.500.000						%18'de NPV 681.953 TL	

Notlar: Notlar: Toplam kira tutarı: 2.500.000 TL
Ancak ödemeler peşin olduğu için ilk ödeme peşin ödemeye benzer.
Böylece ödünç alınan gerçek miktar sadece = 2.500.000 TL- 619.218 TL = 1.880.782 TL'dir.
Kira finansman oranı: %12 MARR %18 Vergi oranı %34
5. yıl sonunda muhasebe defter değeri: 669.375
5. yılın sonunda tahmini piyasa değeri: 1.200.000
5*, 5.yılın sonunda ekipman satışını ve defter değerini gösterir.
Vergilendirilebilir Gelir = Piyasa değeri- Defter değeri
= 1.200.000 TL- 669.375 TL = 530.625 TL

Taksitli krediye benzer şekilde, XYZ Enerji'nin kira ödemeleri tüm ekipman maliyetini kapsar. Ancak kira ödemeleri peşin olarak yapılmaktadır. XYZ Enerji, sahibi olarak kabul edildiğinden, yıllık 50.000 TL tutarındaki bakım masraflarını öder ve bu da yıllık tasarrufları 950.000 TL'ye düşürür. XYZ Enerji, amortisman ve vergiden düşülebilir faiz ödemelerinden yararlanır. Diğer düzenlemelerin analizleriyle tutarlı olması için XYZ Enerji, kiralamanın sonunda ekipmanı kalan piyasa değeri üzerinden alacaktır.

Finansal kiralama ve banka kredisi ile satın alma arasındaki farklar şöyle özetlenebilir:

1. Mülkiyet: Finansal kiralama işlemi sırasında, kiracı varlığı sadece kiralar ve mülkiyet leasing şirketinde kalırken, banka kredisi ile satın alma işleminde, borçlu varlığı mülkiyeti ile birlikte satın alır.

2. Ödeme Planı: Finansal kiralama sözleşmesinde, kiracı belirli bir süre boyunca kira öder ve sözleşmenin sonunda genellikle bir opsiyon hakkına sahiptir. Banka kredisi ile satın alma işleminde ise, borçlu belirli bir süre boyunca bankaya geri ödeme yapar.
3. Masraflar: Finansal kiralama işlemi için, leasing şirketi tarafından ödenen tüm masraflar kiracıya yansıtılır. Banka kredisi ile satın alma işleminde ise borçlu genellikle tüm masrafları kendi hesabına öder.
4. Vergi Avantajları: Finansal kiralama işlemleri, kiracılar için vergi avantajları sağlayabilir. Kiracı, kira ödemelerini vergi beyannamelerinde gider olarak kaydedebilir. Banka kredisi ile satın alma işleminde ise, vergi avantajları kredinin faizlerinden kaynaklanabilir.

Örnek olarak:

Kiralanan Makine ve Ekipman: 100.000 TL

Faizi: 20.000 TL

BİLANÇO AKTİF TARAFTA (Varlık)

Haklar (Kiralanan Ekipmanın Ana Tutarı 100.000 TL) + Maliyete eklenen Faizi 20.000 TL

BİLANÇO PASİF TARAFTA (Borç)

Finansal Kiralama Borçları 120.000 TL

23.4.6. Performans Sözleşmesi Vaka Çalışması-1

XYZ Enerji ve bir ESCO, bir performans sözleşmesi kapsamında bir işbirliğine girmeye karar verir. Bu düzenleme, beş yıllık bir dönem için bir enerji tasarrufu yüzdesini garanti eder. ESCO, yüksek verimli bir soğutulmuş su sistemini satın almak, kurmak ve işletmek için sözleşmeye dayalı olarak yükümlüdür. ESCO, XYZ Enerji'nin yıllık 1.000.000 TL tasarruf edeceğini ve XYZ Enerji'nin kurulumdan kaynaklanan tasarrufun %80'ini ESCO'ya ödeyeceğini garanti eder. Bu şekilde, XYZ Enerji'nin herhangi bir para yatırmasına gerek kalmaz ve yalnızca tahmini net yıllık 200.000 TL tasarruf elde eder. Paylaşılan tasarruf anlaşmalarıyla ilgili olası müzakerelerden kaçınmak için sözleşme, ESCO'nun enerji tasarrufunun her yıl en az 200.000 TL olacağını garanti edeceği şekilde yazılabilir. Bu miktarı aşan tasarruflar XYZ Enerji tarafından tutulacaktır.

Bu düzenlemeyle, XYZ Enerji'ye herhangi bir amortisman, faiz ödemesi veya vergi avantajı sağlanmaz. Ancak XYZ Enerji, yatırım yapmadan ve çok az riskle pozitif bir nakit akışı alır. Sözleşme süresinin sonunda, ESCO ekipmanı hizmetten alır. (Çoğu performans sözleşmesinin sonunda, ev sahibi genellikle ekipmanı adil piyasa değerinden satın alabilir, ancak vaka çalışmamız için, bu bölümdeki diğer finansal düzenlemelerle tutarlı bir karşılaştırma sağlamak için ekipmanın kaldırıldığı varsayılmaktadır.) Tasarruflar finansman ödemesinden daha fazla olduğu sürece, performans sözleşmesi uygun olacaktır.

Tablo 23.10 performans sözleşmesi için ekonomik analizi sunar. Tablo 23.10, bu bölümdeki diğer tablolardan biraz farklıdır: vergilendirilebilir gelir = tasarruflar - amortisman - ESCO ödemeleri.

Tablo 23.10: Bir Performans Sözleşmesinin Ekonomik Analizi [9]

EOY	TASARRUFLAR	AMRT.	EVD ÖDEMELERİ	TOPLAM	ANA PARA ÖDENMEMİŞ BORÇ	VERGİYE TABİ GELİR	VERGİ	VERGİ SONRASI NAKİT AKIŞ
0								
1	1.000.000	0	800.000	800.000		200.000	68.000	132.000
2	1.000.000	0	800.000	800.000		200.000	68.000	132.000
3	1.000.000	0	800.000	800.000		200.000	68.000	132.000
4	1.000.000	0	800.000	800.000		200.000	68.000	132.000
5	1.000.000	0	800.000	800.000		200.000	68.000	132.000
					%18'de Net Bugünkü Değer:			412.787 TL

Notlar: ESCO ekipman satın alır/işletir. İşletme sahibi, ESCO'ya tasarrufun %80'ini öder = 800.000 TL

Sözleşme, XYZ Enerji'nin ekipmanı 5. yılın sonunda satın alabilmesi için de tasarlanabilir.

23.4.7. Performans Sözleşmesi Vaka Çalışması-2

Bir EPS proje boyutunun 1.500.000 TL olduğunu ve tüm enerji verimliliği yatırımlarından elde edilen enerji tasarrufunun yıllık 100.000 TL olduğunu ve tüm proje tasarruflarının, işletme ve bakım veya su tasarrufu iyileştirmeleri olmadan enerjiden geldiğini varsayalım. Yatırımın kredi ile finanse edildiğini ve ayrıca, kredi ödeme planında tüm yıllık taksit ödemelerinin eşit olduğunu ve projenin 6 yıl vade ile finanse edildiğini varsayalım.

Örnek 23.2: Proje 1 ay mobilizasyon ve 11 ay şantiye olmak üzere 12 ayda tamamlanmıştır. Tüm birikimler 12. ayın sonundan sonra tahakkuk etmeye başlar. Nakit akışı, 20 yıl boyunca eşit yıllık ödemelerle %3,6 faiz oranı kullanır. İnşaat sırasında tahakkuk eden tasarruflar kullanılmamıştır. İlk altı yıldaki nakit akışı Tablo 23.11'de gösterilmektedir.

Tablo 23.11: Finansal Rakamlarla Örnek Tablo [8]

Proje Yılı	0	1	2	3	4	5	6
Yıl	İnşaat	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Enerji (Elektrik & NG)	0	100.000	103.000	106.090	109.273	112.551	115.927
Su ve Kanalizasyon	0	0	0	0	0	0	0
Operasyon ve Bakım	0	0	0	0	0	0	0
Maliyetten Kaçınma	0	0	0	0	0	0	0
Uygulanan Fonlar	0	0	0	0	0	0	0
Hizmet İndirimleri	0	0	0	0	0	0	0
a. Toplam Yıllık Tasarruf	0	100.000	103.000	106.090	109.273	112.551	115.927
Ölçüm ve Doğrulama	0	0	0	0	5.000	5.125	5.253
Hizmet Sözleşmeleri	0	0	0	0	0	0	0
Yıllık Kredi Ödemeleri	0	107.564	107.564	107.564	107.564	107.564	107.564
b. Toplam Yıllık Giderler	0	107.564	107.564	107.564	112.564	112.689	112.817
(a-b) Yıllık Nakit Akışı	0	-7.564	-4.564	-1.474	-3.291	-138	3.110
Birikmiş Nakit Akışları	0	-7.564	-12.128	-13.602	-16.893	-17.031	-13.920
Birikmiş Enerji Tasarrufu	0	100.000	203.000	309.090	418.363	530.914	66.841
Birikmiş Su Tasarrufu	0	0	0	0	0	0	0

Örnek 23.2'deki yıllık nakit akışları ve birikmiş proje nakit akışları negatiftir. Yalnızca 1. yılda (-7.564 TL) negatif olmayıp projenin ilk birkaç yılı boyunca negatif olmaya devam etmiştir. İşletme sahibinin 1. yıl nötr veya pozitif nakit akışı görmesi gerektiğinden bu tablo kabul edilemez. Bu durumda enerji yöneticisi, proje boyutunu küçültmek için kapsamı azaltmalıdır, bu da basamaklı proje kapsamında azalmalara neden olur.

Örnek 23.3: EPS projesi Örnek 23.2'ye benzer şekilde 1 ay mobilizasyon ve 11 ay saha çalışması olmak üzere 12 ayda tamamlanmıştır. Ancak M&V amaçları için proje iki bölüme ayrılmıştır. Enerji mühendisi, proje kapsamının bir bölümünün toplam tasarrufunun %75'ini sağladığını belirler ve proje yöneticisinden bu bölümün programını 4. ayın sonunda tamamlanması için hızlandırmasını ister. "Aydınlatma ve Su Verimliliği" projesinin bu bölümü, programda ilerletilebilecek ve 4. ayın sonunda tamamlanabilecek şekilde planlanır. Proje tasarruflarının %25'ini temsil eden projelerin bakiyesini, tamamlamak için daha fazla zamana ihtiyaç duyan ve yıllık proje tasarruflarının bakiyesini veren "diğer projeler" olarak adlandıracağız. Enerji mühendisi ve proje yöneticisi, aydınlatma ve su verimliliği proje yüklenicilerinden bu projeleri hızlandırılmış programa göre bitirmelerini ister. Tasarrufları hızlı bir şekilde doğrulamak için, aydınlatma ve su verimliliği projeleri M&V Seçenekleri A veya B'yi kullanır ve 4. ayın sonunda tamamlanır. Bu, aydınlatma ve su verimliliği projelerinden elde edilen tasarrufların doğrulanmasını ve projenin bakiyesi tamamlanırken 12 ay (75.000 X 8 / 12) için tahakkuk etmesini sağlar. Bu dönemde elde edilen tasarruflar proje tasarruflarına alacak kaydedilir. Diğer projeler herhangi bir M&V seçeneğini kullanabilir. Bu senaryonun ilk altı yılı, %3,6 faiz ve 6 yıl boyunca eşit yıllık kredi ödemeleri kullanan nakit akışı Tablo 23.12'de gösterilmektedir.

Tablo 23.12: Örnek 23.3-İnşaat Dönemi Tasarruflarını Kullanan EPS Projesi [9]

Proje Yılı	0	1	2	3	4	5	6
Yıl	İnşaat	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Enerji (Elektrik & NG)	50.000	100.000	103.000	106.090	109.273	112.551	115.927
Su ve kanalizasyon	0	0	0	0	0	0	0
Operasyon ve Bakım	0	0	0	0	0	0	0
Maliyetinden Kaçınma	0	0	0	0	0	0	0
Uygulanan Fonlar	0	0	0	0	0	0	0
Hizmet İndirimleri	0	0	0	0	0	0	0
a. Toplam Yıllık Tasarruf	50.000	100.000	103.000	106.090	109.273	112.551	115.927
Ölçüm ve Doğrulama	0	0	0	0	5.000	5.125	5.253
Hizmet Sözleşmeleri	0	0	0	0	0	0	0
Yıllık Kredi Ödemeleri	0	107.564	107.564	107.564	107.564	107.564	107.564
b. Toplam Yıllık Giderler	0	107.564	107.564	107.564	112.564	112.689	112.817
(a-b) Yıllık Nakit Akışı	50.000	-7.564	-4.564	-1.474	-3.291	-138	3.110
Birikmiş Nakit Akışları	50.000	42.436	37.872	36.398	33.107	32.969	36.080
Birikmiş Enerji Tasarrufu	50.000	150.000	253.000	359.090	468.363	580.914	596.841

1-5 yılları arasındaki nakit akışları negatif kalırken, yakalanan inşaat dönemi tasarrufları, 1. yılda birikmiş proje nakit akışının pozitif olmasına neden olur. Birikmiş nakit akışı projenin ömrü boyunca pozitif olmaya devam eder, bu da projeyi kabul edilebilir yapar. Proje yöneticisi enerji yetkilisi işletme sahibi ile kapsam azaltma pazarlığı yapmak zorunda kalmadığından memnundur.

23.5. Performans Sözleşmeli ESCO Modelinin Taraflar Açısından Stratejik Değerlendirmesi

23.5.1. Enerji Performans Sözleşmelerinin Ana Risk Kriterleri ve Açıklamaları

1. Çevresel Riskler: Hükümet politikası, ekonomik, doğal ve çevre koşulları dahil olmak üzere dış faktörlerin neden olduğu olası risklerdir. Hükümet politikası zaman içerisinde değişebilir, bu da ESCO'lar için risklerle sonuçlanabilir. ESCO'ların performansı da büyük ölçüde etkilenebilir. Hava durumu, hidrojeoloji, yeryüzü şekilleri ve doğal afetler gibi doğal koşullar enerji tasarruf performansı üzerinde etkili olabilmektedir.
2. Yönetimsel ve Operasyonel Riskler: Yönetimsel riskler; yetenek eksikliği, proje ekibi ile ilgili sorunlar, karar hataları, bilgi asimetrisi, proje üzerinde çalışma ve kontrol etme yeteneği, ekipman ve malzeme alımı olarak değerlendirilir. Bir projeden kaynaklanan riskler ise binanın yaşı ve konumu gibi projenin durumundan kaynaklanmaktadır.
3. Finans ve Pazar Riskleri: ESCO'lar için finansal ve piyasa riskleri, piyasanın arz ve talep durumundan, fiyat değişikliklerinden ve finansal kaynakların bulunması kanallarından kaynaklanmaktadır. Piyasa talebi, rekabetin belirsizliği ve küçük ve orta ölçekli işletmeler için yüksek faiz oranları ESCO'lar için büyük risklere yol açabilmektedir. Maliyetlerde yükselme meydana gelirse proje tasarrufları arttığından genellikle finansal hesaplamalara dahil edilirler. Eskalasyon karşılığı olarak tanımlanan bu hesaplama, EPS'lerdeki yükselme ve yıldan yıla tasarruf devir maddeleri, risklerin azaltılmasına ve belirsizliklerin yönetilmesine yardımcı olur.
4. Teknolojik Riskler: Enerji verimliliğini artırmak için gelişmiş ve rekabetçi teknolojilerin eksikliği, enerji tasarrufu etkisini ölçmek için ölçüm ve doğrulama metodolojinin eksikliği, enerji performans sözleşmelerinin uygulanmasına yönelik standartların eksikliği ESCO endüstrisinin gelişimi üzerindeki risklerdendir.
5. Müşteri Riskleri: ESCO'lara olumsuz bakış açısından kaynaklanan müşteri farkındalık riskleri, sözleşmelerdeki gözden kaçan konuların oluşturduğu eksik sözleşme riskleri, müşterinin sözleşmeyi uygulamayı ve ödemeyi reddetmesinden kaynaklanan kredi riski, iş yönetimindeki hatalar ve etkili olmayan enerji tasarrufu ve düşük enerji verimliliğinden kaynaklanan iş riski genel olarak müşteri risklerini oluşturur. [10]

23.5.2. Performans Sözleşmesinin Başarısı İçin "Tesis Sahibi" Bakış Açısından Stratejik Düşünceler

1. Kredi geri ödeme süresi: Ekipman veya sistemin ekonomik ömrünü aşmamalıdır. Ekipman için kullanışlı yaşam döngüsünün ötesinde ödeme yapmak doğru değildir.
2. Garanti edilen tasarruf süresi: Sözleşme süresinden daha kısa olması (örneğin garanti 3 yıl, sözleşme 15 yıl), mal sahibi için risk teşkil eder, tasarruflar azalırsa nakit akışı farklı görünür ve beklenmeyen maliyetler ortaya çıkabilir. Sözleşme, gelirden bağımsız olacak şekilde tasarlanmışsa tasarrufların gerçekleşmediği herhangi bir yıl, bir ödeme yöntemi gerektiren yeni bir gider oluşturur. Bu riske karşı korunmak için, ESCO muhafazakar tahminler sunmaya teşvik edilmelidir, böylece gerçek tasarruflar muhtemelen sözleşmeye bağlı garantiden daha fazla olacak veya zamanla artan bir tasarruf için bir düşüş faktörü dahil edecektir. Bozulmanın bir kısmı bakım eksikliğinden kaynaklanabilir, bu nedenle bakım beklentileri belirlenmeli ve kontrol edilmelidir.
3. Garanti süresi içinde tasarım kusurları: Böyle bir durum tespit edilirse bu kredinin süresi boyunca ve garanti süresi dolduktan sonra mal sahibine maliyet olarak yansıyabilir. Garanti edilen tasarruf, tam kredi vadesine kadar uzanmadıkça mal sahibi için bir risk vardır. Uzun vadeli ceza ödemeleri yerine eşit veya daha fazla tasarruf yaratan ek önlemler uygulama seçeneğiyle bu duruma karşı koruma sağlanabilir.
4. Birçok ölçüm ve doğrulama seçeneği vardır, bu nedenle metodolojiler ve olası beklenmedik durumlar (yani artan bina boyutu, hava durumu ayarlamaları vb.) için ayrıntılı bilgiler okunmalıdır. Net olmayan ucu açık bırakılmış konu kalmamalıdır. Bilinmeli ve unutulmalıdır ki sözleşmeler "en kötü senaryo baz alınarak" hazırlanmalıdır.
5. Proje tasarrufları için şebeke tarife değişikliklerinden elde edilen tasarruflar kabul edilmemelidir.
6. Sözleşmesel olarak üzerinde durulması gereken en önemli husus, tasarrufların ölçümü ve doğrulanmasıdır. Sözleşme aşamasında tasarrufların nasıl doğrulanacağı ve tasarruflar garanti edilenden saptığında her iki taraf için rücu yöntemlerinin açık ve net bir tanımı olmalıdır. Ölçme ve doğrulama (M&V) prosedürleri, her bir proje için tanımlanmalıdır. Üçüncü taraf bir danışmanın düzenlemeyi gözden geçirmesi ve yorum yapması şiddetle tavsiye edilir. Aksi takdirde bir şüphe ve/veya yanlış gelen bir bilgiye dayalı güven sarsıcı durum olmasında taraflar arası gerilim hasıl olabilir. Bu da işin sürekliliğine zarar verebilir.
7. Performans sözleşmesi ve geliştir-uygula proje yöntemleri, geleneksel olmayan prosedürlere dayanır. Performans sözleşmesi, özellikle değerlendirme aşamasında, araştırılmakta olan çok sayıda seçeneğin artılarını ve eksilerini tartışmak için taraflar arasında- güven gerektirir. Yüklenici öğretmeye, proje yönetici de öğrenmeye istekli olmalı ve hizmetlerin ve ödemelerin kapsamını tam olarak anlamalı ve istediği zaman soru sormakta kendini rahat hissetmelidir. Bu nedenlerden dolayı, bir nevi ortaklık olan bu denklem iyi bir iletişim becerisi içermelidir. Yüklenici temsilcilerinin işi yönetecek yetkinlikte kişiler olduğunu ve bu gereklilik yerine getirilmezse sözleşmenin feshedilebileceği belirtilmelidir zira sadece verimli ekipman değil yanında hizmet de satın alınmaktadır.
8. Garantili bir tasarruf hükmüne sahip performans yüklenicisinin odak noktası, garantide tanımlanan tasarrufları elde etmektir. Bu, tüm faaliyetlerde ana hedef olacaktır. Tesis yönergelerine ve tercihlerine bağlılık, güvenilirlik ve yedeklilik, bakım hükümleri, estetik, ayrıntılı tasarım ve dokümantasyon gibi diğer proje hususlarının daha az ciddiye alınması durumu hasıl olabilir. Buna dikkat çekilmelidir.
9. Garantili tasarruf sözleşmeleri için performans yüklenicisi esasen çek defterini elinde tutar ve proje üzerinde daha fazla kontrole sahiptir. Maliyet sınırlaması tasarruf denkleminin bir parçasıdır, çünkü pozitif nakit akışı yaratan, ikisinin (maliyet ve tasarruf) oranıdır. Sahip incelemesi, tasarım yorumları ve mal sahibi katılımı, projenin kontrolü ile birlikte kabul edilebilir.
10. Konuşmalarda ve sözleşmelerde ne söylendiği kadar ne söylenmediği de önemlidir. Hem operasyonel hem de ilişkilerin yönetiminde sorun çıkmaması için farklı sözleşme örnekleri incelenmeli ve deneyimi olan kişilerden yorum alınmalıdır.

23.5.3. Proje Başarısı İçin "Yüklenici" Bakış Açısından Stratejik Düşünceler

1. Yatırımcının ekonomik ömrü, kredi süresinin ötesine geçmelidir. Kamu binaları, hastaneler, okullar ve kolejler gibi kalıcı kurumlar ideal adaylardır. Kiralık ofis binaları gibi değişken iş segmentleri zayıf adaylardır.
2. Daha uzun süreli sözleşmelerde daha yüksek bir risk vardır. Marjlar her zaman riskle orantılıdır ve bu nedenle ESCO'nun uzun vadeli garantili tasarruf marjları yüksek olacaktır.
3. Enerji iyileştirmelerinden elde edilen tasarruflar, bazen normal ekipman değiştirme maliyetlerini haklı çıkaramayabilir, kimi zaman ek tasarruflara ihtiyaç duyulur. Örneğin aydınlatma sistemi iyileştirmelerinden elde edilen tasarruflar, çatı değişimini sübvanse ediyor olabilir. Kombine bir proje kapsamlı çözümdür.
4. Öngörülemeyen koşullar her zaman mevcuttur. Dahil edilemeyen faktörler vardır ve sürprizler ortaya çıkar. Tasarrufların ihtiyatlı bir şekilde tahmin edilmesi, belirsizliklerin, proje risklerinin, beklenmedik durumların tespit edilmesi ve etkin risk analizi ile önlem eylem planlaması, orijinal nakit akışı beklentilerinin korunmasında ve proje sorunlarının çözülmesinde yardımcı olur.
5. Ekipmanın nasıl çalıştırıldığı ve bakımının nasıl yapıldığı enerji kullanımını etkiler. İç ortam sıcaklıkları, çalışma saatleri ve servis sıklığı gibi çalıştırma ve bakım kurallarını belirlemek ve kurallara uyulmasını sağlamak için gerekli izlemeyi sağlamak esastır. Örneğin aşırı çalışma süresi, termostatların ayarlanması, sıfırlama programlarının değiştirilmesi ve ısı eşanjörlerinin temizlenmemesi gibi durumlar tasarrufu etkileyecek öğelerdir. Bunun uygulanabilir olması için, varsayılan parametrelerin kullanılması ile sistem performansının elde edilebileceği bilinmelidir.
6. M&V ve temel değerler, tasarruf sözleşmesinin can alıcı noktasıdır ve açıkça tanımlanması gerekir. Sözleşme; temel tanımlar, olağan hava koşulları, bina ilaveleri, doluluk veya üretim oranları gibi dış etkilerden kaynaklanan ayarlamalar için hükümler içermelidir.
7. Maliyete dayalı tasarrufların, değişken hizmet fiyatlandırmasıyla ilişkili riskleri vardır. Kredi dönemi boyunca, işletme maliyeti ve artış varsayımları üzerinde anlaşmaya varılmalıdır.
8. Performans sözleşmelerine dayalı projeler geleneksel projelerden farklıdır ve süreç müşteri için yeni olabilir. Bu, muhtemelen bir güven eksikliğine ve biraz endişeye, beraberinde bazı işletme verilerini paylaşmakta çekingenliğe neden olabilir. Proje yönetim ekibi bunu öngörmelidir. Proje temelde sözleşmeye dayalı olsa da karşılıklı memnuniyeti sağlamak için ilişkilere ve güvene de özen gösterilmelidir.
9. Müşteri gruplarından veya durum senaryolarından gelen aşırı girdi, proje maliyetini artırır ve bunları yönetmek hassas bir denge gerektirir. Bu gibi durumlarda proje yönetimi deneyimi gereklidir. Muhafazakar tasarruf tahminleri, küçük sorunların çoğunun çözülmesine yardımcı olur. Müşteri, sorunlar düzgün bir şekilde çözüldüğünde bunu takdir edecek ve toleransı yüksek olacaktır.
10. Garantili tasarruf sözleşmesi hükmü, müşteri ile tahmin edilmesi ve kaçınılması gereken bir düşmanlık ilişkisi yaratma potansiyeline sahiptir. Kimin kime ne kadar borçlu olduğunun ve borçların nasıl belirlendiği konusunda işletme sahibinin katılımıyla net kurallar oluşturmak esastır. Her iki taraf için de adil olan sözleşme içeriği ve dili kullanılmalıdır.
11. Yatırımcının iyi ve/veya kötü niyetli cayma durumundaki yaptırımlar mutlaka sözleşmede yer almalıdır. Keza bu, finans kurumları için de önemli bir içerik maddesi hükmündedir.

23.6. Finansal Düzenlemelerin Avantajları ve Dezavantajları

Tablo 23.13, İşletme sahibi açısından her bir finansal düzenlemenin avantaj ve dezavantajlarının kısa bir özetini sunmaktadır.

Tablo 23.13: İşletme Sahibi (Yatırımcı) Açısından Finansman Yöntemlerinin Avantaj ve Dezavantajları

Finansman yöntemi	*Avantajlar*	*Dezavantajlar*
Nakit/ Otofinansman	• Bilanço borçlanma oranını düşük tutar. • Yatırımcı tüm tasarrufları tutar. • Yatırımcı ekipmanın sahibidir. • Teminat yükü yoktur. • YP kredi kullanım imkanı.	• Sermaye fırsat maliyeti. • Yatırımcı likiditesinin/işletme sermayesinin negatif etkilenmesi. • Yatırımcı tüm riski alır, projenin uygulaması ve yönetimi yatırımcıya aittir.
Kredi	• Yatırımcı tüm tasarrufları tutar. • Değer düşüklüğü (amortisman) ve faiz ödemeleri vergiden düşülebilir. • Yatırımcı ekipmanın sahibidir. • Vade yapısı seçeneklidir. • Nakit akışa göre erken kapama mümkündür.	• Yatırımcı tüm riski alır, projenin • uygulaması ve yönetimi işletmeye aittir. • Bilanço borçluluk oranı yükselir. • Ana faaliyet konusu için gerekli olan kredi limitinde eksilme olur. • Faiz maliyeti ve ödeme yükümlülüğü. • Teminat yükü. • %100 finansman yapılamaması.
Tahvil	• Yatırımcı ekipmanın sahibidir. • Borçlanma maliyet şartlarının (sabit veya değişken faiz oranı ve ödeme koşulları) işletme tarafından belirlenmesi imkanı. • Getirisi kesin ve sabittir, belli vadesi vardır. Yatırımcı buna göre net planlama yapabilir. • İşletme sahibi (ihracatçı) tarafından geri alınabilir, iptal edilebilir. • Kamu kuruluşları tarafından da ihraç edilebilir. • 2.el piyasalarda işlem görebilir. • Teminat yükü yoktur. • Tahvil ihraç eden kuruma (borçlu) uzun vadeli yatırımları finanse etmek için fon temin eder. • Yeşil tahvillerin, finansman yönetimi olması yanında, işletmelerin marka değerini olumlu etkileyerek imaj yaratması, sürdürülebilirlik stratejisi oluşturması, yeni yatırımcıları çekmesi, iklim değişikliği ile mücadele etmesi, döngüsel ekonomiye destek vermesi ve etki analiz sonuçlarını raporlayabilmesi, veri üretmesi ve beraberinde hem kurum içi hem de toplumsal farkındalığa yüksek fayda sağlaması.	• Yatırımcı tüm riski alır, projenin • uygulaması ve yönetimi işletmeye aittir. • Faiz maliyeti yükümlülüğü. • Yalnız anonim şirketleri ihraççı olabilir. • Devlet garantisi yoktur.

Finansman yöntemi	*Avantajlar*	*Dezavantajlar*
Hisse Satışı	• Yatırımcı ekipmanın sahibidir. • Düşük maliyet. • Uzun esnek vade yapısı. • Kurumsallaşma, globalleşme, prestij. • Likidite imkanı. • Teminat ve faiz yükü yoktur. • Mali yetersizlikte temettü ödeme mecburiyeti yoktur.	• Yatırımcı tüm riski alır, projenin uygulaması ve yönetimi işletmeye aittir. • Temettü ödemeleri (faiz ödemelerinin aksine) vergiden düşülebilir değildir. • Şirket yönetim kontrolünü zayıflatır. • Formalite ve prosedür çokluğu. • Yeterli talep olmaması durumunda prestij kaybı.
Hibe/Teşvik	• Hibe maliyetsiz iken teşvik de vergi gibi maliyet indirimi sağlanır. • Yatırımcı ekipmanın sahibidir. • Yatırım bakiyesi için eşfinansman mümkündür. • İyi hazırlanmış, onaylanmış proje dosyası/ raporu. • Hibede faiz ve teminat yükü yoktur. • Yatırımın geri dönüş süresini kısaltır.	• Yatırımcı tüm riski alır, projenin uygulaması ve yönetimi işletmeye aittir. • Ekipman faturası hibe veren kurumdadır, eşfinansman için kiralama yöntemi kullanılamaz.
Finansal Kiralama	• %1 KDV. • Yatırımcının likiditesine fırsat. • Esnek ödeme yapabilme. • Operasyonel kolaylık. • Orta ve uzun vadeli finansman olanağı. • Sabit ödeme garantisi. • Amortisman. • %100 finansman imkanı. • KDV'nin taksitle ödenmesi. • Döviz tercihi yapabilme. • Banka kredi limiti dolu olduğunda/ limiti boş bırakma imkanı verir.	• Yatırımcı tüm riski alır, projenin • uygulaması ve yönetimi işletmeye aittir. • Faiz maliyeti ve ödeme yükümlülüğü. • Teminat yükü olabilir.
Operasyonel Kiralama	• Mülkiyet riski olmadan ekipman kullanımına izin verir. • Makine-ekipmanın satın alınması, ithalatı, nakliyesi, sigortası kiralayana aittir. • Düşük performans, servis, ekipman eskimesi vb. riskinde azalma sağlar. • Projelere % 100 finansman sağlar, firmaların nakit birikimleri korunur. • Yatırımcılar masraflarını kontrol altına alıp yüklü finansman giderinden kurtulur, likiditesini korur. • Ekipmanlar için amortisman kiracı tarafından ayrılır. Aylık ödemelerin kar payı kısmı kiracı tarafından gider kaydedilir.	• Göreceli faiz oranı yüksek olabilir. • Mal üzerinde herhangi bir değişiklik yapılmak istenirse, öncelikle leasing şirketine bildirmeli ve bu konuda izin almalıdır. • Hibe alan yatırımlar için işlem yapılamaz.

Finansman yöntemi	*Avantajlar*	*Dezavantajlar*
Operasyonel Kiralama	• Birçok makine ve ekipmanda leasing yapılması halinde %1 KDV uygulanmaktadır. • Kiralama sözleşmeleri ve kiralama için teminat alınmasına ilişkin işlemler her türlü vergi, resim ve harçtan istisnadır. • 2. el ekipman kiralaması mümkündür ancak KDV avantajı yoktur. • Teminat esnekliği vardır. • Makine-ekipmanın, mülkiyet hakkı sözleşme sonunda sembolik bir tutar ödenerek kiracıya devredilebilir. • Yapılan leasing sözleşmeleri bir kredi olmadığı için bilançolarda yer almaz. Durum böyle olunca firmanın borç/alacak konusunda bir etkileme yaratmadığı için kredibilite oranlarına da negatif etki olmaz. • Bankalarda ortaya çıkabilecek faiz, kur riski gibi seçenekler leasing sözleşmelerinde bulunmaz. • YP fonlama mümkündür. • Banka kredisine erişimde zorlanan küçük ve orta ölçekli şirketler için ideal. • Belirli bir minimum ekipman sayısı kiralama mecburiyeti olmadığı için, işletmenin ihtiyacına göre bir veya üzeri sayıda ekipman kiralanması mümkün. • Bilançoda listelenmediği için bilanço • dışı finansman yöntemlerine girer. • Tüm kira ödemesi vergiden düşülebilir. • Orta ve uzun vadeli esnek kira ödeme planları sunar.	
Performans Sözleşmesi/ ESCO Model Finansman	• Daha az kurulum/operasyon riskleri ile ekipman kullanımına izin verir. • Düşük performans, servis, ekipman eskimesi vb. riskinde azalma sağlar. • İşletme sahibinin temel iş hedeflerine odaklanmasını sağlar. • Finansman yükünü alması. • Uzman teknik kişilerden destek alınması.	• ESCO model vade yapısı uzun olduğu için finansmana erişimde zorluk. • ESCO ve KOBİ'lerin mali güç yetersizliği ile finansmana erişimde zorluk. • Uzun vadeli sözleşme için ekonomik ve sektörel istikrar gereği. • Özel düşük faizli, uzun vadeli, teminat yapılı fon eksikliği. • Teşvik eksikliği. • Farkındalık eksikliği. • Bağımsız doğrulama mekanizması bulunmaması. • İşletmelerin veritabanı yetersizliği. • İşletmelerin veri paylaşım çekinceleri. • İşletmelerde yüksek donanımlı teknik personel ve kapasite eksikliği. • Yaygın olmadığı için taraflar arasında güven ve inandırıcılık eksikliği.

23.7. Bölüm Özeti

Stratejik yatırım ihtiyaçlarının işletme yöneticisi tarafından iyi biliniyor olması, en doğru finansman yönteminin seçilmesinde kritik bir bilgidir. Göz önünde bulundurulması gereken çok sayıda finansal düzenleme vardır, bu bölümde temel finansal düzenlemeler hakkında bilgi verilmiştir. İşletmenizin potansiyel projelerini hayata geçirmek ve içeriği zengin sözleşmeler oluşturmak için bahsi geçen düzenlemeleri analiz ederek ve işletme yapısına uyarlayarak kullanmak; sizlerin bilgi, beceri ve yaratıcılığınızla sınırlıdır.

Mutlak en iyi finansal düzenlemeyi belirlemeye çalışmak, çok zaman kaybettirmediği sürece ödüllendirici bir hedeftir. Özel hibe fonları, indirim programları, kredileri veya diğer fırsatları değerlendirirken proje gecikmesi nedeniyle kaybedilen tasarrufları göz önünde bulundurmak önemlidir. Unutulmamalıdır ki "Bekleme maliyeti çoğu zaman finansman maliyetinden büyüktür".

Ek olarak, bu bölümde, işletmeye operasyonel ve finansal kolaylık sağlayan enerji performans sözleşmesi hakkında bilgilendirme yapılmış ve tesis yöneticilerine yeni bakış açıları kazandırılarak verimlilik projelerinde tasarruf kazanım yöntemleri sunulmuştur.

23.8. Sözlük

Amortisman Maliyeti: İşletmenin eskime ve yıpranma payı olan varlık edindiğinde, varlığın maliyetini işletme gideri olarak vergiden düşebilir. Bu tür uzun vadeli kesintiye amortisman gideri denir.

Borç Servis Karşılama Oranı: Net İşletme Geliri ile toplam borç arasındaki orandır. Şirketin ürettiği net gelirle borç yükümlülüklerini karşılayıp karşılayamayacağını belirlemeye yardımcı olan finansal göstergedir.

Enerji Performans Sözleşmesi (EPS): İki veya daha fazla sayıda taraf arasında, daha verimli ekipmanların kullanılması ile enerji maliyetlerinde azalma ve belirtilen bir süre içinde yatırımın geri ödemesi gibi kriterlere dayanan bir sözleşmedir.

Enerji Hizmet Şirketi (ESCO): Bir tesisi analiz etme, proje geliştirme, uygulama ve enerji verimli hale dönüştürme hizmeti sağlayan ve finansman sorumluluğunu alan firmalardır.

Fayda Maliyet Oranı: Bir projenin ekonomik ömrü boyunca sağlayacağı faydaların (nakit girişleri) bugünkü değerlerinin toplamının maliyetlerin (yatırım harcamaları ve diğer nakit çıkışları) bugünkü değerlerinin toplamına oranıdır. Projenin kabul görmesi için oranın 1'den büyük olması gerekmektedir.

Forfaiting: ESCO tarafından finanse edilmiş ve başarılı bir şekilde uygulanmış bir projenin müşteriden alacak haklarının ESCO tarafından, tercihen ESCO'yu yatırım için finanse eden finans kurumuna iskonto ettirilmesi.

Hibe: Proje bazlı ve faaliyet sonrası (fuar gibi etkinlik katılımı, belgelendirme, nitelikli eleman istihdamı, danışmanlık vb.) belge esaslı başvuru ve onayı neticesinde yatırımcı hesabına gelen karşılıksız paradır.

Hisse Satışı (Halka Arz): Bir şirketin sahip olduğu varlıkları daha küçük paylara bölerek satışa çıkarmasıdır.

İç Verim Oranı: Yatırımın net nakit girişlerinin bugünkü değerini, net nakit çıkışlarının bugünkü değerine eşitleyen orandır.

Kiralama (Leasing): Yatırım malı olarak kullanılan bir ekipmanın, sözleşme süresi boyunca leasing firması (kiralayan) tarafından belirlenen kiralama ücreti karşılığında kiracının kullanım hakkı elde ettiği yöntemdir.

Likidite: İşletmelerin varlıklarını en pratik ve hızlı şekilde nakde dönüştürme yeteneğidir. En likit varlık nakit paradır. Gerçek likidite, işletmenin ihtiyaç durumunda var olan borçlarını ödeme kabiliyetidir.

Minimum Çekici Getiri Oranı (MARR): Bir şirket içindeki projeler için engel oranıdır. Bir yatırım için gerekli olan minimum getiri oranıdır.

Net Bugünkü Değer (NPV): Yatırımın nakit girişlerinin bugünkü değeri ile nakit çıkışlarının bugünkü değeri arasındaki farktır. Pozitif olması beklenir.

Proje Finansmanı: Projenin nakit akışları ve projenin mal varlığı, yatırımcıların diğer iş ve işlemlerinden ayrı tutulur ve değerlendirilir. Yatırımcı proje özelinde ayrı bir şirket de kurabilir ve projenin kendi nakit akışları yani gelirleri ve giderleri birbirini karşılar.

Satıcı Kredisi: Nakit ödeme yapmadan, satıcının alıcıya belirli bir ödeme süresi tanıdığı, vadeli alımdır.

Teşvik: Belirli ekonomik ve sosyal faaliyetlerin hızlı gelişmesini sağlamak amacı ile bölgesel, sektörel vb. kriterlere bağlı, kamu tarafından çeşitli yöntemlerle sunulan maddi destek ve yardımlardır. Bazı vergi ve harçlardan alınan indirimler (çıkışı yapılmayan nakit) örnek verilebilir.

Yatırım Getirisi: Yatırımın net geliri ile yatırım maliyeti arasındaki orandır ve 1'den büyük olması beklenir.

Yeşil Tahvil: Yeşil tahvil, ihracı ile elde edilen kazançların sadece yeşil projelerde (temiz enerji üretimi, enerji verimliliği, kirliliğin önlenmesi ve kontrol edilmesi, doğal kaynakların sürdürülebilirliği, biyoçeşitliliğin korunması, sürdürülebilir su, çevre dostu temiz ulaşım, döngüsel ekonomi, emisyon azaltım vb.) kullanıldığı tahvil türüdür.

KAYNAKÇA

[1] https://enerji.gov.tr/evced-enerji-verimliligi-enerji-performans-sozlesmeleri, 25.05.2023

[2] https://www.dalifinans.com/net-isletme-sermayesi-nedir-nasil-hesaplanir, 25.05.2023

[3] https://www.borsaistanbul.com/tr/sayfa/136/ozel-sektor-borclanma-araclari, 25.05.2023

[4] https://www.shura.org.tr/wp-content/uploads/2022/08/Politika_notu_2.pdf

[5] https://slideplayer.biz.tr/slide/4105041/, 25.05.2023

[6] https://enerji.gov.tr/evced-enerji-verimliligi-destekleri-verimlilik-artirici-proje-destekleri, 25.05.2023

[7] https://enerji.gov.tr/enerji-verimliligi-eps, 25.05.2023

[8] https://docplayer.biz.tr/71309-Tms-kapsaminda-cesit-esasina-gore-kar-zarar-ve-diger-kapsamli-gelirler-tablosu.html, 25.05.2023

[9] Energy Management Handbook 9th Edition, Stephan A. Roosa, Steve Doty, Wayne C. Turner, Chapter-25

[10] https://docs.google.com/forms/d/e/1FAIpQLSeg0z6R5p0GJKtnVvuiWACfVevLHrLEL7fn6IZ5IdWcOglESA/viewform, 25.05.2023

23. Bölüm Çalışma Soruları

1. Finansal ve operasyonel kiralama arasındaki en önemli fark nedir?

A. Operasyonel kiralama bilanço dışı finansmandır.
B. Finansal kiralama süresi sonunda varlık kiracıya geçer.
C. Finansal kiralamanın vergi avantajı vardır.
D. Operasyonel kiralama kredi limitlerini muhafaza eder.

2. Forfaiting ile ilgili aşağıdaki bilgilerden hangisi yanlıştır?

A. Müşteri ile anlaşma yapılmaz.
B. ESCO'nun performans garantisi yükümlülüğü proje sonuna kadar devam eder.
C. Başlangıçta finans kurumu ile ESCO, proje başarılı şekilde uygulanırsa iskonto işlemi yapılacağına dair anlaşır.
D. İskonto tutarı finans kurumunun kazancıdır.

3. Bir proje için gereken tüm harcamanın baştan ve tüm nakit akışlarının ise proje süresince yapıldığı durumda net bugünkü değer ile ilgili olarak hangisi doğrudur?

A. Nakit akımlarının büyüklüğü önemsizdir.
B. Süre uzadıkça net bugünkü değer azalır.
C. Nakit harcama büyüdükçe nakit akımları da büyür.
D. İskonto oranı büyüdükçe net bugünkü değer azalır.

4. Aşağıdakilerden hangisi kredi ile finansmanın dezavantajlarından biri değildir?

A. Borçluluk oranı yükselir.
B. Faiz maliyeti ve ödeme yükümlülüğü.
C. Ekipmanın sahibi finansördür.
D. Teminat mecburiyeti vardır.

5. Aşağıdakilerden performans sözleşmesinde işletme sahibinin dikkate alması gereken unsurlardandır?

I. Kredi ödeme süresi
II. Garanti süresi içindeki tasarım kusurları
III. Garanti edilen tasarruf süresi

A. Yalnız I
B. I ve III
C. Hepsi
D. Yalnız III

6. Kamuda uygulanacak enerji performans sözleşmeleri için aşağıda verilen hangi mevzuat dikkate alınmalıdır?

I. 5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu
II. Kamuda Enerji Performans Sözleşmelerine İlişkin Usul Ve Esaslar Hakkında Karar
III. Kamuda Enerji Performans Sözleşmelerinin Uygulanmasına İlişkin Tebliğ

A. Yalnız I
B. I ve III
C. Hepsi
D. Yalnız III

Bölüm 24:
Enerji Yönetimi İçin Geçerlilik Denetimi (Commissioning-CX)

24.1. Giriş

Mevcut bir binanın CX sürecinin önemli bir enerji yönetimi faaliyeti olduğu ve kayda değer bir sermaye yatırımı olmadan %10, %20 ve hatta %30 oranında enerji tasarrufu ile sonuçlandığı bilinmektedir. CX süreci ve faaliyetleri günümüzde yeni binalara mevcut binalardan daha sık uygulanmaktadır, ancak enerji yöneticisi, genel enerji yönetimi programının bir parçası olarak süreci mevcut bir binaya uygulamak için göreceli olarak daha fazla fırsata sahip olacaktır.

Mevcut bir binanın CX süreci, son derece etkili bir enerji yönetimi stratejisi olmasının yanı sıra çeşitli avantajlar da sağlamaktadır. Genellikle bir ila üç yıllık bir basit geri ödemesi bulunmaktadır. Buna ek olarak, doğrudan finansal bir faydaya dönüştürülemeyen faydalar da sağlanır. Örneğin; bina konforu iyileştirilir, sistemler daha iyi çalışır ve bakım maliyeti azalır. CX önlemleri tipik olarak sermaye yatırımı gerektirmez, ancak süreç genellikle CX süreci tamamlanmadan önce gerekli olan bakım ve küçük onarım masraflarını içerir. Potansiyel yatırım gerektiren yenilemeler veya iyileştirmeler genellikle CX faaliyetleri sırasında belirlenir ve süreç sırasında edinilen bilgiler, tipik bir enerji etüdü ile mümkün olandan daha hassas bir şekilde tasarrufların niceliklendirilmesine imkan verir. Tesis personelinin sürece dahil olması, personelin teknik becerilerinin geliştirilmesine de imkan sağlayabilir.

Bu bölüm, enerji yöneticisine tesis içi bir CX programı yürütme veya dışarıdan CX hizmeti tedarikçisi seçme ve onunla çalışma kararını vermek için gereken bilgileri sağlamayı amaçlamaktadır. Mevcut bir bina veya yeni binalar için tek bir CX tanımı yoktur, bu nedenle yaygın olarak kullanılan birkaç CX tanımı paylaşılmıştır. Ölçme ve doğrulama (Ö&D), başarılı bir CX programı için çok önemlidir. Bazı CX'e özel Ö&D konuları, özellikle de Ö&D'nin CX'in takip sürecindeki ilave düzeltme/ayarlama/iyileştirme faaliyetlerine duyulan ihtiyacı belirlemedeki rolü anlatılmaktadır. Yeni bir binanın CX süreci, enerji yöneticisinin bakış açısıyla açıklanmaktadır.[1]

[1] Stephen A. Roosa, Steve Doty and Wayne C. Turner; Energy Management Handbook, Chapter 26 -"Commissioning for Energy Management", 9 Ed. (2018).

24.2. CX Tanımları

Commisssioning kavramı, özet olarak bir binayı veya bazı sistemlerini tamamen kullanıma hazır hale getiren süreci ifade etmektedir. Mevcut binalar söz konusu olduğunda, genellikle bina sistemlerinin işleyişinde veya işlevinde bir yenileme veya iyileştirme anlamına gelmektedir.

24.2.1. Yeni Bina/Tesis CX Süreci

ASHRAE[2], CX sürecini "sistemlerin tasarım felsefesi ve amacına uygun şekilde tasarlanmasını, uygulanmasını, işlevsel olarak test edilmesini ve işletilmesini sağlama süreci" olarak tanımlamaktadır.

CX, planlama ile başlar ve tasarım, inşaat, devreye alma, test, kabul ve eğitimi içerir ve binanın ömrü boyunca uygulanabilir. Ayrıca, CX süreci geleneksel olarak farklı fonksiyonları olan ekipman devreye alma ve ilk çalıştırma, otomasyon ve kontrol sistemleri kalibrasyonu, test-ayar-dengeleme (TAD), fonksiyonel performans testleri ve sistem dokümantasyonu adımlarının hepsini kapsar ve koordine eder.[3]

24.2.2. Yeniden CX (Recommissioning)

Yeniden CX, en az bir kez CX sürecinden geçmiş bir binanın CX sürecini ifade eder. İnşaat aşamasında bir bina CX sürecinden geçtikten sonra, yeniden CX sürecinden geçmesi binanın etkin ve verimli bir şekilde çalışmaya devam etmesini sağlar. Binalar mükemmel bir şekilde işletmeye alınmış olsalar bile sistem bozulması, kullanım değişiklikleri veya konfor şikayetlerinin temel nedenini doğru bir şekilde teşhis edememe nedeniyle normalde optimum performanstan uzaklaşacaktır. Bu nedenle, yeniden CX süreci normalde binanın tasarım amacına göre çalışmasını sağlamak için orijinal CX prosedürlerini yeniden uygular veya mevcut işletme ihtiyaçları için bunları değiştirebilir.

Optimum olarak, yeniden CX süreci bir tesisin devam eden işletme ve bakım programının bir parçası haline gelir. Yeniden CX sıklığı konusunda literatürde henüz bir fikir birliği yoktur, ancak çoğunlukla her 3 ila 5 yılda bir gerçekleşmesi gerektiği düşünülmektedir. Bina/tesis kullanımında sık sık eklemeler veya değişiklikler varsa, yeniden CX daha sık uygulanmalıdır.[4]

24.2.3. Retro CX (Retrocommissioning)

Retro CX, daha önce hiç CX süreci geçirmemiş mevcut bir binanın/tesisin ilk defa CX sürecinden geçmesi olarak tanımlanmaktadır. Retro CX sürecindeki birçok adım yeni bina/tesis CX sürecine benzerdir. Diğer yandan, retro CX inşaatı bitmiş işlemekte olan mevcut bir binada/tesiste bağımsız olarak ele alınan bir süreç olduğu için ana odağında genellikle enerji harcayan mekanik ekipmanlar ve ilgili kontrol/otomasyon sistemleri olmaktadır. Retro CX binayı/tesisi ilk tasarım felsefesi ve amacına geri getirebilir veya getirmeyebilir çünkü, binanın/tesisin ilk tasarım süreci sırasında öngörülen fonksiyonu veya cevap verdiği ihtiyaçlar değişmiş olabilir.

24.2.4. Sürekli CX (Ongoing Commissioning)

Sürekli CX mevcut binalardaki/tesislerdeki ve ana sistemlerdeki ihtiyaç duyulan iyileştirmeleri saptamak, işletme kaynaklı problemleri çözmek, konfor seviyesini yükseltmek, enerji tüketimini optimize etmek gibi birçok amacı olan ve sürekli devam eden bir CX sürecidir. Sürekli CX süreci sistemlerin genel işletme ve otomasyonunun iyileştirilmesi ve mevcut tesisin güncel ihtiyaçlarının sürekli karşılanmasına odaklanır. Sürekli CX bir işletme ve bakım programından daha fazlasıdır. Bina/tesis sistemlerinin ilk tasarım felsefesi ve amacına göre işletilmesini değil, güncel kullanım ve ihtiyaçlara yönelik olarak optimum performansta çalışmasını hedefler. Sürekli CX süreci içerisinde binanın/tesisin kullanım amacı ve bina/tesis sistemlerinin işlevleri kapsamlı bir mühendislik yaklaşımı ile değerlendirilir. Binanın/tesisin güncel şartlarına ve bina/tesis sakinlerinin mevcut gereksinimlerine göre optimum işletme parametreleri, senaryoları ve çalışma saatleri geliştirilir.

[2] ASHRAE: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers
[3] ASHRAE, ASHRAE Guideline 1-1996: The HVAC Commissioning Process, American Society of Heating, Refrigerating and Air- Conditioning Engineers, Atlanta, GA, 1996.
[4] U.S. Department of Energy, Building Commissioning: The Key to Quality Assurance, Washington, DC. 1999.

24.3. Mevcut Binalarda CX Süreci

Önceki bölümde belirtildiği gibi mevcut binalar için CX sürecini tanımlayan birden fazla terim vardır. Aynı şekilde, sürecin birçok uyarlaması mevcuttur. Süreç bütçeye ve proje gereksinimlerine bağlı olarak farklı binalarda/tesislerde farklı şekilde uygulanabilir. Burada açıklanan süreç kapsamlı bir CX işine dair süreçtir. Kullanılan terminoloji, sürekli CX sürecine atıfta bulunmaktadır, ancak adımların çoğu yeniden CX veya retro CX ile aynıdır. Adımların bir kısmı (veya tamamı), süreci yürütmek için yeterli uzmanlığa ve niteliğe sahiplerse, tesis personeli tarafından uygulanabilir.

Sürekli CX bina/tesis için genel sistem kontrolünü ve operasyonlarını iyileştirmeye ve mevcut tesis ihtiyaçlarını karşılamaya odaklanmaktadır. Sistemlerin orijinal olarak ilk tasarlandığı zamandaki gibi çalışmasını hedeflemez, ancak binanın/tesisin ve sistemlerin mevcut gereksinimleri karşılamak için optimum şekilde çalışmasını sağlar. Sürekli CX sürecinde, hem bina/tesis işlevselliği hem de sistem fonksiyonları için kapsamlı bir mühendislik değerlendirmesi yapılır. Optimum operasyonel parametreler ve çizelgeler, gerçek bina/tesis koşullarına ve mevcut tesis kullanıcılarının gereksinimlerine göre geliştirilir.

24.3.1. CX Ekibi

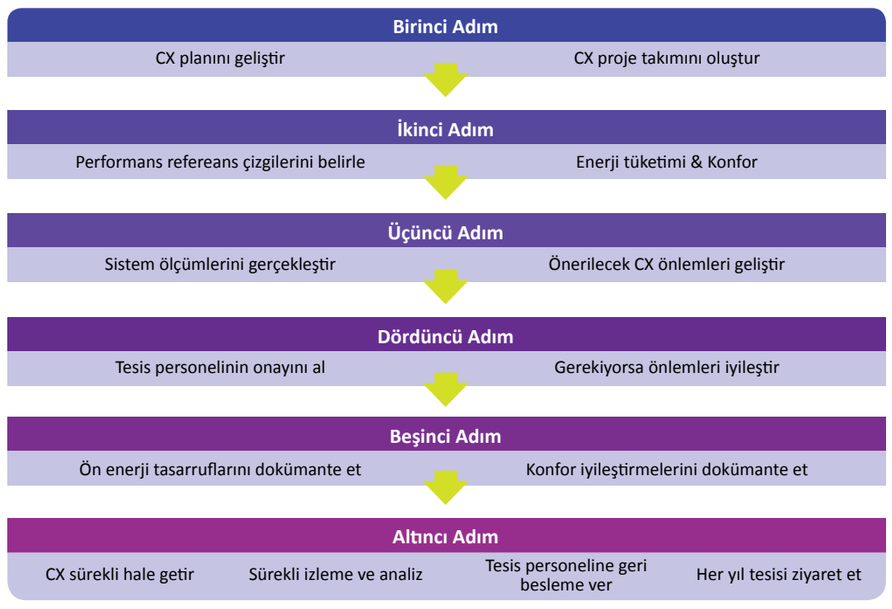
CX ekibi; bir proje yöneticisi, bir veya ihtiyaca göre birden çok mühendis ve tekniker ile bir veya ihtiyaca göre birden çok işletme personelinden oluşur. Ekip üyelerinin sorumlulukları Tablo 24.1'de gösterilmiştir. Proje yöneticisi, tesis sahibinin bir temsilcisi veya CX hizmeti sunan firmadan bir uzman olabilir. CX mühendislerinin tabloda belirtilen işleri yapabilmeleri için gerekli nitelik ve deneyime sahip olmaları zorunludur. Genellikle bir HVAC şef teknikeri ve bina otomasyon sistemi operatörü veya mühendisi CX takımının değişmez üyeleridir. Tesis işletme ekibinin ilgili üyelerinin CX sürecine faal olarak iştirak etmeleri önerilen ve uygulanan önlemlerin değerine dair ikna olmaları açısından çok önemlidir. Aksi halde tesis operasyonu hızlı bir şekilde eski şekline dönecektir.

Tablo 24.1: CX Takım Üyeleri ve Ana Sorumlulukları[5]

CX Ekibi Üyesi	Ana Sorumlulukları
Proje Yöneticisi	1. Bina personelinin ve CX ekibinin faaliyetlerini koordine etmek 2. Proje etkinliklerinin zaman planını yapmak
CX Mühendisi	1. Sayaç ve saha ölçüm planları geliştirmek 2. Geliştirilmiş/optimize edilmiş işletme ve kontrol senaryoları ve programları geliştirmek 3. Bina personeli ile karşılıklı olarak kabul edilebilir uygulama planları geliştirmek için birlikte çalışmak 4. Bina otomasyon sisteminde gerekli programlama/senaryo değişikliklerini yapmak 5. Mekanik sistem değişikliklerini uygulayan teknisyenleri gözetip denetlemek 6. Potansiyel performans değişikliklerini ve enerji tasarrufunu hesaplamak 7. Sistem değişikliklerinin mühendislik analizini yapmak 8. Proje raporunu yazmak
İlgili Tesis Personeli	1. Tesisin ilk teknik inceleme gezisine katılmak 2. Tesisin işletilmesiyle ilgili sorunlar hakkında bilgi vermek 3. Değerlendirilmek üzere CX önlemleri önermek 4. Uygulamadan önce tüm CX önlemlerini onaylamak 5. Uygulama sürecine aktif olarak katılmak
CX Teknikerleri	1. Saha ölçümleri yapmak 2. CX mühendisinin yönetiminde mekanik, elektrik ve otomasyon sistemi program/senaryo değişikliklerini uygulamak

24.3.2. CX Süreci

CX süreci iki aşamadan oluşur. İlk aşama, projeye dahil edilecek bina ve tesislerin belirlenmesi ve proje kapsamının belirlenmesi aşamasıdır. Bu aşamanın sonunda, CX kapsamı açıkça tanımlanmıştır ve bir CX hizmeti sözleşmesi imzalanır. İkinci aşama, CX sürecininin uygulanması ve proje performansının aşağıda özetlenen Şekil 24.1'deki gibi altı adımda doğrulanması aşamasıdır.



Şekil 24.1: CX Süreci İkinci Aşamasının Adımları: Uygulama ve Doğrulama[6]

[5] Stephen A. Roosa, Steve Doty and Wayne C. Turner; Energy Management Handbook, 9 Ed. (2018).

[6] Stephen A. Roosa, Steve Doty and Wayne C. Turner; Energy Management Handbook, 9 Ed. (2018).

24.3.2.1. Birinci Aşama: Proje Geliştirme

Birinci Aşama/Adım 1: Bina ve Tesislerin Belirlenmesi

Amaç: CX etüdüne ihtiyaç duyacak binaları veya tesisleri belirlemek için minimum çabayla potansiyel binaları ve tesisleri tarayın. CX adayı; bir bina, tüm bir tesis veya sadece bir ekipman olabilir. Bina/tesis bir kompleksin veya kampüsün parçasıysa, tüm kompleksin CX adayı olarak seçilmesi arzu edilir, çünkü mekanik sistemlerdeki bir problem kompleksin başka bir bölümünden kaynaklanıyor olabilir.

Yaklaşım/Yöntem: CX adayı binalar/tesisler aşağıdaki kriterlerden bir veya daha fazlasına göre seçilebilir:

- Zayıf/yetersiz termal konfor vardır,
- Aşırı enerji tüketiyordur ve/veya
- Tesisin HVAC sistemlerinin tasarım özellikleri/yetenekleri tam olarak kullanılmamaktadır.

Yukarıdaki kriterlerden bir veya daha fazlası mevcutsa, CX için iyi bir aday olması muhtemeldir. CX süreci, enerji verimliliği iyileştirmesi yapılmış binalarda/tesislerde, yeni binalarda/tesislerde ve enerji verimliliği iyileştirmeleri henüz yapılmamış mevcut binalarda/tesislerde etkili bir şekilde uygulanabilir. Başka bir deyişle, hemen hemen her bina/tesis potansiyel bir CX yapılacak bina/tesis adayı olabilir.

CX'e aday binalar veya tesisler, bina/tesis sahibi veya CX hizmeti sağlayıcısı tarafından seçilebilir. Bununla birlikte, bina/tesis sahibi, işletme ve maliyetleri hakkındaki bilgisi nedeniyle genellikle en uygun adayları seçmek için en iyi konumdadır. CX hizmeti sağlayıcısı daha sonra bir CX etüdü gerçekleştirmeden önce CX sürecine aday tesislerde uygulamanın fizibilitesini kontrol etmek için bir ön değerlendirme yapmalıdır.

Ön değerlendirme için aşağıdaki bilgilere ihtiyaç vardır:

- En az 12 ay boyunca aylık faturalar (hem elektrik hem de doğal gaz - sayaç okuma tarihlerine ihtiyaç duyulduğundan, gerçek faturalar tarihsel enerji verileri tablosuna kıyasla tercih edilir.)
- Genel bina bilgileri: boyut, işlev, ana ekipmanlar ve bina/tesis operasyon saatleri (haftalık, aylık, sezonluk, yıllık, vb.)
- İşletme ve bakım kayıtları (varsa)
- Binadaki termal konfor, iç mekan hava kalitesi, nem veya küf gibi herhangi bir sorunun belirtilmesi/paylaşılması (varsa)

Deneyimli bir mühendis bu bilgileri gözden geçirmeli, konforu artırmak ve enerji maliyetini azaltmak için CX sürecinin yaratabileceği potansiyeli belirlemelidir. CX projeleri genellikle bina konforunu artırır ve aynı zamanda bina enerji tüketimini azaltır. Bununla birlikte, bazı CX önlemleri, oda konforunu ve iç mekan hava gereksinimlerini karşılamak için bina enerji tüketimini artırabilir. Örneğin, binaya minimum dış hava sağlamak, binanın dış hava olmadan çalıştırılmasına kıyasla yaz aylarında soğutma enerjisi tüketimini ve kış aylarında ısıtma tüketimini kesinlikle artıracaktır. Enerji tasarrufu veya konfor artışı potansiyeli bir CX etüdünü yapmaya değer kılıyorsa, yapılacak etütte değerlendirilmek üzere ön CX önlemlerinin bir listesi oluşturulmalıdır. Bina/tesis sahibi bu noktada devam etmekle ilgileniyorsa, bir CX etüdü gerçekleştirilebilir.

Birinci Aşama/Adım 2: CX Etüdü Gerçekleştirme ve Proje Kapsamı Geliştirme

Amaç: Bu adımın amaçları şunlardır:

- Bina/tesis sahibinin gereksinimlerini/ihtiyaçlarını belirlemek,
- CX teknikerleri gibi kurum içi teknik destek imkanlarını kontrol etmek,
- Önemli/majör CX önlemlerini belirlemek,
- CX önlemleri ile elde edilebilecek potansiyel tasarrufları ve uygulama maliyetlerini hesaplamak.

Yaklaşım/Yöntem: Bina/tesis sahibinin temsilcisi, CX proje yöneticisi ve CX proje mühendisinin bir araya gelmesiyle süreç başlar. Bina/tesis sahibinin konfor iyileştirmeleri, enerji ve bakım maliyeti azaltma konusundaki beklentileri ve ilgisi tartışılarak dokümante edilir. Şirket içi teknikerlerin mevcudiyeti ve teknik becerileri değerlendirilir. Daha sonra, konfor artışı ve iyileştirilmiş enerji performansı için bina/tesis sahibinin beklentilerinin fizibilitesini belirlemek amaçlı bir ön teknik gezi yapmak gereklidir. Ön teknik gezi sırasında CX mühendisi ve proje yöneticisi, bina/tesis için geçerli olan başlıca CX önlemlerini belirler. Şirket içi bir tekniker, tesisin içinden bir işletmeci bakış açısı ve girdisi sağlamak için bu ön teknik geziye katılmalıdır. CX mühendisi, potansiyel tasarrufları ve CX maliyetini hesaplamalar ile öngörür. Daha sonra proje yöneticisi ile birlikte bu ön hesaplama ve öngörüleri, ön teknik gezi sırasındaki genel bulguları ve bina/tesis sahibinin beklentilerini içeren CX etüt raporunu hazırlar.

Özel Hususlar:

- Eksiksiz bir mekanik ve otomasyon/kontrol sistemi tasarım dokümantasyonu seti (projeler, şartnameler, vb.) gereklidir.
- CX mühendisi ve teknikeri, ön teknik gezi sırasında anahtar ekipmanların çalışma parametrelerinin ön ölçümlerini yapacaktır.
- Bağımsız sayaçlardan veya bina otomasyon sisteminden elde edilebilen tüm bina seviyesi veya alt sayaç enerji tüketim verileri, rapor hazırlanırken ulaşılabilir olmalıdır.

Ön CX önlemlerini, önlemlerden elde edilecek tahmini enerji tasarruflarını ve CX etüdünde değerlendirilen binanın/tesisin CX sürecini yürütme maliyetini listeleyen ve açıklayan bir CX etüt raporu tamamlanmalıdır. Bu aşamada açıklanan her adımda birden fazla yineleme gerçekleşebilir, ancak bir sözleşme imzalandıktan sonra, süreç aşağıda ayrıntılı olarak açıklandığı gibi ikinci aşamaya geçer.

24.3.2.2. İkinci Aşama: CX Uygulaması ve Doğrulama

Adım 1: CX Planı Geliştirme ve Proje Ekibini Oluşturma

Amaç:

- Detaylı bir iş planı geliştirmek,
- Tüm proje ekibini oluşturmak,
- Her ekip üyesinin görevlerini netleştirmek.

Yaklaşım/Yöntem: CX proje yöneticisi ve proje mühendisi; proje için ana görevleri, sıralarını, zaman gereksinimlerini ve teknik gereksinimleri içeren ayrıntılı bir iş planı geliştirir. İş planı daha sonra proje ekibindeki CX mühendislerinin ve/veya teknikerlerinin katıldığı bir toplantıda bina/tesis sahibine veya temsilcilerine sunulur. Toplantı sırasında, proje sahibi irtibat personeli ve proje üzerinde çalışacak kurum içi teknikerler belirlenmelidir. Şirket içi teknikerler ölçümler ve sistem ayarlamaları yapacaksa ve projeye tam zamanlı olarak iştirak etmeyeceklerse, iş planına ek süre dahil edilmelidir. Tipik olarak, şirket içi teknikerler mevcut görevlerine devam etmek durumdadır ve CX çalışmalarına tam zamanlarını ayıramaz, bu da gecikmelere neden olur. Şirket içi personele ek eğitim de gerekebilir. İş planının, kullanılan kurum içi personelin mevcudiyetine ve beceri seviyelerine bağlı olarak değiştirilmesi gerekebilir.

Özel Hususlar:

- Bozuk veya hasarlı olduğu tespit edilen parçaların değiştirilmesi/onarılması için bütçe,
- Şirket içi personelin ayıracağı zaman taahhüdü,
- Kurum içi personelin eğitim ihtiyaçları.

Süreç Çıktıları: CX Raporu Bölüm I: Proje kapsamını ve zamanlamasını, proje ekibini ve her ekip üyesinin sorumluluklarını içeren “CX Planı”.

Adım 2: Referans Performans Parametrelerini Oluşturma

Amaç:

- Mevcut konfor koşullarını dokümante etmek,
- Mevcut sistem koşullarını dokümante etmek,
- Mevcut enerji performansını dokümante etmek.

Yaklaşım/Yöntem: Tek tek her mekanda/odada aşırı ısıtma, soğutma, gürültü, nem, koku (özellikle küf) veya dış hava eksikliğinden kaynaklanan bilinen tüm konfor sorunları dokümante edilir. Ayrıca, aşağıdakiler dahil olmak üzere herhangi bir HVAC sistemi sorunu belirlenir ve dokümante edilir:

- Vana ve damper ayarsızlığı,
- Hizmet dışı bırakılmış veya kapatılmış sistemler veya sistem bileşenleri,
- Operasyonel/işletmesel problemler,
- Sık değiştirilen parçalar.

Bu bilgilerin çoğu CX etüdü sırasında toplanmakla birlikte daha da detaylandırabilmek için işletme ekibi ile bir görüşme ve ilave bir teknik inceleme gezisi gerekebilir. Mekan/oda konforu sorunları, el tipi ölçüm cihazları veya taşınabilir veri kaydediciler kullanılarak ölçülmelidir. Sistem ve/veya bileşen problemleri, saha gözlemleri ve ölçümleri ile birlikte bina/tesis sakinleri ve teknik personel ile yapılan görüşmelere dayanarak belgelenmelidir.

Bina/tesis referans enerji tüketimi, CX uygulaması sonrasındaki enerji tasarrufunu doğrulayabilmek için gereklidir. Referans enerji tüketimi ve tasarruf analizleri, IPMVP[7] gibi kabul görmüş ölçüm ve doğrulama protokollerini takip etmelidir. Referans enerji tüketimi aşağıdaki veri türlerinden biri veya daha fazlası kullanılarak geliştirilebilir:

[7] IPMVP: International Performance Measurement and Verification Protocol (Uluslararası Performans Ölçümü ve Doğrulama Protokolü)

- Veri kaydedicilerden veya enerji izleme ve yönetim sisteminden elde edilen kısa süreli ölçüm verileri.
- Uzun vadeli saatlik tüm bina/tesis enerji verileri (örn. elektrik, ısıtma tüketimi verileri ve/veya elektrik, doğal gaz faturaları).

Tüm bina/tesis referans enerji tüketimi normalde tüm bina/tesis elektriği, soğutma enerjisi ve ısıtma enerjisi modellerini içerir. Bu modeller genellikle dış hava sıcaklığının fonksiyonları olarak ifade edilir, çünkü hem ısıtma hem de soğutma enerjisi normalde dış hava durumuna bağlıdır.

Herhangi bir sistem bileşenine dair referans enerji tüketimi, en alakalı fiziksel parametrelerin bağımsız değişken olduğu bir model ile temsil edilmelidir. Örneğin, fan motoru enerji tüketimi fan hava debisi ile ilişkilendirilmeli ve pompa motoru enerji tüketimi su akışı ile ilişkilendirilmelidir.

CX önlemlerinin potansiyel tasarrufları hava koşullarından bağımsızsa, kısa vadeli ölçülen veriler genellikle en uygun maliyetli ve hassastır. Örneğin, sabit debili havalandırma sisteminde kasnak kayış değiştirilecekse, referans fan enerji tüketimini oluşturmak için tek bir güç ölçümü kullanılabilir. Kısa vadeli veriler, belirli bir sistem bileşeninin veya ekipmanın referans enerji tüketimini belirlemek için yararlıdır, ancak genel bina referans enerji tüketimini belirlemek için yeterince güvenilir değildir. Uzun vadeli veriler mevcut olmadığında makul bir referans enerji tüketimi elde edebilmek için kalibre edilmiş simülasyonla birlikte kullanılabilirler.

CX önlemlerinin potansiyel tasarruflarının dış hava durumuna bağlı olduğu durumlarda normalde uzun vadeli ölçümler gereklidir. Bu ölçümler, CX projelerinin etkisinin en ikna edici kanıtını sunmaktadır. Uzun vadeli veriler, sürekli CX sırasında sistem hatalarını teşhis etmeye devam etmede de yardımcı olur. Kısa vadeli ölçülen verilerden daha maliyetli olmasına rağmen uzun vadeli veriler genellikle ek tasarruflar sağlayarak tercih edilen veri türüdür. Örneğin, olağandışı enerji tüketim kalıpları, uzun vadeli kısa aralıklı ölçülen veriler kullanılarak kolayca tanımlanabilir. Bu olağandışı kalıpları düzeltmek önemli ölçüde enerji tasarrufu sağlayabilir. Genel olarak, elektrik, doğal gaz ve termal enerji tüketimi için uzun vadeli veriler tercih edilir.

CX süreci, referans enerji tüketim seviyesinin önemli bir kısmı kadar enerji tasarrufuyla sonuçlanacaksa (>%15) ve bina/tesis işlevi ve kullanım kalıpları proje boyunca aynı kalacaksa, referans enerji tüketimini belirlemek için faturalar kullanılabilir.

CX mühendisleri, proje gereksinimlerini karşılayan ölçümleme seçeneklerini bina/tesis sahibine veya temsilcisine sunmalıdır. CX mühendisi tarafından sunulan seçenekler arasından bir ölçüm yöntemi seçilmeli ve ayrıntılı bir ölçümleme planı geliştirilmelidir.

Özel Hususlar:

- Önemli sistem sorunlarını tanımlamaya yardımcı olması için bakım/servis kayıtları kullanılmalıdır.
- CX hedeflerine ve tesis ihtiyaçlarına uygun bir ölçümleme planı seçilmelidir.
- Ölçümleme planının bir parçası olarak dış hava durumu verileri her zaman göz önünde bulundurulmalı ve ölçülmelidir.
- Sayaçlar kalibre edilmiş halde olmalıdır. Enerji izleme ve yönetim sistemi ölçüm için kullanıldığında, hem sensörler hem de vericiler saha ölçümleri kullanılarak kalibre edilmelidir.

Süreç Çıktıları: CX Raporu Bölüm II: Mevcut enerji performansını, mevcut konfor ve sistem sorunlarını ve yeni sayaçlar takılacaksa ölçümleme planlarını içeren "Mevcut Bina Performansı Raporu". Alternatif olarak, referans enerji tüketimini oluşturmak için faturalar kullanılıyorsa, rapor faturaları içermelidir.

Adım 3: Sistem Ölçümleri Yapma ve CX Önlemleri Geliştirme

Amaç:

- Mevcut operasyonel programları/senaryoları ve sorunları belirlemek,
- Mevcut sorunlara çözüm üretmek,
- Geliştirilmiş operasyon ve kontrol programları/senaryoları ve set noktaları geliştirmek,
- Potansiyel maliyet etkin enerji verimliliği önlemlerini belirlemek.

Yaklaşım/Yöntem: CX mühendisi, her ana sistem için ayrıntılı bir ölçüm formu geliştirmelidir. Ölçüm formu, ölçülecek tüm parametreleri ve kontrol edilecek tüm mekanik ve elektrik sistem bileşenlerini listelemelidir. CX mühendisi, sistem ölçümlerini gerçekleştirmek için tesis içinden bir teknikeri kullanıyorsa teknikere ölçüm eğitimi de vermelidir. CX teknikerleri uygun ekipman kullanarak ölçümleri yapmak için ölçüm formundaki prosedürleri izlemelidir. CX mühendisi, mevcut problemlere çözümler geliştirmek için bir mühendislik analizi yapar; klima santralleri (AHU'lar), egzoz sistemleri, su ve buhar dağıtım sistemleri, ısı eşanjörleri, soğutma grupları, kazanlar ve diğer bileşenler veya sistemler için optimize edilmiş işletme ve kontrol programları/senaryoları ve set noktaları oluşturur. Bina/tesis sahibi tarafından istenmesi halinde bu adım sırasında maliyet etkin enerji verimliliği önlemleri tanımlanabilir ve dokümante edilebilir.

Özel Hususlar:

- Bina/tesis otomasyon sistemi (varsa) kullanılarak ana operasyonel parametreler trend haline getirilir ve el ölçüm aletlerinden gelen ölçümlerle karşılaştırılır.
- Bina/tesis otomasyon senaryoları ve programları yazdırılır.
- Binadaki/tesisteki sistem çalışması otomasyon sistemi programlarıyla/senaryolarıyla karşılaştırılır ve doğrulanır.

Süreç Çıktıları: CX Raporu Bölüm III: Mevcut Sistem Koşulları. Bu rapor şunları içerir:

- Klima santrali (AHU) besleme havası sıcaklığı, AHU besleme statik basınçları, minimum ve maksimum hava debisi değerleri, su sirkülasyon sistemi fark basınç set noktaları ve ekipman açma/kapama zaman programları gibi tüm önemli ekipmanlar için mevcut kumanda/kontrol senaryoları ve set noktaları,
- Devre dışı bırakılmış kumanda/kontrol senaryolarının ve programlarının listesi,
- Arızalı ekipman ve kumanda/kontrol cihazlarının listesi,
- Mevcut sorunlara mühendislik çözümleri ve gerekli onarımların bir listesi,
- Önerilen optimize edilmiş kumanda/kontrol ve operasyon senaryoları ve programları.

Adım 4: CX Önlemlerinin Uygulanması

Amaç:

- Uygulamadan önce bina/tesis sahibinin temsilcisinden her CX önlemi için onay almak,
- Mevcut operasyon/işletme ve konfor sorunlarına çözümler uygulamak,
- İyileştirilmiş operasyon/işletme ve kumanda/kontrol programlarını/senaryolarını uygulamak ve optimize etmek.

Yaklaşım/Yöntem: CX proje yöneticisi ve proje mühendisi, mevcut sorunlara yönelik geliştirdikleri mühendislik çözümlerini ve iyileştirilmiş işletme ve kumanda/kontrol programlarını/senaryolarını bir toplantıda bina sahibinin temsilcisine sunmalıdır. Kurum içi işletme personeli bu toplantıya davet edilmelidir. Tüm kritik sorular cevaplandırılmalıdır. Bu noktada hem bina/tesis sahibinin temsilcisinden hem de işletme personelinden rıza ve onay almak önemlidir. Toplantı(lar) aşağıdaki konularda karar verecektir:

- Her CX önleminin onaylanması, değiştirilmesi veya onaylanmaması,
- CX önlemlerinin uygulama sırası,
- CX önlemlerinin uygulama zaman çizelgeleri.

CX uygulaması mevcut sorunları çözerek başlamalıdır. Mevcut konfor ve zor kumanda/kontrol sorunları, bina/tesis sakinlerinin, işletme personelinin ve tesis sahibinin en önemli önceliğidir. Bu sorunların çözülmesi, konforu ve üretkenliği artırır. Konfor iyileştirmelerinden elde edilen ekonomik faydalar bazen enerji maliyeti tasarruflarından daha yüksektir, ancak kolayca niceliklendirilemez. Mevcut sorunların başarılı bir şekilde çözülmesi, tesis işletme personelinin, tesis yönetiminin ve bina/tesis sakinlerinin CX mühendisine güvenmesini sağlayabilir.

İyileştirilmiş işletme ve kontrol programlarının/senaryolarının uygulanması, hava çıkış üniteleri (CAV veya VAV ünitesi) gibi konfor dağıtım sisteminin sonunda başlamalı ve merkezi ekipman ile sona ermelidir. Bu prosedür, bina/tesis sakinlerine mümkün olan en kısa sürede fayda sağlar. Ayrıca sistem üzerindeki genel ısıtma/soğutma yükünü de azaltır. Süreç tersine çevrilirse, ilk olarak merkezi soğutma grubunun (chiller) CX işlemi yapılır. Chiller işletme programı/senaryosu mevcut soğutma yüküne göre oluşturulmuştur. CX işleminin geri kalanı tamamlandıktan sonra, chiller yükü %30 oranında azalabilir ve bu da chiller çalışma programlarının/senaryolarının tekrar revize edilmesine ihtiyaç duyulmasına neden olabilir.

CX mühendisleri, her bir ana faaliyeti listeleyen ayrıntılı bir CX uygulama planı geliştirmelidir. CX teknikeri önlemlerin uygulanmasında bu planı izlemelidir. CX mühendisleri uygulamayı yakından gözetmeli ve gerektiğinde operasyon ve kontrol programlarını/senaryolarını iyileştirmelidir. CX mühendisleri ayrıca gerektiğinde önemli yazılım değişikliklerinden de sorumlu olmalıdır.

CX önlemlerinin uygulanmasını takiben yeni operasyon ve kontrol senaryoları/programları, bina/tesis personelinin neden uygulandıklarını anlamasına yardımcı olacak şekilde dokümante edilmelidir. Bu önlemler için bakım prosedürleri sağlanmalıdır. Stokta olmayan parça gibi geçici aksaklıklar nedeniyle herhangi bir CX önlemi gerçekleşmemişse, bu önlemin gelecekteki uygulaması için öneriler sunulmalıdır.

Özel Hususlar:

- Bina/tesis sahibinin teknik temsilcisinin her önemli/majör önlemi anladığından emin olunmalıdır.
- Uygulamaya kurum içi tekniker katılımı teşvik edilmeli ve/veya mümkün olduğunca çok önlemin uygulamasını yapmaları sağlanmalıdır.
- İyileştirmeler geciktirilmeden zamanında dokümante edilmelidir.

Süreç Çıktıları: CX Raporu Bölüm IV: CX Uygulaması. Bu rapor, uygulanan işletme ve kontrol programlarının/senaryolarının ayrıntılı dokümantasyonunu, bu önlemler için bakım prosedürlerini ve gelecekte uygulanacak önlemlere ilişkin önerileri içerir.

Adım 5: Konfor İyileştirmelerinin ve Ön Enerji Tasarruflarının Dokümante Edilmesi

Amaç:

- İyileştirilmiş konfor koşullarının dokümante edilmesi,
- Geliştirilmiş sistem koşullarının dokümante edilmesi,
- Ön enerji tasarrufunun dokümante edilmesi.

Yaklaşım/Yöntem: İkinci aşamanın ikinci adımında alınan konfor ölçümleri, mekan/oda koşulları üzerinde oluşan etkiyi saptayabilmek için mukayese edilebilir benzerlikteki koşullar altında aynı yerlerde tekrarlanmalıdır. Sıcaklık ve nem gibi ölçülen parametreler, ikinci aşamanın ikinci adımındaki ölçümlerle karşılaştırılmalıdır.

İkinci adımda benimsenen Ö&D prosedürleri, CX sonrası erken enerji performansını tespit edebilmek için kullanılmalıdır. Enerji performansı normalize edilmiş dış hava şartları ile aynı işletme ve doluluk/yoğunluk koşulları altında karşılaştırılmalıdır.

Özel Hususlar:

- Tasarruf analizleri, IPMVP gibi kabul görmüş ölçüm ve doğrulama protokollerini takip etmelidir.
- Konfor koşulları, ASHRAE 55 Standardı gibi kabul görmüş kılavuzlara uygun olmalıdır.
- Süreç Çıktıları: CX Raporu, Bölüm V: Ön Ölçüm ve Doğrulama Raporu. Bu rapor, CX faaliyetlerinden sonra mekan/oda koşullarının ve enerji tüketiminin ayrıntılı ölçümlerinin sonuçlarını ve sağlanabilecek herhangi bir iyileştirme önerisini içerir. Mekan/oda koşulları CX öncesi dönemdekilerle karşılaştırılmalıdır. Öngörülen yıllık enerji tasarrufu, ikinci aşamanın ikinci adımında benimsenen Ö&D yaklaşımına göre belirlenmelidir.

Adım 6: CX Sürecinin Sürekli Uygulanması

Amaç:

- İyileştirilmiş konfor ve enerji performansının korunması,
- Ölçülmüş yıllık enerji tasarruflarının sağlanması.

Yaklaşım/Yöntem: CX mühendisleri, herhangi bir işletme/operasyon problemini tanımlamak ve aşağıda açıklandığı gibi iyileştirilmiş çalışma ve kontrol programları/senaryoları geliştirmek için sistem çalışmasını periyodik olarak gözden geçirmelidir. CX mühendisleri, gerektiğinde saha ziyaretleri ile desteklenecek şekilde işletme personeline uzaktan erişim ile takip şeklinde danışmanlık sağlamalıdır. Bu, işletme personelinin mantıklı kararlar almasını ve gelecek yıllarda tasarruf ve konforu korumasını sağlayacaktır. Uzun vadeli ölçülen veriler mevcutsa, CX mühendisleri bir saha ziyareti ihtiyacını değerlendirmek için enerji verilerini üç ayda bir gözden geçirmelidir. Binanın enerji tüketimi artmışsa, CX mühendisleri olası nedenleri belirler ve tesis işletme personeli ile doğrular. Sorun(lar) tanımlandıktan sonra, CX mühendisi sahayı ziyaret etmeli, bina performansını eski haline getirmek için önlemler geliştirmeli ve önlemlerin uygulanmasında tesis personelini gözetlemelidir. CX mühendisi enerji izleme ve yönetim sistemine uzaktan erişim sağlayabiliyorsa, CX mühendisi enerji izleme ve yöentim sistemini kullanarak mevcut sistem çalışmasını üç ayda bir kontrol edebilir. Çok sayıda operasyon ve kontrol önlemi devre dışı bırakıldığında, bir saha ziyareti gereklidir. CX mühendisi, uzun vadeli ölçülen enerji verilerini ve tesis yönetim otomasyon sistemi bilgilerini kullanarak tesisi değerlendiremezse, tesisi altı ayda bir ziyaret etmelidir.

CX uygulaması tamamlandıktan bir yıl sonra, CX mühendisi, ilk yıllık tasarrufları, bina/tesis operasyonunu daha da iyileştirmek için önerileri ve değişiklikleri dokümante eden bir proje takip raporu yazmalıdır.

Özel Hususlar:

- İşletme personeli genellikle yüksek bir sirkülasyon hızına sahiptir. Bu yüzden, CX sürecinde yeni personeli eğitmek ve CX önlemlerinin uygulanma nedenlerinin farkında olduklarından emin olmak önemlidir.
- Tasarrufların zaman içinde yüksek seviyelerde tutulması için devam eden takip esastır.

Süreç Çıktıları: Özel CX Raporu: İlk yıl enerji tasarrufunu, birinci yıl takibinden elde edilen sonuçları, süregelen personel eğitimi için önerileri ve CX faaliyetlerinin bir takip programını dokümante eden Özel CX Raporu.

24.3.3. Enerji Yönetiminde CX Sürecinin İşlevi

CX, enerji yönetimi programının bir parçası olarak birkaç farklı şekilde kullanılabilir:

- Tek başına bir önlem olarak,
- Tadilat veya renovasyon sürecinin takibi amaçlı,
- İyileştirme tadilatı projessinde enerji verimliliği önlemi (EVÖ) olarak,
- Yeni bir binanın/tesisin enerji performans hedeflerini karşılamasını veya aşmasını sağlamak.

24.3.3.1. Tek Başına Bir Önlem Olarak CX

CX'in en sık uygulanabileceği yerler mevcut binalar/tesislerdir çünkü bina/tesis sahibinin enerji verimliliğini artırmak için atabileceği en uygun maliyetli adımdır, genellikle üç yılın altında bir basit geri ödeme süresi sunar.[8] CX süreci aynı zamanda bina/tesis ve işleyişi hakkında yüksek düzeyde bir anlayış sağlar ve sürecin bir parçası olarak geliştirilen iyileştirme önerilerinin yüksek düzeyde hassasiyet ile yapılmasını sağlar. CX sürecinin uygulanmasından kaynaklanan ısıl yük azaltımları, örneğin, daha küçük bir yüksek verimli soğutma grubunun (chiller) kullanılmasını da sağlayabilir.

[8] Claridge, D.E., Haberl, J., Liu, M., Houcek, J., and Athar, A., "Can You Achieve 150% of Predicted Retrofit Savings: Is It Time for Recommissioning?" A CEEE 1994 Summer Study on Energy Efficiency In Buildings Proceedings: Commissioning, Operation and Maintenance, Vol. 5, American Council for an Energy Efficient Economy, Washington, D.C., pp. 73-87, 1994.

24.3.3.2. Tadilat veya Renovasyon Sürecinin Takibi Amaçlı CX
CX genellikle başarılı bir iyileştirme tadilatının veya renovasyondan sonra ek tasarruf sağlamak için kullanılır. Ayrıca, çok iyi gitmeyen bir iyileştirme tadilatı projesinin en baştaki beklentilerini karşılaması veya aşması için de kullanılır.

24.3.3.3. İyileştirme Tadilatı Projesinde Enerji Verimliliği Önlemi (EVÖ) Olarak CX
Genellikle hızlı geri ödeme süresine sahip CX işlemi, bir tadilat veya renovasyon projesi kapsamında yenilenmesi arzu edilen ama görece uzun geri ödeme süresine sahip bir ekipman değişimini mümkün kılabilmek için önlemler paketine toplam geri ödeme süresini azaltmak amaçlı dahil edilebilir. Bu yaklaşımda, CX mühendisleri CX etüdünü etüt-proje uzmanları tarafından gerçekleştirilen enerji etüdüne paralel olarak gerçekleştirir. İki yaklaşım farklı olduğundan ve farklı fırsatlara bakıldığından bu iki etüdü yakından koordine etmek çok önemlidir. Örneğin, CX mühendisi bir soğuk su sirkülasyon pompasında değişken hızlı bir sürücüye ihtiyaç duyulduğunu belirleyebilir. Bu, enerji etüdü için bir verimlilik fırsatıdır ve bir EVÖ olarak yazılmalıdır. Benzer şekilde, etüt-proje uzmanı bina/tesis ön etüdü sırasında CX mühendisine bildirilmesi gereken bir CX fırsatıyla karşılaşabilir.

24.3.3.4. Yeni Bir Binanın/Tesisin Enerji Performans Hedeflerini Karşılamasını veya Aşmasını Sağlamak Amaçlı CX
CX, genellikle yeni yapılacak binalarda/tesislerde sistemlerin bina/tesis kullanıcılarının konfor ve ihtiyaçlarını karşılamak için asgari düzeyde başlangıç problemleri ile çalışmasını sağlamak amaçlı kullanılır. Ayrıca, pahalıya mal olan proje revizyonları ile iş değişikliklerini ve diğer inşaat sorunlarını azalttığı bilinmektedir. Aynı zamanda, yeni bir binanın/tesisin en başta tasarım sürecindeki varsayımlarına göre çalışması yerine, gerçek ısıl yüklere ve kullanım programına göre çalışabilmesi için operasyonu optimize ederek binanın/tesisin verimliliğini önemli ölçüde artırmak için de kullanılabilir.

CX süreci genellikle dışarıdan bir hizmet sağlayıcı kullanılarak tanımlanmaktdır. Diğer yandan, tesis içi personel gerekli nitelik ve kaynaklara sahipse, bu mühendis ve teknikerlerin CX sürecini yürütmeleri mümkündür. Bu, iyileştirme tadilatı sürecine doğrudan benzer bir durumdur. Çoğu enerji etüdü ve iyileştirme tasarımı dış danışmanlar tarafından gerçekleştirilir, ancak zaman zaman iç personel tarafından da sağlanabilir.

24.3.4. Vaka İncelemesi–Bir EVÖ Olarak CX[9]

Isı merkezine sahip bir üniversite kampüsü vaka analizi olarak seçilmiştir. Kampüsün elektrik enerjisi ulusal şebekeden karşılanmaktadır. Üniversite teknik yönetimi ana ekipmanların yenilenmesi ihtiyacını belirlemiştir. Kamu binalarında enerji verimliliğini hedefleyen bir programının finansman olanaklarını kullanarak bu projeyi gerçekleştirmeyi planlamışlardır. Program, kümülatif olarak 10 yıl basit geri ödeme süresini geçmeyen enerji verimliliği projelerini kabul etmektedir. Programa katılan tüm kamu binalarında asgari olarak bina bazında enerji tüketimini takip eden sayaçlama ve izleme sistemi kurularak enerji verimliliği önlemlerinin ölçme ve doğrulamasının yapılması zorunludur. Yatırım odaklı enerji etüdü (investment grade energy audit) ve Ö&D masrafları projenin bütçesi içine dahil edilmektedir. Bina cephesinde yalıtım, soğutma grupları, soğutma kuleleri, kazanlar, bina otomasyon sistemi gibi görece daha uzun geri ödeme süresine sahip ekipman yenilemeleri planlanmaktadır. Proje içerisine daha kısa geri ödeme süresi olan enerji verimliliği önlemleri eklenerek projenin kümülatif geri ödeme süresi kısaltılmaya çalışılmaktadır. Böyle bir durumda, görece daha kısa geri ödeme süresi olan CX önlemi proje paketine eklenerek projenin toplam geri ödeme süresinin düşürülmesi planlanmaktadır.

Üniversite yönetimi, programının bütçesinden azami oranda faydalanmak ve böylece mümkün olan en fazla sayıda büyük yatırım maliyetli ekipmanlarını yenilemek istemektedir. Aynı zamanda, yenilenecek ekipmanların doğru ve sağlıklı çalışmasını garanti altına almak istemektedir. Bu amaçlara ulaşabilmek için proje kapsamına CX hizmetini de enerji verimliliği önlemi olarak dahil etmişlerdir. Yatırım odaklı enerji etüdü ve Ö&D hizmeti de projenin bütçesi içine dahil edilmiştir.

Kamu binalarında enerji verimliliği programı, aday binaları/tesisleri depreme dayanaklılık, yapım yılı, son on yılda geçirdiği majör bir renovasyon olup olmadığı, spesifik enerji tüketimi, bina kullanım amacı, iklim bölgesi gibi çeşitli parametrelere göre seçmekte ve önceliklendirmektedir. Gerektiği takdirde ön enerji etüdü yaptırarak, program kapsamına alınıp alınmayacağına karara vermektedir. Böylece, iyileştirme tadilatı neticesinde kayda değer bir enerji tasarrufu ve konfor artışı sağlanıp sağlanamadığını değerlendirmektedir.

CX etüdü, CX bir enerji verimliliği önlemi olarak dahil edilecekse, enerji verimliliği danışmanlık (EVD) firması tarafından yürütülen yatırım odaklı enerji etüdüne (investment grade audit) paralel olarak gerçekleştirilir. İki yaklaşım farklı fırsatlara bakar, ancak bazı örtüşmeler olabilir, bu nedenle her iki etüdü de yakından koordine etmek çok önemlidir. Örneğin, CX mühendisi bir soğuk su sirkülasyon pompasında değişken hızlı bir sürücüye ihtiyaç duyulduğunu belirleyebilir. Bu, enerji etüdü uzmanı için bir enerji verimliliği fırsatıdır ve bir EVÖ olarak yazılmalıdır. Benzer şekilde, enerji etüdü uzmanı, bina etüdü sırasında CX mühendisine bildirilmesi gereken bir CX fırsatı ile karşılaşabilir. Etüt ekibi tarafından tahmin edilen tasarrufların "mükerrer şekilde sayılmaması" özellikle önemlidir. Bu vakada en büyük örtüşme alanı bina otomasyon sistemi olmuştur. Otomasyon sistemi senaryolarındaki iyileştirmeleri, CX mühendisi tarafından belirlenen operasyonel iyileştirmelerle karıştırmamak için büyük özen gösterilmiş, bu nedenle her iki önlem de uygun finansmanı almıştır.

Aynı tasarım mühendisliği firması bir enerji verimliliği danışmanlık firması ile iş ortaklığı yaparak hem ön etüdü hem de ayrıntılı, yatırım odaklı enerji etüdünü gerçekleştirmiştir. CX mühendisleri de aynı şekilde ayrıntılı CX etüdünün yanı sıra ilk CX incelemesini de gerçekleştirmiştir.

Belirlenen CX önlemleri şunları içermiştir:
- Isıtma ve soğutma sıcaklık set değerleri ayarı,
- Aynı anda ısıtma ve soğutmayı önlemek için kapsamlı otomasyon sistemi programlaması,
- Hava ve su balanslama,
- Kanal statik basınç set ayarları,
- Sensör kalibrasyonu/onarımı,
- Geliştirilmiş start/stop/ön ısıtma/kapatma programları.

[7] Turner, W. D., Claridge, D. E., Deng, S. and Wei, G., "The Use of Continuous Commissioning As An Energy Conservation Measure (ECM) for Energy Effi ciency Retrofits," Proc. Of 11th National Conference on Building Commissioning, Palm Springs, CA, CD, May 20-22, 2003.

CX mühendisleri gerekli ölçümleri almış ve CX etüdü sırasında bina çalışması hakkında veri toplamıştır. Mevcut ölçülen veriler ve bina otomasyon sisteminden alınan veriler de kullanılmıştır. CX önlemleri kaynaklı enerji tasarrufu daha sonra enerji verimliliği önlemi olarak yazılmış ve enerji etüt-proje uzmanı ile tartışılmıştır. Tüm olası çakışmalar ayıklanmıştır. Birleştirilmiş enerji verimliliği önlemleri (EVÖ) daha sonra listelenmiş ve toplam tasarruf belirlenmiştir. İki etüt neticesinde birleştirilmiş enerji verimliliği önlemleri tablosu aşağıda gösterilmektedir.

Tablo 24.2: Enerji Verimliliği Önlemleri Tablosu[10]

EVÖ #	Enerji Verimliliği Önlemi	Yıllık Tasarruflar			Yatırım Maliyeti (USD)	Basit Geri Ödeme Süresi (yıl)
		Elektrik (kWh/yıl)	D.Gaz (m^3/yıl)	Enerji Maliyeti (USD)		
1	Aydınlatma	1.565.342	-820	94.669	561.301	6,0
2	Chiller #3 Değişimi	596.891	-0-	33.707	668.549	19,8
3	Sıcak su sistemi tamiri	-0-	13.251	58.616	422.693	7,2
4	Hareket Sensörleri	81.616	-44,6	3.567	26.087	7,3
5	Soğuk su sirkülasyon sistemi iyileştirmesi	557.676	-0-	60.903	508.565	8,4
6	Chiller #4 eklenmesi	599.891	-0-	33.707	668.549	19,8
7	Primer/sekonder pompaların değiştirilmesi	1.070.207	-0-	49.230	441.880	9,0
8	Klimaların değiştirilmesi	38.237	-0-	2.923	37.929	13,0
9	Otomasyon sisteminin yenilenmesi	2.969.962	2.736	151.488	2.071.932	13,7
10	Sürekli CX önlemleri	2.129.855	25.318	204.563	605.000	3,0
	Etüt raporlamaları ve projelendirme				102.775	
	Sayaç ve izleme sistemi				157.700	
	Ölçme & Doğrulama				197.500	
		9.606.677	40.440	693.373	6.470.460	9,3

CX önlemlerinden kaynaklanan tasarruflar, mühendislik hesaplamaları ile $204.563 olarak hesaplanmıştır. CX kapsamında uygulanacak önlemlerin basit geri ödemesi üç yılın biraz altındadır ve bu da onu uygulanacak EVÖ'lerin en uygun maliyetli olanı haline getirmektedir. CX tasarrufları, toplam proje tasarruflarının yaklaşık %30'unu temsil etmektedir.

Belki de daha önemlisi, CX, soğutma gruplarının (chiller'ler) ve otomasyon sisteminin iyileştirilmesinin proje kapsamında yapılabilmesini mümkün kılmıştır. CX bir EVÖ olarak yer almasaydı, üniversite hangi EVÖ'lerden uzun geri ödeme süresine sahip olan soğutma grupları ve/veya otomasyon sisteminden biri veya hepsinden vazgeçmek zorunda kalacaktı. CX ile birlikte, üniversite tüm bu donanım öğelerini projeye dahil edebildi ve yine de on yıllık geri ödeme kriterini karşılayabilmiştir.

[7] Stephen A. Roosa, Steve Doty and Wayne C. Turner; Energy Management Handbook, 9 Ed. (2018).

24.4. CX Önlemleri

CX önlemleri iki temel kategoriye ayrılabilir. İlk kategori, ihtiyaç duyulmadığında çalışmayı durduran veya basitçe "gerekli değilse kapatan" uzun süreli enerji yönetimi önlemlerini içerir. Bu önlemlerin bir kısmı basitçe kapatmaktan biraz daha karmaşıktır, ancak hepsi yaygın olarak uygulanmaktadır. Bu önlemlerin bazılarını uygulama fırsatları, iyi işletilen tesislerde bile sıklıkla bulunur. İkinci önlem kategorisi genel olarak tesis için optimize edilmiş kontrol senaryolarının uygulanması olarak kategorize edilebilir. Bir binanın çalışmasını analiz etmek, en uygun kontrol senaryolarını/programlarını geliştirmek ve daha sonra bunları uygulamak için nispeten yüksek düzeyde bilgi ve beceri gerekmektedir.

24.4.1. Gereksiz Çalışmayı Durdurmak

CX, herhangi bir iyi enerji yönetimi programında bulunan basit önlemlerle başlar. İhtiyaç duyulmayan herhangi bir sistemi kapatmak gibi basit kurallar, iyi bir CX programının yanı sıra iyi bir enerji yönetimi programının başlangıç noktasıdır.

Yıllarca yapılmış tarama faaliyetleri ve tecrübelere istinaden en yaygın olarak belirlenmiş önlemler aşağıda paylaşılmıştır.

- Ayak ısıtıcılarını kaldırmak ve masa fanlarını kapatmak,
- Yaz aylarında ısıtma sistemlerini kapatmak,
- Mesai veya kullanım dışı saatlerde sistemleri kapatmak,
- Kullanılmayan/hafif meşgul olan saatlerde sistemleri yavaşlatmak,
- Ön ısıtma ve soğutma dönemlerinde fan hızını sınırlamak.

24.4.2. Havalandırma Sistemlerinde Operasyonel Verimlilik Önlemleri

Havalandırma sistemleri (klima santralleri) genellikle dış havayı binaların içine şartlandırır ve dağıtır. Tipik bir havalandırma sistemi, ısıtma ve soğutma bataryaları, besleme ve dönüş havası fanları, filtreler, nemlendiriciler, damperler, kanal sistemi, terminal kutuları ve ilgili emniyet ve kontrol cihazlarının kombinasyonlarından oluşur ve ekomizer içerebilir. Bina ısıtma/soğutma/havalandırma yükü değiştikçe, klima santralleri bina konforunu korumak için aşağıdaki parametrelerden birini veya daha fazlasını değiştirir: dış hava miktarı, toplam hava debisi, statik basınç ve besleme havası sıcaklığı ve nemi. Hem çalışma programları hem de toplam hava debisi ve dış hava akımı gibi ilk sistem kurulum ayarları, bina enerji tüketimini ve konforunu önemli ölçüde etkiler. Klima santrali çalışma ve kontrol senaryolarını/programlarını optimize etmek için aşağıdaki 10 temel CX önlemi değerlendirilmelidir:

- Sabit debili sistemler için toplam hava debisini ayarlamak,
- Minimum dış hava miktarını/oranını doğru şekilde ayarlamak,
- Statik basınç set noktasını ve zaman programını optimize etmek,
- Besleme havası sıcaklıklarını optimize etmek,
- Ekonomizer çalışmasını ve kontrolünü iyileştirmek,

- Nem alma özelliği olan klima santrallerinde ihtiyaç olmadığı zamanlarda eş zamanlı ısıtma ve soğutma yapılmasını engellemek,
- Yaz aylarında çift kanallı sistemlerde klima santrali sıcak su vanalarını kapatmak,
- Sabit hızlı fana sahip klima santrallerini değişken hız sürücülü sistemlere çevirmek,
- VAV sistemleri için gelişmiş hava akış kontrolü tesis etmek,
- Odadaki hava akışını ayarlayan terminal kutusunun çalışmasını/kontrol yöntemini iyileştirmek.

24.4.3. Su/Buhar Dağıtım Sistemlerinde CX Önlemleri

Dağıtım sistemleri, merkezi tesislerden binalara termal enerji sağlayan merkezi sıcak su, buhar ve soğuk su sistemlerini içerir. Buna karşılık, sistem sıcak suyu, buharı ve soğuk suyu klima santrali, fan-coil, vb. ekipmanların bataryalarına ve terminal kutularına dağıtır. Dağıtım sistemleri esas olarak pompalar, borular, kontrol vanaları gibi cihazlardan oluşur. Bu bölüm, optimum basınç kontrolü, su akışı kontrolü ve genel optimizasyon için CX önlemlerine odaklanmaktadır.

Su/buhar dağıtım sistemi çalışma ve kontrol senaryolarını/programlarını optimize etmek için aşağıdaki temel CX önlemleri değerlendirilmelidir:

- Bina soğutma / ısıtma suyu pompası çalışmasını optimize etmek
  - Fark basınç set noktasını optimize etmek
  - Değişken hız sürücüsü entegre etmek
- Sekonder devre çalışmasını iyileştirmek
  - Sekonder pompalara değişken hız sürücüsü entegre ederek sadece ihtiyaç olan miktarda fark basıncı oluşturmak
  - Kritik devredeki fark basıncı doğru bir şekilde belirlenerek pompaların modülasyonunu optimize etmek
- Merkezi tesis suyu devresi operasyonunu iyileştirmek
  - Sadece primer devreli olan, sistemlerde kısmi yüklere yönelik çalışma modülasyonunu optimize etmek
  - Primer/sekonder devreli sistemlerde chiller minimum su akışını sağlamak niyetiyle gereğinden fazla debide çalıştırılan primer pompaların çalışma senaryolarını ve fark basınç set noktalarını optimize etmek

24.4.4. Merkezi Soğutma Sistemleri İçin CX Önlemleri

Merkezi soğutma sistemlerinde soğutma grupları (chiller), soğutma kuleleri, soğutma suyu dağıtım sistemi ve kondenser suyu dağıtım sistemi bulunmaktadır. Sekonder bir pompalama sistemi fiziksel olarak merkezi tesisin içine yerleştirilmiş olsa da sekonder devre ile ilgili CX sorunları önceki bölümde paylaşılmıştır. Merkezi soğutma tesisi (chiller) elektrik, buhar, sıcak su veya doğal gaz kullanarak soğutma suyu üretir. CX önlemleri, soğutma grubunun tipine göre değişir ve tipik bir merkezi soğutma grubu için geçerli olan ve önemli ölçüde enerji tasarrufu sağlayabilen genel CX önlemleri aşağıda verilmektedir.

- En verimli soğutma gruplarını öncelikli kullanmak
  - Birden fazla soğutma grubunun olduğu tesislerde en verimli grubu öncelikli kullanmak
  - Birden fazla soğutma grubunun olduğu tesislerde soğutma yüküne göre grupların modülasyonunu basit bir otomasyonla optimize etmek
- Soğutma yüküne veya dış hava sıcaklığına göre soğuk su besleme sıcaklığını yeniden ayarlamak
  - Her 1°C soğutma suyu sıcaklığı artırıldığında kompresör enerji tüketimi %3 azalmaktadır.
  - Soğuk su besleme sıcaklığını yüke veya dış havaya göre otomatik yeniden ayarlamak
- Kondenser dönüş suyu sıcaklığını yüke veya dış hava sıcaklığına göre yeniden ayarlamak
- Soğuk su dönüş sıcaklığını artırmak
  - Su devresi balanlaması ve bazı üç yollu vanaların bypass'larını kapatarak dönüş suyu sıcaklığını artırmak
- Kısmi yük koşullarında değişken debili primer devre şeklinde çalışmak
- Soğutma gruplarını en verimli yük aralığında ve optimum sırayla çalıştırmak
  - Soğutma grubunun (chiller) en verimli olduğu (en yüksek COP'ye sahip olduğu) yük aralığını belirlemek ve çalışma senaryolarını buna göre ayarlamak
  - En verimli soğutma grubunu ilk devreye sokmak ve tüm soğutma gruplarını en verimli yük aralığında çalıştırmak için ayarlamak
- Soğutma grubu üreticisinin önerdiği işletme ve bakım prosedürlerini uygulamak
  - Sıcaklık, basınç sensörleri ve akış anahtarının periyodik kalibrasyonlarını yaptırmak
  - Kontrol parametrelerini ve set noktalarını doğru şekilde ayarlamak

24.4.5. Merkezi Isıtma Sistemleri İçin CX Önlemleri

Merkezi ısıtma tesisleri, tipik halde yakıt olarak doğal gaz, kömür veya fuel-oil kullanarak sıcak su, buhar veya her ikisini de üretir. Buhar, sıcak su veya her ikisi de HVAC sistemleri ve pişirme, temizleme, sterilizasyon ve laboratuvar gibi diğer kullanımlar için binalara dağıtılır. Kazan tesisinin işletilmesi karmaşık kimyasal, mekanik ve kontrol süreçlerini içerir. Enerji performansı ve operasyonel güvenilirlik çok sayıda önlemle geliştirilebilir. Bununla birlikte, burada belirtilen CX önlemleri, bir işletme teknikeri, işletme mühendisleri ve CX mühendisleri tarafından uygulanabilecek olanlarla sınırlıdır.

- Besleme suyu sıcaklığını ve buhar basıncını optimize etmek
  - Besleme suyu sıcaklığını veya buhar basıncını düşürmek kazan verimini artırır ve yakıt tüketimini düşürür.
- Besi suyu pompasının çalışmasını optimize etmek
  - Besi suyu pompası kazan tasarım basıncına göre seçildiği ve kazanlar genellikle tasarım basıncının altında çalıştığı için besi suyu pompası genellikle ihtiyaç olandan çok daha büyüktür.
  - Vanalar yerine değişken hız sürücüsü ile besi suyu pompasını kontrol etmek verimlilik ve esneklik sağlamaktadır.
- Hava tarafı operasyonunu optimize etmek
  - Fazla hava ve baca gazı sıcaklığı anahtar parametrelerdir. Havanın yanma verimi için ideal orandan az bir miktar fazla olması verimlilik artırıcıdır. Fakat, çok fazla olması gereksiz enerji tüketimine sebep olur.

  - Baca gazı sıcaklığı çok düşük olursa asit yoğuşması olabilir, çok yüksek olursa termal enerji kaybına neden olur.
- Kazanı en verimli yük aralığında ve optimum sırayla çalıştırmak
  - Kazanların en verimli olduğu yük aralığını belirlemek ve çalışma senaryolarını buna göre ayarlamak
  - En verimli kazanı ilk devreye sokmak ve tüm kazanları en verimli yük aralığında çalıştırmak için ayarlamak
  - Kazanları %40 yükten aşağıda veya %90 yükten yukarıda çalıştırmamayı tercih etmek
- Kazan üreticisinin önerdiği işletme ve bakım prosedürlerini uygulamak

24.5. Optimum Bina/Tesis Performansının Sağlanması

Önceki bölümlerde açıklanan CX faaliyetleri, bina/tesis sisteminin çalışmasını optimize edecek ve enerji tüketimini azaltacaktır. Mükemmel uzun vadeli performans sağlamak için, aşağıdaki faaliyetler gerçekleştirilmelidir.

1. CX faaliyetlerinin dokümante edilmesi,
2. Enerji ve bakım maliyeti tasarruflarının ölçülmesi,
3. İşletme ve bakım personelinin eğitilmesi,
4. Enerji verilerinin ve performansının sürekli olarak ölçülmesi,
5. CX mühendislerinden sürekli yardım alınması.

24.5.1. CX Sürecinin Dokümante Edilmesi

Dokümantasyon kısa ve hatasız olmalıdır. Çalışma/işletme senaryoları doğru ve dikkatli bir şekilde dokümante edilmelidir. Bu dokümantasyon mevcut bina dokümantasyonunu tekrarlamamalıdır. Kontrol algoritmaları/senaryoları da dahil olmak üzere uygulanan prosedürleri tanımlamalı ve bu prosedürlerin arkasındaki nedenleri kısaca vermelidir. Dokümantasyon, işletme personeli tarafından kolayca kullanılmalıdır. Örneğin, işletme personeli belgeden kullanım kılavuzları ve prosedürleri oluşturabilmelidir. CX proje raporu, mevcut enerji performansının, bina verilerinin, AHU'ların ve terminal kutularının, su döngülerinin ve pompalarının, kontrol sisteminin ve performans iyileştirmelerinin doğru bir şekilde belgelendirilmesini içermelidir.

24.5.2. Enerji Tasarruflarının Ölçülmesi

Çoğu bina/tesis sahibi, CX uygulamasının enerji tasarrufu yoluyla kendini amorti etmesini bekler. Enerji tasarrufunun ölçülmesi, CX uygulamaları için en önemli konulardan biridir. Ölçümler, IPMVP prosedürlerini izlemelidir. Bu bölüm, bu prosedürlerin çok kısa bir açıklamasını sunacak ve CX için Ö&D'de önemli olan konuları vurgulayacaktır.

IPMVP'de benimsenen tasarrufların belirlenmesi süreci, enerji tasarrufunu tanımlar:

$$E_{tasarruf} = E_{referans} - E_{sonra}$$

Burada $E_{referans}$, CX önlemleri uygulanmadan önce "referans" enerji tüketimidir ve E_{sonra}, CX önlemlerinin uygulanmasını takiben ölçülen tüketimdir.

IPMVP'de, referans enerji tüketimi olan $E_{referans}$, doğrudan ölçümlerden, faturalardan veya tadilattan (veya CX'den) önce bina operasyonunun bir modelinden belirlenir. Kurulum/tadilat sonrası enerji tüketimi genellikle basitçe ölçülen enerji kullanımıdır, ancak ölçülen veriler mevcut değilse bir modelden belirlenebilir. Öncesi ve sonrası karşılaştırmalar genellikle hava durumu, doluluk gibi faktörlerle normalleştirilir. IPMVP dört farklı Ö&D tekniği veya seçeneği içerir:

- **Seçenek A:** Bazı anahtar parametre ölçümleri, ancak çoğunlukla öngörülen veya koşullu tasarruflardır
- **Seçenek B:** Sistem veya cihaz düzeyinde ölçüm
- **Seçenek C:** Tüm bina veya tesis düzeyinde ölçüm
- **Seçenek D:** Kalibre edilmiş bina/tesis enerji modellemesi ve simülasyonundan belirleme

Her seçeneğin bazı özel uygulamalar için avantajları vardır.

Maliyet tasarrufu, enerji birim fiyatlarındaki değişiklikleri de dikkate almalıdır. Genel olarak, iyileştirme tadilatı veya CX önlemleri uygulanmadan önce yürürlükte olan birim fiyatların, herhangi bir tasarruf projeksiyonu yapılmışsa kullanılması tavsiye edilir, çünkü bu projeksiyonlar o sırada yürürlükte olan birim fiyatlara göre yapılmıştır.

Genel olarak gerekli doğruluğu sağlayacak en uygun maliyetli Ö&D yöntemi kullanılmalıdır. Enerji fatura verileri, kullanılabilir olduğunda en uygun maliyetli veriler olacaktır. Bazen CX uygulamaları için gerekli doğruluğu sağlayacaktır, ancak iyileştirilmiş performansın açıkça ortaya çıkmasının önemli ölçüde zaman alabileceği dezavantajına sahiptir.

24.5.3. Eğitimli İşletme ve Bakım Personeli

Verimli bina/tesis işletmeciliği, nitelikli ve kendini işine adamış personel ile başlar. CX süreci genellikle konforu ve verimliliği artırmak için bir binanın/tesisin işletilme biçiminde değişiklikler yaptığından, operatörlerin CX ekibinin bir parçası olması esastır. CX mühendisleriyle birlikte çalışmaları, CX önlemleri önermeleri ve bunları uygulamaları veya uygulanmasına yardımcı olmaları gerekir. CX sürecine aktif olarak katılmanın yanı sıra işletme personelinin sorun gidermeyi düzgün bir şekilde gerçekleştirebilmeleri için uygulanan prosedürleri anlamalarını sağlamak için teknik eğitim verilmelidir.

24.5.4. Enerji Performansının Sürekli Ölçülmesi

Enerji tüketimi verilerinin ölçülmesi, bina performansını korumak ve CX tasarruflarını sürdürmek için çok önemlidir. Ölçülen veriler şunlar için kullanılabilir:

1. *Sorunları tanımlanması ve çözülmesi*
   Binanın/tesisin hala düzgün çalıştığından emin olmak için ölçülmüş tüketim verilerine ihtiyaç vardır. Konfor veya çalışma verimliliğinde, ölçülmüş tüketim verilerinde görülemeyecek kadar küçük bir değişiklik yapan bir bileşen arızası veya çalışma değişikliği varsa, genellikle endişelenmeye değmez. Tüketimde marjinal bir artış olarak bile ortaya çıkarsa, sorun giderme prosedürü başlatılmalıdır.
2. *Enerji tüketimi verilerinin eğiliminin çıkarılması / ölçülmesi*
   Bu sürekli yapılan faaliyet, düşen performansa karşı en iyi savunma taktiğidir. Bir CX uygulaması öncesi referans çizgisi oluşturmak için kullanılan aynı prosedürler, CX sonrası performans için bir referans oluşturmak için kullanılabilir ve bu CX sonrası referans çizgisi, gelecekteki performansın karşılaştırıldığı bir standart olarak kullanılabilir. Birkaç gün, hatta bir ay boyunca bu referans çizgisini aşan tüketim önemli olmayabilir, ancak bir aydan fazla devam ederse artışa neyin yol açtığını belirlemek için sorun giderme prosedürü kullanılmalıdır. Arızalı bir vananın sonucuysa, hemen tamir edilebilir. Binaya/tesise eklenen 100 yeni bilgisayarın/tezgahın sonucuysa referans çizgisi buna göre ayarlayanabilir.
3. *Ana çalışma parametrelerinin trend/eğilim haline getirilmesi ve kontrol edilmesi*
   Oda veya mekan hava besleme sıcaklıkları, nem vb. gibi parametrelerin geçmiş seviyelerle karşılaştırılması için periyodik olarak trendleri/eğilimleri çıkarılmalıdır. Bu, sorun giderme prosedürünün uygulanması sırasında ve CX sonrası referans çizgisinin üzerindeki tüketimi araştırırken son derece değerli olabilir.
4. *Sistemin onarılması veya tamir edilmesi gerektiğinde gerçek sorunların bulunması*
   CX sürecinin başında problemleri bulma ve çözmek için kullanılan aynı temel yaklaşımın, yeni şikayetler/çağrılar alındığında da kullanılması esastır.

24.5.5. Gerektiğinde Uzman Desteğinden Yararlanılması

Dikkatli uygulanan CX önlemlerinden sonra bile bir sorunun ortaya çıkması kaçınılmazdır. Uygulanan bir CX önlemini "geri almadan" önce CX hizmeti sağlayıcılarından bu tür sorunları çözme konusunda yardım istenmelidir. Bazen uygulanmış bir önlemi değiştirmek gerekebilir. CX mühendisleri genellikle en verimli çözümün bulunmasına yardımcı olabilir ve böylece sorun önlemi değiştirmeden çözülebilir.

Yeni bir sorun veya durumla karşılaşıldığında CX hizmeti sağlayıcılarından yardım istenmelidir. Sorunlar bazen mantıksal açıklamaya meydan okuyan bir şekilde ortaya çıkar. Bunlar, genellikle olası sıradan çözümler gibi görünen birkaç şeyden birini deneyerek ve sorun ortadan kalkana kadar sistem ayarlarıyla oynayarak çözülen sorunlardır. Bu, uzman yardımına ihtiyaç duyulan en önemli durumlardan biridir. Uzmanın yardımı olmadan, bu tür sorunlar-ve deneme yanılma çözümleri önlemin tasarruf potansiyelini geri alabilir.

24.5.6. CX Tasarrufları Ne Kadar Kalıcı Olabiliyor?

Texas A&M'deki Enerji Sistemleri Laboratuvarı, Texas A&M kampüsünde 1996-1997 yıllarında CX önlemlerinin uygulandığı 10 bina üzerinde bir çalışma yürütmüştür. Tablo 24.3, her binanın toplam ısıtma, soğutma ve elektrik kullanımının referans (baz) maliyetini ve 1998 ve 2000 yılları için CX tasarruflarını göstermektedir. Her yıl için referans tüketim ve tasarruflar, hava koşullarından kaynaklanan farklılıkları ortadan kaldırmak için normalleştirilmiştir. 10 binadan oluşan grubun toplamlarına bakıldığında, ısıtma ve soğutma tüketimi 1998'den 2000'e kadar $207.258 (%12,1) artmış olmasına rağmen önceki CX çalışmalarından elde edilen tasarruflar halen $985.626'dir. Bununla birlikte, bu tüketim artışının neredeyse dörtte üçünün iki binada, Kleberg Building ve G. Rollie White Coliseum'da meydana geldiği de gözlenebilir. Kleberg Building'in tüketiminin artması, aşağıdaki vaka analizinde açıklandığı gibi bileşen arızalarının ve kontrol sorunlarının bir kombinasyonundan kaynaklanmıştır. G. Rollie White Coliseum'daki artan

tüketim, farklı spesifik arızalar ve değişikliklerinden kaynaklanmıştır, ancak bileşen arızalarının ve kontrol değişikliklerinin bir kombinasyonundan kaynaklandığı için niteliksel olarak Kleberg'e benzemektedir. 1998'den 2000'e kadar %5'ten fazla tüketim değişikliği gösteren binaların hepsinin, farklı kontrol/set ayarlarına sahip olduğu bulunmuştur. Bu veriler, CX tasarruflarının genellikle devam ettiğini, ancak sürekli performans izlemenin konfor sorunlarına neden olmayan, ancak daha sonra büyük binalarda tüketimi kayda değer oranda artıran sorunların tespit edilmesine olanak sağladığını göstermektedir.[11]

Tablo 24.3: Texas A&M kampüsündeki 10 bina için 1998 ve 2000 yıllarında CX tasarrufları

Bina	Baz Kullanım ($/yıl)	1998 Tasarruf ($/yıl)	2000 Tasarruf ($/yıl)
Kleberg Building	484.899	313.958	247.415
G.R. White Coliseum	229.881	154.973	71.809
Blocker Building	283.407	76.003	56.738
Eller O&M Building	315.404	120.339	89.934
Harrington Tower	145.420	64.498	48.816
Koldus Building	192.019	57.076	61.540
Richardson Petroleum Building	273.687	120.745	120.666
Veterinary Medical Center Addition	324.624	87.059	92.942
Wehner Business Building	224.481	47.834	68.145
Zachry Engineering Center	436.265	150.400	127.620
Toplam	2.910.087	1.192.884	985.626

24.5.6.1. CX Tasarruflarının Kalıcılığı - Vaka İncelemesi - Kleberg Binası

Kleberg Binası, Teksas A&M kampüsünde sınıflar, ofisler ve laboratuvarlardan oluşan, toplam taban alanı yaklaşık 15.300 m^2 olan bir eğitim / araştırma tesisidir. Binanın %90'ı, her biri bir ön ısıtma bataryası, bir soğutma batryası, bir besleme havası fanı (100 hp) ve bir dönüş havası fanına (25 hp) sahip iki (2) tek kanallı değişken debili (VAV) klima santrali (AHU) ile ısıtılır ve soğutulur. İki küçük sabit hızlı ünite, binadaki eğitim/konferans odalarını besler. Kampüs tesisi binaya soğutma suyu ve ısıtma sıcak suyu sağlamaktadır. İki (2) paralel soğutma suyu pompası (2 × 20 hp) değişken hız sürücüsü kontrolüne sahiptir. 12 laboratuvar bölgesinde ısıtmalı (reheat) 120 adet fanla çalışan VAV kutusu ve ofislerde terminal yeniden ısıtmalı 100 adet fanla çalışan VAV kutusu bulunmaktadır. Duman davlumbazları ve laboratuvar genel egzozu için altı (6) egzoz fanı (10-20 hp, toplam 90 hp) vardır. Klima santralleri, soğutma suyu pompaları ve 12 laboratuvar bölgesi doğrudan dijital kontrol (DDC) sistemi ile kontrol edilmektedir. DDC kontrolörleri, duman davlumbazlarından ve laboratuvar genel egzozundan gelen egzoz hava akışını kontrol etmek için damperleri modüle eder.

[11] Claridge, D.E., Turner, W.D., Liu, M., Deng, S., Wei, G., Culp, C., Chen, H. and Cho, S.Y., "Is Commissioning Once Enough?," Solutions for Energy Security & Facility Management Challenges: Proc. of the 25th WEEC, Atlanta, GA, pp. 29-36, Oct. 9-11, 2002.

1996 yazında, binada gözlenen son derece yüksek düzeyde eş zamanlı ısıtma ve soğutma nedeniyle bir CX incelemesi başlatılmıştır. Kısa süre sonra, ön ısıtmanın sürekli çalıştığı, soğutma bataryasına giren karışım havasını ısıttığı, binadaki bir nem sorunu yüzünde bu şekilde hatalı çalıştığı tespit edilmiştir. Ön ısıtma kapatılmış ve ısıtma ve soğutma tüketiminin her ikisi de ciddi oranda düşmüştür. Daha sonra, bina kapsamlı şekilde incelenmiş ve CX önlemleri listesi oluşturularak uygulanmıştır. Isıtma ve soğutma enerjisi tüketiminin azaltılmasına yol açan başlıca önlemler şunlardır:

- 40°C olan ön ısıtma set değeri, 4°C olarak değiştirilmiştir.
- Soğuk hava sıcaklık set ayarı programı 13°C sabit set noktasından dış havaya sıcaklığına bağlı olarak 17°C ile 14°C arasında salınır set noktasına değiştirilmiştir.
- Ekonomizer set sıcaklığı dış hava sıcaklığı 16°C'nin altındaysa karışım havasını 14°C'de tutacak şekilde ayarlanmıştır.
- Statik basınç kontrolü-375 Pascal'dan 250 Pascal'a düşürülmüş ve gece vakti için 125 Pascal'a ayarlanmıştır.
- Birçok çalışmayan durumdaki değişken hız sürücüsü değiştirilmiş veya onarılmıştır.
- Soğutma suyu pompasının değişken hız sürücüsü tekrar devreye alınmıştır.

Uygulanan ek önlemler arasında soğutma suyu pompa kontrolündeki değişiklikler de yer almıştır - her iki pompayı da her zaman paralel olarak çalıştırmak yerine birinci pompanın ikinci pompa devreye girmeden önce tam hıza gelecek şekilde modülasyonu değiştirilmiştir. Bina statik basıncı 12 Pascal'dan 5 Pascal'a düşürülmüştür. Ayrıca, pompalarda belirli bir hızdayken titreşim olduğu için operatörlerin pompaları sabit hız moduna aldıkları gözlenmiştir. Bu yüzden, bu sorunu çözmek için vibrasyon takozlarının değiştirilmesi önerilmiştir.

Bu değişiklikler, soğutma suyu ve ısıtma sıcak su kullanımını daha da azaltarak, soğutma suyu enerji kullanımında yıllık toplam %63 ve sıcak su enerji kullanımında %84 oranında bir azalma sağlamıştır. Haziran 1998'den Nisan 1999'a kadar yürütülen ek takipler, 12 laboratuvar bölgesindeki hava dengesine, genel egzoz sisteminin yeniden programlanmasına, VAV terminal kutusu kalibrasyonuna, aktüatörlerin ve damperlerin ayarlanmasına ve duman davlumbazlarının kalibre edilmesine ve bypass cihazlarının uzaktan DDC kontrolüne geri dönmesine odaklanmıştır. Bu değişiklikler elektrik tüketimini yaklaşık %7 veya ~30.000 kWh/ay azaltmıştır.

2001 yılına gelindiğinde 2000 yılı için soğutma suyu enerji tasarrufunun %38'e, sıcak su enerji tasarrufunun ise %62'ye düştüğü gözlenmiştir. 2001 yılındaki tüketimin, genel olarak CX önlemlerinin uygulanmasından hemen sonra olduğundan önemli ölçüde daha yüksek olduğu açıktır. CX ekibi saha testleri ve ilgili analizler gerçekleştirmiş ve kısa süre sonra VAV klima santrali sistemine, iki soğutma suyu pompasına ve otomasyon sistemi kontrol algoritmalarına odaklanmıştır. Aşağıda belirtildiği gibi çeşitli problemler gözlenmiştir.

Belirlenen Sorunlar

- Değişken hız sürücülerinin çoğunluğu %100 hıza yakın sabit bir hızda çalışıyordu.
- İki soğutma suyu pompasındaki değişken hız kontrolü, tam hızda çalışması için devre dışı bırakılmıştı.

- İki soğutma suyu kontrol vanası büyük oranda sızıntı yapıyordu. Arızalı bir elektronik-pnömatik anahtar ve yukarıda belirtilen yüksek su basıncı ile birleştiğinde, 10°C ve daha düşük üfleme hava sıcaklıklarına ve sürekli olarak ön ısıtmanın devreye girmesine neden oluyordu.
- Arızalı bir basınç sensörü ve iki arızalı CO_2 sensörü, tüm dış hava damperlerini tam açık konuma getirmişti.
- Damper aktüatörleri sızıntı yapıyordu ve bazı VAV kutularındaki basıncı sağlayamıyordu. Bu, soğuk havanın, ısıtma modundayken bile VAV kutularından geçmesine neden oldu ve aynı anda ısıtma ve soğutma ile sonuçlandı. Ayrıca bazı ısıtma suyu vanaları arızalıydı. Bu, bazı durumlarda ısıtmanın sürekli olarak açık kalmasına neden oluyordu.
- Saha incelemesi-neticesinde tespit edilen ek sorunlar şunları içeriyordu: 1) filtrelerde ve bataryalarda yüksek hava direnci, 2) bir sıcaklık sensörü ve statik basınç sensöründeki hatalar, 3) AHU1 ve AHU2 klima santrallerindeki yüksek statik basınç ayar noktaları.

Birkaç pompa ve fanı sabit hızda çalışmaya döndüren bu ekipman arızası kombinasyonu, soğutma suyu ve ısıtma suyu enerji kullanımının artmasının bir nedeniydi. Bu, soğutma suyu enerji kullanımında %71'lik bir artışa ve iki yıl öncesine göre iki kattan fazla sıcak su kullanımına karşılık gelmiştir. Bu sorunlar şimdi düzeltilmiş ve bina performansı daha önceki (1998-1999 yıllarındaki) düşük seviyelerine geri dönmüştür.

Tablo 24.4: CX Öncesi, Sonrası ve Daha Sonrası Enerji Tüketimleri ile Tasarruf Oranları[12]

Enerji Kullanımı	CX Öncesi	CX Sonrası		2000 yılı Tüketimi / Tasarrufu	
	Referans Enerji kWh/yıl	Tüketim kWh/yıl	Tasarruf %	Tüketim kWh/yıl	Tasarruf %
Soğutma suyu	21.360	7.772	63,6	13.305	37,7
Isıtma suyu	12.680	2.003	84,2	4.788	62,2

[12] Chen, H., Deng, S., Bruner, H., Claridge, D. and Turner, W.D., "Continuous CommissioningSM Results Verification And Follow- Up For An Institutional Building - A Case Study," Proc. 13th Symposium on Improving Building Systems in Hot and HumidClimates, Houston, TX, pp. 87-95, May 20-23, 2002.

24.6. Enerji Yönetimi İçin Yeni Binaların/Tesislerin CX Süreci

Enerji yöneticisinin çabası genellikle mevcut binaların/tesislerin verimliliğini artırmaya yöneliktir. Bununla birlikte, enerji yöneticisinin bina/tesis portföyünün bir parçası olacak yeni bir binanın/tesisin tasarımı ve inşaatı başlatıldığında binanın/tesisin tüm uygun enerji verimliliği teknolojilerini içermesini sağlamak için enerji yöneticisinin tasarım ve inşaat ekibinin aktif bir parçası olması son derece önemlidir. İşletme personelinin bakış açısının tasarım sürecine dahil edilmesi de aynı derecede önemlidir, böylece binanın/tesisin etkin ve verimli bir şekilde işletilmesi mümkün olacaktır. Bu hedeflere ulaşmanın en iyi yollarından biri, binayı/tesisi tasarlandığı ve inşaa edildiği prensiplere uygun şekilde CX sürecine tabi tutmaktır.

HVAC sistemlerinin CX sürecinde birincil motivasyon genellikle bina/tesis sakinlerine düşük maliyetle konfor sağlamak için düzgün çalışan HVAC sistemleri elde etmektir. Prensip olarak, tüm bina sistemleri tasarlanmalı, kurulmalı, dokümante edilmeli, test edilmeli ve bina/tesis personeli kullanımları konusunda eğitilmelidir. Uygulamada, rekabetçi baskılar ve ücretler ve yeni binaları/tesisleri mümkün olduğunca çabuk doldurmak için finansal baskılar genellikle tasarımcılar ve işletmeciler arasında minimum temas/iletişim, sistemlerin minimum fonksiyonel testi, büyük ölçüde üreticilerin işletme kılavuzlarından oluşan dokümantasyon ve işletme personeli için çok az veya hiç eğitim olmadan mal sahiplerine teslim edilen binalarla/tesislerle sonuçlanmaktadır. Bu da yeni binaların/tesislerin duvarlarında küf oluşumu, asla düzgün soğumayan odalar, düşük hava kalitesi gibi sorunlara yol açar. Bu tür deneyimler şüphesiz birkaç yıl önce yeni binalar almak istemediğini belirten bir tesis müdürünün temel argümanıydı. Bu yüzden de, sadece sorunları çözülmüş olan üç yıllık binalarla ilgileniyordu.

CX daha kaliteli binalar/tesisler sağlamasına ve daha az operasyonel sorunlara yol açmasına rağmen, çoğu mal sahibi CX uygulamasını tasarım ve inşaat sürecine finansal olarak fayda sağlayacaklarına inanıyorlarsa dahil edecektir. Yeni bir binanın/tesisin CX uygulamasından kaynaklanan enerji maliyeti tasarruflarını dokümante edebilmek, mevcut bir binadan/tesisten çok daha zordur. Temel veya referans olarak kullanılacak tarihsel bir kullanım geçmişi yoktur. Bununla birlikte, yeni binanın/tesisin CX uygulaması ile CX uygulanmayan ortalama bir binaya/tesise kıyasla yalnızca enerji maliyetinde %8 tasarruf sağlayacağı tahmin edilmektedir[13]. Bu, yalnızca enerji tasarrufu sayesinde CX maliyeti için dört yıldan biraz daha uzun bir geri ödeme süresi sunar ve aynı zamanda daha iyi konfor ve hava kalitesi sağlar.

CX genellikle bir binadaki sistemlerin bina sahibine devredilmeden önce eksiksiz çalışmasını sağlayan bir eksik işler tutanağı ya da listesi olarak kabul edilir. Bununla birlikte, aşağıdaki tabloda özetlenen süreç, tasarım öncesi aşamada başlayan süreci göstermektedir. Hem tasarımı hem de inşaatı yönlendirmesine izin verildiğinde en etkilidir. Enerji yöneticisinin, tasarım aşamasından geç olmamak üzere mal sahibinin CX ekibi içerisinde sürece dahil olması esastır. Bu durum, binanın/tesisin verimliliği üzerinde büyük etki yaratabilecek ve çok daha az işletme problemi olan bir binaya/tesise yol açabilecek tasarım sürecine izin verecektir.

[13] A Haasl, T. and Sharp, T., A Practical Guide for Commissioning Existing Buildings, Portland Energy Conservation, Inc. and Oak Ridge National Laboratory for U.S. DOE, ORNL/TM- 1999/34, 69 pp. + App., 1999

Tablo 24.5: Yeni Bina/Tesis CX Süreci[14]

1	**Konsept veya ön tasarım aşaması** a) CX hedeflerinin oluşturulması b) CX hizmeti sağlayıcısının seçilmesi c) Tasarım aşaması CX gereksinimlerinin oluşturulması d) Tasarım ekibini seçilmesi
2	**Tasarım aşaması** a) Tasarım ilkelerinin CX uzmanı tarafından gözden geçirilmesi b) İhale şartnamelerinin bir parçası olarak CX şartnamesinin yazılması c) İnşaat yüklenicisinin seçilmesi d) CX planı yazılması
3	**İnşaat aşaması** a) İnşaat sürecinde sunulan saha uygulama projeleri, malzeme onay formları, iş yapım yöntemleri, test ve devreye alma planları, vb. dokümantasyonu toplamak ve gözden geçirip değerlendirmek b) CX kapsam belirleme toplantısı yapmak ve CX planını finalize etmek c) Ön test ve kontrol listeleri geliştirmek d) Kabul sırasında fonksiyonel teste hazır olduğundan emin olmak için ekipmanların devreye alınması veya ön test kontrollerinin yapılması
4	**Kabul aşaması** a) Fonksiyonel testlerin gerçekleştirilmesi ve hata/eksiklerin teşhis edilmesi b) Eksikliklerin giderilmesi c) Gerektiğinde testlerin yeniden yapılması ve testlere şahitlik edilmesi d) Operatör/işletme personeli eğitiminin doğrulanması e) İşletme ve Bakım kılavuzlarının gözden geçirilip incelenmesi f) Geçici kabulün yapılması
5	**Kabul sonrası aşama** a) Final CX raporunun hazırlanması ve sunulması b) Ertelenmiş testlerin yapılması (sezonsal veya mevsimsel nedenlerle gerekirse) c) Yeniden CX planının/takviminin geliştirilmesi

[14] Stephen A. Roosa, Steve Doty and Wayne C. Turner; Energy Management Handbook, 9 Ed. (2018).

24.7. Sonuç

Mevcut binalarda CX uygulaması, bir enerji yöneticisinin işletme maliyetlerini düşürmesi için en uygun maliyetli yollardan biri olarak ortaya çıkmakta olup yatırım yapılmadan veya çok az miktarda yapılarak gerçekleşir. Farklı ülkelerde araştırmaya tabi tutulan birkaç yüz binada bu süreç başarıyla uygulanmış ve basit göre ödeme süreleri yaklaşık üç yıl civarında gerçekleşmiştir. Bu süreç, tipik işletme ve bakım programından çok daha fazlasıdır. Sistemlerin tasarlandığı gibi çalışmasından ziyade binanın/tesisin mevcut durumda kullanıldığı şekliyle genel sistem kontrolünü ve operasyonlarını iyileştirmeye ve mevcut tesis ihtiyaçlarını karşılamaya odaklanır. CX sürecinde, hem bina işlevselliği hem de sistem fonksiyonları için kapsamlı bir mühendislik değerlendirmesi yapılır. Optimum operasyonel parametreler ve senaryolar/programlar, gerçek bina koşullarına göre geliştirilir. Mikro ve makro düzeyde pratik bir şekilde sistem optimizasyonunu sağlamak ve iyileştirilmiş işletme/operasyon senaryolarının/programların kalıcılığını sağlamak için entegre bir yaklaşım kullanılır. Bu bölümde sunulan yaklaşım, binadaki/tesisteki tüm sorunlu alanların veya işletme sorunlarının kapsamlı bir incelemesini yaparak başlar, bu sorunları teşhis eder ve neredeyse her zaman işletme maliyetlerini düşürürken aynı zamanda bu sorunları çözen çözümler geliştirir.

Yeni binalarda CX uygulaması, enerji yöneticisi için önemli bir seçenektir. Bu süreç, Yeni binalarda enerji verimliliğinin sağlanmasına ve ihtiyaç duyulan operasyonel özelliklere sahip olmasını sağlamaya yardımcı olur.

KAYNAKÇA

Stephen A. Roosa, Steve Doty and Wayne C. Turner; Energy Management Handbook, Chapter 26 -"Commissioning for Energy Management", 9 Ed. (2018).

ASHRAE, ASHRAE Guideline 1-1996: The HVAC Commissioning Process, American Society of Heating, Refrigerating and Air- Conditioning Engineers, Atlanta, GA, 1996.

3 U.S. Department of Energy, Building Commissioning: The Key to Quality Assurance, Washington, DC. 1999.

IPMVP: International Performance Measurement and Verification Protocol (Uluslararası Performans Ölçümü ve Doğrulama Protokolü)

Claridge, D.E., Haberl, J., Liu, M., Houcek, J., and Athar, A., "Can You Achieve 150% of Predicted Retrofit Savings: Is It Time for Recommissioning?" A CEEE 1994 Summer Study on Energy Efficiency In Buildings Proceedings: Commissioning, Operation and Maintenance, Vol. 5, American Council for an Energy Efficient Economy, Washington, D.C., pp. 73-87, 1994.

Turner, W. D., Claridge, D. E., Deng, S. and Wei, G., "The Use of Continuous Commissioning As An Energy Conservation Measure (ECM) for Energy Effi ciency Retrofits," Proc. Of 11th National Conference on Building Commissioning, Palm Springs, CA, CD, May 20-22, 2003.

Claridge, D.E., Turner, W.D., Liu, M., Deng, S., Wei, G., Culp, C., Chen, H. and Cho, S.Y., "Is Commissioning Once Enough?," Solutions for Energy Security & Facility Management Challenges: Proc. of the 25th WEEC, Atlanta, GA, pp. 29-36, Oct. 9-11, 2002.

Chen, H., Deng, S., Bruner, H., Claridge, D. and Turner, W.D., "Continuous CommissioningSM Results Verification And Follow- Up For An Institutional Building - A Case Study," Proc. 13th Symposium on Improving Building Systems in Hot and HumidClimates, Houston, TX, pp. 87-95, May 20-23, 2002.

A Haasl, T. and Sharp, T., A Practical Guide for Commissioning Existing Buildings, Portland Energy Conservation, Inc. and Oak Ridge National Laboratory for U.S. DOE, ORNL/TM- 1999/34, 69 pp. + App., 1999.

24. Bölüm Çalışma Soruları

1. Aşağıdakilerden hangisi daha önce CX yapılmamış mevcut bir binanın CX yapılması sürecini tanımlar?

A. Yeni Bina/Tesis CX Süreci
B. Yeniden CX (Recommissioning)
C. Retro CX
D. Sürekli CX (Ongoing Commissioning)

2. Aşağıdakilerden hangisi CX sürecinin işlevleri arasında değildir?

A. Tadilat veya renovasyon sürecinin takibi amaçlı CX
B. İyileştirme tadilatı projesinde enerji verimliliği önlemi (EVÖ) olarak CX
C. Yeni bir binanın/tesisin enerji performans hedeflerini karşılamasını veya aşmasını sağlamak amaçlı CX
D. Vaka analizi

3. Aşağıdakilerden hangisi IPMVP performans ölçüm şekillerinden değildir?

A. Bazı anahtar parametre ölçümleri, ancak çoğunlukla öngörülen veya koşullu tasarruflardır
B. Sistem veya cihaz düzeyinde ölçüm
C. Tüm bina veya tesis düzeyinde ölçüm
D. Bina/tesis ısı yükünün hesabı

4. Enerji tüketimi verilerinin ölçülmesi, bina performansını korumak ve CX tasarruflarını sürdürmek için çok önemlidir. Ölçülen veriler hangi amaçlı kullanılabilir?

A. Sorunların tanımlanması ve çözülmesi
B. Ana çalışma parametrelerinin trend/eğilim haline getirilmesi ve kontrol edilmesi
C. Sistemin onarılması veya tamir edilmesi gerektiğinde gerçek sorunların bulunması
D. Periyodik bakım planlarının yapılması

5. Yeni binalarda CX süreci hangi aşamadan başlar?

A. Konsept veya ön tasarım
B. Tasarım
C. İnşaat
D. Kabul

Bölüm 25:
Enerji Tasarruflarının Ölçülmesi ve Doğrulanması (Ö&D)

25.1. Giriş

Ölçme ve Doğrulama (Ö&D), enerji verimliliği uygulamalarında ve enerji performans sözleşmelerinde tasarruf edilen veya kullanımı azaltılan enerjinin miktarının belirlenmesine imkân sağlayan bir süreçtir. Binalarda enerji kullanımının ölçülmesinin tarihi, elektrik için 19. yüzyıla ve binaları ısıtmada kullanılan kömür ve odun gibi yakıtlar içinse daha öncesine kadar uzanmaktadır. 1960'larda bilgisayarlı enerji hesaplamalarının geliştirilmesi ve kullanılmasıyla bugünkü teknolojinin gelişimi başlamıştır. Gelişen teknolojiyle birlikte daha fazla ölçüm cihazının ve istatistik hesaplamalarının da sürece dahil olmasıyla bugünkü metodolojiye erişilmiştir. ASHRAE tarafından yayımlanan Kılavuz 14 ve EVO (Verimlilik Değerleme Organizasyonu) tarafından geliştirilen IPMVP (Uluslararası Performans Ölçme ve Doğrulama Protokolü) ile enerji verimliliği uygulamalarından elde edilen kazanımların ölçülmesi ve doğrulanması için geniş bir çerçeve sunulmuştur.

Yönetimin temel işlevi olan planlama safhasıyla başlayan süreç, verilerin toplanması, değerlendirilmesi ve hesaplamalarla birlikte yorumlanarak raporlanması ile devam etmektedir. Ağırlıklı olarak mühendislik yaklaşımlarının yanı sıra istatistiksel hesaplamaları da bünyesinde barındırmaktadır. Unutulmamalıdır ki ölçme ve doğrulama süreci istatistiksel kavramlara aşina olmayı gerektirmektedir. Aşağıda ölçme ve doğrulama sürecinin faydalarına yönelik bazı örnekler yer almaktadır.

Ö&D, yalnızca bir projenin IPMVP gerekliliklerini karşılamasına yardımcı olmak için yürütülen bir görevler silsilesi değildir. Düzgün bir şekilde yapılan her Ö&D görevi, tesis işletimi ve tasarruflarının iyileştirmesine hizmet eder.

Ö&D teknikleri, tesis sahipleri veya enerji verimliliği proje yatırımcıları tarafından aşağıdaki amaçlar için kullanılabilir:

- Enerji kazanımlarının doğru belirlenmesi, tesis sahiplerine ve yöneticilerine enerji verimliliği önlemleri hakkında değerli geri bildirimler sağlar.
- Bazı projeler için enerji verimliliği kazanımları, performansa dayalı finansal ödemeler ve/veya performans sözleşmesindeki garanti için temel oluşturur. İyi tanımlanmış ve uygulanmış bir Ö&D planı, performansın şeffaf bir şekilde belgelenmesi ve bağımsız doğrulamaya tabi tutulması için temel olabilir.
- İyi bir Ö&D planı, verimlilik yatırımlarının sonuçlarına ilişkin raporların şeffaflığını ve güvenilirliğini artırır. Aynı zamanda, verimlilik yatırımlarının sonucuna ilişkin tahminlerin güvenilirliğini de artırır. Bu güvenilirlik, yatırımcıların ve sponsorların enerji verimliliği projelerine olan güvenini ve finanse edilme şanslarını artırabilir.
- İyi bir Ö&D planının hazırlanması, tüm Ö&D maliyetlerini projenin bütçesine dahil ederek kapsamlı proje tasarımını teşvik eder. İyi bir Ö&D ayrıca yöneticilerin bakım ve işletme sorunlarını keşfetmelerine ve azaltmalarına yardımcı olur, böylece tesisleri daha etkin bir şekilde çalıştırabilir. Bu planlama, gelecekteki proje tasarımları için de önemli bir gösterge niteliğinde olacaktır.
- Tasarrufların planlanmadığı durumlarda bile Ö&D teknikleri, yöneticilerin bütçelerden sapmalarını hesaba katmak için enerji kullanımını değerlendirmelerine ve yönetmelerine yardımcı olur. Ö&D teknikleri, uygun bütçeler belirlemek ve bütçe farklılıklarını hesaba katmak amacıyla değişen tesis işletim koşullarına uyum sağlamak için kullanılır.
- Emisyon azaltımlarının da bu sayede muhasebeleştirilmesi, verimlilik projelerine ek değer sağlar.
- İyi Ö&D uygulaması tasarrufları artırarak, iyi enerji yönetiminin sağladığı toplum sağlığının iyileştirilmesi, çevresel bozulmanın azalması ve istihdamın artması gibi kamu yararlarını vurgular.

IPMVP süreci protokole bağlı kalmanın gerekçesi olan altı temel ilkeyi tanımlamaktadır. Bu ilkeler Ö&D süreci boyunca dikkate alınmalı ve uygulanmalıdır.

Doğruluk: Ö&D raporları, proje değeri ve hedeflerine göre gerekçelendirilebildiği kadar doğru olmalıdır.

Bütünlük: Enerji tasarruflarının raporlanması, bir projenin tüm etkilerini dikkate almalıdır.

İhtiyatlılık: Belirsiz miktarlar hakkında yargıya varıldığında, Ö&D prosedürleri, fazla veya eksik beyan edilmeyecek şekilde tasarrufları makul bir şekilde tahmin edecek biçimde tasarlanmalıdır.

Tutarlılık: Bir projenin enerji performansının raporlanması tutarlı olmalıdır.

İlgililik: Tasarrufun belirlenmesi, mevcut ölçümlere ve projenin yapıldığı tesise ait bilgilere dayanmalıdır.

Şeffaflık: Tüm Ö&D faaliyetleri açıkça belgelenmeli ve tam olarak ifşa edilmelidir. Tam açıklama, bir Ö&D planının tüm unsurlarının ve tasarruf raporlarının sunumunu ve Ö&D planının tüm paydaşlar tarafından kabul edildiğinin ve anlaşıldığının teyidini içermelidir.

25.1.1. Temel İstatistik Terimleri ve Formülleri

Ölçme ve doğrulama süreci istatistik hesaplamalara ihtiyaç duymaktadır. Aşağıda istatistik hesaplama gereksinimini anlatan bazı örnekler yer almaktadır:

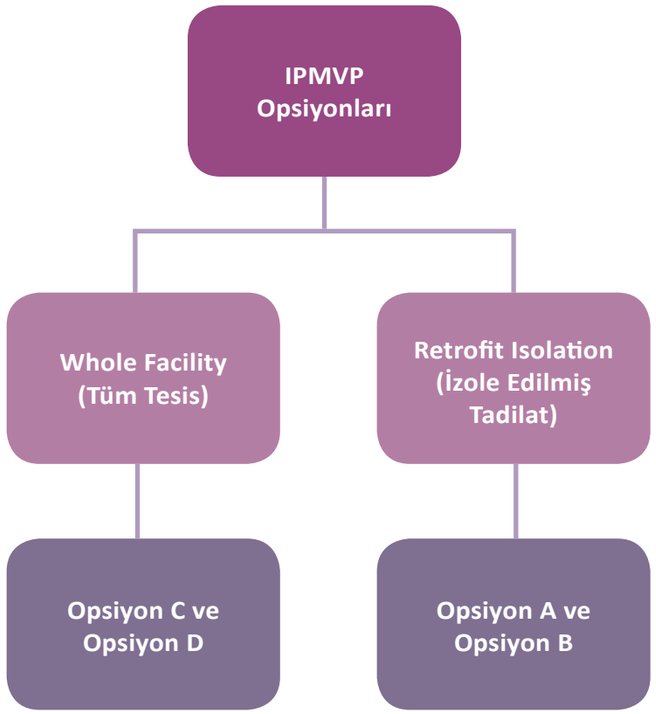
- Enerji tüketimini hava durumu, üretim vb. değişkenlerle ilişkilendirerek rutin ayarlamaların yapılmasını sağlayan modeller geliştirmek,
- Tahminlerimizi, gerekli örnek sayısını belirlemek için tüm popülasyona değil, bir dizi örneğe dayandırarak çözüm üretmek,
- Tasarruf tahminlerine ve belirsizlik düzeyine ne kadar güvendiğimizi belirlemek,
- Ö&D'yi güvenilir kılmak,
- Bir ESCO için, istatistiksel veriler tasarrufları belirlemeye ve riski (belirsizliği) anlamaya yardımcı olur, bir enerji denetçisiyseniz, istatistikler müşterinizi devam etmesi ve denetim raporunuza göre hareket etmesi konusunda ikna etmenize yardımcı olabilir (belirsizlik),
- Bir tesis sahibi veya yatırımcıysanız, istatistikler durum tespiti (belirsizlik) konusunda size yardımcı olabilir ve kontrol yapmanıza yardımcı olabilir.

İstatistik hesaplamalarda kullanılan bazı temel formüller aşağıdaki tabloda yer almaktadır:

Kavram	Notasyon	Formül
Örnek Sayısı	n	
Ortalama	$\bar{x}$	$\frac{\sum(x_1,x_2,\ldots,x_n)}{n}$
Varyans	S^2	$\frac{\sum(x-\bar{x})^2}{n-1}$
Standart Sapma	s	$\sqrt{s^2}$
Varyans Katsayısı	CV	$s/\bar{x}$
Serbestlik Derecesi	DF	(n-1-bağımsız değişken sayısı)
Standart Hata	RMSE	$\sqrt{\frac{\sum Hata^2}{DF}}$
Standart Hata Varyans Katsayısı	CVrmse	$\frac{RMSE}{\bar{x}}$

25.2. Ölçme ve Doğrulama Yöntemlerine (IPMVP) Genel Bakış

IPMVP ölçme doğrulama çalışmaları için dört farklı opsiyon tanımlamıştır. İzole edilmiş tadilat ve tüm tesis/bina şeklinde adlandırılan yöntemler farklı opsiyonlarla ifade edilmektedir (Şekil 25.1).



Şekil 25.1: IPMVP Opsiyonlarına Genel Bakış

Toplam enerji kullanımına yönelik çalışmalar için tüm tesis seçenekleri, belirli bir uygulamanın değerlendirilmesi amacıyla izole edilmiş tadilat altında yer alan seçenekler kullanılmaktadır. Bu seçenekler A, B, C ve D olarak dörde ayrılmakta olup her birinin duruma özel kullanım alanları bulunmaktadır (Şekil 25.2).

Şekil 25.2: IPMVP Opsiyonları

25.2.1. Opsiyon A

Bu seçenek tek bir parametrenin ölçümüne dayanmaktadır. Seçilmeyen diğer parametre veya parametreler tahmini değerlerdir. Yapılan tahminler geçmiş verilere, üreticiler tarafından belirtilen teknik özelliklere veya mühendislik değerlendirmesine dayanabilir. Kaynağın belgelenmesi veya tahmini değerin doğrulanması gerekmektedir. Ölçüm yerine tahmin yapılmasından kaynaklanan makul hatalar ayrıca değerlendirilmektedir. Bir örnekle açıklamak gerekirse aydınlatma değişimi en sık A seçeneğinin kullanıldığı enerji verimliliği önlemidir. Bir binada aydınlatma armatürlerinin daha verimli armatürlerle değiştirileceğini varsayalım: dikkate alınması gereken temel parametre aydınlatma armatürünün gücüdür. Yani mevcut armatürün gücü ile önerilen armatürün gücü arasındaki farktan birim güç azaltımı hesaplanır. Hesaplanan bu değerin enerji olarak ifade edilmesi için yıllık çalışma süresiyle birlikte işleme alınması gerekir. Burada yıllık çalışma süresi tahmin edilir ve taraflar bu değerde uzlaşır. Bütün taraflar, tahmin konusundaki belirsizliği kabul etmek zorundadır. Dolayısıyla esas ölçüm güç üzerine odaklıyken tasarruf hesabı için güç azaltımı ile tahmini yıllık çalışma süresinin çarpılması gerekmektedir.

Örneğin binlerce armatürden oluşan bir binadaki her armatürün tek tek ölçümünün yapılması gibi bir uygulama beklenmemektedir. Uygun istatistiksel metotlar kullanılarak örneklem miktarı belirlenir ve çalışma örneklem üzerindeki değerlerin ortalaması alınarak neticelendirilir. Uygulama sonrasında da benzer işlem yapılarak önerilen ve gerçekleşen durum karşılaştırılarak doğrulama yapılır. Planlamada verilen karar doğrultusunda, belirli periyotlarla süreç tekrar edilebileceği gibi tek seferlik çalışmayla da nihayetlendirilebilir.

Yapılan uygulamanın dolaylı etkileri varsa bunlar da planlama safhasında dikkate alınmalı ve bu etkilerin ne şekilde ele alınacağı belirtilmelidir. Örneğin, bir pencerede güneş kırıcı uygulaması yapılarak yazın ısı kazancının azaltılması öngörülüyorsa, aynı uygulamanın kışın da güneş kazancını keseceği için ısıtma için harcanan enerjiye etki edeceği dikkate alınmalıdır.

25.2.2. Opsiyon B

Ölçüm karmaşıklığı arttıkça zorluk derecesi ve maliyetler artar. Seçenek B yöntemleri genellikle seçenek A'nın yöntemlerinden daha zor ve maliyetli olacaktır. Fakat seçenek B, yük veya tasarruf modellerinin değişken olduğu durumlarda daha kesin sonuçlar üretecektir.

Opsiyon A için ele aldığımız örneği opsiyon B ile değerlendirelim. Bu durumda opsiyon A için tahmini olarak kabul ettiğimiz çalışma süresinin tespit edilmesi gerekmektedir. Bunun için süzme sayaç benzeri bir enerji ölçüm aracıyla tüketilen enerji tespit edilmelidir. Böylece bir önceki örnekte yer alan kW x Çalışma Süresi ile bulunan enerji tüketimi, sayaç yardımıyla doğrudan ölçülmektedir.

Genellikle ekipmanın tüm parametrelerine odaklanılmaktadır. Temel amaç enerji tüketimini direkt ölçmek veya hesaplamaya yardımcı olacak tüm parametrelerin değerlerini toplamaktır. Tahmin unsuru bulundurmamaktadır, bu nedenle sonuçlar A seçeneğine göre çok daha güvenilir ve kesindir.

Bir soğutma grubunun değişimine yönelik enerji verimliliği uygulamasını ele aldığımızda burada beklenti daha verimli bir soğutma grubu ile enerji tüketiminin azaltılmasıdır. Ölçme doğrulama tarafında ise mevcut tüketimle gerçekleşen tüketim arasındaki farkın tespit edilmesi gerekecektir. B seçeneği tercih edildiğinden, tüketilen enerjiye dair ölçüm yapmak için birden çok parametrenin kontrol altına alınması gerekmektedir. Aşağıda bazı değişkenler listelenmiş olup bunlar cihazın kurulu olduğu binaya, prosese veya işletme şekillerine göre değişkenlik gösterebilir. Çözüm tamamen cihazın kendine özgü bir şekilde geliştirilmelidir.

- Dış hava koşulları
- Üretilen soğutma
- Çalışma süresi
- Elektrik
- Gidiş-dönüş sıcaklıkları
- Kullanım noktalarındaki talep

Tüm değişkenler için bir ölçüm mekanizması kurulabilir. Ancak buradaki temel amaç mevcut enerji tüketimi ve yeni durumdaki enerji tüketimi arasındaki farkı bulmaktır. Bunun için üretilen soğutma ve bunun karşılığında harcanan elektrik enerjisi ölçülürse uygun bir model kurulabilir. Çünkü diğer tüm parametreler elektrik tüketimine veya soğutma üretimine etki eder. Eğer bunları ölçme imkanı yoksa her değişken için ayrı bir sistem kurulması gerekecektir.

25.2.3. Opsiyon C

Tesisin genelinde yapılan çok sayıda uygulamanın, genel enerji tüketimleri üzerinden ölçülmesi ve doğrulanmasına yönelik seçenektir. Bu seçenekte ölçüm sınırı tesisin ana sayaçlarıyla sınırlandırılmaktadır. C seçeneğinin kullanılabilmesi için önlemlerin tesisin enerji kullanımında en az %10 tasarruf sağlayacak olması gerekmektedir. Genellikle enerji tüketimine etki eden ilave bağımsız değişkenlerle birlikte kurulan model üzerinden değerleme yapılmaktadır. Bu seçenekle ilgili hesaplamalarda ne kadar enerji kullanımından kaçınıldığı veya normalize etmek suretiyle tasarrufların hesaplandığı farklı yöntemler bulunmaktadır. İlgili hesap yöntemleri ***"Referans Tüketimin Belirlenmesi ve Hesaplamalar"*** bölümünde kapsamlı şekilde ele alınmıştır.

25.2.4. Opsiyon D

Yeni yapılmış veya geçmişte enerji kullanımı olmamış bir binada ölçme ve doğrulama yapılabilmesi için uygun olan seçenektir. Geçmişe yönelik enerji tüketimi olmadığı için enerji modellemesi yardımıyla mevcut durum şekillendirilir. Daha sonra uygulamalar hayata geçirilir ve raporlama döneminde olduğu gibi enerji tüketim verileri toplanır. Toplanan veriler ışığında enerji modellemesinde oluşturulan referans dönem verileri kalibre edilmekte ve süreç Opsiyon C'ye dönüştürülerek devam ettirilmektedir.

25.3. Uygun Ö&D Yönteminin (IPMVP) Belirlenmesi

Uygun seçeneğin hangisi olduğuna karar vermek için bazı kriterler ve enerji verimliliği önleminin kendine özel durumları olabilmektedir. Tablo 25.1'de EVO tarafından yayımlanan bir IPMVP opsiyonunun karar süreci yer almaktadır. Buradaki adımlar takip edilerek hangi opsiyonun uygulama için en uygun olduğuna karar verilebilir.

Tablo 25.1: IPMVP Opsiyonunun Karar Süreci

Enerji Verimliliği Önleminin Karakteristiği	Önerilen IPMVP Opsiyonu			
	A	B	C	D
Enerji verimliliği önlemlerini bireysel olarak değerlendirme ihtiyacı	√	√		√
Yalnızca tüm tesisin/binanın performansının değerlendirilmesi ihtiyacı			√	√
Yıllık tasarruf beklentisinin aylık bazda %10'dan günlük bazda %5'ten az olması durumu	√	√		√
Enerji tüketiminde etki yaratan önemli parametreler açık olarak belli değildir		√	√	√
Enerji verimliliği önleminin interaktif etkileri önemlidir veya ölçülemez			√	√
Gelecek dönemde ölçüm sınırı içerisinde değişiklikler beklenmesi durumu	√			√
Uzun dönemli performans değerlendirmesi gerekmektedir	√		√	
Referans dönem veri setine erişilememektedir veya yoktur				√

25.4. Referans Tüketimin Belirlenmesi ve Hesaplamalar

Ölçme ve doğrulama sürecinde; enerji verimliliği uygulamalarının işletmeye alınmasından sonra gerçekleştirdikleri tüketimin, geçmiş dönem verileriyle uygun şekilde karşılaştırılması ve azaltılan enerji kullanımının doğru kıyaslamalarla belirlenmesi gerekmektedir. Bu noktada referans dönem enerji tüketiminin ve bu enerji tüketimine etki eden bağımsız değişkenlerin ve statik faktörlerin en uygun şekilde tayin edilmesi beklenmektedir. Değişkenlerin tespit edilmesiyle birlikte referans döneme dair oluşturulan istatistiksel modeller aracılığıyla gerçekleşen tüketimle kıyaslamalar yapılmaktadır. Ölçme ve doğrulama sürecinin bu aşaması bazı istatistik temelli bilgilere sahip olmayı gerektirdiği gibi enerji tüketimine neden olan faktörlerin tayin edilmesi için enerji verimliliği uzmanlığı da gerektirmektedir.

Referans dönem veri setinin oluşturulması ile veri setinden hareketle istatistiksel modelin kurulması ve bu modelin uyum değerleriyle karşılaştırılarak kabul edilmesi aşamaları planlama safhasında gerçekleştirilir. Yeni durumda elde edilen verilerin referans dönemde kurulan modelle ilişkilendirilerek tüketim farkının tespiti ayarlama adı altında raporlama döneminde yer almaktadır.

Aşağıda hem referans dönem hem de raporlama döneminde yapılan model oluşturma ve ayarlama temelleri detaylı bir şekilde anlatılmaktadır.

25.5. Referans Dönem Veri Setinin Oluşturulması

Referans dönem veri seti, enerji verimliliği uygulamasından önceki dönemde gerçekleşen enerji tüketimini ve ona etki eden parametreleri içermektedir. Belirli bir dönem aralığına uygun olarak toplanmış olan veriler, uygun diziler halinde modellenmeye hazır hale getirilmektedir. Bazen aylık enerji tüketimleri, bazen haftalık, günlük veya saatlik verilerden de referans dönem veri setleri oluşturulmaktadır. Özellikle kullanılacak olan IPMVP seçeneğine göre değişmekle birlikte, tüm bina genelinde yapılan çalışmalarda aylık verilerden hareket edilmektedir.

Bazı uygulamalar öncesi ve sonrası ölçümlerini içermekte olup genelde Opsiyon A ile değerlendirilirken, referans döneme dair bir model kurmaktansa tahmin yoğunluğunu kabul ederek hızlı sonuca ulaşmayı sağlamaktadır. Örneğin, aydınlatma armatürlerinin daha verimli lambalarla değişimine yönelik çalışmalarda, hesaplanan örneklem sayısının demontaj öncesi ölçümü yapılırken, yenileme sonrasında da ölçüm alınarak aradaki farktan güç azaltımı hesaplanır ve tahmin edilen yıllık çalışma süresiyle çarpılarak ne kadar enerji kullanımının azaltıldığına dair sonuç elde edilebilir. Bu tür uygulamalarda enerji tüketimine etki eden faktörlerden ziyade mevcut ekipmanın direkt gücüne odaklanıldığı için referans dönem veri seti oluşturulmasına gerek olmamaktadır.

Ancak daha farklı çalışmalarda veya çok daha hassas sonuçların elde edilmesi beklendiğinde, daha karmaşık çözümlemeleri barındıran B ve C seçenekleri tercih edilir ki bunlar uyumlu bir referans dönem veri setini gerekli kılmaktadır.

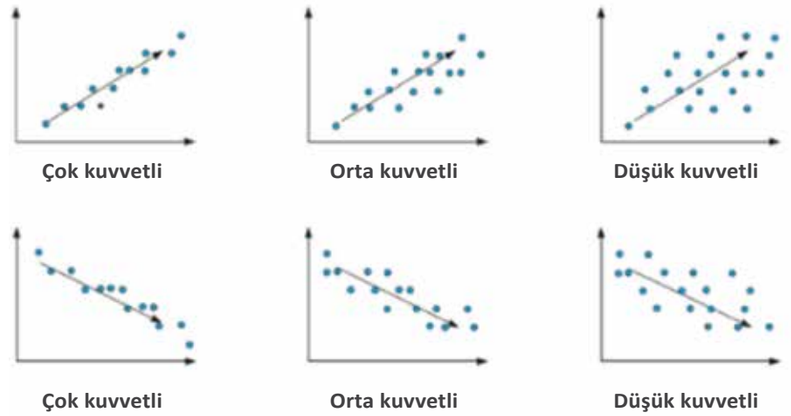
Örneğin bir binanın doğal gaz tüketiminin azaltılmasına yönelik, çok sayıda enerji verimliliği önleminin birlikte ele alınması için Opsiyon C iyi bir seçenektir. Böyle bir uygulamada doğal gaz tüketimi ve bu tüketime etki eden en önemli bağımsız değişken olan ısıtma derece gün verisi üzerinden bir model kurulabilir.

Sadece bina geneli için değil, özel bir ekipman üzerinden de irdeleme yapılırken benzer yaklaşım sergilenmektedir. Örneğin bir soğutma grubunun daha verimli bir soğutma grubuyla değiştirilmesi yoluyla sağlanacak olan verim artışına dair referans dönemin kurgulanmasında şu şekilde bir yaklaşım sergilenebilmektedir: Soğutma grubunun enerji tüketimine etki eden dış hava sıcaklığı, evaporatör tarafı su rejimi, su debisi gibi faktörler doğrudan elektrik gücüne etki etmektedir. O halde hassas bir çalışma tüm parametrelerin ölçümüne dayalı ancak sadece bu cihaza odaklı bir çalışmayla yürütülebilmektedir. Uzmanlar enerji tüketimine etki edebilecek tüm parametreler için mevcut duruma dair veri seti oluşturur ve bunun üzerinden bir model geliştirir. Daha sonra cihaz değişimiyle birlikte aynı parametreler tekrar ölçülür, ölçülen veriler referans dönemde kurulan modelde değerlendirilerek ayarlamalar yapılır ve karşılaştırılarak sonuca gidilir. Bu tür uygulamalarda IPMVP en az 12 dönemlik veri setinin olmasını beklemektedir. Yani C seçeneğiyle ilerlediğimizde en az 12 ay ve B seçeneğiyle ilerlediğimizde en az 12 dönem (saatlik, günlük, haftalık vb.) veri setine ihtiyaç duyulmaktadır.

25.6. Referans Dönem Hesaplamaları

25.6.1. Regresyon Analizi ve R^2

İstatistiksel modelin kurulması için enerji tüketiminin ve ona etki eden değişkenlerin arasındaki ilişki üzerinden hareket edilmektedir. Regresyon analizi, model kurulmasında kullanılan en temel yöntemdir. Bu noktada sadece korelasyon ve onun yönü değil, nedenselliğine dair de irdelemelerin yapılması ve modelin geçerli kılınması önemlidir. Her model kabul edilemez, bazı modellerde ilişki görülse de çok zayıftır. Bazı modellerde ise ilişki kuvvetli olsa dahi tam olarak durumu açıklamak için yetersiz kalabilmektedir. Şekil 25.3'te veri seti dağılımı ve ilişkinin kuvvetine yönelik örnek dağılımlar yer almaktadır.



Şekil 25.3: Veri Seti Dağılım Örnekleri

İlişkinin şiddeti R-kare (R-squared) veya R^2 terimiyle ifade edilir ve değeri 0-1 arasında değişmektedir. "1" değeri %100 ilişkiyi, "0" değeri ise %0 ilişkiyi ifade etmektedir. Doğrusal regresyon modelleri için tahmin performansını temsil eden ölçüttür. Bu değer, bağımsız değişkenin bağımlı değişkeni etkilediği durumların yüzdesel hacmini açıklamaktadır. Genel yaklaşımda, R^2 değeri için %70 ve üzeri olması gerektiği belirtilmektedir.

Enerji tüketimi ve ona etki eden değişkenler açısından incelendiğinde, yukarıda verilen doğal gaz ve ısıtma derece gün örneği arasında genellikle yüksek bir R^2 değeri görülmektedir. Eğer elektrik tüketimiyle ısıtma derece gün verisi arasında bir model kurmaya çalışırsak genelde çok düşük bir ilişki veya sıfıra yakın bir değer elde edilecektir. O yüzden model kurulmadan önce enerji tüketimine etki

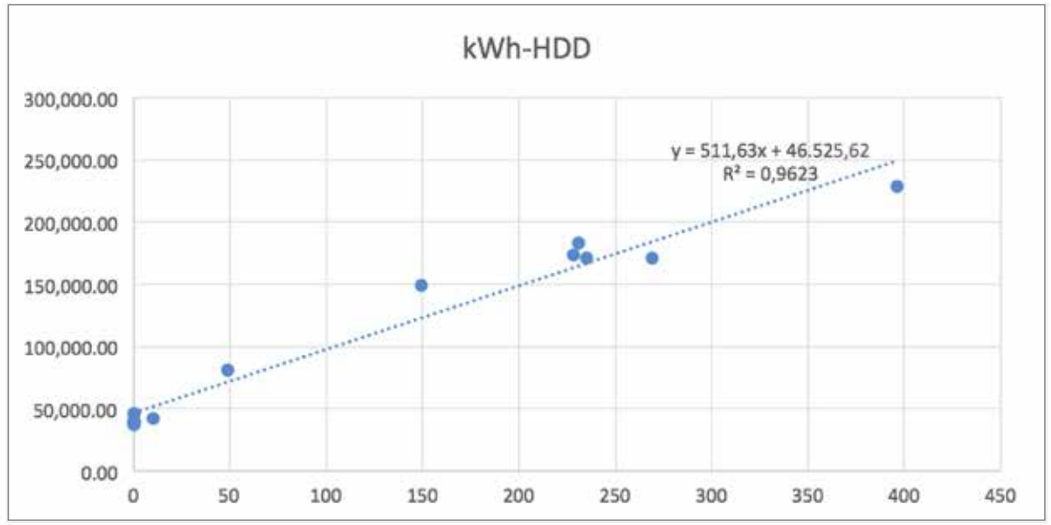
eden en temel parametreler ele alınmalıdır. Buradan şöyle bir soru akla gelebilir: Enerji tüketimine etki eden tüm parametreleri dikkate alabilir miyiz? Evet, alınabilir ancak bu parametrelerin referans dönem verilerine dair kayıt tutulmuyorsa işimiz oldukça zor olacaktır. Ayrıca raporlama döneminde de tüm parametreler için sistem kurgulamak ve ilave maliyetlere katlanmak durumunda kalınabilmektedir. Bu yüzden referans dönem modelinde, mümkün mertebe tüketime en fazla etki eden, bir veya iki bağımsız değişken ele alındığı görülmektedir. IPMVP bu konuda bir sınırlama getirmemekle birlikte en az bir bağımsız değişkene ihtiyaç duyulmaktadır. Bağımsız değişken sayısının artması modeli ve uygulamayı karmaşık hale getirdiği için çok fazla tercih edilmemektedir. MS Excel ile nasıl regresyon analizi yapılacağı ve kavramların tanımı ETKB tarafından yayımlanan Detaylı Ölçme ve Doğrulama (Ö&D) Kılavuzunun[1] Ek-2'sinde mevcuttur.

MS Excel aracılığıyla yapılan ve DOT fonksiyonun kullanıldığı örnek bir uygulama aşağıda yer almaktadır:

Tablo 25.2: Referans Dönem Veri Seti

Dönem	Doğal Gaz (kwh)	HDD
OCAK	228.336,00	396
ŞUBAT	170.897,00	269
MART	170.715,00	235
NİSAN	149.295,00	149
MAYIS	81.154,00	49
HAZİRAN	45.805,00	0
TEMMUZ	39.269,00	0
AĞUSTOS	39.357,00	0
EYLÜL	36.810,00	0
EKİM	42.039,00	10
KASIM	173.296,00	228
ARALIK	183.062,00	231
TOPLAM	1.360.035,00	
ORTALAMA	113.336,25	

[1] https://enerji.gov.tr//Media/Dizin/EVCED/tr/EnerjiVerimlili%C4%9Fi/EnerjiPerformansS%C3%B6zle%C5%9Fmeleri/Belgeler/Ek-9.pdf



Şekil 25.4: kWh-HDD Arasındaki Dağılım Grafiği

R^2 : 0,96
RMSE : 14.661,76 kWh
Katsayı : 511,63
Sabit : 46.525,62

Model
Doğal gaz : 511,63 x HDD + 46.525,62

R^2 değerinin %70'in üzerinde olduğu ve oldukça kuvvetli bir değer aldığı görülmektedir. Bu durumda model ilk değer açısından uygun olup diğer uyum değerleri de aşağıdaki sıra ile kontrol edilmelidir.

25.6.2. Değişkenler Arası İstikrar ve CV_{RMSE}

Kurulan modelde R^2 dışında da dikkat edilmesi gereken uyum değerleri bulunmakla birlikte bunların en önemlisi CV_{RMSE}'dir (ortalama karekök hatasının değişim katsayısı). Bu değer bağımlı değişken ve bağımsız değişken/değişkenler arasındaki ilişkinin istikrarsızlığına dair bir gösterge niteliği taşımaktadır. 0-1 arasında değişmekte olup yüzdesel olarak ne kadar düşük olursa o kadar uyumlu bir durum olduğunu belirtmektedir. CV_{RMSE} değeri için referans değer %20 (0,2) olup bazı uygulamalarda %25 (0,25) değerine kadar esnekliğin kabul edildiği görülmektedir.

Veri setinin regresyon analiziyle birlikte tespit edilen model belirsizliği değeri olan RMSE (ortalama hataların karekökü) ile veri setine giren bağımlı değişken (örneğin: enerji tüketimi) değerlerinin ortalamasına oranlanmasıyla hesaplanmaktadır. Daha anlaşılır olması açısından bir binaya ait 12 aylık doğal gaz tüketimi ve ısıtma derece gün (HDD) verileri üzerinden hesaplama yapılacaktır (Tablo 25.3).

Tablo 25.3: Referans Dönem Veri Seti

Dönem	Doğal Gaz (kwh)	HDD
OCAK	228.336,00	396
ŞUBAT	170.897,00	269
MART	170.715,00	235
NİSAN	149.295,00	149
MAYIS	81.154,00	49
HAZİRAN	45.805,00	0
TEMMUZ	39.269,00	0
AĞUSTOS	39.357,00	0
EYLÜL	36.810,00	0
EKİM	42.039,00	10
KASIM	173.296,00	228
ARALIK	183.062,00	231

Toplam doğal gaz tüketimi : 1.360.035 kWh
Ortalama doğal gaz tüketimi : 113.336,25 kWh
Regresyon analiziyle belirlenen RMSE değeri : 14.661,76 kWh

Bu değer modelin hatasını göstermektedir. Regresyon analizi için MS Excel Çözümleme aracı veya aynı uygulamadaki DOT fonksiyonu kullanılarak bu değer hesaplanabilmektedir.

CV_{RMSE} = RMSE / Ortalama doğal gaz tüketimi = 14.661,76 kWh / 113.336,25 kWh = 0,13
Bulunan değer, referans değer olan 0,2'nin altında olup uygundur.

25.6.3. Tahmini Değerlerin Doğrulanması

Regresyon analizi veya DOT fonksiyonu ile bulunan model aşağıdakine benzer bir yapıdadır:
Tek değişkenli modelde : $Y = a.X + b$
Çok değişkenli modelde : $Y = a.X_1 + b.X_2 + \ldots + z.X_n$

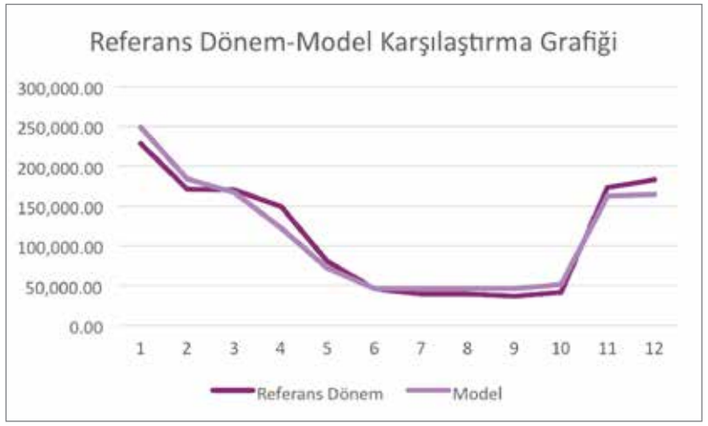
Veri setinde yer alan her dönem için bu denklem ile enerji tüketimi (Y değeri) hesaplanır ve toplamı alınır. Eğer gerçek tüketim toplamı ile tahmini değerlerin toplamı arasındaki fark 0,005 değerinden küçükse model uygundur. Oluşturulan modelde tahmini değerler doğrulanmıştır denilebilir. Bu doğrulama işlemi, aynı örnek üzerinden aşağıdaki gibi açıklanabilir.

Veri seti için hesaplanan model, Doğal Gaz = 511,63 x HDD + 46.525,62 olarak belirlenmişti. Veri setindeki aylık ısıtma derece gün (HDD) verilerini bu denklemde yerine koyarak, her ay için enerji tüketimine yönelik bir tahmin oluşturulması gerekmektedir.

Tablo 25.4: Model Karşılaştırma

Dönem	Doğal Gaz (kwh)	HDD	Model
OCAK	228.336,00	396	249.131,10
ŞUBAT	170.897,00	269	184.154,09
MART	170.715,00	235	166.758,67
NİSAN	149.295,00	149	122.758,49
MAYIS	81.154,00	49	71.595,49
HAZİRAN	45.805,00	0	46.525,62
TEMMUZ	39.269,00	0	46.525,62
AĞUSTOS	39.357,00	0	46.525,62
EYLÜL	36.810,00	0	46.525,62
EKİM	42.039,00	10	51.641,92
KASIM	173.296,00	228	163.177,26
ARALIK	183.062,00	231	164.712,15
TOPLAM	**1.360.035,00**		**1.360.031,65**

Tablo 25.4 incelendiğinde, doğal gaz kWh sütunundaki değerlerle model sütunundaki değerlerin birebir aynı olmadığı ancak birbirine çok yakın olduğu görülmektedir. Bu, kurduğumuz modelin gerçekten ne kadar uzaklaştığının bir göstergesidir. Eğer düşük bir R^2 değerimiz olsaydı, buradaki farklar da oldukça yüksek olacaktı. İyi bir R^2 değerimiz olduğu için küçük farklılıklarla sonuçlanmıştır. Her iki sütunun alt toplamı yani gerçek tüketim ve modele göre tüketimlerin yüzdesel farkına bakılarak gerekli doğrulama yapılmaktadır. Referans dönem veri setindeki değerlerle, modelden elde edilen değerler üzerinden oluşturulan grafik Şekil 25.5'te yer almaktadır. Bu grafikte, her iki çizginin mümkün olduğunca paralel ve üst üste gelmesi iyi bir modelle ilerlendiğinin göstergesidir.



Şekil 25.5: Referans Dönem-Model Karşılaştırma Grafiği

25.6.4. Bağımsız Değişkenin/Değişkenlerin Duyarlılığı

Regresyon analizi veya DOT fonksiyonuyla tespit edilen bağımsız değişken t değeri (t-stat) kontrol edilir. Bu değerin 2'den büyük olması veya -2'den küçük olması beklenmektedir. Uygunluk sağlandığı takdirde bağımsız değişkenin bağımlı değişkene duyarlılığı olduğu yorumu yapılmaktadır.

25.6.5. Referans Dönem Modelinin Belirsizliğinin Hesaplanması

Ö&D hesaplamalarında belirsizliği oluşturan bazı kaynaklar vardır. Bunlar genel hatlarıyla aşağıda yer almaktadır:

- Örneklem Belirsizliği
- Model Belirsizliği
- Sayaç Belirsizliği
- Tahmin Belirsizliği

Yapılan çalışmaya projeler özelinde farklı belirsizlik kaynakları da dahil edilebilir. Her belirsizlik kaynağının etki ettiği dönemi de belirlemek gerekmektedir. Bazı kaynaklar referans dönemde, bazıları raporlama döneminde çözümlemeye dahil edilebilir.

Özellikle referans dönemde dikkate alınması gereken en önemli belirsizlik kaynağı, modelden gelen belirsizliktir. Bunun dışında örneklemin belirlenmesinde dikkate alınan yaklaşıma yönelik belirsizlik veya verilerin bir sayaçtan okunmasından kaynaklı belirsizlikler referans dönem hesaplamasına dahil edilebilir. Çoğu uygulamada referans dönem belirsizlik hesaplamasında sadece model belirsizliği dikkate alınmaktadır. Enerji tüketim verileri direkt bir sayaçtan alınan fatura edilmiş veriler olduğu için gerekli düzeltmelerin fatura eden kurum tarafından yapıldığı kabulüyle belirsizlik olarak algılanmaz. Ancak referans dönem veri setinin olmadığı ve uygulama öncesinde bir sayaç konumlandırılarak belirli bir süre ölçüm yapılmasıyla oluşturulan referans dönem veri setleri için sayaç belirsizliği sürece dahil edilebilmektedir. Bu yaklaşım tamamen Ö&D uzmanının takdirinde olup yapılacak çalışmanın hassasiyetine etki edeceği için doğru yorumlanması gereken bir durumdur.

Yukarıda yapılan hesaplamalar için belirsizlik hesabının ne şekilde yapıldığını anlatan örnek çözümleme aşağıda yer almaktadır:

Analiz sonrası tespit edilen model belirsizliği (RMSE) değeri 14.661,76 kWh olarak belirlenmişti. Bu değerin belirli bir güven seviyesinde ifade edilmesi gerekmektedir. Ö&D çalışmalarında en sık kullanılan güven seviyeleri %95, %90, %80 ve %50 değerleridir.

Bu değerlere karşılık gelen t değeri aşağıdaki tablodan okunur. Değerin belirlenmesi için aynı zamanda serbestlik derecesinin de tespit edilmesi gerekmektedir.

Serbestlik Derecesi = Örneklem Sayısı – 1 – Bağımsız Değişken Sayısı

Yukarıdaki örnekte örneklem sayısı 12 ve bağımsız değişken sayısı 1 (HDD) olduğuna göre serbestlik derecesi 10 olarak hesaplanmıştır.

Tablo 25.5: t Tablosu

Serbestlik Derecesi	Güven Seviyesi				Serbestlik Derecesi	Güven Seviyesi			
	95%	90%	80%	50%		95%	90%	80%	50%
1	12,71	6,31	3,08	1,00	16	2,12	1,75	1,34	0,69
2	4,30	2,92	1,89	0,82	17	2,11	1,74	1,33	0,69
3	3,18	2,35	1,64	0,76	18	2,10	1,73	1,33	0,69
4	2,78	2,13	1,53	0,74	19	2,09	1,73	1,33	0,69
5	2,57	2,02	1,48	0,73	21	2,08	1,72	1,32	0,69
6	2,45	1,94	1,44	0,72	23	2,07	1,71	1,32	0,69
7	2,36	1,89	1,41	0,71	25	2,06	1,71	1,32	0,68
8	2,31	1,86	1,40	0,71	27	2,05	1,70	1,31	0,68
9	2,26	1,83	1,38	0,70	31	2,04	1,70	1,31	0,68
10	2,23	1,81	1,37	0,70	35	2,03	1,69	1,31	0,68
11	2,20	1,80	1,36	0,70	41	2,02	1,68	1,30	0,68
12	2,18	1,78	1,36	0,70	49	2,01	1,68	1,30	0,68
13	2,16	1,77	1,35	0,69	60	2,00	1,67	1,30	0,68
14	2,14	1,76	1,35	0,69	120	1,98	1,66	1,29	0,68
15	2,13	1,75	1,34	0,69	∞	1,96	1,64	1,28	0,67

%90 güven seviyesinde 10 serbestlik derecesi için t değeri 1,81 olarak belirlenmiştir.

Enerji verimliliği önlemi sonrasında beklenen tasarrufun 979.255 kWh olduğunu kabul edersek, belirsizlik aşağıdaki gibi hesaplanacaktır:

Mutlak Belirsizlik = Model Belirsizliği x 1,81 x $\sqrt{12}$ (Dönem Sayısı) = 14.661,76 x 1,81 x $\sqrt{12}$

Mutlak Belirsizlik = 92.054,60 kWh olarak belirlenmiştir.

Bu değeri rölatif olarak da ifade etmemiz gerekmektedir.

Rölatif Belirsizlik = 92.054,60 kWh / 979.255 kWh = 0,094 --> %9,4

979.255 ± 92.054,60 kWh veya 979.255 ± %9,4 diyebiliriz. Uygulamalarda bu değerleme biraz daha net sayılarla ifade edilmekte ve yuvarlamalar yapılmaktadır. O yüzden aşağıdaki şekilde ifade daha makul olmaktadır:

979.000 kWh ± 92.000 kWh veya 979.000 kWh ± %9,4 kWh

Sayaç belirsizliği ile ilgili ekleme yapılmak istenebilir. Bu durum genelde bir kurum tarafından okunmayan sayaçlarda kullanılır. Örneğin doğal gaz sayacı yerel gaz dağıtım kuruluşu tarafından okunur ve fatura edilir. Buradaki değerlerde gerekli düzeltmeler yapılarak belirsizlik direkt kurum tarafından dikkate alınır. Ancak direkt bir enerji analizörü, ölçüm cihazı veya kalorimetre üzerinden alınan veriler ışığında hesaplama yapılmak istendiğinde, sayaç belirsizliği de dikkate alınmalıdır. Sayaç belirsizliğinin tasarrufa olan etkisini hesaplamak için üretici firmanın belirsizlik yüzdesi üzerinden değerleme yapılır. Ayrıca beklenen tasarruf üzerinden hesaplama yapılacağı için, önlemden beklenen tasarruf değeri de hesaplamada dikkate alınır. Örnek bir hesaplama aşağıda yer almaktadır.

Aylık Ortalama Enerji Tüketimi: 6.103,56 kg (Fuel-Oil)

Güven Seviyesi: %95 (Sayaç Belirsizlik Hesaplamalarında %95 Güven Seviyesi Kullanılır)

Önlemden Beklenen Toplam Tasarruf Oranı: %72

t değeri: 1,96 (%95 Güven Seviyesi ve ∞ Serbestlik Derecesinde)

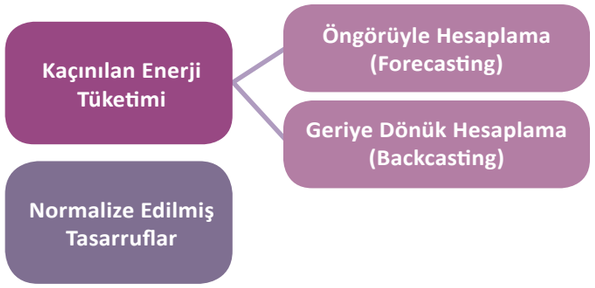
Kalorimetre Belirsizliği: %1 (Üretici Verisi)

Sayaç Belirsizliği = 1,96 x 6.103,56 x (1-%72) x %1 = 33,49 kg

Sayaçtan kaynaklı belirsizlik ±33,49 kg olacaktır.

25.7. Raporlama Dönemi Verileri ve Ayarlamalar

Raporlama dönemi, enerji verimliliği önlemi veya önlemleri uygulandıktan ve devreye alındıktan sonraki süreçte başlamaktadır. Bu dönemde referans dönemdeki veri setine paralel bir izleme yapılarak referans dönem modelindeki parametrelerin hangi değerleri aldığı tespit edilmektedir. Daha sonra karar verilen hesaplama metodu üzerinden rutin ve rutin olmayan ayarlamalar yapılarak tasarrufların doğrulaması gerçekleştirilmektedir. Hesaplamalarda temelde iki yöntem kullanılmaktadır.



Şekil 25.6: IPMVP Temel Hesaplama Yöntemleri

Bunlara ilave olarak, genellikle ekipman değişiminde kullanılan öncesi-sonrası ölçümü yoluyla yapılan hesaplamalar da belirli durumlarda kullanılmaktadır. Aşağıda bu yöntemler hakkında açıklamalar yer almaktadır.

25.7.1. Kaçınılan Enerji Tüketimi (Avoided Energy Consumption)

25.7.1.1. Öngörüyle Hesaplama (Forecasting)

En çok tercih edilen yöntem olup uygulaması oldukça kolaydır. Referans dönemde belirlenmiş olan model üzerinden raporlama dönemi verilerine yönelik ayarlama yapılmaktadır. Yani referans dönemdeki bağımsız değişken değerlerinin yerine, raporlama dönemindekiler koyulmaktadır. Böylece referans dönemdeki bağımsız değişken değerleri, raporlama döneminkiyle aynı olsaydı ne kadar enerji tüketilirdi sorusunun yanıtı bulunarak, gerçekleşen tüketim bu değerden çıkartılmaktadır. Bunun sonucunda, gerçekte ne kadar enerji tüketiminden kaçınıldığı ortaya konulmaktadır. Yapılan bu ayarlama işlemine referans dönem ayarlaması veya rutin ayarlama denilmektedir.

Yukarıdaki bölümlerde kullanılan veri setine göre kurulan modeli tekrar ele alalım. Bu modele temel teşkil eden enerji verimliliği uygulaması tamamlanmış, yeni sistemin enerji tüketim kayıtları eş dönem aralıklarıyla toplanmış ve Tablo 25.6'daki veriler elde edilmiştir.

Tablo 25.6: Raporlama Dönemi Veri Seti

Dönem	Raporlama Dönemi	
	Doğal Gaz kWh	HDD
OCAK	75.122,54	405
ŞUBAT	53.832,56	258
MART	59.750,25	253
NİSAN	47.027,93	132
MAYIS	26.699,67	42
HAZİRAN	16.031,75	0
TEMMUZ	12.369,74	0
AĞUSTOS	13.774,95	0
EYLÜL	12.110,49	0
EKİM	13.242,29	16
KASIM	60.653,60	260
ARALIK	60.227,40	215
TOPLAM	**450.843,15**	

Referans dönem enerji tüketimi toplamı 1.360.035 kWh değerindeydi. Uygulama sonrasındaki 12 aylık dönemdeki enerji tüketimlerinin toplamı ise 450.843,15 kWh olmuştur. Çok kaba değerlemeyle, geçmiş yıla göre 909.191,85 kWh tasarruf gözükmektedir. Ancak bu şekilde yorumlamak doğru olmayacaktır. Hangi şartlarda bu sonuç elde edilmiştir? Dolayısıyla elma ile elma olarak tabir edilen eş düzlemde ilişki kurmak için referans dönem verisinin raporlama dönemine göre ayarlanması gerekmektedir. Bu amaçla, referans dönemde belirlenen model kullanılmaktadır.

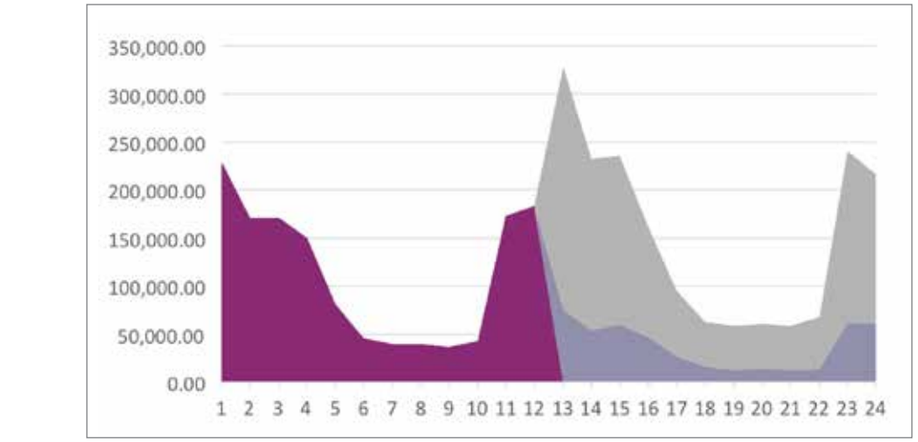
Doğal Gaz = 511,63 x HDD + 46.525,62

HDD yerine, raporlama dönemi HDD verileri koyularak doğal gaz tüketimi hesaplanır. Bu değer referans dönemdeki tüketimin raporlama dönemindeki koşullara getirilmiş halidir.

Tablo 25.7: Referans Dönem Ayarlaması

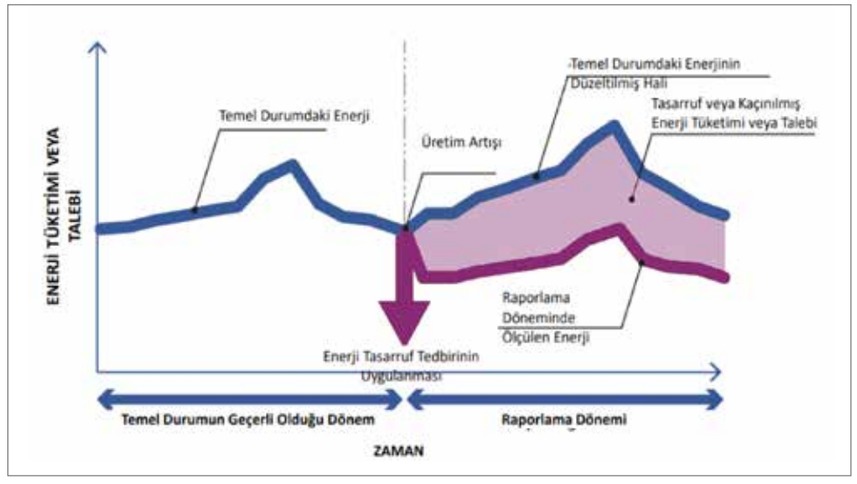
Dönem	Raporlama Dönemi		REFERANS DÖNEM AYARLAMASI			Dönem
			SABİT	HDD KATS.	TOPLAM	
	Doğal Gaz kWh	HDD	46.525,62	511,63	kWh	
OCAK	75.122,54	405	46.525,62	207.210,15	253.735,77	178.613,23
ŞUBAT	53.832,56	258	46.525,62	132.000,54	178.526,16	124.693,60
MART	59.750,25	253	46.525,62	129.442,39	175.968,01	116.217,76
NİSAN	47.027,93	132	46.525,62	67.535,16	114.060,78	67.032,85
MAYIS	26.699,67	42	46.525,62	21.488,46	68.014,08	41.314,41
HAZİRAN	16.031,75	0	46.525,62	0,00	46.525,62	30.493,87
TEMMUZ	12.369,74	0	46.525,62	0,00	46.525,62	34.155,88
AĞUSTOS	13.774,95	0	46.525,62	0,00	46.525,62	32.750,67
EYLÜL	12.110,49	0	46.525,62	0,00	46.525,62	34.415,13
EKİM	13.242,29	16	46.525,62	8.186,08	54.711,70	41.469,41
KASIM	60.653,60	260	46.525,62	133.023,80	179.549,42	118.895,82
ARALIK	60.227,40	215	46.525,62	110.000,91	156.526,53	96.299,13
TOPLAM	**450.843,15**				**1.367.194,93**	**916.351,76**

Tablo 25.7'de görüldüğü üzere, ayarlanmış referans dönem değerine göre yapılan hesaplamada 916.351,76 kWh enerji kullanımından kaçınıldığı tespit edilmiştir. Burada kavramsal olarak kaçınılan enerjinin daha iyi anlaşılabilmesi için aşağıdaki grafik incelenebilir. Daha açık ifade etmek gerekirse; eğer enerji verimliliği önlemi uygulanmamış olsaydı enerji tüketimi gri alanı oluşturan eğri ile sınırlı olacakken önlem sonrası turuncu eğriye düşürülmüş, böylece önlem sayesinde gri alandaki enerji kullanımından vazgeçilmiştir (Şekil 25.7).



Şekil 25.7: Referans Dönem Enerji Tüketimi ve Kaçınılan Enerji Kullanımı

Daha iyi ilişki kurabilmek ve anlaşılır olmasını sağlamak için Şekil 25.8'de gösterilen temel IPMVP eşitliği de incelenebilir.



Şekil 25.8: Temel IPMVP Grafiği

25.7.1.2. Geriye Dönük Hesaplama (Backcasting)

Çok sık tercih edilmeyen ancak yerine göre kullanımı uygun olan özel bir yöntemdir. Bu yöntemde öngörüyle hesaplama yönteminin tersi yapılır. Yani raporlama dönemi verilerinden hareketle bir model oluşturularak referans dönem verileri oluşturulur ve hesaplama aynı şekilde yapılır. Normal şartlarda kullanımı uygun olmayan ancak referans dönem veri setinden bazılarının eksik olduğu durumlarda tercih edilebilmektedir. Bu yöntemi kullanabilmek için uygulamayı tamamlamak ve uygulama sonrası belirli bir süre ölçüm alarak aynı eş güdümde geriye doğru onları işlemek gerekeceğinden oldukça zahmetlidir. Ayrıca bu yöntem yerine enerji modellemesi yoluyla işlemler yapmak daha tercih edilir bir yöntemdir. Bu yüzden daha fazla detaya girilmemiştir.

25.7.2. Normalize Edilmiş Tasarruflar (Normalized Energy Savings)

Normalize edilmiş tasarruflar; referans dönem için oluşturulan modele karşılık, raporlama döneminde oluşturulan modelin, bir başka bağımsız değişken verisiyle ortak şekilde hesaplanarak farklarının alınmasıdır. Genelde 10 yıllık ortalama değerlerin tercih edildiği bu tür uygulamalar aşağıdaki gibi örneklendirilebilir.

Yukarıdaki bölümlerde sunulan referans dönem veri setinden hareketle ısıtma tüketimi kaynaklı doğal gaz tüketimini hesaplamak için aşağıdaki model belirlenmişti:

Doğal Gaz = 511,63 x HDD + 46.525,62

Bunun ardından, raporlama dönemi veri setinden de kendi özelinde bir regresyon veya en küçük kareler yöntemiyle (DOT) farklı bir model belirlenir. Raporlama dönemi için belirlenen model aşağıdaki gibidir:

Doğal Gaz = 165,28 x HDD + 15.794,10

Bu iki model önlemin uygulanacağı bölgenin 10 yıllık ortalama HDD verileriyle çözümlenir ve her ikisinin farkı alınarak normalize tasarruf hesaplanır.

Tablo 25.8: Normalize Edilmiş Tasarruflar

Dönem	Normal HDD	Referans Dönem Model	Raporlama Dönemi Mode	Normalize Tasarrufla
		kWh	kWh	kWh
OCAK	412,6	75.122,54	405	405
ŞUBAT	326,6	53.832,56	258	258
MART	293,6	59.750,25	253	253
NİSAN	168,4	47.027,93	132	132
MAYIS	45,6	26.699,67	42	42
HAZİRAN	0	16.031,75	0	0
TEMMUZ	0	12.369,74	0	0
AĞUSTOS	0	13.774,95	0	0
EYLÜL	0	12.110,49	0	0
EKİM	16,8	13.242,29	16	16
KASIM	295,5	60.653,60	260	260
ARALIK	311,6	60.227,40	215	215
TOPLAM		**1.329.311,20**	**435.542,10**	**893.769,11**

Bu yöntemle hesaplanan normalize tasarruflar 893.769,11 kWh değerindedir.

25.8. Öncesi-Sonrası Hesaplama Yöntemi

Öncesi-sonrası yöntemi genellikle bir ekipmanın değişiminden hareketle ortaya çıkan güç azaltımını referans alarak, yeni durumun yıllık tahmini çalışma süresiyle çarpılması yoluyla olası tasarrufun hesaplandığı yöntemdir. Genellikle aydınlatma armatürü dönüşümlerinde sık kullanılan ve hesaplaması oldukça basit bir yöntemdir.

25.9. Rutin Olmayan Ayarlamalar

Rutin olmayan ayarlamalar, değişmesi beklenmeyen ancak değişirse enerji tüketimine doğrudan etki edebilecek faktörlerin varlığıyla ilişkilidir. Bu faktörlere statik faktörler denilmektedir ve planlama safhasında tespit edilerek takip altına alınır. Olası bir değişim meydana gelirse, yapılacak ayarlamalara bu değişimin etkisine yönelik ampirik bir hesaplama dahil edilerek hassas bir çalışma ortaya koyulmaktadır. Örneğin bir binanın kullanım alanı 20.000 m² iken planlanan bir çalışmada tüm tüketim için bu alan baz alınmaktadır. Bina işletmesi otoparklarından birini kullanılabilir ofis alanına dönüştürdüğünde, referans döneme göre ek bir tüketim ortaya çıkacağı için rutin olmayan bu durumun da hesaplamalara dahil edilmesi gerekmektedir. Bu ayarlama için standart bir hesaplama yöntemi olmayıp metodun tamamen binanın veya işletmenin özelinde geliştirilmesi gerekmektedir.

25.10. Mevcut Binalarda Ö&D Yöntemleri

25.10.1. İzole Edilmiş Tadilat (Retrofit Isolation) Yaklaşımı

İzole edilmiş tadilat yaklaşımı, bir ekipmanın veya sistemin enerji tüketimini belirlemek amacıyla doğrudan o sistem veya ekipman üzerinden kurgulanan modellerle ölçülmesi ve doğrulanmasıdır. Tipik olarak, enerji kullanımı, güç ve benzeri parametrelerin belirlenmesi için temsili modeller geliştirilerek hesaplanır. Burada ekipmanın veya sistemin tüketimine dair sayaç veya analizör aracılığıyla kWh ölçümü yapılabileceği gibi kWh hesaplamasına yeterli olacak parametrelerin ölçülmesi veya bazıları için tahminler oluşturulması durumu söz konusu olabilmektedir. Opsiyon A veya Opsiyon B seçeneklerinin kullanıldığı izole edilmiş tadilat yaklaşımında ya tüm parametreler ölçülmekte ya da temel parametre ölçülerek diğerleri için kabul edilebilir bir tahmin oluşturulmaktadır.

25.10.1.1. Tadilatların Sınıflandırılması

Sınırlandırılmış tadilat yaklaşımına göre, bileşenler veya son kullanımlar aşağıdaki tanımlara göre sınıflandırılabilir:

1. Sabit yük, sabit kullanım sistemleri; sistem tarafından kullanılan enerjinin sabit olduğu (%5'ten az değişir) ve sistem kullanımının tadilat sonrası sabit (%5'ten az değişir) olduğu sistemleri içerir.
2. Sabit yük, değişken kullanımlı sistemler; sistem tarafından kullanılan enerjinin sabit olduğu (%5'ten az değişir), ancak sistemin kullanımının taban çizgisi veya tadilat sonrası değişken olduğu (%5'ten fazla değişir) sistemleri içerir.
3. Değişken yük, sabit kullanım sistemleri; sistem tarafından kullanılan enerjinin değişken olduğu (%5'ten fazla değişir), ancak sistemin kullanımının temel veya tadilat sonrası sabit (%5'ten az değişir) olduğu sistemleri içerir.
4. Değişken yük, değişken kullanımlı sistemler; sistem tarafından kullanılan enerjinin değişken olduğu (%5'ten fazla değişir) ve sistemin kullanımının temel veya tadilat sonrası değişken (%5'ten fazla değişir) olduğu sistemleri içerir.

Tablo 25.9: Tadilat Öncesi ve Sonrası İçin Olası Durumlar

Durumlar	Tadilat Öncesi	Tadilat Sonrası
Durum 1	Sabit Yük	Sabit Yük
Durum 2	Sabit Yük	Değişken Yük
Durum 3	Değişken Yük	Sabit Yük
Durum 4	Değişken Yük	Değişken Yük

25.10.1.2. Ayrıntılı Güçlendirme İzolasyon Ölçümü ve Doğrulama Prosedürleri

ASHRAE Kılavuz 14-2002/2014 Ek E, pompalar, fanlar, soğutucular, kazanlar ve fırınlar, aydınlatma ve büyük ve üniter HVAC sistemleri için tasarrufların ölçülmesi ve doğrulanmasına yönelik ayrıntılı sınırlandırılmış tadilat prosedürlerini içermektedir. Basit bir kerelik ölçümlerden karmaşık modellere kadar değişen bu prosedürlerin bazıları aşağıda yer almaktadır.

25.10.1.2.1. Pompalar

Pompa sistemleri üç kategori ile karakterize edilebilir:

- Sabit hız, sabit hacim
- Sabit hız, değişken hacim
- Değişken hız, değişken hacim

A. Sabit Hızlı ve Sabit Hacimli Pompalar

Sabit hacimli pompalama sistemleri, son kullanımda veya pompada üç yollu vanalar ve baypas hatları kullanır. Sistemdeki yük değiştikçe, pompa basıncı ve akışı nispeten sabit tutulur ve pompa giriş gücü neredeyse sabit kalır. Pompa motor hızı sabit olduğundan, sabit hacimli pompalama sistemleri tek bir çalışma noktasına sahiptir.

B. Sabit Hızlı ve Değişken Hacimli Pompalar

Sabit hızlı pompalara sahip değişken pompalama sistemleri, akışı gerektiği gibi modüle etmek için iki yollu kontrol vanalarını kullanır. Sabit hızlı değişken hacimli pompa sistemlerinde, yüke tepki olarak sistem basınç düşüşü değiştikçe, akış pompa eğrisi boyunca değişir. Bazı durumlarda, sistem diferansiyel basıncı çok büyük olursa baypas vanalarıyla kontrol edilebilir. Bu tür sistemlerin, o akış hızındaki pompa eğrisi tarafından belirlendiği üzere, herhangi bir akış için olası tek bir çalışma noktası vardır.

C. Değişken Hızlı ve Değişken Hacimli Pompalar

Sabit hızlı değişken hacim sistemi gibi, bölge yüklerine akış tipik olarak iki yollu kontrol vanaları kullanılarak modüle edilir. Bununla birlikte, değişken hızlı değişken hacimli pompa sistemlerinde, akış yükü gereksinimlerine uyacak şekilde pompa hızını ayarlamak için bir statik basınç kontrolörü kullanılır. Bu sistemlerde belirli bir akış, çeşitli basınçlarda veya hızlarda sağlanabileceğinden, yalnızca pompa eğrisinden ve akış yükünden çalışma noktası belirlenemez. Ayrıca, sistem tasarımı ve kontrol stratejisi, basınç veya akış üzerinde kısıtlamalar getirir. Bu tür sistemler, pompalama yüküne bağlı olarak aynı akış hızını gerektiren bir dizi sistem eğrisine sahiptir.

Pompalar için kullanılan altı farklı test yöntemi Tablo 25.10'da tanımlanmaktadır.

Tablo 25.10: Pompalarda Test Yöntemleri

Yöntem	Açıklamalar
Tek Nokta Testi Sabit hacimli ve sabit hızlı pompalama sistemleri. Tasarım çalışma koşullarını, pompa ve sistem eğrilerini doğrulamak için kullanılır.	**Ölçüm Parametreleri** • Debi • Elektrik gücü • Fark basıncı • Tipik çalışma koşullarındayken dönme hızı **Test Adımları** • Pompayı sistem için tipik mevcut çalışma koşullarında çalıştırın. • Pompa emiş ve basma basıncını veya fark basıncını ölçün. • Pompa debisini ölçün. • Motor RMS güç girişini ölçün. • Hızı ölçün. • Pompa karakteristiklerini hesaplayın.
Üretici Eğrisi ile Tek Nokta Testi Değişken hacimli sabit hızlı pompalama sistemleri. Diğer çalışma noktalarındaki gücü belirlemek için üreticinin pompa, motor ve tahrik sistemi verileriyle birlikte kullanılır.	**Ölçüm Parametreleri** • Debi • Elektrik gücü • Fark basıncı • Tipik çalışma koşullarındayken dönme hızı **Test Adımları** • Üreticinin pompa performans eğrilerini edinin. • Pompayı tipik mevcut çalışma koşullarında çalıştırın. • Pompa emiş ve basma basıncını veya fark basıncını ölçün. • Pompa debisini ölçün. • Motor RMS güç girişini ölçün. • Hızı ölçün. • Pompa karakteristiklerini hesaplayın.
Pompada Uygulanan Yüklerle Çoklu Nokta Testi Değişken hacimli sabit hızlı pompalama sistemleri. Yükler, mevcut kontrol vanaları ile pompanın aşağı akışına uygulanır. Pompa çalışması, pompa eğrisini takip eder. Daha eksiksiz pompa sistemi değerlendirmesi için pompa diferansiyel basıncı ve dönüş hızı da ölçülebilir.	**Ölçüm Parametreleri** • Debi • Farklı yükler için elektrik gücü **Test Adımları** • Pompayı maksimum akış için sistem konfigürasyonu seti ile çalıştırın. • Pompa debisini ölçün. • Motor RMS güç girişini ölçün. • Akışı azaltmak için sistem konfigürasyonunu değiştirin ve 2. ve 3. ölçüm adımlarını tekrarlayın. • Pompa karakteristiklerini hesaplayın.

Yöntem	Açıklamalar
Bölgede Uygulanan Yüklerle Çoklu Nokta Testii Değişken hacimli sistemler. Yükler, sistem geniş bir akış hızı aralığında olacak şekilde bina veya bölgelere yüklenir. Mevcut pompa değişken hız kontrol stratejisinin çalışmasına izin verilir. Daha eksiksiz pompa sistemi değerlendirmesi için pompa diferansiyel basıncı ve dönüş hızı da ölçülebilir.	**Ölçüm Parametreleri** • Hacimsel akış hızı Test prosedürlerinde belirtildiği gibi bir dizi bina veya bölge termal yükleri için elektrik gücü • Tipik çalışma koşullarındayken dönme hızı **Test Adımları** • Pompayı maksimum akış için yapılandırılmış sistemle çalıştırın. • Pompa debisini ölçün. • Motor RMS güç girişini ölçün. • Sistem konfigürasyonunu değiştirin ve 2. ve 3. ölçüm adımlarını tekrarlayın. • Pompa karakteristiklerini hesaplayın.
Kısa Süreli İzleme İle Çoklu Nokta Testi Değişken hacimli değişken hızlı sistemler. Sistemin çok çeşitli yükler ve pompa akış hızları yaşayacağı şekilde bir izleme periyodu seçilmelidir. Daha eksiksiz pompa sistemi değerlendirmesi için pompa diferansiyel basıncı ve dönüş hızı da ölçülebilir.	**Ölçüm Parametreleri** • Debi • Test prosedürlerinde belirtildiği gibi bir dizi bina veya bölge termal yükleri için elektrik gücü **Test Adımları** • Test için uygun zaman aralığını seçin. • Pompa çalışmasını izleyin ve pompa kapasitesi ve motor RMS güç girişi için veri değerlerini kaydedin. • Pompa karakteristiklerini hesaplayın.
Pompa Özellikleri İçin Akış Yok Testi (Kapalı Vana Testi) Her tür santrifüj pompa (pozitif deplasmanlı pompalarda kullanılması önerilmez)	**Ölçüm Parametreleri** Sıfır akış koşullarında (kapatma yüksekliği) fark basıncı ve çark boyutunu belirlemek için üreticinin pompa eğrileriyle karşılaştırın. **Test Adımları** • Pompayı tasarım çalışma koşullarında çalıştırın ve tahliye vanasını tamamen kapatın. • Pompa emiş ve tahliye basıncını veya fark basıncını ölçün. • Hızı ölçün. • Kapalı vana basma yüksekliğini belirleyin. • Pervane çapını belirlemek ve/veya doğrulamak için kapalı vana basma yüksekliğini, üreticinin pompa performans eğrisi ile karşılaştırın.

Üç kategoriye ayrılan pompa sistemleri için uygulanabilecek test yöntemleri Tablo 25.11'de yer almaktadır.

Tablo 25.11: Pompa Sistemlerine Göre Test Yöntemleri

Test Yöntemi	Pompa Sistemi		
	Sabit Hız, Sabit Hacim	Sabit Hız, Değişken Hacim	Değişken Hız, Değişken Hacim
1. Tek Nokta	√		
2. Üreticinin Pompa Eğrisi İle Tek Nokta		√	
3. Pompada Yüklenen Çoklu Noktalar		√	
4. Bölgede Uygulanan Yüklerle Çoklu Nokta		√	√
5. Kısa Vadeli İzleme İle Çoklu Nokta		√	√
6. Pompa Özellikleri İçin Akış Yok Testi	√	√	√

25.10.1.2.2 Fanlar

Pompalama sistemlerine benzer şekilde, farklı tip ve kontrollerdeki fanların performansını ölçmek için beş yöntem geliştirilmiştir. Fan ve motor verileri (yani üretici, model ve seri numarası) ve ayrıca çalışma koşulları (yani hava akışının sıcaklığı, basıncı ve nemi) kaydedilmelidir. İlk iki yöntem (yani, tek nokta ve bir üretici eğrisi ile tek nokta) tek bir çalışma noktasında test etmeyi içerir. Üçüncü ve dördüncü prosedürler, uygulanan sistem yüklemesi altında birden fazla çalışma noktasında test etmeyi içerir. Beşinci yöntem ise ilave olarak yük uygulanmadan, sistemin kısa süreli izlenmesi yoluyla elde edilen birden fazla çalışma noktasını da içermektedir. Fanlar için kullanılan beş farklı test yöntemi Tablo 25.12'de tanımlanmaktadır.

Tablo 25.12: Fanlarda Test Yöntemleri

Yöntem	Açıklamalar
Tek Nokta Testi Sabit hacimli ve sabit hızlı fan sistemleri. Tasarım çalışma koşullarını, fan ve sistem eğrilerini doğrulamak için kullanılır.	**Ölçüm Parametreleri** • Debi • Elektrik gücü • Fark basıncı • Tipik çalışma koşullarındayken dönme hızı **Test Adımları** • Fanı sistem için tipik mevcut çalışma koşullarında çalıştırın. • Fan emiş ve basma basıncını veya fark basıncını ölçün. • Fan debisini ölçün. • Motor RMS güç girişini ölçün. • Hızı ölçün. • Fan enerji karakteristiklerini hesaplayın.

Yöntem	Açıklamalar
Üretici Eğrisi ile Tek Nokta Testi Fan kontrolü olmayan değişken hacimli sistemler. Veriler, diğer çalışma noktalarındaki gücü belirlemek için fan, motor ve sürücü sistemi ve mühendislik ilkeleri hakkındaki üretici verileriyle birlikte kullanılır.	**Ölçüm Parametreleri** • Debi • Elektrik gücü • Fark basıncı • Tipik çalışma koşullarındayken dönme hızı **Test Adımları** • Üreticinin fan performans eğrilerini edinin. • Fanı tipik mevcut çalışma koşullarında çalıştırın. • Fan emiş ve basma basıncını veya fark basıncını ölçün. • Fan debisini ölçün. • Motor RMS güç girişini ölçün. • Hızı ölçün. • Fan karakteristiklerini hesaplayın.
Fana Uygulanan Yüklerle Çoklu Nokta Testi Değişken hacimli sabit hızlı fan sistemleri. Yükler, mevcut damperlerle fanın aşağı akışına uygulanır. Fan çalışması, fan eğrisini takip eder. Daha eksiksiz fan sistemi değerlendirmesi için fan diferansiyel basıncı ve dönüş hızı da ölçülebilir.	**Ölçüm Parametreleri** • Debi • Farklı yükler için elektrik gücü **Test Adımları** • Fanı maksimum akış için sistem konfigürasyonu seti ile çalıştırın. • Fan debisini ölçün. • Motor RMS güç girişini ölçün. • Akışı azaltmak için sistem konfigürasyonunu değiştirin ve 2. ve 3. ölçüm adımlarını tekrarlayın. • Fan karakteristiklerini hesaplayın.
Bölgede Uygulanan Yüklerle Çoklu Nokta Testi Değişken hacimli sistemler. Yükler, sistem geniş bir akış hızı aralığında olacak şekilde bina veya bölgelere yüklenir. Mevcut fan değişken hız kontrol stratejisinin çalışmasına izin verilir. Daha eksiksiz fan sistemi değerlendirmesi için fan diferansiyel basıncı ve dönüş hızı da ölçülebilir.	**Ölçüm Parametreleri** • Hacimsel akış hızı • Test prosedürlerinde belirtildiği gibi bir dizi bina veya bölge termal yükleri için elektrik gücü **Test Adımları** • Fanı maksimum akış için yapılandırılmış sistemle çalıştırın. • Fan debisini ölçün. • Motor RMS güç girişini ölçün. • Sistem konfigürasyonunu değiştirin ve 2. ve 3. ölçüm adımlarını tekrarlayın. • Fan karakteristiklerini hesaplayın.
Kısa Süreli İzleme İle Çoklu Nokta Testi Değişken hacimli değişken hızlı sistemler. Sistemin çok çeşitli yükler ve fan akış hızları yaşayacağı şekilde bir izleme periyodu seçilmelidir. Daha eksiksiz fan sistemi değerlendirmesi için fan diferansiyel basıncı ve dönüş hızı da ölçülebilir.	**Ölçüm Parametreleri** • Debi • Test prosedürlerinde belirtildiği gibi bir dizi bina veya bölge termal yükleri için elektrik gücü **Test Adımları** • Test için uygun zaman aralığını seçin. • Fan çalışmasını izleyin ve fan kapasitesi ve motor RMS güç girişi için veri değerlerini kaydedin. • Fan karakteristiklerini hesaplayın.

Üç kategoriye ayrılan fan sistemleri için uygulanabilecek test yöntemleri Tablo 25.13'te yer almaktadır.

Tablo 25.13: Fan Sistemlerine Göre Test Yöntemleri

Test Yöntemi	Fan Sistemi		
	Sabit Hız, Sabit Hacim	Sabit Hız, Değişken Hacim	Değişken Hız, Değişken Hacim
1. Tek Nokta	√		
2. Üreticinin Pompa Eğrisi İle Tek Nokta		√	
3. Pompada Yüklenen Çoklu Noktalar		√	
4. Bölgede Uygulanan Yüklerle Çoklu Nokta		√	√
5. Kısa Vadeli İzleme İle Çoklu Nokta		√	√

25.10.1.2.3. Soğutucular

Pompalara ve fanlara benzer şekilde, soğutma grubu performans ölçümleri için de bazı yöntemler geliştirilmiştir. Bu modeller, su soğutmalı soğutma grupları ve hava soğutmalı soğutma grupları için yıllık enerji kullanımını ve en yüksek talep özelliklerini değerlendirmek amacıyla performans test yöntemlerini içermektedir. Bu prosedürler, bir soğutma grubu sisteminin kısmi yük performansının kısa süreli test edilmesini gerektirir. Test yöntemleri, termodinamik modeller veya doğrudan ölçümlerden veya üretici verilerinden alınan girdilerle istatistiksel modeller kullanarak, değişen termal yüklerde chiller güç kullanımını belirler. Bu modellerle, bir yük frekans dağılımı ile elde edilen kısmi yük güç kullanım eğrisi vasıtasıyla yıllık enerji kullanımı belirlenebilir. Bu tür modeller, binanın termal yükü, evaporatör ve kondenser akış hızları, giren ve çıkan soğutulmuş su sıcaklıkları, giren kondenser su sıcaklıkları ve dahili chiller kontrollerinin bir fonksiyonu olarak chiller güç kullanımını hesaplayabilir. ASHRAE Kılavuz 14, basit ve sıcaklığa bağlı termodinamik modeller dahil olmak üzere, bir soğutucunun güç girdisini hesaplamak için iki farklı modeli açıklamaktadır. Ayrıca üç-kuadratik bir regresyon modelini kullanan üçüncü bir yöntem, ölçümlerin tam çalışma aralığında yapılması şartıyla kabul edilebilir performans modelleri de sağlamaktadır. Aşağıda bu modellere yönelik detaylar yer almaktadır.

A. Basit Termodinamik Model

Hem basit termodinamik model hem de sıcaklığa bağlı termodinamik model, 1/(evaporatör yükü) ile doğrusal bir ilişkiye sahip olduğundan, soğutma grubunun verimliliğini performans katsayısının (COP) karşılığı olarak ifade eder. Geliştirilen chiller modelinin daha basit versiyonu, evaporatör besleme sıcaklığından veya chillere dönen kondenser sıcaklığından bağımsız olarak 1/COP ve $1/Q_{evap}$ arasında doğrusal bir ilişki öngörür. Bu termodinamik modelin tam formu aşağıdaki denklemde gösterilmiştir.

$$\frac{1}{COP} = -1 + \left(\frac{T_{cwRT}}{T_{chwST}}\right) + \left(\frac{1}{Q_{evap}}\right) + \left(\frac{q_{evap}\, T_{cwRT}}{T_{chwST}}\, q_{cond}\right) + f_{Hx}$$

T_{cwRT} = Giriş (dönüş) kondenser suyu sıcaklığı (Kelvin)
T_{chwST} = Çıkış (besleme) evaporatör suyu sıcaklığı (Kelvin)
Q_{evap} = Evaporatör yükü
q_{evap} = Evaporatördeki dahili kayıpların oranı
q_{cond} = Kondenserdeki dahili kayıpların oranı
f_{Hx} = Boyutsuz terim

Bu denklem, aşağıdaki denklemde gösterilen lineer regresyon kullanılarak iki katsayının belirlenmesine izin veren bir forma indirgenir.

$$\frac{1}{COP} = C_1 \left(\frac{1}{Q_{evap}}\right) + C_0$$

Bu basitleştirilmiş formda, C_1 katsayısı dahili chiller kayıplarını karakterize ederken, C_0 katsayısı basit modelin diğer terimlerini birleştirir.

Basit termodinamik model, soğutucu yükünün (evaporatör akış hızı, soğutulmuş su giriş ve çıkış sıcaklıkları) ve çakışık ortalama karekök (RMS) güç kullanımının nispeten az ölçümüyle belirlenebilir. Ne yazık ki, soğutulmuş su beslemesindeki (yani, evaporatörden çıkan soğutulmuş suyun sıcaklığı) ve kondenser suyu dönüş sıcaklığındaki değişiklikler dikkate alınmaz. Bu nedenle, bu model en iyi şekilde evaporatör ve kondenser sıcaklıklarının sabit sıcaklık kontrolünü sağlayan chiller sistemleriyle birlikte kullanılır. Değişken sıcaklıklara sahip sistemlerde, sıcaklığa bağlı bir termodinamik model veya üç-kuadratik bir model daha doğru bir performans tahmini sağlar.

B. Sıcaklığa Bağlı Termodinamik Model

Sıcaklığa bağlı termodinamik model, soğutulmuş su besleme ve kondenser suyu dönüş sıcaklıklarının bir fonksiyonu olarak ifade edilen, evaporatör ve kondenserin ısı eşanjörlerindeki kayıplarını içerir. Elde edilen ifade, aşağıdaki denklemde gösterildiği gibi doğrusal regresyonla bulunan üç katsayı (A_0, A_1, A_2) kullanır.

$$\frac{1}{COP} = -1 + \left(\frac{T_{cwRT}}{T_{chwST}}\right) + \frac{-A_0 + A_1\,(T_{cwRT}) - A_2\left(\frac{T_{cwRT}}{T_{chwST}}\right)}{Q_{evap}}$$

Bu sıcaklığa bağlı termodinamik modelin kullanımı, soğutucu yükünün (yani, evaporatör su debisi, giren ve çıkan soğutulmuş su sıcaklıkları), elektrik güç kullanımının ve kondenser suyu dönüş sıcaklığının ölçülmesini gerektirir. Bu model, değişen sıcaklıklara duyarlı olduğundan daha geniş bir soğutma grubu sistemleri yelpazesine uygulanabilir.

Sıcaklığa bağlı modeli kullanmak için, ölçülen chiller termal yükü, çakışan RMS güç kullanımı, soğutulmuş su besleme sıcaklığı ve kondenser suyu dönüş sıcaklıkları, üç değeri hesaplamak için katsayılar (A_0, A_1 ve A_2) kullanılır.

A_2'yi belirlemek için aşağıdaki denklem T_{cwRT}/T_{chwST}'ye (Kelvin) karşı A_2 değeriyle çizilir. Her kondenser sıcaklık ayarı için bir düz paralel çizgiye benzemesi gereken regresyon çizgileri belirlenir.

$$\alpha = \left(\frac{1}{COP} + 1 - \left(\frac{T_{cwRT}}{T_{chwST}}\right)\right) + Q_{evap}$$

A_0 ve A_1 katsayıları, kondenser suyu dönüş sıcaklığı T_{cwRT} (Kelvin) karşısında önceden belirlenmiş A_2 değeri kullanılarak bir sonraki denklemden β çizilerek belirlenir. Bu, tek bir düz çizgi oluşturan bir grup veri noktasıyla sonuçlanmalıdır. Regresyon doğrusunun eğimi A_1 katsayısının değerini belirlerken, kesişim A_0 katsayısının değerini belirler.

$$\beta = \left(\frac{1}{COP} + 1 - \left(\frac{T_{cwRT}}{T_{chwST}}\right)\right) + Q_{evap} + A_2\left(\frac{T_{cwRT}}{T_{chwST}}\right)$$

Yukarıdaki denklemlerden α ve β kullanılarak A_0, A_1 ve A_2 belirlendikten sonra, 1/COP hesaplanabilir ve soğutucu yükü, soğutulmuş su besleme sıcaklığı, kondenser suyu dönüş sıcaklığı ile çok çeşitli ölçülen girdi parametreleri üzerinden chiller performansını belirlemek için kullanılabilir.

C. Kuadratik Chiller Modelleri

Chiller performans modelleri, chiller güç kullanımını chiller yükünün bir fonksiyonu olarak ifade eden modelleri (kuadratik) içerebilen kuadratik modellerle de hesaplanabilir. Bu tür modeller, kısmi yük ekipmanını ve tesis performans özelliklerini modellemek için DOE-2 enerji simülasyon programında kullanılan ikinci dereceden fonksiyonel formu kullanır. İkinci dereceden modellerin iki örneği aşağıda gösterilmiştir. Bunlardan ilki, aşağıdaki gibi bir üçlü model kullanan, chiller elektrik kullanımının, soğutulmuş su üretiminin, soğutulmuş su besleme sıcaklığının ve chillere dönen kondenser su sıcaklığının mevcut olduğu bir izleme süreci için kullanılır.

$$kW/ton = a + b * T_{ons} + c * T_{cond} + d * T_{evap} + e * T_{ons^2} + f * T_{cond^2} + g * T_{evap^2} + h * Tons * T_{cond} + l * T_{evap} * T_{ons} + j * T_{cond} * T_{evap} + k * T_{ons} * T_{cond} * T_{evap}$$

İkinci bir örnekte, chiller elektrik kullanımı, yalnızca soğutulmuş su üretimini ve soğutulmuş su besleme sıcaklığını içeren ve aşağıdaki forma indirgenen iki-kuadratik bir şekilde modellenmiştir. Her iki model de çoklu doğrusallaştırılmış regresyon kullanılarak bir elektronik tablodaki alan verilerinden hesaplanabilir.

$$kW/ton = a + b * T_{ons} + c * T_{evap} + d * T_{ons^2} + e * T_{evap^2} + f * T_{evap} * Tons$$

25.10.1.2.4. Kazanlar ve Fırınlar

A. Kazan Verim Ölçümleri

Kazan verimliliğini belirlemek için üç temel yöntem vardır, doğrudan yöntem (yani girdi-çıktı yöntemi), dolaylı yöntem olarak da bilinen doğrudan ısı kaybı yöntemi ve dolaylı yanma verimliliği yöntemi. İlk ikisi Amerikan Makine Mühendisleri Derneği (ASME) tarafından tanınır ve matematiksel olarak eşdeğerdir. Tüm ısı dengesi faktörleri göz önüne alındığında ve kazan ölçümleri hatasız yapıldığında aynı sonuçları verir. ASME, endüstri üyelerinden komiteler oluşturmuş ve bahsedilen ilk iki yöntemle kazan verimliliğini belirleme prosedürlerini detaylandıran performans test kodlarını geliştirmiştir. Kazan performans hesaplamalarının doğruluğu, ölçülen miktarlara ve verimliliği belirlemek için kullanılan yönteme bağlıdır. Burada doğrudan ısı kaybı yöntemi izah edilecektir.

Doğrudan Isı Kaybı Yöntemi

Doğrudan ısı kaybı yönteminde kazan verimi; "%100 - kazan kayıpları" eşitliğiyle hesaplanır. Bu yöntemi kullanabilmek için öncelikle baca gazı ölçümleri alınmalıdır. Sonrasında kazan yüzey sıcaklıkları, yüzey alanları, besi suyu iletkenliği ve sıcaklığı, buhar sıcaklığı, doğal gaz tüketimi parametreleri de ölçülmelidir. Bu verilerden hareketle aşağıdaki kayıplar hesaplanarak kazan verimi hesaplanabilmektedir.

- Kuru baca gazı yoluyla olan ısı kaybı (L-KBG)
- Baca gazındaki nem yoluyla olan ısı kaybı (L-NBG)
- Yanmamış CO nedeniyle olan ısı kaybı (L-COBG)
- Kazan yüzeyinden radyasyon ve konveksiyonla olan ısı kaybı (L-RK)
- Blöf nedeniyle olan ısı kaybı (L-BL)

Kazan Verimi (%) = %100 - (%L-KBG) – (%L-NBG) - (%L-COBG) - (%L-RK) - (%L-BL)

25.10.1.2.5. Aydınlatma

ASHRAE Kılavuz 14-2002/2014, elektrik ve ısıl tasarrufları hesaba katan altı ölçüm yöntemi sağlar; bunlar, örneklenmiş öncesi-sonrası ölçümleri kullanan yöntemlerden, ısıtmada artış veya azalış ölçümleri ile alt-ölçülü öncesi-sonrası aydınlatma ölçümünü kullanan yöntemlere kadar değişmektedir. Genel olarak, aydınlatma iyileştirmelerinden elde edilen tasarrufların hesaplanması, yeni armatürlerle ilişkili Watt veya güç azalmasının tespit edilmesini ve daha sonra aydınlatmanın çalışma süresinin çarpılmasını içermektedir. Aydınlatma kullanım profilleri, elektrik dağıtım panelinde ölçülen veya aydınlatma kaydedicilerle örneklenen uygun kullanım tahminlerine dayalı olarak hesaplanabilir.

Bazı aydınlatma iyileştirmeleri, aydınlatma seviyelerinin gün ışığı ile korunabildiği durumlarda binanın çevresine yakın veya çatı pencerelerinin altındaki armatürleri karartmak için gün ışığı sensörlerinin kurulumunu içerir, böylece ek aydınlatma amacıyla kullanılan elektriği azaltır. Bu tür gün ışığı iyileştirmelerinden elde edilen tasarrufların ölçülmesi, genellikle elektrik gücü ve aydınlatma kullanım profillerinin öncesi ve sonrası ölçümlerini içerir.

Herhangi bir aydınlatma tadilatı, gündüz ve gece koşullarında ölçülen mevcut aydınlatma seviyelerinin bir değerlendirmesini içermelidir.

Gerekli aydınlatma seviyelerini sağlamayan tadilat öncesi aydınlatma seviyeleri, bina sahibinin veya yöneticisinin dikkatine sunulmalıdır. ASHRAE Kılavuzu 14-2002'de açıklanan altı yöntem Tablo 25.14'te özetlenmiştir.

Tablo 25.14: Aydınlatma Sistemleri İçin Yaklaşımlar

Ölçüm Türü	Güçlendirme Öncesi Elektrik Kullanım Hesapları	Güçlendirme Sonrası Elektrik Kullanım Hesapları	Isi Enerjisine Etki Eden Hesaplar
Yöntem #I: Öncesi ve tadilat sonrası ölçülen aydınlatma gücü seviyeleri ve öngörülen çalışma profilleri.	Her bir aydınlatma devresi için: Yıllık enerji kullanımı = (Güç seviyeleri) x (24 saatlik örneklenmiş profiller) x (her profile atanan gün sayısı)	Her bir aydınlatma devresi için: Yıllık enerji kullanımı = (Güç seviyeleri) x (24 saatlik örneklenmiş profiller) x (her profile atanan gün sayısı)	Yok
Yöntem #2: Örneklenmiş öncesi/sonrası çeşitlilik profilleri ile ölçülen aydınlatma gücü seviyeleri öncesi/sonrası.	Her bir aydınlatma devresi için: Yıllık enerji kullanımı = (Güç seviyeleri) x (24 saatlik örneklenmiş profiller) x (her profile atanan gün sayısı)	Her bir aydınlatma devresi için: Yıllık enerji kullanımı = (Güç seviyeleri) x (24 saatlik örneklenmiş profiller) x (her profile atanan gün sayısı)	Yok
Yöntem #3: Temel örneklenmiş çeşitlilik profilleri ile temel ölçülen güç seviyeleri ve sürekli çeşitlilik profili ölçümleriyle tadilat sonrası güç seviyeleri.	Her bir aydınlatma devresi için: Yıllık enerji kullanımı = (Güç seviyeleri) x (24 saatlik örneklenmiş profiller) x (her profile atanan gün sayısı)	Her bir aydınlatma devresi için: Yıllık enerji kullanımı = (Güç seviyeleri) x (sürekli çeşitlilik profili ölçümleri)	Yok

Ölçüm Türü	Güçlendirme Öncesi Elektrik Kullanım Hesapları	Güçlendirme Sonrası Elektrik Kullanım Hesapları	Isi Enerjisine Etki Eden Hesaplar
Yöntem #4: Temel örneklenmiş çeşitlilik profilleri ve tadilat sonrası sürekli alt ölçülü aydınlatma ile temel ölçülen aydınlatma gücü seviyeleri.	Her bir aydınlatma devresi için: Yıllık enerji kullanımı = (Güç seviyeleri) x (24 saatlik örneklenmiş profiller) x (her profile atanan gün sayısı)	Her bir aydınlatma devresi için: Yıllık kullanım = ölçüm başına aydınlatma enerjisi kullanımı.	Yok
Yöntem #5: Yöntem # I, #2, #3 veya #4 hesaplanan termal etki ile.	Yıllık kullanım = uygun şekilde yöntem # I, #2, #3 veya #4.	Yıllık kullanım = uygun şekilde yöntem # 1, #2, #3 veya #4.	Aydınlatmadan gelen ön ve son termal yük, HVAC sistemleri için bileşen verimliliği ölçüm yöntemleri kullanılarak hesaplanır.
Yöntem #6: Alt ölçümlü aydınlatma ve termal ölçümlerden önce/sonra.	Her bir aydınlatma devresi için: Yıllık kullanım = ölçüm başına aydınlatma enerjisi kullanımı.	Yıllık kullanım = uygun şekilde yöntem # 1, #2, #3 veya #4.	Ön ve son termal yük, tüm bina soğutma ve ısıtmadan önce ve sonra alt ölçümlü ölçümler kullanılarak hesaplanır.

25.10.2. Tüm Bina veya Ana Sayaç Yaklaşımına Genel Bakış

Ana sayaç yaklaşımı olarak da adlandırılan tüm bina yaklaşımı, tadilat öncesi ve tadilat sonrası verilerden hareketle tasarrufları belirlemeye yönelik prosedürleri içerir. Temelde ikiye ayrıldığı ve Opsiyon C ve Opsiyon D olarak tanımlandığı daha önceki bölümlerde ifade edilmiştir.

Opsiyon C seçeneğinin uygulandığı çoğu durumda, enerji kullanımı bir veya daha fazla bağımsız değişkene bağlıdır. Genelde tercih edilen bağımsız değişken, binanın ısıtma ve soğutma enerjisi kullanımını etkileyen dış ortam sıcaklığıdır. Bir binanın enerji kullanımını etkileyebilecek diğer değişkenler arasında, binanın doluluk oranı, açık olduğu gün sayısı, kullanım alanı ve benzeri başka parametreler de yer alabilir. Genellikle aylık veri seti üzerinden kurgulanan model için en az 12 aylık girdiye ihtiyaç bulunmaktadır. Ayrıca tadilat sonrası elde edilmesi muhtemel kazanımların, geçmiş döneme göre en az %10 fayda sağlayacak şekilde olması beklenmektedir. Bağımsız değişkenler ve ilgili hesaplamalarına dair detaylı bilgilendirme 25.6 başlığı altında detaylı bir şekilde irdelenmiştir. Bu yüzden bu bölümde diğer tüm bina seçeneği olan, kalibre edilmiş simülasyon yaklaşımı üzerinde durulacaktır.

25.10.3. Tüm Bina Kalibre Edilmiş Simülasyon Yaklaşımı

Opsiyon D seçeneği olarak belirlenen tüm bina kalibre edilmiş simülasyon, normalde bina kabuğu ve alt komponentleriyle birlikte HVAC sistemleri de dahil olmak üzere tüm binanın saatlik simülasyonunu gerektirir. Bu genellikle BLAST, DOE-2, EnergyPlus, Design Builder veya E-Quest gibi bir simülasyon programı veya benzer özel programlar ile gerçekleştirilir. Simülasyonun kalibre edilmesi, simülasyondan seçilen çıktıların karşılaştırıldığı ve nihayetinde gerçek bir binadan alınan ölçümlerle eşleştirildiği süreci ifade eder.

Genellikle diğer yöntemlerden daha pahalıdır. Bu yaklaşım referans dönem veri setinin olmadığı durumlarda veya yeni yapılan binalarda kullanışlıdır. Merkezi tesislere sahip kampüsler gibi sayaçları olmayan binalarda da tercih edilmektedir.

Kalibre edilmiş simülasyon, tüm bina simülasyon modelinin geliştirilmesini, tadilat yapılan binadan veri toplanmasını ve çeşitli verileri içeren sistematik bir yaklaşım gerektirir. Kalibrasyon işlemi daha sonra, seçilen simülasyon çıktılarının, simüle edilen sistemlerden ölçülen verilerle karşılaştırılmasını ve simüle edilen çıktının, karşılık gelen ölçümlerle karşılaştırmasını iyileştirmek için simülasyon modelinin ayarlanmasını içerir. Simülasyon programının seçimi, modellemeyi gerçekleştirmek için mevcut kaynaklara karşı model uygunluğu, algoritmik karmaşıklık, kullanıcı uzmanlığı ve doğruluk derecesini dengelemesi gereken süreçte kritik bir adımdır.

Binadan veri toplama, birkaç yıllık bir süreyi kapsayabilen tadilat öncesi ve tadilat sonrası dönemlerden verilerin elde edilmesini içerir. Toplanacak bina verileri, bina konumu, bina geometrisi, malzeme özellikleri, ekipman isim plakası verileri, operasyon programları, sıcaklık ayarları ve fatura verileri gibi bilgileri içerir. Bütçe izin verirse, kısa veya uzun vadeli olarak gerçekleştirilebilen kalibrasyon sürecini iyileştirmek için saatlik tüm bina enerji kullanımı ve çevresel veriler toplanabilir.

Temel metodoloji, mevcut durum bilgisine yönelik bir yaklaşım geliştirme ve yeni durumu bu yaklaşımla kıyaslayarak enerji tüketimindeki farklılaşmayı tespit etme üzerine kurulmuştur. Yapılan ayarlamalar sonrasında ileri dönem ölçme ve doğrulama süreçleri için Opsiyon C seçeneği ile ilerlenir.

25.11. Ölçme ve Doğrulamada Maliyet Unsuru ve Maliyet Düşürmek İçin Örnekleme Yöntemi

Ö&D çalışmalarının maliyeti, tespit edilen temel faktörlerle doğrudan ilişkilidir. Ölçme ve doğrulama maliyetine doğrudan etki eden bazı faktörler aşağıda yer almaktadır:

- Ölçüm kalitesi
- Bağımsız değişken sayısı
- Belirsizlik düzeyi
- Ölçüm sıklığı
- Raporlama döneminin uzunluğu
- Örneklem büyüklüğü

Bu değerlemeye paralel olarak bazı kısıtlar da bulunmaktadır:

- Ö&D maliyeti proje toplam maliyetinin %10'undan fazla olmamalıdır.

Çalışmadan beklenen doğruluk ne kadar fazla ve belirsizlik ne kadar az ise maliyet de o kadar yüksek olacaktır. Çünkü böyle bir beklenti çok daha hassas ölçüm ekipmanına ve uzman çabasına ihtiyaç duyacaktır. Daha düşük doğruluk ve yüksek belirsizlik ise maliyeti doğrudan düşürecektir. Çünkü tahminler belirsizliği artıran unsurlar olarak tespit edilmesi düşük maliyetli yaklaşımlardır.

İstatistiksel örnekleme yolu maliyeti düşürebilmek için uygulanan ve kabul gören tekniklerden birisidir. Gereksinimlerin azaltılması, bu ölçümlerdeki tasarrufları ve maliyetleri belirlemek için güvenilir sayılara sahip olmanın riskleri ve faydaları ile ödünler vermeyi içerir.

Örnekleme ayrıca, belirli ekipman hakkında belirli verilerin elde edilmesinin zamanlamasını da azaltır. Örneklemenin faydaları, madde popülasyonu arttığında ortaya çıkar. Özellikle çok sayıda aydınlatma armatürü veya çok fazla elektrik motoruna yönelik çalışmalarda, gerekli olan numune sayısı üzerinden süreç yürütülmektedir. Aşağıda bir örnek üzerinden temel örneklem çalışmasına yönelik öncesi ve sonrası durumun anlatıldığı bir çalışma yer almaktadır.

Örnek:

500 adet aydınlatma armatürünün değiştirilmesine yönelik bir uygulama düşünelim. Armatürlerin her biri aynı tipte ve aynı çalışma profilindedir. Yani yıllık çalışma süreleri neredeyse aynı kabul edilmektedir. Genel geçer bir yaklaşım olarak bu tür çalışmalarda %90 güven seviyesi ve %10 doğruluk esasında hareket edilmektedir. İstenmesi durumunda farklı değerler de kullanılabilir ancak bu değerlerde yapılacak değişiklikler doğrudan örneklem sayısını etkilediğinden, maliyet etkin bir değer açısından %90/%10 değerleri kabul görmektedir. Bu kabuller ışığında mevcut veriler aşağıdaki gibidir:

Popülasyon (N): 500 Adet

Doğruluk (D): %10

Güven Seviyesi (GS): %90

Öncelikle bir ön tahmin hesaplanmalıdır:

Ön Tahmin = CV^2xZ^2 / D^2

CV: Varyasyon Katsayısı

Bu tür çalışmalarda başlangıç CV değeri için 0,5 iyi bir yaklaşım olup ön kabul sonrası hesaplamalarda örneklemden elde edilen CV değeri ile devam edilecektir. Burada CV başlangıç değeri 0,5 olarak kabul edilmiştir.

Z değeri ise sonsuz serbestlik derecesinde, belirlenen güven aralığına göre t tablosundan okunabilir. T tablosu 25.6.5. bölümünde geniş haliyle gösterilmiş olup aşağıda sadece sonsuz serbestlik derecesindeki satırı yer almaktadır:

Tablo 25.15: Sonsuz Serbestlik Derecesi İçin Z Değerleri

Serbestlik Derecesi	Güven Seviyesi			
	95%	90%	80%	50%
∞	1,96	1,64	1,28	0,67

Tablodan görüleceği üzere %90 güven seviyesi için Z değeri 1,64 olarak belirlenebilir.

Bu durumda ön tahmin;

Ön Tahmin = $CV^2xZ^2 / D^2 = 0,5^2x1,64^2 / 0,1^2 = 68$ olarak hesaplanmıştır.

Eğer ön tahminin toplam popülasyona oranı %5'in üzerindeyse düzeltme uygulanır.

Kontrol = 68/500 = %14 olup bu durumda düzeltme yapılması gerekmektedir. Düzeltme işlemi aşağıdaki denklem üzerinden gerçekleştirilir:

$n_{örneklem} = (68 \times 500) / (68 + 500) = 60$

Burada çıkan sonuç, tadilat öncesinde rastgele seçilecek 60 armatür üzerinden güç ölçümlerinin yapılmasını gerektirmektedir. Böylece 500 armatür yerine 60 armatür ile gerçekleştirilecek olan çalışma %90 güven seviyesi ve %10 doğrulukta tüm armatürleri temsil edecektir.

Uygulama sonrasında ise uygulama direkt 60 armatür üzerinden gerçekleştirilmez. Değişim sonrası alınan ölçümlerde daha az armatürle %10 doğruluğun altına inildiği takdirde çalışma tamamlanır. Aşağıda devam yolunun örneği yer almaktadır.

Uygulama yapıldıktan sonra öncelikle 10 armatür seçilir ve bunlardan güç ölçümleri alınır. Aşağıdaki gibi bir sonuçla karşılaşıldığını kabul edelim.

Tablo 25.16: Raporlama Dönemi İlk On Örneklem Ölçümleri

Armatürler	Ölçüm Watt
1	35
2	35
3	35
4	35
5	35
6	35
7	35
8	29
9	36
10	35

Ölçüm dizisinin standart sapması ve ortalaması hesaplanır. Buradan hareketle de CV değeri hesaplanır.

CV = Standart Sapma / Ortalama = 1,9578 / 34,5 = 0,056

Belirsizlik = Z x CV / ($n^{0,5}$)

n = 10

Z = 1,96

CV = 0,056

Belirsizlik = 1,96 x 0,056 / ($10^{0,5}$) = %2,9

Görüldüğü üzere tadilat sonrası seçilen 10 armatürde yapılan belirsizlik hesabında %10'un altında kalındığı için devam edilmesine gerek yoktur. Eğer bu değer %10'un üzerinde çıksaydı ilave 10 armatür daha alınarak 20 armatür üzerinden tekrar hesaplama yapılacaktı. Yine %10 değerinin üzerinde kalınması durumunda 60 adet örneklem sayısı tamamlanana kadar 10'ar 10'ar artırılarak ölçümlere devam edilecekti.

25.12. Performans Sözleşmelerinde Ö&D

Enerji performans sözleşmelerinde (EPS) ölçme ve doğrulama kritik bir role sahiptir. Tüm sözleşme elde edilmesi muhtemel enerji kazanımları üzerine kurgulanmış olduğu için sağlanan faydanın taraflarca kabul edilebilir bir şekilde ölçülmesini ve doğrulanmasını gerekli kılmaktadır. Bu bağlamda sözleşmeye esas ölçme ve doğrulama planının, IPMVP ilkelerine bağlı bir şekilde hazırlanması ve taraflarca kabul edilmesi gerekmektedir. Ö&D planı, sürecin başında, ortasında ve sonunda, tüm taraflar için rehberlik niteliği taşımaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yayımlanan Detaylı Ölçme ve Doğrulama (Ö&D) Kılavuzu[2] ile enerji performans sözleşmeleri kapsamında ölçme doğrulama planının nasıl hazırlanacağı, IPMVP seçeneklerinin nasıl uygulanacağı, tasarruf doğrulama raporunun nasıl hazırlanacağı gibi hususlar açıklanmaktadır.

Referans dönem koşulları ve kabulleri belirsizlikler, ayarlamalar ve hesaplamalar ile uygulama sonrası dönemde hazırlanacak olan raporlamaya kadar birçok alandaki işleme ışık tutmaktadır.

Enerji performans sözleşmelerinde tasarrufların nasıl ölçüleceği ve doğrulanacağına dair plan oluşturulduktan sonra uygulama safhası ile önlemler hayata geçirilir. Süreç içerisinde planlanan tüm değişkenler sıkı takibe alınır ve kaydedilir. Yukarıda belirtilen hesaplama yöntemleriyle performansa yönelik değerlendirmeler ve kontroller yürütülerek, tüm taraflar için güvenilir bir kabul temeli oluşturulur. Enerji hizmet şirketleri (ESCO) tarafından uygulanan EPS iş modeli, uzun süredir enerji verimliliği projelerinin büyük ölçekli uygulamasını sağlayan bir yöntem olarak tanımlanmıştır. Bir EPS, bir ESCO'nun ücretinin bazı şekillerde uygulanan projelerin performansına bağlı olacağını ima ettiğinden, ilgili tarafların ödemelerin dayandığı bilgilere yüksek düzeyde güven duymasını gerektirir. EPS'lerde bu tür bir güven oluşturmak için, bina sahipleri ve finansörler, faydalarına dair bazı somut kanıtlara ihtiyaç duyar.

Bir EPS'de, her sözleşme tarafının farklı bilgilere erişimi vardır. Aslında, ESCO'lar doğal olarak ekipman performansı hakkında mal sahibinden veya finansörden daha fazla bilgi sahibidir ve tadilat performansı risklerini almak için mükemmel bir konumdadır. Öte yandan, bina yöneticileri kullanım, çalışma saatleri, doluluk vb. operasyonel konular üzerinde bilgi ve kontrole sahiptir. Bu nedenle, tesis sahibi doğal olarak bir enerji verimliliği projesiyle ilişkili operasyonel risklerin sorumluluğunu almak için iyi bir konumdadır. Son olarak, üçüncü taraf bir finansör proje finansmanı sağladığında, finansal yatırım riskleri ve tolerans faktörleri hakkında özel bilgilere sahiptir.

Bir EPS projesinde, sözleşme tarafları bilgilerini bir ticari işlemde bir araya getirmeyi ve ilgili tüm tarafların kazanması için bir enerji verimliliği projesinin maliyet-faydalarını paylaşmayı kabul eder. Bu anlamda EPS, bilgileri bir sözleşme düzenlemesinde toplayarak ve çeşitli riskleri bunları üstlenecek en uygun tarafa en uygun şekilde tahsis ederek, enerji verimliliği önündeki en önemli engellerden biri olan asimetrik bilgileri ele almaktadır.

Ö&D, EPS'ler için esastır çünkü ESCO'nun ücretinin bir kısmı veya tamamı, projenin performansına bağlıdır. Böyle bir planın çalışması için gereken güven faktörünü oluşturmak amacıyla Ö&D süreci,

[2] https://enerji.gov.tr//Media/Dizin/EVCED/tr/EnerjiVerimlili%C4%9Fi/EnerjiPerformansS%C3%B6zle%C5%9Fmeleri/Belgeler/Ek-9.pdf

bağımsız olarak geliştirilmiş ve kabul görmüş bir metodolojiye ve tüm paydaşlar için enerji tasarrufunun tekrarlanabilirliğine, şeffaflığına ve yeterli doğrulama seçeneğine izin veren yapılandırılmış bir çerçeveye dayanmalıdır.

Hiçbir pilot, önce bakım kayıt defterine bakmadan, yakıt seviyesini kontrol etmeden, bir uçuş planı hazırlamadan uçağa binmez. Benzer şekilde, önerilen teknolojilerin kanıtlandığını, teknik ekibin enerji verimliliği projesini gerçekleştirmek için gerekli becerilere sahip olduğunu ve sözleşmenin kabul edilecek uyarlanmış planlar geliştirmek için ayrıntılı bir Ö&D stratejisi içerdiğini kontrol etmeden hiç kimse bir EPS sözleşmesine girmemelidir.

Ö&D planı, bir enerji verimliliği projesinin performans dönemi boyunca ESCO ve tesis sahibinin (ve diğer tüm paydaşların) operasyonel kılavuzudur. Böyle bir plan sahaya özgüdür; hangi IPMVP seçeneğinin dikkate alındığını belirtir ve her bir önlem için kullanılan Ö&D yöntemini detaylandırır. Ö&D planı ayrıca, performans dönemi boyunca enerji kullanımını ölçmek için takip edilen hesaplama ve doğrulama yöntemlerinin açık bir tanımını sağlayacaktır.

Enerji tasarrufu yaklaşımlarında her zaman belirli bir belirsizlik düzeyi olacağı düşünülerek, mümkün olduğu kadar kesinlik ile hesaplanmalıdır. Yeterli bir EPS Ö&D planı, performans sözleşmesindeki risklerin yönetilmesine yardımcı olmanın yanı sıra bir projenin belirsizliğini en aza indirecektir.

EPS bağlamında Ö&D, bunu yapacak uzmanlığa sahip herhangi bir tarafça yapılabilir. EPS projelerinde genellikle Ö&D, ESCO tarafından yapılır ve daha sonra tesis sahibi tarafından doğrulanır. Bu durum, ESCO'nun enerji tasarrufu belirlemelerini gerçekleştirmede daha fazla deneyime sahip olmasından kaynaklanmaktadır. ESCO'ların personelinde Ö&D uzmanları olduğunu düşünmek makul olsa da bu muhtemelen müşteri için doğru değildir. Bu nedenle, ESCO tarafından gerçekleştirilen Ö&D, müşteriler tarafından önyargılı olarak algılanabilir ve bu tür müşteriler tarafsız olmadığını düşündükleri bu tür programları kullanmak konusunda isteksiz olabileceğinden, genellikle EPS kullanımını sınırlayabilir. Bu nedenle, ESCO'nun müşterisi, bir enerji verimliliği projesinin tasarım, uygulama ve performans aşamalarında yardımcı olması için üçüncü taraf bir uzman veya proje kolaylaştırıcısının hizmetlerinden yararlanmayı düşünmelidir.

Alternatif olarak, bağımsız bir üçüncü şahıs tarafından gerçekleştirilebilir. Bir EPS, her iki tarafın da ödemelerinin dayandığı bilgilerin geçerli ve doğru olduğuna inanmasını gerektirir. Deneyimli ve bağımsız bir üçüncü taraf; ölçüm geçerliliği, proje geri ödeme süresi gibi konularda ortaya çıkabilecek anlaşmazlıklarda yardımcı olabilir. Üçüncü taraf tasarruf doğrulayıcıları, tipik olarak tasarrufları, enerji verimliliği teknolojilerini doğrulama ve ilgili olduğu yerde enerji performans sözleşmelerini gözden geçirme konusunda deneyim ve bilgiye sahip mühendislik danışmanlarıdır.

EPS'nin proje Ö&D'si otomatikleştirilemez veya bir kontrol listesinde önceden belirlenmiş kutuları işaretlemeye indirgenemez. ESCO, müşteri ve üçüncü taraf finansör (geçerli olduğunda) arasında, yalnızca yetenekli ve eğitimli uzmanlar bir EPS projesinde anlamlı ve değerli bir rol oynayabilir.

Ö&D'ye dahil olan bireyler için ihtiyaç duyulan farklı eğitim seviyeleri vardır. Başlangıç noktası olarak, IPMVP çerçevesi, Ö&D kavramları ve IPMVP seçenekleri hakkında bilgi ve anlayış gereklidir ve birçok durum için gereklidir, ancak diğerlerinde yeterli değildir.

Pek çok durumda, özellikle EPS projeleri bağlamında, profesyoneller, IPMVP'yi uygulamada, özellikle Ö&D planlarının hazırlanmasında ve gerektiğinde mesleki yargılarını kullanmada pratik beceriler göstermelidir. Önlemler arasındaki interaktif etkilerin uzmanlığı, yatırım düzeyinde enerji etütleri gerçekleştirme ve analiz etme konusundaki yeterlilikler de üçüncü taraf uzmanlar için gereklidir.

Farklı proje türleri için ileri düzey ve uzmanlaşmış Ö&D hizmeti alınması gereklidir. Örneğin, endüstriyel süreçler ve imalat uygulamaları için Ö&D gerçekleştirmek, binalar için Ö&D'den farklıdır. Endüstriyel Ö&D uzmanı, tesislerde Ö&D gerçekleştirmek için yeterli uzmanlığa sahip olmayabilir ve bunun tersi de geçerlidir. Bu nedenle ESCO'lar, tesis sahipleri, yöneticileri ve EPS projelerinin finansmanına dahil olan üçüncü taraflar için çok önemlidir. Başarılı EPS'ler için Ö&D danışmanlarının ve uzmanlarının rolü dikkate alınmalı ve önemsenmelidir.

KAYNAKÇA

[1] EVO 10000:1-2022, IPMVP Core Concepts

[2] EVO 10000:1-2019, Uncertainty Assessment for IPMVP

[3] EVO 10300:1-2019, Measurement&Verification – Issues and Examples

[4] Haberl, J, Culp, C., Measurement and Verification of Energy Savings Chapter 27

[5] Tanguay, D., Langlois, P., Measurement & Verification: At the Core of Energy

[6] Karabal, C. Ölçme&Doğrulama Eğitim Notları, KABEV Çalıştay, 2022

[7] EVO, M&V Planning in Practice, 2022

25 . Bölüm Çalışma Soruları

1. Aşağıdakilerden hangisi, ölçme ve doğrulamada Opsiyon A için enerji kullanımına direkt etki edebilecek parametrelerden biri değildir?

A. Armatür veriminin artması
B. Çalışma süresi
C. Arıza veya ampul değişim oranı
D. Daha az ısı yayma (ısıtmaya olumlu etki)

2. Opsiyon D (Kalibre Edilmiş Simülasyon) için aşağıdaki seçeneklerden hangisi uygun değildir?

A. Yeni yapılmış veya geçmişte enerji kullanımı olmamış bir binada ölçme ve doğrulama yapılabilmesi için kullanılması uygun olan seçenektir.
B. Geçmişe yönelik enerji tüketimi olmadığı için enerji modellemesi yardımıyla mevcut durum şekillendirilir.
C. Tüm değişkenler için bir ölçüm mekanizması kurulabilir. Ancak buradaki temel amaç mevcut enerji tüketimi ve yeni durumdaki enerji tüketimi arasındaki farkı bulmaktır.
D. Toplanan veriler ışığında enerji modellemesinde oluşturulan referans dönem verileri kalibre edilir.

3. Opsiyon C ile ilgili aşağıdakilerden hangisi yanlıştır?

A. Tesisin genelinde yapılan çok sayıda uygulamanın, genel enerji tüketimleri üzerinden ölçülmesi ve doğrulanmasına yönelik seçenektir.
B. Bu seçenekte ölçüm sınırı tesisin ana sayaçlarıyla sınırlandırılmaktadır.
C. C seçeneğinin kullanılabilmesi için önlemlerin tesisin enerji kullanımında en az %20 tasarruf sağlayacak olması gerekmektedir.
D. Genellikle enerji tüketimine etki eden ilave bağımsız değişkenlerle birlikte kurulan model üzerinden değerleme yapılmaktadır.

4. Model belirsizliği 60.000 kWh ve ortalama aylık enerji tüketimi 320.000 kWh ise CVrmse değerini hesaplayınız?

A. 0,18
B. 0,20
C. 0,09
D. 0,36

5. 12 Aylık referans dönem veri setinin model belirsizliği 25.000 kWh olup %90 güven seviyesi için mutlak belirsizliği hesaplayınız.

A. 45.250
B. 156.750
C. 90.500
D. 22.500

T.C. ENERJİ VE TABİİ KAYNAKLAR BAKANLIĞI