

**TOPLAM İNŞAAT ALANI YİRMİBİN METREKAREDEN BÜYÜK TİCARİ
YAPILARDA KOJENERASYON SİSTEMİNİN ALTERNATİF
SİSTEMLERLE ENERJİ VE BİNA MALİYETİ AÇISINDAN
KARŞILAŞTIRILMASI**

Alperdeniz AYDOĞAN

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
MAKİNE MÜHENDİSLİĞİ**

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ARALIK 2009
ANKARA**

Alperdeniz Aydoğan tarafından hazırlanan “Toplam inşaat alanı 20,000 m²’den büyük ticari yapılarda kojenerasyon sisteminin alternatif sistemlerle enerji ve bina maliyeti açısından karşılaştırılması” adlı bu tezin Yüksek Lisans tezi olarak uygun olduğunu onaylarım.

Prof. Dr. Mecit SİVRİOğLU

Tez Danışmanı, Makine Mühendisliği Anabilim Dalı

Bu çalışma, jürimiz tarafından oy birliği ile Makine Mühendisliği Anabilim Dalında Yüksek Lisans tezi olarak kabul edilmiştir.

Prof. Dr. İrfan AR

Kimya Mühendisliği, Gazi Üniversitesi

Prof. Dr. Mecit SİVRİOğLU

Makine Mühendisliği, Gazi Üniversitesi

Doç. Dr. Mustafa YURDAKUL

Makine Mühendisliği, Gazi Üniversitesi

Doç. Dr. Atilla BIYIKOđLU

Makine Mühendisliği, Gazi Üniversitesi

Doç. Dr. Adnan SÖZEN

Makine Eğitimi, Gazi Üniversitesi

Tarih:18/12/2009

Bu tez ile G.Ü. Fen Bilimleri Enstitüsü Yönetim Kurulu Yüksek Lisans derecesini onamıştır.

Prof. Dr. Nail ÜNSAL

Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

TEZ BİLDİRİMİ

Tez içindeki bütün bilgilerin etik davranış ve akademik kurallar çerçevesinde elde edilerek sunulduğunu, ayrıca tez yazım kurallarına uygun olarak hazırlanan bu çalışmada bana ait olmayan her türlü ifade ve bilginin kaynağına eksiksiz atıf yapıldığını bildiririm.

Alperdeniz AYDOĞAN

**TOPLAM İNŞAAT ALANI YİRMİBİN METREKAREDEN BÜYÜK TİCARİ
YAPILARDA KOJENERASYON SİSTEMİNİN ALTERNATİF
SİSTEMLERLE ENERJİ VE BİNA MALİYETİ AÇISINDAN
KARŞILAŞTIRILMASI
(Yüksek Lisans Tezi)**

Alperdeniz AYDOĞAN

**GAZİ ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ
Aralık 2009**

ÖZET

Toplam inşaat alanı 20000 m² ve üzerindeki yapılarda kojenerasyon sisteminin uygulanabilirliğinin sorgulanması yasal zorunluluk halini almıştır. Hazırlanmış olan çalışmada bu tanımlara uyan örnek bir bina için iklimlendirme sistem alternatifleri incelenmiş, seçilen dört iklimlendirme sisteminin örnek binaya uygulaması yapılmış, çıkan sonuçlar enerji ve ekonomik analizlere tabi tutularak bina için en uygun iklimlendirme sistemi belirlenmiştir. Daha sonra, örnek bina için kojenerasyon sistem seçimi yapılmış, alternatif iklimlendirme sistemleri kojenerasyon sistemiyle bugünkü değer yöntemi kullanılarak karşılaştırılmıştır. Yakıt, elektrik, enflasyon ve faiz oranlarının değişimiyle ortaya çıkabilecek yeni tablolar hassasiyet ve risk analizi yapılarak değerlendirilmiştir.

Bilim Kodu : 914.1.038
Anahtar Kelimeler : Kojenerasyon, Enerji Analizi
Sayfa Adedi : 88
Tez Yöneticisi : Prof. Dr. Mecit SİVRİOĞLU

**ENERGY CONSUMPTION AND COST ANALYSIS COMPARISON OF
COGENERATION SYSTEM WITH ALTERNATIVE SYSTEMS FOR
COMMERCIAL BUILDINGS WHICH HAVE CONSTRUCTION AREA
MORE THAN TWENTYTHOUSAND METERSQUARE**

(M.Sc. Thesis)

Alperdeniz AYDOĞAN

**GAZİ UNIVERSITY
INSTITUTE OF SCIENCE AND TECHNOLOGY**

December 2009

ABSTRACT

According to recent regulations, the feasibility study of cogeneration systems must be carried out for buildings which have a construction area equal to or more than 20000 m². In this work, a case study for a selected building which satisfies the criteria given in regulations has been performed. For this building, four alternative HVAC systems have been described and the application of these systems to the building has been completed. Results have been analysed on the bases of energy and construction costs by using this analysis, and an economic HVAC system for the sample building has been chosen. Then, a cogeneration system has been selected for the sample building and alternative HVAC systems and the cogeneration system has been compared by using present value method. In order to take into consideration of the change in the fuel cost, the electricity cost and the interest rate in our analysis, a sensitivity and risk analysis have been performed for the cogeneration system.

Science Code	: 914.1.038
Key Words	: Cogeneration, Energy Analysis
Page Number	: 88
Adviser	: Prof. Dr. Mecit SİVRİOĞLU

TEŞEKKÜR

Çalışmalarım boyunca değerli yardım ve katkılarıyla beni yönlendiren Hocam Prof. Dr. Mecit SİVRİOĞLU'na, Elektrik Mühendisi Kubilay ÇALIŞKAN'a manevi destekleriyle beni hiçbir zaman yalnız bırakmayan eşim Arzu AYDOĞAN ve oğlum Aral Deniz AYDOĞAN'a teşekkürü bir borç bilirim.

İÇİNDEKİLER

Sayfa

ÖZET	iv
ABSTRACT	v
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER	vii
RESİMLERİN LİSTESİ	xv
SİMGELER VE KISALTMALAR.....	xvi
1. GİRİŞ	1
2. KOJENERASYON SİSTEMİ.....	10
2.1. Kojenerasyon Sistemi Genel Üretim Teknikleri	10
2.2. Kojenerasyon Sistemi Seçim Kriterleri.....	11
2.3. Kojenerasyon Sistemi Kullanılan Yakıt Tipleri	11
2.4. Kojenerasyon Sisteminin Tarihsel Perspektifi ve Gelişme Potansiyeli	13
2.5. Kojenerasyon Sistemi İle İlgili Mevcut Mevzuat	18
2.5.1. Türkiye’de mevcut mevzuat.....	19
2.5.2. Avrupa Birliği mevcut mevzuat.....	20
2.6 Kojenerasyon Sistemi İle İlgili Mevcut Literatür	21
3. YIRMİBİN METREKARE ÜZERİNDE İNŞAAT ALANINA SAHİP TİCARİ BİNLARA AİT GENEL YÜK PROFİLLERİNİN İNCELENMESİ	24
3.1. Mekanik Yükler ve Elektrik Tüketim Yüzdeleri.....	26
3.1.1. Isıtma yüklerinin incelenmesi.....	26
3.1.2. Soğutma yüklerinin incelenmesi.....	27
3.1.3. HVAC sistemi destekleyici elemanlar ait yüklerinin incelenmesi.....	27

Sayfa

4. ÖRNEK BİNA TANIMI VE İKLİMLENDİRME SİSTEM SEÇİMLERİ	28
4.1. Örnek Bina Genel Bilgileri	28
4.1.1. Örnek alışveriş merkezi tasarım şartları ve yük hesapları.....	29
4.2. Örnek Bina İklimlendirme Sistem Alternatifleri.....	33
4.2.1. Dört borulu fancoil sistemi.....	33
4.2.2. Direkt genleşmeli klima sistemi.....	35
4.2.3. Toprak ve su kaynaklı ısı pompası.....	36
4.2.4. Örnek bina iklimlendirme sistem alternatifleri teknik yeterliliği.....	40
5. ÖRNEK BİNA İKLİMLENDİRME SİSTEMLERİ ENERJİ ANALİZİ	41
5.1. Yıllık Enerji Analizi Yöntemi	41
5.2. Yıllık Enerji Sarfıyatı Özetleri	44
5.3. Yıllık Enerji Analizi Sonuçları.....	49
6. ÖRNEK BİNA İKLİMLENDİRME SİSTEMLERİ EKONOMİK ANALİZİ.....	51
6.1 Ekonomik Analiz.....	51
6.2 Ekonomik Analiz Yöntemlerinde Genel Kavramlar	51
6.3 Ekonomik Analiz Yöntemleri	52
6.3.1. Basit geri ödeme süresi yöntemi.....	52
6.3.2. İç karlılık yöntemi.....	52
6.3.3. Fayda masraf oranı yöntemi.....	53
6.3.4. Net bugünkü değer yöntemi.....	53
6.4 Net Bugünkü Değer Yöntemi İle Toprak Kaynaklı Isı Pompasının Diğer Sistemlerle Karşılaştırılması.....	54
7. ÖRNEK BİNA KOJENERASYON SİSTEMİ UYGULAMASI	61

Sayfa

7.1. Kojenerasyon Sistemi Analiz Gerekliiği.....	61
7.2. Kojenerasyon Hesaplamalarında Kullanılacak Yazılım Özellikleri	62
7.3. Örnek Bina Kojenerasyon Sistemi Seçimi	63
7.4. Örnek Bina Kojenerasyon Sistemi Ekonomik Analiz.....	65
7.4.1 Örnek bina kojenerasyon sistemi ilk yatırım maliyeti ve yıllık masraflar.....	65
7.4.2 Net bugünkü değer yöntemi ile kojenerasyon sisteminin alternatif iklimlendirme sistemleri ile karşılaştırılması.....	66
7.5 Kojenerasyon Sistemi Hassasiyet ve Risk Analizleri	70
8. SONUÇ VE ÖNERİLER	74
KAYNAKLAR	77
EKLER.....	80
EK-1 Kat planları ve ısı bölgeleri	81
EK-2 Ankara dış hava şartları simülasyonu.....	82
EK-3 Mahal ısı kayıp ve kazançları.....	83
EK-4 Örnek bina enerji simülasyonu.....	84
EK-5 Kojenerasyon sistemi enerji analizi.....	85
EK-6 Hassasiyet ve risk analizi	86
EK-7 Carrier E20-II programı çalışma prensipleri ve tanıtımı	87
ÖZGEÇMİŞ	88

ÇİZELGELERİN LİSTESİ

Çizelge	Sayfa
Çizelge 1.1. Türkiye kurulu güç ve üretiminin yıllar itibariyle gelişimi	3
Çizelge 1.2. Türkiye’deki kurulu gücün birincil enerji kaynaklarına göre yıllar itibariyle gelişimi	4
Çizelge 1.3. 1998 -2008 yılları arasında gerçekleşen puant güç ve enerji talebi	6
Çizelge 1.4. 2008–2017 döneminde elektrik enerjisi baz talep tahmini	6
Çizelge 1.5. 2008–2017 döneminde elektrik enerjisi düşük talep tahmini	7
Çizelge 2.1. Kojenerasyon sisteminde kullanılan gaz yakıtların özellikleri	12
Çizelge 2.2. 2007 sonu itibariyle Türkiye’de kurulu bulunan kojenerasyon tesisleri ve kullandıkları yakıt tipleri	13
Çizelge 2.3. Türkiye’de enerji piyasası ile ilgili kanunlardan bazıları	20
Çizelge 2.4. Avrupa Birliği kojenerasyonla ilgili yayınlanmış direktifler	20
Çizelge 3.1. Bina alanları ve kullanım yerlerine göre, tüm ticari binalara ait elektrik tüketimleri	25
Çizelge 4.1. Dış mahal sıcaklıkları ve rutubet değerleri	29
Çizelge 4.2. İç mahal konfor sıcaklıkları ve rutubet değerleri	29
Çizelge 4.3. İç mahal kişi sayısı, insan, cihaz, aydınlatma yükleri ve gerekli aydınlatma şiddeti	30
Çizelge 4.4. Yapı malzemeleri ısı iletim katsayıları	31
Çizelge 4.5. Örnek yapı ısıtma, soğutma yükleri ve havalandırma ihtiyacı	32
Çizelge 4.6. Örnek yapı ısıtma, soğutma yükleri toplamı	32
Çizelge 5.1. Yakıt fiyatları	44
Çizelge 5.2. Dört borulu fancoil sistemi yıllık enerji sarfıyatı özet	45
Çizelge 5.3. Toprak kaynaklı ısı pompası sistemi yıllık enerji sarfıyatı özet	46

Çizelge	Sayfa
Çizelge 5.4. Su kaynaklı ısı pompası sistemi yıllık enerji sarfıyatı özet	46
Çizelge 5.5. Direkt genleşmeli klima sistemi yıllık enerji sarfıyatı özet	47
Çizelge 5.6. Aylara göre toplam iklimlendirme elektrik ve doğalgaz sarfıyatı özet	47
Çizelge 6.1. Sistemlerin ilk kurulum masrafları ve değiştirme maliyetleri	56
Çizelge 6.2. Yıllık iklimlendirme sistemi elektrik ve doğalgaz sarfıyatı özeti	57
Çizelge 6.3. Sistemlerin, yıllık enerji sarfıyatları, yıllık bakım, işletme giderleri ve 20 yıl için hesaplanan hurda bedelleri	57
Çizelge 6.4. %10 enflasyondan arındırılmış faiz oranları için NBD yöntemi ile hesaplanan toplam maliyetler	58
Çizelge 6.5. İklimlendirme sistemleri %5, %10, %15 enflasyondan arındırılmış faiz oranları için NBD yöntemi ile hesaplanan özet sonuçlar	59
Çizelge 7.1. Örnek bina baz yükleri.....	63
Çizelge 7.2. Kojenerasyon sistemi kapasite alternatifleri özeti	64
Çizelge 7.3. Kojenerasyon alternatif sistemler ilk kurulum masrafları ve değiştirme maliyetleri	65
Çizelge 7.4. Kojenerasyon sistemleri ve alternatif iklimlendirme sistemlerinin %10 enflasyondan arındırılmış faiz oranları için NBD yöntemi ile toplam maliyetleri	67
Çizelge 7.6. Kojenerasyon ve iklimlendirme sistemleri %5, %10, %15 enflasyondan arındırılmış faiz oranları için NBD yöntemi ile hesaplanan özet sonuçlar	69
Çizelge 7.7 Baz durum yakıt maliyeti için %15 duyarlılık aralığı geri ödeme süresi özet tablosu	70
Çizelge 7.8 Kojenerasyon yakıt maliyeti için %15 duyarlılık aralığı geri ödeme süresi özet tablosu	71
Çizelge 7.9 İlk yatırım maliyetinin %15 duyarlılık aralığı geri ödeme süresi özet tablosu	71
Çizelge 8.1 İklimlendirme sistemleri elektrik enerjisinin kullanım yerleri	74

Çizelge	Sayfa
Çizelge 8.2 İklimlendirme sistemleri karşılaştırma tablosu	75

ŞEKİLLERİN LİSTESİ

Şekil	Sayfa
Şekil 1.1. Tez iş akış şeması	2
Şekil 1.2. 2008–2017 Döneminde elektrik enerjisi baz talep tahmini	7
Şekil 1.3. 2008–2017 Döneminde elektrik enerjisi düşük talep tahmini	8
Şekil 2.1. 2007 sonu itibariyle Türkiye’de kurulu bulunan kojenerasyon tesisleri kurulu güçlerin yakıt tiplerine göre yüzdesel dağılımı	18
Şekil 3.1. İnşaat alanı 18581m ² ve üzeri ticari binalara ait yük dağılımlarının yüzdesel dağılımı	24
Şekil 3.2. Ticari binalara ait yük ısıtma enerjisi tüketiminin dağılım yüzdeleri ..	26
Şekil 3.3. Ticari binalara ait yük soğutma enerjisi tüketiminin dağılım yüzdeleri.....	27
Şekil 3.4. Ticari binalar HVAC sistemi destekleyici elemanlara ait yüklerin dağılım yüzdeleri	27
Şekil 4.1. 30 temmuz güneş ışımasının günün saatlerine göre değişim simülasyonu	30
Şekil 4.2. Temmuz ayı dış hava sıcaklığı saatlik değişim simülasyonu	31
Şekil 5.1. Saatlik ısıtma soğutma yükleri hesap akış diyagramı	41
Şekil 5.2. Dış hava kuru ve yaş termometre sıcaklığının yılın günlerine göre değişimi	43
Şekil 5.3. Solar akının yılın günlerine göre değişimi	44
Şekil 5.4. İklimlendirmede kullanılan elektrik ve doğalgaz harcamalarının karşılaştırılması	48
Şekil 5.5. İklimlendirmede kullanılan yıllık eşdeğer elektrik harcamalarının karşılaştırılması	48
Şekil 5.6. İklimlendirmede kullanılan toplam yıllık USD bazında yakıt bedeli ..	49
Şekil 5.7. Toprak kaynaklı ısı pompasında oluşan yıllık maliyetlerin sistemlere göre dağılımı	49

Şekil	Sayfa
Şekil 5.8. Toprak kaynaklı ısı pompasında oluşan toplam iklimlendirme ve iklimlendirme dışı sistemlere ait maliyetler.....	50
Şekil 5.9. Toprak kaynaklı ısı pompasında oluşan maliyetlerin sistemlere göre dağılımı	50
Şekil 7.3. Bina yüklerinin aylara göre dağılımı.	64
Şekil 7.4. Bina yüküne göre seçilen kojenerasyon sistemi yük dağılımı	65
Şekil 7.3. Risk analizi parametrelerin nispi etkisi	72
Şekil 7.4. Risk analizi NBD dağılımı.....	73

RESİMLERİN LİSTESİ

Resim	Sayfa
Resim 4.1. Arcadium AVM genel görünümü.....	28
Resim 4.2. Hava soğutmalı soğutma grubu örnekleri	33
Resim 4.3. Fancoil cihazı ve kontrol termostat örnekleri	34
Resim 4.4. Dolaşım pompaları örnekleri	34
Resim 4.5. Dört borulu fancoil sistemi prensip çizimleri	34
Resim 4.6. Örnek iç, ünite, dış ünite ve kontrol ekipmanı.....	35
Resim 4.7. Direkt genişlemeli klima sistemi prensip çizimleri	36
Resim 4.8. Toprak ve su kaynaklı ısı pompası iç ve dış ünite örnekleri.....	38
Resim 4.9. Toprak ve su kaynaklı ısı pompası prensip şemaları	38
Resim 4.10 Toprak kaynaklı ısı pompası yatay ve dikey uygulama prensip şeması.....	39
Resim 7.1. Kojenerasyon sisteminin örnek binaya uygulama şeması	61
Resim 7.2. Kojenerasyon sistemin kullanılan ekipmanlara ait örnekler.....	62

SİMGELER VE KISALTMALAR

Bu çalışmada kullanılmış bazı simgeler ve kısaltmalar, açıklamaları ile birlikte aşağıda sunulmuştur.

Simgeler

Açıklama

η

Verim

K_{top}

Toplam ısı kayıp katsayısı

Q_{bin}

Yıllık enerji sarfıyatı

N_{bin}

Her sıcaklık aralığı için geçen süre

t_o

Dış hava sıcaklığı

t_{den}

Denge noktası sıcaklığı

Kısaltmalar

Açıklama

ASHRAE

The American Society of Heating, Refrigerating and Air Conditioning Engineers

AVM

Alışveriş merkezi

DX

Direkt genleşmeli

EIA

Amerika Birleşik Devletleri “Energy Information Administration”

GÖS

Geri ödeme süresi

HVAC

Heating, Ventilation and Air Conditioning

ETAM

Enerji Talebi Analizi İçin Model

MMO

Makine Mühendisleri Odası

NBD

Net bugünkü değer

1. GİRİŞ

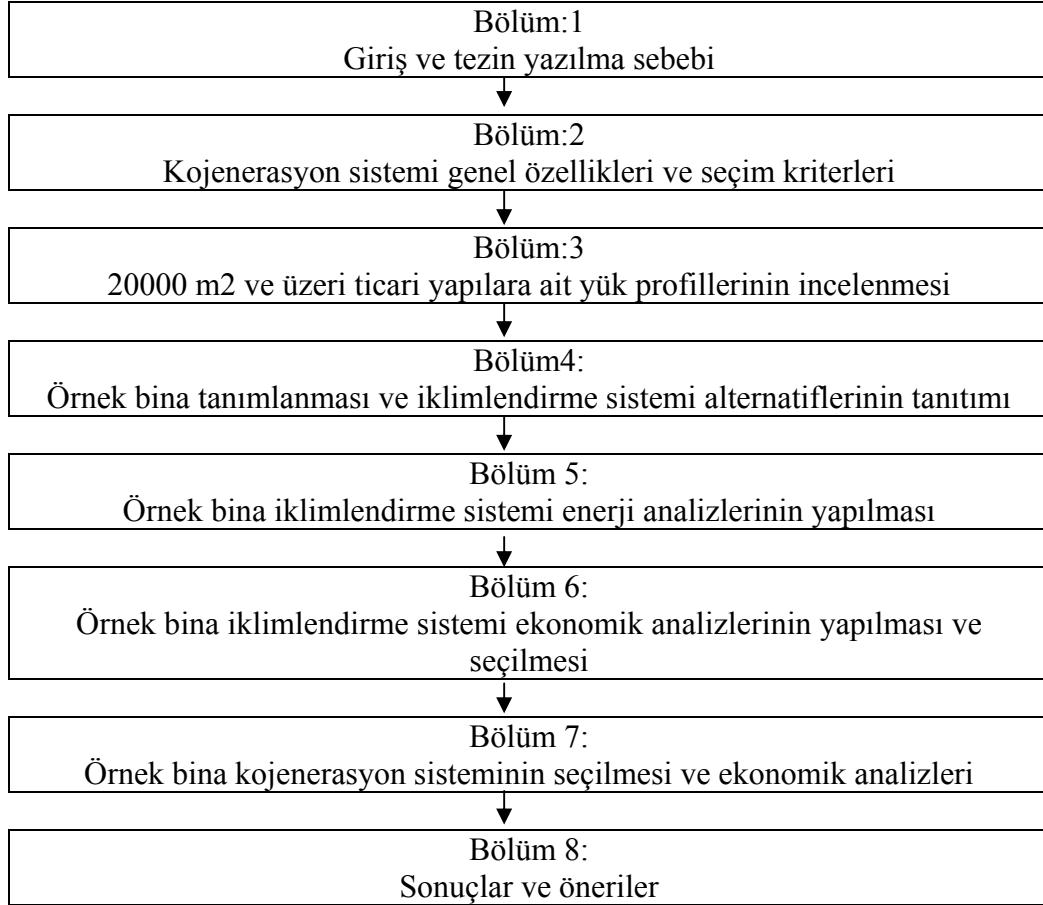
Küreselleşen dünyamızda mal ve para akışının çok hızlı bir şekilde gerçekleşmesi, ülkeleri ekonomik krizlerden uzak ve sağlıklı bir kalkınma sağlama konusunda daha planlı hareket etmeye zorlamaktadır. Bu bağlamda sürdürülebilir kalkınma kavramı, ülke politikalarında en çok dikkat edilen konuların başında gelmektedir.

Türkiye, ekonomisi hızla büyüyen bir ülkedir. Bu büyüme, beraberinde büyük enerji yatırımlarının da yapılmasını gerektirmektedir. Yıllık ortalama %5’lik bir talep artışı ile 14 sene içerisinde ülkemizin enerji talebi şimdiki talebin iki katına çıkmış olacaktır. Yıllık ortalama %7’lik bir talep artışı gerçekleşmesi durumunda ise; 1913 yılından bu yana yatırım yaptığımız mevcut kurulu gücümüzü önümüzdeki 10 yıl içerisinde iki katına çıkarmamız ve bunun için gerekli planlama çalışmalarını şimdiden yapmamız gerekecektir.

Ülkemizde verimlilik konusunda bugüne kadar yapılan çalışmalar, sanayide %20’nin, bina ve hizmet sektöründe %30’un ve ulaşımda %15’in üzerinde olmak üzere toplam olarak yıllık 4 milyar TL’nin üzerinde bir tasarruf potansiyeli olduğunu göstermektedir. Toplam nihai enerji tüketimi içinde en yüksek tüketim payına ve enerji tasarruf potansiyeline sahip olmalarından dolayı sanayi ve bina ve hizmet sektörleri enerji verimliliği çalışmalarında öncelikli sektörlerdir [1].

Artan nüfus ve gelişmişlikle birlikte enerji talebi de artmaktadır. Özellikle gelişmekte olan ülkelerde bu çok daha hızlı oluşmaktadır. Bu sebeple bu ülkemizde enerji ihtiyaçlarını karşılayabilmek için yap işlet devret yöntemi ile de birçok enerji tesisi kurulmuştur ve hala da kurulmaya devam etmektedir. Birçok sanayi kuruluşu, endüstriyel tesis, özel sektör tesisleri; otel, alışveriş merkezi, okul ve konut kendi enerjisini kendi üretmeye başlamıştır. Bu şekilde ülke enerjisine de katkıda bulunmaktadır. Bu çalışmada, inşaat alanı 20000 m² den büyük bir ticari yapı ele alınarak yıllık elektrik ve ısı tüketimleri hesaplanmış, buna en uygun kojenerasyon sistemi seçilmiş ve alternatif sistemlerle karşılaştırılarak ekonomik analizi yapılmıştır.

Hazırlanmış olan tez Şekil 1.1’de sunulan iş akış şemasını takip edecektir.



Şekil 1.1. Tez iş akış şeması

Düşük enerji harcayan bir klima sisteminin seçimi ve bunun kojenerasyon sistemi ile desteklenmesi, elektrik ihtiyacının giderek arttığı ve üretimin ihtiyacı karşılamadığı bir piyasada zorunlu hale gelmektedir. Bu durumun daha iyi analizinin yapılabilmesi için Türkiye’de elektrik üretimi ve yakın bir gelecekte karşılaştığımız durumla ilgili senaryolardan haberdar olmak gerekmektedir. Konu ile ilgili mevcut durum, planlanan yatırımlar ve ileriki yıllara ait beklene yük talepleri aşağıdaki bölümde hesaplanarak, kojenerasyon uygulamasının gerekliliği açıklanacaktır.

Enerji kaynakları ve Türkiye’de elektrik üretimi

Kullanım kolaylığı, istenildiği anda diğer enerji türlerine dönüştürülebilmesi günlük hayattaki yaygınlığıyla, bugün elektrik enerjisi tüketimi ülkelerin gelişmişlik

düzeyinin en önemli göstergelerinden biridir. 19ncu yüzyılın sonlarında bulunup öncelikle aydınlatmaya dönük olarak insanlığın kullanımına sunulan elektrik enerjisini elde etmek için artan gereksinim sonucunda birincil kaynakların yanı sıra yenilenebilir kaynaklar, rüzgar, güneş, biyokütle ve benzeri kaynakların da değerlendirilmesine başlanmıştır.

Elektrik enerjisinin günlük hayatta kullanılmaya başlaması 1878 yılında olmuştur. İlk elektrik santrali ise 1882’de Londra’da hizmete girmiştir. Ülkemizde kurulan ilk elektrik üreticisi, 1902 yılında Tarsus’ta tesis edilen, bir su değirmenine bağlanmış 2 kW gücündeki bir dinamodur. İlk büyük santral ise 1913 yılında İstanbul Silahtarağa’da kurulmuştur. Bu tarihten itibaren yapılan yatırımlarla bugün Türkiye nüfusunun %99.9’u elektrik enerjisinden yararlanmaktadır [2]. Türkiye kurulu güç ve üretiminin yıllar itibariyle gelişimi Çizelge 1.1’de özetlenmiştir [3].

Çizelge 1.1. Türkiye kurulu güç ve üretiminin yıllar itibariyle gelişimi

KURULU GÜÇ (MW)					ÜRETİM (GWh)			
YILLAR	TERMİK	HİDROLİK	JEOTERMAL VE RÜZGAR	TOPLAM	TERMİK	HİDROLİK	JEOTERMAL VE RÜZGAR	TOPLAM
1980	2987.9	2130.8	-	5118.7	11927.2	11348.2	-	23275.4
1985	5229.3	3874.8	17.5	9121.6	22168.0	12044.9	6.0	34218.9
1990	9535.8	6764.3	17.5	16317.6	34314.9	23148.0	80.1	57543.0
1995	11074.0	9862.8	17.5	20954.3	50620.5	35540.9	86.0	86247.4
2000	16052.5	11175.2	36.4	27264.1	93934.2	30878.5	108.9	124921.6
2001	16623.1	11672.9	36.4	28332.4	98562.8	24009.9	152.0	122724.7
2002	19568.5	12240.9	36.4	31845.8	95563.1	33683.8	152.6	129399.5
2003	22974.4	12578.7	33.9	35587.0	105101.0	35329.5	150.0	140580.5
2004	24144.7	12645.4	33.9	36824.0	104463.7	46083.7	150.9	150698.3
2005	25902.3	12906.1	35.1	38843.5	122242.3	39560.5	153.4	161956.2
2006	27420.2	13062.7	81.9	40564.8	131835.1	44244.2	220.5	176299.8
2007	27271.6	13394.9	169.2	40835.7	155196.2	35850.8	511.1	191558.1
2008	27595,0	13828,7	393,5	41817,2	164139,3	33269,8	1008,9	198418,0

Çizelge 1.1’de sunulan kurulu gücün, 2001 -2008 yılları arası birincil enerji kaynaklarına göre yıllar itibariyle gelişimi de Çizelge 1.2’de sunulmuştur [4]. Çizelge 1.2 detaylı olarak incelendiğinde 2001-2008 yılları ortalamasında kurulu gücün; %64.99 oranında termik, %35.73 oranında hidrolik, %0.12 oranında jeotermal ve %0.16 rüzgar enerjisinden sağlandığı görülmektedir. Toplam içerisinde yenilenebilir kaynaklara ait oran düşüktür.

Çizelge 1.2. Türkiye’deki kurulu gücün birincil enerji kaynaklarına göre yıllar itibariyle gelişimi

KAYNAKLAR		2001 MW	2002 MW	2003 MW	2004 MW	2005 MW	2006 MW	2007 MW	2008 MW
TEK YAKITLI	TAŞKÖMÜRÜ	335,0	335,0	335,0	335,0	335,0	1986,0	1986,0	1986,0
	İTHAL KÖMÜR	145,0	145,0	1465,0	1510,0	1651,0	0,0	0,0	0,0
	LİNYİT	6510,7	6502,9	6438,9	6450,8	7130,8	8210,8	8211,4	8205,0
	FUEL-OİL	1608,4	2009,0	2331,1	2307,6	2253,3	2123,2	1772,4	1770,8
	MOTORİN	235,5	235,5	235,5	214,4	215,9	251,9	206,4	26,4
	LPG	24,0	24,0	29,9	10,4	0,0	0,0	0,0	0,0
	NAFTA	131,7	131,7	136,7	36,8	36,5	21,4	21,4	21,4
	DOĞAL GAZ	4850,7	7247,1	8861,8	10131,2	10976,2	11462,2	11647,4	10656,8
	YENİLENEBİLİR VE ATIK	23,6	27,6	27,6	27,6	35,3	41,3	42,7	59,7
	TOPLAM	13864,6	16657,8	19861,5	21023,8	22634,0	24096,8	23887,6	22726,0
ÇOK YAKITLI	KATI+SIVI	455,7	455,7	465,1	453,7	455,0	471,0	471,0	471,0
	SIVI + DOĞAL GAZ	2302,8	2455,0	2647,8	2667,2	2797,3	2852,4	2913,0	4398,0
	KATI + DOĞAL GAZ	0,0	0,0	0,0	0,0	16,0	0,0	0,0	0,0
	TOPLAM	2758,5	2910,7	3112,9	3120,9	3268,3	3323,4	3384,0	4869,0

Çizelge 1.2. (Devam) Türkiye’deki kurulu gücün birincil enerji kaynaklarına göre yıllar itibariyle gelişimi

TOPLAM	TERMİK	16623,1	19568,5	22974,4	24144,7	25902,3	27420,2	27271,6	27595,0
	HİDROLİK	11672,9	12240,9	12578,7	12645,4	12906,1	13062,7	13394,9	13828,7
	JEOTERMAL	17,5	17,5	15,0	15,0	15,0	81,9	169,2	29,8
	RÜZGAR	18,9	18,9	18,9	18,9	20,1	0,0	0,0	363,7
	TOPLAM	28332,4	31845,8	35587,0	36824,0	38843,5	40564,8	40835,7	41817,2

Türkiye elektrik enerjisi üretim planlama çalışması

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş. Türkiye elektrik sistemi üretim planlama çalışmaları yapmaktadır. Bu kapsamda, 2008–2017 yılları arasını kapsayan, elektrik enerjisi talebinin güvenilir bir şekilde karşılanması için yeni kurulacak üretim tesislerinin zamanlaması, miktarı ve kompozisyonu hakkında karar vericilere, yatırımcılara ve tüm piyasa katılımcılarına yol gösterecek raporlar hazırlanmıştır. Böylelikle piyasa aktörlerinin elektrik üretim sisteminin arz güvenliğini takip ederek yatırım kararı vermelerinde yardımcı olabilmek amaçlanmaktadır.

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. bu kapsamda yapmış olduğu, 2008–2017 dönemini kapsayan uzun dönem üretim planlama çalışmasını iki talep serisi üzerinden yapmıştır. İncelenen talep tahmin serileri Enerji Talebi Analizi İçin Model ETAM (Model for Analysis of Energy Demand), tekniğiyle hazırlanmıştır. ETAM modelinde 2008 yılı mayıs ayında elde edilmiş olan talep serileri kullanılmıştır.

2008-2017 dönemi için hazırlanan ETAM çalışmasının ayrıntılarına girmeden önce Türkiye Elektrik İletim A.Ş. tarafından yayınlanan 1998-2008 yılları arasına ait, gerçekleşen puant güç ve enerji talebi ile ilgili bilgiler özetlenerek yüzdesel değişimleri ile birlikte Çizelge 1.3’de sunulmuştur [5].

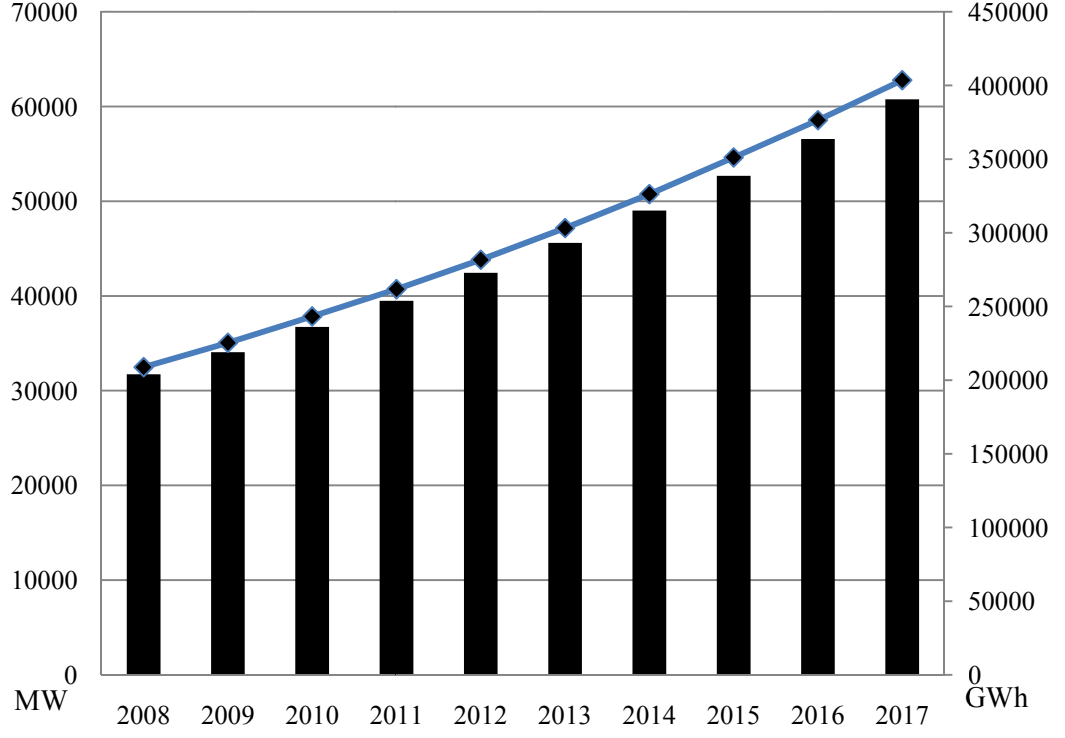
Çizelge 1.3. 1998 -2008 yılları arasında gerçekleşen puant güç ve enerji talebi

Yıl	Puant güç talebi MW	Puant güç talebi artış oranı %	Enerji talebi GWh	Enerji talebi artış oranı %
1998	17799	5.2	114023	8.1
1999	18938	6.4	118485	3.9
2000	19390	2.4	128276	8.3
2001	19612	1.1	126871	-1.1
2002	21006	7.1	132553	4.5
2003	21729	3.4	141151	6.5
2004	23485	8.1	150018	6.3
2005	25174	7.2	160794	7.2
2006	27594	9.6	174637	8.8
2007	29249	6.0	190000	8.8
2008	30517	4.3	198085	4.2

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. tarafından hazırlanan çalışmaya geri dönersek, talep tahmin serileri baz talep ve düşük talep olarak ele alınmış olup, 2008-2017 döneminde elektrik enerjisi baz talep tahmini Çizelge 1.4 ve Şekil 1.2’de, düşük talep tahmini Çizelge 1.5 ve Şekil 1.3’de özetlenmiştir [5].

Çizelge 1.4. 2008–2017 döneminde elektrik enerjisi baz talep tahmini

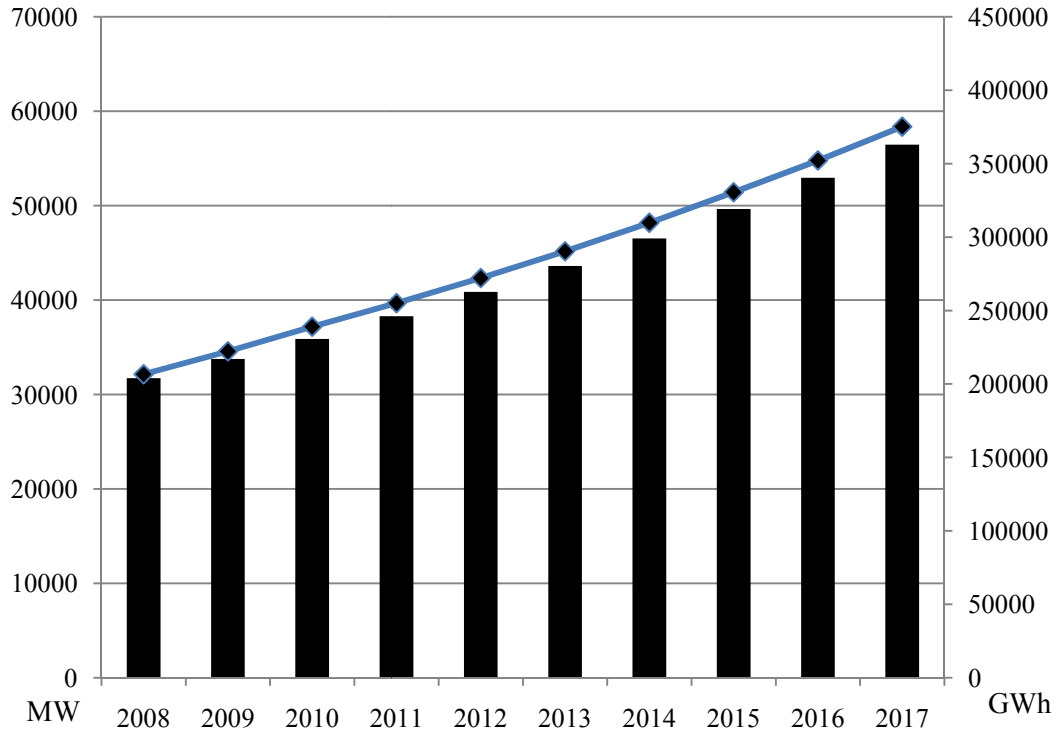
Yıl	Puant güç talebi MW	Puant güç talebi artış oranı %	Enerji talebi GWh	Enerji talebi artış oranı %
2008	30517		198085	
2009	35053	14.8	219013	10.6
2010	37832	7.9	236182	7.8
2011	40716	7.6	253837	7.5
2012	43819	7.6	272812	7.5
2013	47159	7.6	293205	7.5
2014	50753	7.6	315123	7.5
2015	54622	7.6	338679	7.5
2016	58560	7.2	363695	7.4
2017	62782	7.2	390559	7.4



Şekil 1.2. 2008–2017 Döneminde elektrik enerjisi baz talep tahmini

Çizelge 1.5. 2008–2017 döneminde elektrik enerjisi düşük talep tahmini

YIL	Puant güç talebi MW	Puant güç talebi artış oranı %	Enerji talebi GWh	Enerji talebi artış oranı %
2008	30517		198085	
2009	34571	13.1	216992	9.5
2010	37182	7.6	230705	6.3
2011	39673	6.7	246181	6.7
2012	42331	6.7	262696	6.7
2013	45167	6.7	280319	6.7
2014	48193	6.7	299124	6.7
2015	51421	6.7	319190	6.7
2016	54788	6.5	340379	6.6
2017	58376	6.5	362975	6.6



Şekil 1.3. 2008–2017 Döneminde elektrik enerjisi düşük talep tahmini

2009–2017 döneminde elektrik enerjisi talep tahmininde yıllık ortalama artışı baz talep tahminine göre %7.4, düşük talep tahminine göre %6.4 olarak hesaplanmıştır. 2017 itibariyle baz talep tahmine göre enerji talebi 390559 GWh olurken bu değer düşük talep tahminine göre 362975 GWh olarak gerçekleşmektedir [5]. Mevcut durum incelendiğinde güncel planlamalarla; 4319 MW inşa halinde ve 12818 MW lisans almış ve öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen üretim tesisi bulunduğu görülür. Bu durumda; proje üretim değerlerine göre 2014 yılından itibaren baz enerji talebinin karşılanamaması riski vardır.

Aynı tipteki aday linyitlerin yılda üç üniteden fazla kurulamayacağı, hidrolik projelerin belli yıllara yığılmasını önlemek için her yıl işletmeye girecek hidrolik projelerin kurulu güçleri toplamının 1500 MW ile sınırlı olacağı, ithal kömür tüketiminin planlama periyodu boyunca mevcut santral dahil 15 milyon ton/yıl ile sınırlı olacağı, elektrik üretimindeki doğal gaz tüketiminin planlama periyodu boyunca mevcutlar dahil, kontrat miktarından sanayi, konut ve gübre için ayrılan miktarlar çıkarıldıktan sonra kalanın 30 milyar m³/yıl ile sınırlı olacağı düşünülerek,

elektrik ithali veya nükleer santralın işletmeye girmesi çözüm durumu olarak ortaya çıkmaktadır. Her iki senaryoya ait çözüm önerileri içerisinde belirtilen kojenerasyon sistemi ile birleşik ısı ve güç üretimi de önemli bir açığı kapatacaktır [6].

2007 yılı verilerine göre %2.5 iletim ve %12 dağıtım olmak üzere toplam %14.5 şebeke kaybı oluşmaktadır [7]. Bu enerjinin üretildiği yerde tüketilmesini amaçlayan kojenerasyon yoluyla minimize edilebilecek bir kalemdir.

2. KOJENERASYON SİSTEMİ

Kojenerasyon kısaca, enerjinin hem elektrik hem de ısı formlarında aynı sistemden beraberce üretilmesidir. Bu birliktelik, iki enerji formunun da tek tek kendi başlarına ayrı yerlerde üretilmesinden daha ekonomik neticeler oluşturmaktadır. Basit çevrimde çalışan, yani sadece elektrik üreten bir gaz türbini ya da motoru kullandığı enerjinin %30-40 kadarını elektriğe çevirebilir. Bu sistemin kojenerasyon şeklinde kullanılması halinde sistemden dışarıya atılacak olan ısı enerjisinin büyük bir bölümü de kullanılabilir enerjiye dönüştürülerek toplam enerji girişinin %70-90 arasında değerlendirilmesi sağlanabilir. Bu tekniğe birleşik ısı-güç sistemleri ya da kısaca kojenerasyon denir [8].

2.1. Kojenerasyon Sistemi Genel Üretim Teknikleri

Kojenerasyon iki çeşit ana tahrik ünitesi vasıtasıyla uygulanmaktadır; gaz türbini ve gaz motoru ya da dizel motor. Gaz türbinleri kojenerasyon uygulamaları için yaygın olarak 4.5- 20MW güç aralığında kullanım bulmaktadır. Buna karşılık gaz motorları daha küçük güçlerde, yurdumuzda da özellikle 1MW seviyelerinde uygulanmaktadır. Ancak gaz motor kojenerasyon uygulamalarını bu boyutta sınırlamak doğru değildir. Tek modülde 100kW seviyelerinden 3MW seviyelerine kadar motorlar mevcut olup, bunların çoklu modülleri ile yapılan santrallerde 10MW seviyelerine ulaşılması Avrupa'da yaygın uygulamalardır.

Gaz türbininde, ısı egzoz gazı ısısı şeklinde olup, bir atık ısı kazanı marifetiyle bu ısı proses ihtiyacına göre buhar, sıcak su, kızgın su ya da kızgın yağ üretmek için kullanılabilir. Diğer bir yaygın kullanım alanı da egzoz gazının hava ile karıştırılarak direkt kurutma uygulamalarında kullanılmasıdır. Bu işlemler sayesinde toplam çevrim verimi %80 seviyelerine yakalayabilmektedir. Gaz motorlarında ise atık ısının yaklaşık 1/3 oranı egzoz gazından 2/3 de motorun soğutma sistemlerinden geri kazanılmaktadır. Soğutma devreleri; silindir-gömlek soğutması, karterdeki yağın soğutulması ve turbocharger soğutmasından oluşmaktadır. Buna egzoz ısı değiştirgecinden elde edilen ısı eklenmektedir. Motor kojenerasyon sistemlerinin bu

soğutma gerekliliği özellikleriyle geri kazanılan ısı, en verimli şekilde sıcak su olarak kullanılabilir. Böyle bir sistemde toplam sistem verimi %90 seviyesini geçebilmektedir.

2.2. Kojenerasyon Sistemi Seçim Kriterleri

Bu sistemlerin seçimi başlıca şu kriterlere göre yapılır;

- İşletmenin elektrik-ısı tüketim yapısı ve ısı-elektrik tüketim dengesi,
- İşletmenin yıllık çalışma süresi,
- İşletmenin enerji ihtiyacı seviyesi
- Birincil enerji kaynaklarının (gaz, lpg, nafta, fuel oil no:6) temin edilebilirliği ve ekonomik uygulanabilirlikleri.

Bunların en önemlisi ilk iki kriterdir. Sağlıklı bir santral seçimi için mümkünse yıllık, yoksa aylık ya da haftalık bazda tüketim değerleri tespiti yapılmalı, bunlar grafiklere dökülmelidir. Santralin elektrik kapasitesi belirlendikten sonra ısı tüketim verilerine bakılır. Yoğun olarak yüksek sıcaklıkta enerji gerekiyorsa buhar, kızgın yağ ya da sıcak hava ve bu yaklaşık 1/2 elektrik, ısı dengesine oturuyorsa, sisteme uygun yakıt ekonomik olarak mevcut ise ve santral büyüklüğü gaz türbinleri kapasite aralığına giriyorsa ihtiyaç bir gaz türbin kojenerasyon santrali seçilmelidir.

2.3. Kojenerasyon Sistemi Kullanılan Yakıt Tipleri

Motor kojenerasyon sistemlerinde kullanılan motorlar genel olarak 2 tiptir;

- Fair karışım yanmalı otto motorları,
- Dizel sıkıştırma patlatmalı prensibe göre çalışan motorlar.

Kullanılabilecek gazlar sırasıyla; doğalgaz, biogaz, propan, kok gazı piroliz gazı (odun gazı) olarak sıralanabilir. Bunlardan sadece doğalgaz ve propan ticari olarak kullanıma açık yakıtlardır. Diğerleri ya arıtma tesisleri, ya çöplükler ya da özel

proseslerden elde edilir. Özellikle proseslerinde çözücü ağırlıklı atmosfer yaratan ya da özel gazlar üreten müesseselerde bu imkan çok karlı yatırım sonuçları vermektedir. Dizel motorlar, yaklaşık 4MW kapasiteye kadar kullanılmaktadır, ancak dizel ya da gaz-dizel çift yakıt kullanımında, bu kapasitenin üzerine çıkabilen, 4 ve 6 numaralı fuel oil yakabilen makineler bulunmaktadır. Gaz yakıtların motorlarda yakılabilmesinin en önemli kriteri metan sayısıdır, bunun arkasından ısı değeri ve laminar alev hızı gelir. Kojenerasyon sisteminde sıkça kullanılan gazlar ve bunların spesifik graviteleri, alt ısı değeri vb. özellikleri Çizelge 2.1’de sunulmuştur [7].

Çizelge 2.1. Kojenerasyon sisteminde kullanılan gaz yakıtların özellikleri

Yakıt	Kompozisyon	Spesifik gravite (kg/nm ³)	Alt ısı değeri (kwh/nm ³)	Metan sayısı	Laminar alev hızı (cm/sn)
H ₂	Hidrojen	0.0899	2.996	0	302
CH ₄	Metan	0.717	9.971	100	41
C ₃ H ₈	Propan	2.003	26	33	45
CO	Karbon monoksit	1.25	3.51	75	24
Doğalgaz	CH ₄ %88.5 C ₂ H ₆ %4.7 C ₃ H ₈ %1.6 C ₄ H ₁₀ %0.2 N ₂ %5	0.798	10.14	80	41
Arıtma gazı	CH ₄ = %65 CO ₂ = %35	1.158	6.5	135	27
Çöplük gazı	CH ₄ %50 CO ₂ %40 N ₂ %10	1.274	4.98	150	20
Odun gazı	H ₂ %7 CO %17 CNHM %5 N ₂ %56 CO ₂ %15	1.25	1.38	13	-

2.4. Kojenerasyon Sisteminin Tarihsel Perspektifi ve Gelişme Potansiyeli

Bu teknolojinin, ilk basit örnekleri 20nci yüzyılın ilk yarısında görülmüştür. Ancak ucuz yakıt döneminde terk edilmiştir. 1973-1979 petrol krizlerinin ardından geliştirilerek yeniden uygulanmaya konulmuştur. Kojenerasyon, 20nci yüzyılın başlarından itibaren, güç santrallerinin yerleşim birimlerinde kurulması ve bölge ısıtması yapılmasıyla başlamış, 1940'lı yıllarda yakıt fiyatlarının düşmesiyle çekiciliğini yitirmiştir, ancak 1970'li yıllarda yakıt fiyatlarının hızla yükselmesiyle bu tür santrallerin kurulması hızlanmıştır.

Kojenerasyon Türkiye'de yeni olmayıp, devlete ait rafineri, çimento, şeker, kağıt ve demir-çelik fabrikaları ile petro-kimya tesislerinde yaklaşık 1960'lardan beri kullanılan bir teknolojidir. 1985'de hazırlanan yasal düzenlemeyle, özel sektörün konuya ilgisi artmıştır. 2007 sonu itibariyle Türkiye'de kurulu bulunan kojenerasyon tesisleri kullandıkları yakıt tipine göre Çizelge 2.2'de sıralanmıştır. Şekil 2.1'de 2007 sonu itibariyle kurulu güçlerin yakıt türlerine göre yüzdesel dağılımları verilmiştir. Buradan görüleceği üzere toplam kurulu güç 3175.3 MW, proje üretim kapasitesi ve güvenilir üretim kapasiteleri de 20000 GWh olarak olmuştur. Kullanılan yakıt tiplerine bakıldığında doğalgazın %43 ile en çok kullanılan yakıt tipi olduğu görülür.

Çizelge 2.2. 2007 sonu itibariyle Türkiye'de kurulu bulunan kojenerasyon tesisleri ve kullandıkları yakıt tipleri

Yakıt tipi	Santral adı	Kurulu güç MW	Proje üretim kapasitesi GWh	Güvenilir üretim kapasitesi GWh
FUEL OIL	AKSEN (Gaziantep)	21.1	168.0	168.0
	AKDENİZ SEKA (Silifke)	20.0		
	AKSU SEKA (MİLDA KAĞIT)	8.0	20.0	20.0
	AKTEKSTİL-1 (Gaziantep)	13.0	87.0	87.0
	ALİAĞA PETKİM	170.0	1.357.0	1.357.0
	ANADOLU EFES BİRA I	3.8	32.0	32.0
	BALIKESİR SEKA	9.3	56.0	56.0
	BİRKO (Bor)	11.5		

Çizelge 2.2. (Devam) 2007 sonu itibariyle Türkiye’de kurulu bulunan
kojenerasyon tesisleri ve kullandıkları yakıt tipleri

FUEL OIL	ÇAYCUMA SEKA(OYKA KAĞIT)	10.0	70.0	70.0
	ÇAY SEKA (AFYON)(GAP İNSAAT)	8.0	60.0	60.0
	ERDEMİR	75.0	450.0	450.0
	GÜL ENERJİ (Gaziantep)	25.0	193.0	193.0
	HABAŞ (Bilecik)	18.0	144.0	144.0
	HABAŞ (İzmir)	36.0	288.0	288.0
	HALKALI KAĞIT	5.1	39.0	39.0
	ISPARTA MENSUCAT	10.7	85.0	85.0
	İZMİT SEKA	18.0	23.0	23.0
	KIRKA BORAKS (Kırka)	8.2	32.0	32.0
	MED UNION A.S. (EBSO)	3.4	27.0	27.0
	MOPAK (Dalaman)	26.2	106.0	106.0
	ORS (Polatlı)	7.4	52.0	52.0
	POLİNAS (Manisa)	10.0	75.0	75.0
	SAMUR A.Ş. (Esenboğa)	7.4	60.0	60.0
	S.ŞEHİR (ETİ) ALUMİNYUM	11.9	35.0	35.0
	SUPER FİLM	25.3	203.0	203.0
	TÜPRAŞ İZMİR (ALİAĞA RAF.)	44.0	306.0	306.0
	TÜPRAŞ (Orta Anadolu-Kırıkkale)	24.0	168.0	168.0
	TÜPRAŞ (İzmit-Yarımca)	84.1	545.0	545.0
	TÜPRAŞ (Batman)	10.3	72.0	72.0
	TİRE-KUTSAN (Tire)	8.0	37.0	37.0
	DİĞERLERİ (İzole)	62.3	195.0	195.0
	TOPLAM	795.0	4.985.0	4.985.0
MOTORİN	TÜPRAŞ (Batman)	10.3	72.0	72.0
	DİĞERLERİ	8.0	20.0	20.0
	TOPLAM	18.3	92.0	92.0
İTHAL KÖMÜR	ÇOLAKOĞLU-2	190.0	1.425.0	1.425.0
	İÇDAŞ ÇELİK	135.0	948.0	948.0
	KAHRAMANMARAŞ KAĞIT	6.0	45.0	45.0
	TOPLAM	331.0	2.418.0	2.418.0
TAŞ KÖMÜRÜ	İSDEMİR	220.4	772.0	772.0
	KARDEMİR	35.0	300.0	300.0
	TOPLAM	255.4	1.072.0	1.072.0

Çizelge 2.2. (Devam) 2007 sonu itibariyle Türkiye’de kurulu bulunan
kojenerasyon tesisleri ve kullandıkları yakıt tipleri

LİNYİT	ALKİM (ALKALİ KİMYA) (Dazkırı)	3.4	24.0	24.0
	BANDIRMA BORAKS (ETİ MADEN)	10.7	78.0	78.0
	PETLAS	6.0	40.0	40.0
	MARMARA KAĞIT (Bilorsa)	2.0	9.0	9.0
	DİĞERLERİ	157.1	285.0	285.0
	TOPLAM	179.2	436.0	436.0
LPG	ETİ BOR (EMET)	10.4	82.0	82.0
	EGE BİRLEŞİK ENERJİ	12.8	107.0	107.0
	GOODYEAR (Adapazarı)	9.6	79.0	79.0
	GOODYEAR (İzmit)	4.2	35.0	35.0
	MOPAK KAĞIT (Işıklar)	4.6	33.0	33.0
	ORTAANADOLU MENSUCAT	10.0	65.0	65.0
	TOPLAM	51.6	401.0	401.0
NAFTA	AKÇA ENERJİ (MENDERES TEKS.)	18.7	140.0	140.0
	ALKİM KAĞIT	5.2	41.0	41.0
	ATAER ENERJİ (EBSO)	70.3	398.0	398.0
	DENTAŞ (Denizli)	5.0	38.0	38.0
	DESA (Işıklar)	10.6	70.0	70.0
	MENSA MENSUCAT	10.4	85.0	85.0
	TOROS (Ceyhan)	4.7	38.0	38.0
	TOROS (Mersin)	12.1	96.0	96.0
	SOKTAS (Aydın)	4.5	38.0	38.0
	TOPLAM	141.5	944.0	944.0
DOĞALGAZ	ACIBADEM Bursa	1.3	11.0	11.0
	ACIBADEM Kadıköy 1	0.5	4.0	4.0
	ACIBADEM Kadıköy 2	0.6	5.0	5.0
	AKATEKS Çorlu	1.8	14.0	14.0
	AKBAŞLAR	8.7	73.0	73.0
	AKIN ENERJİ (B.Karıştıran)	4.9	37.0	37.0
	AKMAYA (Lüleburgaz)	6.9	48.0	48.0
	ALTINYILDIZ (Yenibosna)	4.7	40.0	40.0
	ALTINMARKA	3.6	29.0	29.0
	MYLUM NİŞASTA (Adana)	14.3	80.0	80.0
	ARÇELİK(Çayırova)	6.5	49.0	49.0
	ARÇELİK(Eskişehir)	6.3	48.0	48.0
	ARENKO (Denizli)	12.7	101.0	101.0
	ATATEKS TEKSTİL	5.6	45.0	45.0
	ATLAS HALICILIK (Çorlu)	1.0	7.0	7.0

Çizelge 2.2. (Devam) 2007 sonu itibariyle Türkiye’de kurulu bulunan
kojenerasyon tesisleri ve kullandıkları yakıt tipleri

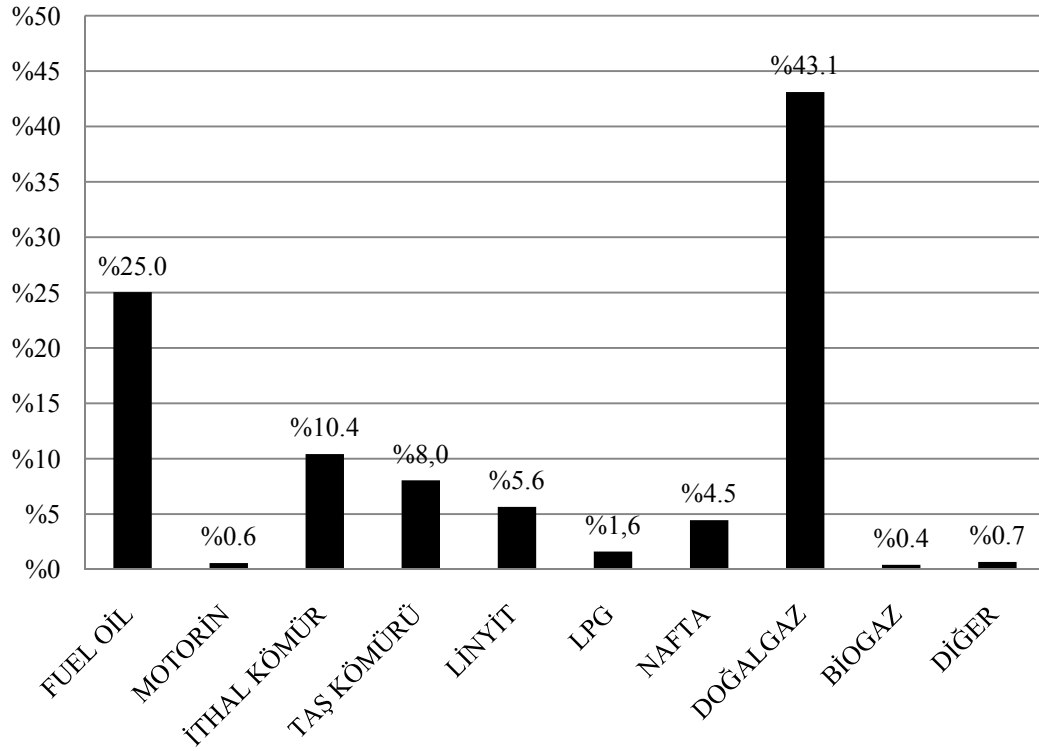
DOĞALGAZ	AYDIN ÖRME	7.5	60.0	60.0
	AYKATEKSTİL	5.5	41.0	41.0
	BAHARİYE HALI	1.0	7.0	7.0
	BAYDEMİRLER (Beylikdüzü)	9.3	77.0	77.0
	BEY ENERJİ (B.Karıştıran)	5.0	36.0	36.0
	BİL ENERJİ (Ankara)	36.6	255.0	255.0
	CAN TEKSTİL (Çorlu)	5.2	40.0	40.0
	ECZACIBAŞI BAXTER	1.0	6.0	6.0
	COGNİS (Tuzla)	1.0	8.0	8.0
	ÇIRAĞAN SARAYI	1.3	11.0	11.0
	ÇOLAKOĞLU-1	123.4	1.047.0	1.047.0
	DENİZLİ ÇİMENTO	14.0	113.0	113.0
	DOĞUS (B.Karıştıran)	1.0	8.0	8.0
	EDİP İPLİK (B.Karıştıran)	4.9	38.0	38.0
	EKOTEN TEKSTİL	1.9	15.0	15.0
	ELSE TEKSTİL	3.2	25.0	25.0
	ERAK GİYİM	1.4	12.0	12.0
	EROGLU GİYİM	1.2	9.0	9.0
	ESKİSEHİR ENDÜSTRİ ENERJİ(OSB)	59.0	452.0	452.0
	ERDEMİR	80.0	480.0	480.0
	EVYAP	5.1	30.0	30.0
	FLOKSER Tekstil (Poliser)	2.1	17.0	17.0
	FLOKSER Tekstil (Suetser)	2.1	17.0	17.0
	FRITOLAY GIDA	0.5	4.0	4.0
	GULLE ENTEGRE (Çorlu)	6.3	47.0	47.0
	GRANİSER GRANİT	5.5	42.0	42.0
	HABAS (Aliağa)	224.5	1.796.0	1.796.0
	HAYAT KAĞITSAN	7.5	56.0	56.0
	HAYAT KIMYA (İzmit)	5.2	32.0	32.0
	HAYAT TEMİZLİK	15.0	94.0	94.0
	İGSAŞ (Yarımca)	11.0	76.0	76.0
	İSKO (İnegöl)	9.2	63.0	63.0
	KALESERAMİK (Çanakkale+Kalebodur)	21.6	157.0	157.0
	KARTONSAN (İzmit)	24.0	192.0	192.0
	KASTAMONU ENTEGRE	7.5	48.0	48.0
	KIVANÇ TEKSTİL	3.9	33.0	33.0
	KİL-SAN	3.2	25.0	25.0
	KOMBASSAN AMBALAJ (Konya)	5.5	40.0	40.0

Çizelge 2.2. (Devam) 2007 sonu itibariyle Türkiye’de kurulu bulunan
kojenerasyon tesisleri ve kullandıkları yakıt tipleri

DOĞALGAZ	KOMBASSAN (Tekirdağ)	5.5	38.0	38.0
	KORUMA KLOR	9.6	77.0	77.0
	KÜÇÜKÇALIK TEKSTİL	8.0	64.0	64.0
	MANİSA O.S.B.	84.8	434.0	434.0
	MAKSİ ENERJİ (HAMOĞLU)	7.7	62.0	62.0
	MARMARA PAMUK	8.7	71.0	71.0
	MERCEDES BENZ	8.3	68.0	68.0
	MODERN ENERJİ	87.3	650.0	650.0
	NUH ENERJİ 2 (Nuh Çimento)	73.0	514.0	514.0
	NUR YILDIZ (GEM-TA)	1.4	7.0	7.0
	ÖZAKIM ENERJİ (Gürsu)	7.0	60.0	60.0
	PAKGIDA (Düzce-Köseköy)	6.9	55.0	55.0
	PAKGIDA (Kemalpaşa)	5.7	43.0	43.0
	PAKMAYA (İzmit)	6.9	55.0	55.0
	SARKUYSAN (Tuzla)	7.7	60.0	60.0
	SİMKO (Kartal)	2.1	14.0	14.0
	STANDARD PROFİL	6.7	49.0	49.0
	SUPERBOY BOYA	1.0	8.0	8.0
	SÖNMEZ FLAMENT	4.1	29.0	29.0
	ŞAHİNLER ENERJİ (B.Karıştıran)	26.0	180.0	180.0
	ŞIK MAKAS	1.6	13.0	13.0
	SWISS OTEL (İstanbul)	1.6	11.0	11.0
	TAV Esenboğa	3.9	33.0	33.0
	TANRIVERDİ	4.7	39.0	39.0
	TEKBOY TEKSTİL	2.2	16.0	16.0
	TERMALSERAMİK(Söğüt)	4.6	34.0	34.0
	TEZCAN GALVANİZ GR I-II	3.7	29.0	29.0
	TOPRAK ENERJİ (Eskişehir)	9.0		
	TRAKYA İPLİK (Çerkezköy)	4.2	29.0	29.0
	TÜBAŞ	1.4	9.0	9.0
	YILDIZ ENTEGRE	6.2	40.0	40.0
	YILFERT	8.0	50.0	50.0
	TÜP MERSERİZE (B.Karıştıran)	5.7	46.0	46.0
	YALOVA ELYAF	12.3		
	YILDIZ SUNTA (Köseköy)	5.2	41.0	41.0
	YONGAPAN (Kastamonu)	9.7	61.0	61.0
	YURTBAY (Eskişehir)	7.8	62.0	62.0
	ZEYNEP GİYİM	1.2	9.0	9.0
	DİĞERLERİ	104.7	275.0	275.0
	TOPLAM	1.368.6	9.435.0	9.435.0

Çizelge 2.2. (Devam) 2007 sonu itibariyle Türkiye’de kurulu bulunan kojenerasyon tesisleri ve kullandıkları yakıt tipleri

BİOGAZ	BELKA (Ankara)	3.2	22	22
	İZAYDAŞ (İzmit Çöp)	5.2	37	37
	KEMERBURGAZ	4	7	7
	ADANA ATIK	0.8	6	6
	TOPLAM	13.2	72	72
DİĞER	BANDIRMA ASİT(ETİ MADEN)	11.5	88	88
	BANDIRMA BAĞFAŞ	10	57	57
	TOPLAM	21.5	145	145
	TOPLAM	3.175.3	20.000.0	20.000.0



Şekil 2.1. 2007 sonu itibariyle Türkiye’de kurulu bulunan kojenerasyon tesisleri kurulu güçlerin yakıt tiplerine göre yüzdesel dağılımı

2.5. Kojenerasyon Sistemi İle İlgili Mevcut Mevzuat

Türkiye ve Avrupa Birliği’nde kojenerasyon sisteminin uygulanması ile ilgili olarak çeşitli mevzuatlar hazırlanmıştır. Bu kanun, yönetmelik ve uygulama direktiflerine ait genel bilgiler bu bölüm içerisinde sunulmuştur.

2.5.1. Türkiye’de mevcut mevzuat

2001 yılında kabul edilen 4628 sayılı elektrik piyasası kanunuyla, elektrik enerjisi sektöründeki faaliyetlerin düzenli, hızlı ve etkin bir biçimde yürütülmesini sağlamak üzere, sosyoekonomik gelişmenin temel girdisi olan elektrik enerjisinin üretimi, iletimi, dağıtımı ile tüketicilere kesintisiz, güvenli ve düşük maliyetli olarak sunulmasına yönelik düzenlemenin, yerli ve yabancı özel sektör yatırımcılarının ağırlıklı olduğu yeni bir piyasa yapısı dahilinde gerçekleştirilebilmesi için gerekli alt yapının hazırlanmıştır. Yasa ile, bir kamu hizmeti olan elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı konularının, piyasa koşullarında özel hukuk hükümlerine göre sürdürülmesi sağlanmakta ve bağımsız bir kurul tarafından bu piyasanın düzenlenmesine ilişkin yeni bir sistem oluşturulmaktadır.

4628 sayılı yasayla, elektrik enerjisinin üretimi ve dağıtımının özel kişilere gördürülmesinde kamu hizmeti imtiyazı yöntemi yerine, lisans sistemine geçilmektedir. Elektriğin iletimi dışındaki tüm hizmetlerden kamunun çekilmesi ve tümüyle özel sektöre bırakılması amaçlanmaktadır. Lisans almak suretiyle her tüzel ve gerçek kişi bu piyasada faaliyet gösterebilecektir. Elektrik piyasası kanunuyla belirtildiği gibi 6 çeşit lisans türü bulunmaktadır. Bunlar üretim lisansı, iletim lisansı, dağıtım lisansı, toptan satış lisansı, perakende satış lisansı ve de otoprodüktör ve otoprodüktör grubu lisansıdır.

Otoprodüktör lisansının alınması suretiyle tesislerde kojenerasyon sistemlerinin uygulanabilmesi mümkün olmaktadır. Bayındırlık ve İskan Bakanlığı tarafından yayınlanan “Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği” bölüm 10 madde 23’de toplam inşaat alanı en az 20.000 m²’nin üzerinde olan bina tasarımında kojenerasyon sistemlerinin uygulama imkanlarının analiz edileceği ve inşaat maliyetinin %10’nunu geçmeyen durumlarda uygulamalar yapılacağı belirtilmiştir.

Türkiye’de enerji piyasası ile ilgili kanun ve yönetmeliklerden bazıları Çizelge 2.3’de sıralanmıştır. Bunlardan kojenrasyon analizini zorunlu kılan enerji performansı yönetmeliği 05/12/2009 tarihinden itibaren yürürlüğe girmiştir.

Çizelge 2.3. Türkiye’de enerji piyasası ile ilgili kanunlardan bazıları

Açıklama	Kanun no	Tarih
Elektrik Piyasası Kanunu	4628	20/02/2001
Doğalgaz Piyasası Kanunu	4646	18/04/2001
Petrol Piyasası Kanunu	5015	04/12/2003
Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG) Piyasası Kanunu	5307	02/03/2005
Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımına ilişkin kanun	5346	18/05/2005
Bayındırlık ve İskan Bakanlığı binalarda enerji performansı yönetmeliği		05/12/2008

2.5.2. Avrupa Birliği mevcut mevzuat

Avrupa Birliği kojenerasyon sisteminin desteklenmesi amacıyla, pazarın liberalizasyonunun yapılmasından, sübvansiyon ve destek politikalarını kadar bir dizi direktif yayınlamış olup, bu direktifler konu başlıklarına göre Çizelge 2.4’de sıralanmıştır [9].

Çizelge 2.4. Avrupa Birliği kojenerasyonla ilgili yayınlanmış direktifler

NO	Kojenerasyon
1	2004: Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 february 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC
	Sübvansiyon ve Destek Politikaları
1	2003: Decision No 1230/2003/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 adopting a multiannual programme for action in the field of energy: "Intelligent Energy - Europe" (2003 - 2006)
	Emisyon İklim Değişikliği ve Çevre
1	2004: Directive 2004/101/EC amending Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community, in respect of the Kyoto Protocol’s project mechanisms

Çizelge 2.4. (Devam) Avrupa Birliği kojenerasyonla ilgili yayınlanmış direktifler

2	2003: Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC
3	2002: Decision No 1600/2002/EC of the European Parliament and of the Council of 22 July 2002 laying down the Sixth Community Environment Action Programme
4	2001: Directive 2001/80/EC of the European Parliament and of the Council on the limitation of emissions of certain pollutants into the air from large combustion plants
5	2000: Directive 2000/14/EC of the European Parliament and of the Council on the approximation of the laws of the Member States relating to the noise emission in the environment by equipment for use outdoors
6	1996: Council Directive 96/61/EC concerning integrated pollution prevention and control, see also the page of the European IPPC Bureau with the Best Available Technology (BAT) reference documents ("BREFs")
	Enerji Pazarının Liberalizasyonu
1	2003: Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC
2	2003: Directive 2003/55/EC of the European Parliament and of the Council Concerning common Rules for the Internal Market in Natural Gas and Repealing Directive 98/30/EC
	Enerji Talebinin Yönetilmesi, Enerji verimliliği ve Sürdürülebilirliği
1	2002: Directive 2002/91/EC of the European Parliament and of the Council on the energy performance of buildings
	Enerji Vergilendirmesi
1	2003: Council Directive 2003/96/EC restructuring the Community framework for the taxation of energy products and electricity
	Yenilenebilir Enerji Kaynakları
1	2001: Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market

2.6 Kojenerasyon Sistemi İle İlgili Mevcut Literatür

Kojenerasyon sistemi ile ilgili olarak ülkemizde de akademik çalışmalar yapılmış olup özetle;

H. Osmanoğlu, yerleşime uygun bir ev tasarlamıştır. Evin toplam enerji ihtiyacı, ısıtma ve soğutma ihtiyacı, sıcak su kullanımı ve elektrik tüketimidir. Evin ısıtma ve

soğutma yükleri inşa ve izolasyon parametreleri seçilerek HVAC-Calc 4.0 Residential yazılım programıyla bulunmuştur. Sıcak su ihtiyacı günlük ortalama dört kişinin sıcak su tüketimine göre hesaplanmıştır. Elektrik tüketimi ise kış ve yaz şartlarına göre her oda için gerekli elektrikli aletler seçilerek hesaplanmıştır. Bu çalışma çerçevesinde modellenen polimer elektrolit yakıt pilinin elektriksel ve termal enerjisi değişik senaryolara göre evin enerji ihtiyacının karşılanmasında kullanmıştır [10].

Ö.Ener, Kütahya ilindeki Güral Porselen ve Vitrifiye fabrikalarında çalışma yapılmıştır. Güral Porselende, kurulması planlanan kojenerasyon tesisinin kapasite hesabı için, bölümlerin enerji ihtiyacını sağlamak amacı ile kurulmuş trafo odalarındaki sayaçlardan; saatlik, günlük, haftalık ve aylık enerji tüketimleri ölçülmüştür. Yapılan hesaplamalarda işletmelerin tamamı için gereken enerji miktarı yaklaşık 3 MWh olarak bulunmuştur. İşletme içinde kullanılan enerji kaynaklarının dağılımı incelenmiş ve elektrik enerjisi en yüksek dilime sahip olduğu için en uygun kojenerasyon sistemi olarak gaz motorluk kojenerasyon sistemi araştırılmıştır. İkincil enerji ihtiyacı olarak ise spray drier ünitesi için kullanılacak olan ısı enerjisi görülmüştür. Gerekli enerji ihtiyaçlarına göre firmalardan kojenerasyon tesisleri hakkında teknik bilgiler alınmış ve gaz motorlu ve de gaz türbinli kojenerasyon tesisleri karşılaştırılmıştır [11].

B. Arat, organize sanayi bölgesindeki, kapasiteleri ve tüketimleri belirli olan müşterilere buhar dağıtması planlanan bir kojenerasyon santralinin, buhar dağıtım hatların minimum maliyette olacak şekilde dağıtım güzergahında ve konumunda olması için gerekli parametrelerin belirlenerek çözüme gidilmesi konusunda çalışmalar yapmıştır [12].

A. Tarakçıoğlu, atık ısıdan enerji elde edilmesi ve bu enerjinin sanayiye kazandırılması konusunda çalışma yapmış, atık ısıdan enerji elde edilme yöntemleri, bunların sanayi de kullanım alternatifleri, örnek olarak seçilen işletmelerin yapıları içerisinde atık ısıdan faydalanma prosesleri incelenmiş ve sistemin verimliliğini artırıcı önerileri ortaya koymuştur [13].

D. Çakır, kojenerasyon sistemlerde kullanılan yakıtların başında doğalgaz geldiğini belirtmiş ve gaz türbinli kojenerasyon sistemlerinde yakıt olarak doğalgaz kullanımını incelemiştir [14].

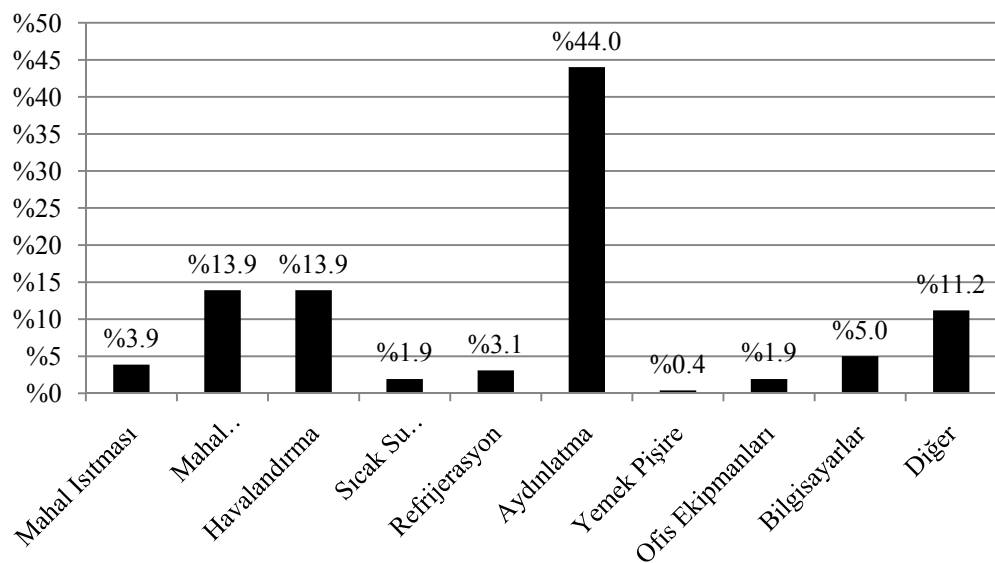
S. Albayrak, kojenerasyonun başka bir deyişle, bileşik ısı ve güç sistemlerinin termodinamik analizi yapılmış, bileşik ısı güç santrallerinde sistem seçimini etkileyen faktörler ve kojenerasyon teknolojilerinin nasıl verimli kullanılacağı kojenerasyonun bölgesel ısıtmada kullanılabilirliği ve ekonomik olurluluğunu araştırmıştır [15].

Kojenerasyon sistemi ile ilgili yapılmış olan bu çalışmaların hiçbirinde örnek bina olarak AVM alınmamış ve kojenerasyon sistemleri iklimlendirme sistemleriyle beraber değerlendirilerek, ekonomik bir analiz yapılmamıştır. Bu eksiklik, bu çalışmada örnek yapı AVM alınarak uygun iklimlendirme sisteminin seçilmesi, sistemin kojenerasyon ile beslenerek enerji ve ekonomik analizlerin yapılması ile ortadan kaldırılmaya çalışılmıştır.

3. YİRMİBİN METREKARE ÜZERİNDE İNŞAAT ALANINA SAHİP TİCARİ BİNLARA AİT GENEL YÜK PROFİLLERİNİN İNCELENMESİ

Ticari binalarda enerji kullanımlarına ait istatistik verileri, bunların sistemlere ve kullanılan ekipmanlara göre dağılımları gibi verileri ülkemizde bulabilmek maalesef mümkün olamamaktadır. Konu ile ilgili en detaylı çalışmayı Amerika Birleşik Devletleri'ne ait EIA “Energy Information Administration” organizasyonu yapmaktadır. Dünyada tüketilen birincil enerji kaynaklarının en çok kullanıldığı ülke Amerika Birleşik Devletleri olduğundan bu istatistikler genele ilgili en doğru yaklaşımları verecektir [16].

EIA tarafından yayınlanan Eylül 2008 tarihli E5A çalışmasında, 2003 yılına kadar tüm ticari binalara ait elektrik kullanımı son kullanıma noktalarına göre sınıflandırılarak verilmiştir. Çalışmada ayrıca toplam elektrik kullanımının bina alanları, kullanım yerleri ve bina yapım yıllarına göre sınıflandırılması da yapılmıştır. Tüm sonuçlar Çizelge 3.1’de özetlenmiş ve tablodaki inşaat alanı 18581 m² ve üzeri ticari binalara ait yük dağılımlarının yüzdesel dağılımları ilgili veriler içerisinde sızülerek Şekil 3.1’de sunulmuştur.



Şekil 3.1. İnşaat alanı 18581m² ve üzeri ticari binalara ait yük dağılımlarının yüzdesel dağılımı

Çizelge 3.1. Bina alanları ve kullanım yerlerine göre, tüm ticari binalara ait elektrik tüketimleri

Bina Tipi	Toplam Elektrik Tüketimi (Milyar Kwh)										
	Toplam	İklimlendirme					İklimlendirme Harici				
		Mahal Isıtması	Mahal Soğutması	Havalandırma	Sıcak Su Hazırlama	Refrijerasyon	Aydınlatma	Yemek Pişire	Ofis Ekipmanları	Bilgisayarlar	Diğer
Tüm Binalar	1043	49	141	128	26	112	393	7	20	46	122
Bina Toplam Alanına Göre											
93-464 m ²	115	6	13	5	3	40	28	2	2	3	11
465-929 m ²	86	5	11	5	2	17	28	1	2	3	11
930-2322 m ²	142	8	16	15	4	17	54	1	3	6	19
2323-4645 m ²	116	5	18	16	3	11	41	(*)	2	5	14
4646-9290 m ²	153	8	22	23	4	10	59	1	2	6	17
9291-18580 m ²	172	7	24	27	3	9	68	(*)	4	10	20
18581-46451 m ²	112	3	16	16	2	3	50	(*)	2	6	13
46952 m ² ve üzeri	147	7	20	20	3	5	64	1	3	7	16
Bina Kullanımına Göre											
Eğitim	109	4	22	24	3	5	33	(*)	1	9	6
Gıda Satış	61	2	4	2	(X)	35	14	1	1	1	3
Gıda Servis	63	3	8	7	3	20	12	4	(*)	1	4
Sağlık	73	2	10	12	1	2	31	(*)	1	3	11
Yatarak Tedavili	52	1	7	11	1	1	22	(*)	1	2	6
Ayakta Tedavili	20	1	3	1	(*)	1	8	(*)	(*)	1	4
Mesken	69	4	7	4	3	3	36	1	(X)	2	7
Ticari Kuruluşlar	215	17	32	20	11	14	90	1	2	3	24
Perakende Satış	62	2	7	5	1	6	33	(*)	1	1	6
Alışveriş Merkezi	153	15	25	15	11	8	58	1	2	2	18
Ofis	211	10	30	18	2	10	82	(*)	9	22	27
Kamu Binaları	49	1	10	18	(*)	3	8	(*)	(X)	1	7
Kamu Asayiş ve Güvenlik	17	1	2	3	1	1	5	(*)	(*)	(*)	3
Dini Yapılar	18	1	3	2	(*)	2	5	(*)	(*)	(*)	5
Servis Binaları	44	2	4	7	(*)	3	18	(X)	(*)	1	8
Depolar	72	1	4	6	1	10	39	(X)	1	1	9
Diğer Binalar	39	1	5	3	(X)	3	17	(X)	(X)	1	6
Sahipsiz	4	(*)	(*)	(*)	(X)	(*)	1	(X)	(X)	(*)	2
Yapım Yıllarına Göre											
1920 öncesi	27	1	2	3	-	5	10	(*)	1	1	4
1920 - 1945	63	1	5	9	1	8	27	(*)	1	2	9
1946 - 1959	72	3	8	10	2	8	27	1	1	3	9
1960 - 1969	105	4	14	16	2	12	37	(*)	2	6	13

Çizelge 3.1. (Devam) Bina alanları ve kullanım yerlerine göre, tüm ticari binalara ait elektrik tüketimleri

1970 - 1979	202	12	26	25	5	19	78	1	4	8	24
1980 - 1989	231	12	34	24	7	22	87	1	5	11	27
1990 - 1999	241	11	36	29	7	27	86	2	5	11	27
2000 - 2003	102	5	16	11	2	12	40	1	1	3	11

(*) = Hesaplanan değer 0 olarak yuvarlanmıştır.

(x) = 20 binadan daha az binaya sahip değerler belirtilmemiştir

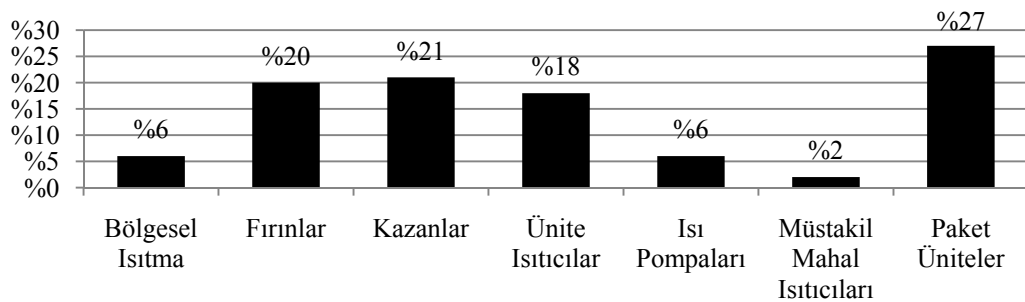
Çizelge 3.1 ve Şekil 3.1 görülebileceği üzere inşaat alanı 18581 m² ve üzeri ticari binalarda harcanan elektrik enerjisinin %36.7'si ısıtma, soğutma havalandırma gibi iklimlendirme kalemleri ve sıcak su hazırlamada, %63.3'ü aydınlatmada, yemek pişirme, cihazlar gibi iklimlendirme dışı kalemlerde kullanılmaktadır.

3.1. Mekanik Yükler ve Elektrik Tüketim Yüzdeleri

Elektrik tüketimin toplamda %36.7'yi bulan mekanik yüklere ait dağılımın incelenmesi, bina sistem tasarımı ve enerji ekonomisinin sağlanmasında hangi noktalara önem verilmesinin belirlenmesi açısından önemlidir.

3.1.1. Isıtma yüklerinin incelenmesi

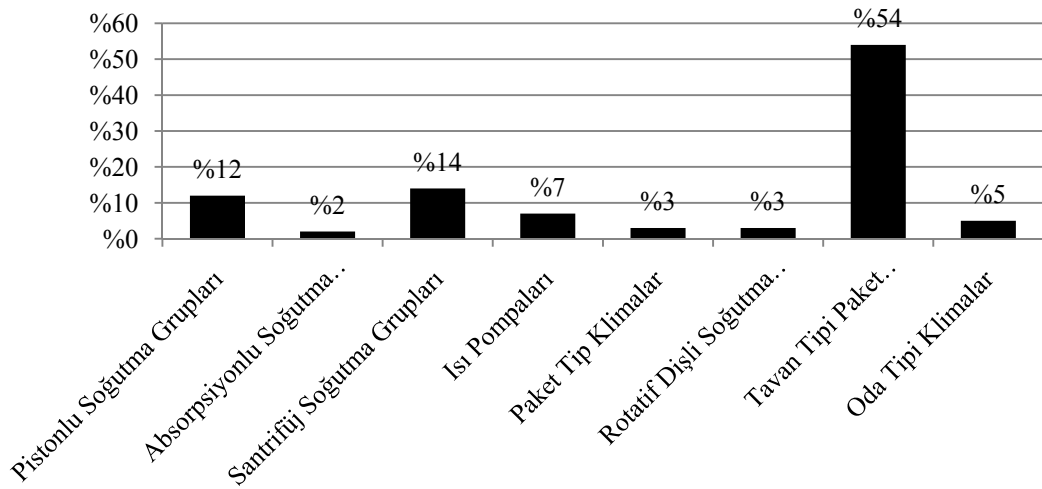
Isıtma yükleri ile ilgili detaylı çalışmalar EIA verileri kullanılarak oluşturulmuş [18] ve özet çalışma Şekil 3.2'de sunulmuştur. Çizelgeden bu tip binalarda tüketimin en büyük oranda %27 ile paket tip ısıtıcılara ait olduğu görülür. Bunu %21 ile kazanlar izlemektedir. En düşük yüzde ise %2 ile müstakil mahal ısıtıcılarına aittir.



Şekil 3.2. Ticari binalara ait yük ısıtma enerjisi tüketiminin dağılım yüzdeleri

3.1.2. Soğutma yüklerinin incelenmesi

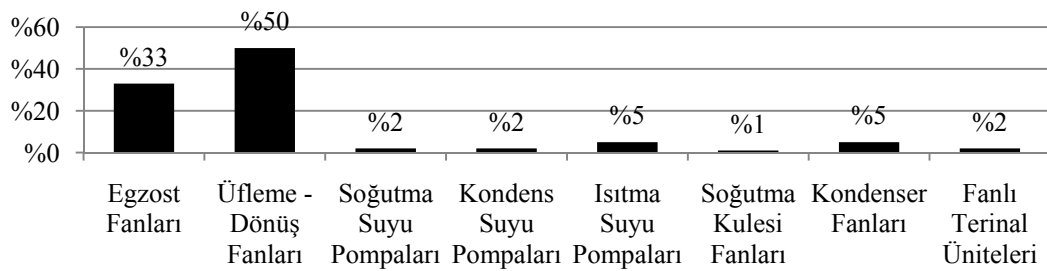
Soğutma yükleri ile ilgili detaylı çalışmalar EIA verileri kullanılarak oluşturulmuş ve özet çalışma Şekil 3.3’de ticari binalara ait yük soğutma enerjisi tüketim dağılımının yüzdesel ifadesi verilmiştir [18]. Şekil 3.3 incelendiğinde tavan tipi paket soğutmaya ait toplam yüzdenin %54 ile başı çektiği görülür.



Şekil 3.3 Ticari binalara ait yük soğutma enerjisi tüketiminin dağılım yüzdeleri

3.1.3. HVAC sistemi destekleyici elemanlar ait yüklerinin incelenmesi

HVAC sistemi destekleyici elemanlara ait yükler ile ilgili detaylı çalışmalar EIA verileri kullanılarak oluşturulmuş [18] ve özet çalışma Şekil 3.4’de sunulmuştur. Şekil 3.4 incelendiğinde fanlara ait toplam yüzdenin %83 ile başı çektiği görülür.



Şekil 3.4. Ticari binalar HVAC sistemi destekleyici elemanlara ait yüklerin dağılım yüzdeleri

4. ÖRNEK BİNA TANIMI VE İKLİMLENDİRME SİSTEM SEÇİMLERİ

4.1. Örnek Bina Genel Bilgileri

Alışveriş merkezleri perakende satışların yapıldığı satış alanı büyük işletmelerdir. Yapı alanları, müşterilerin girebildiği hipermarket, sinema gibi büyük mağaza alanları, satış alanları, dolaşım alanları, sadece idarecilerin ve çalışanların girebildiği yan odalar, ofisler, depo, mutfak, atölye, dinlenme odaları, teknik alanlar ve garaj alanlarından oluşur. Tüm bu alanlarda genelde pencere alanları düşük olduğundan dış ısı yükleri çok düşüktür, bununla birlikte içi ısı yüklerinin yüksek olması sebebiyle binanın kışın dahi soğutulması gerekir [19].

Ülkemizde son dönem yapılan ticari yapıların büyük bir bölümünü alışveriş merkezleri oluşturmaktadır. Çalışmamızda örnek bina olarak Ankara Arcadium Alışveriş Merkezi incelenecektir. Alışveriş merkezi (AVM), Ankara Çayyolu'nda 2002 yılında inşa edilmiş olup 24628m²'si iklimlendirilmiş toplam 36000 m²'lik kullanım alanına sahiptir. Toplam iki bodrum, zemin, birinci ve ikinci satış katları ile çatı katından oluşan yapı, büyük satış alanları, satış alanları, ortak dolaşım alanları, teknik hacim alanları, idari ofis alanları ve kapalı garajlardan oluşan ısı bölgelere ayrılmış ve bu bölgeler EK-1'de kat planları üzerinde belirtilmiştir. Arcadium AVM, çalışmanın bundan sonraki bölümünde örnek bina olarak anılacaktır.



Resim 4.1. Arcadium AVM genel görünümü

4.1.1. Örnek alışveriş merkezi tasarım şartları ve yük hesapları

Tasarımda esas alınan dış hava sıcaklıkları ve bağıl nem değerleri Çizelge 4.1’de sunulmuştur [20].

Çizelge 4.1. Dış mahal sıcaklıkları ve rutubet değerleri

Tanım	Kış	Yaz
Kuru termometre sıcaklığı °C	-12	34
Yaş termometre sıcaklığı °C	-12.6	20
Bağıl nem %	80	29
Gece gündüz sıcaklık farkı		15
Rakım 895 m		

Tasarımda kullanılan iç mahal konfor sıcaklıkları ve rutubet değerleri Çizelge 4.2’de sunulmuştur [21].

Çizelge 4.2. İç mahal konfor sıcaklıkları ve rutubet değerleri

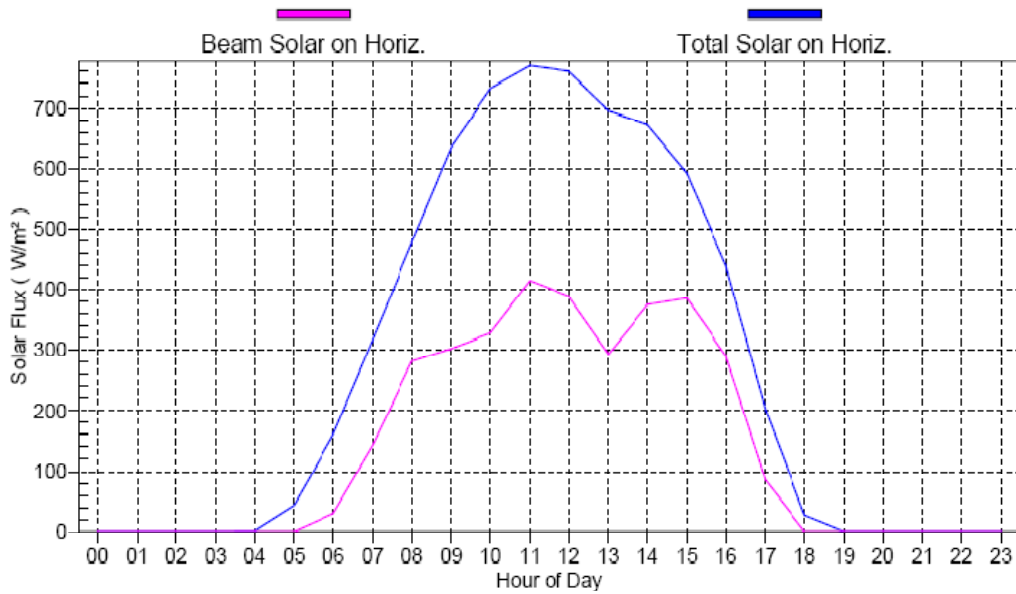
Mahal Adı	Kış Sıcaklık (°C)	Yaz Sıcaklık (°C)	Yaz Bağıl Nem (%)
Büyük satış alanı	20	26	50
Satış alanları	20	26	50
Ortak dolaşım alanları	20	26	50
Teknik hacim alanları	15	Soğutulmuyor	Kontrolsüz
İdari ofis alanları	20	26	50
Kapalı garaj alanları	Isıtılmıyor	Soğutulmuyor	Kontrolsüz

Tasarıma esas iç mahal kişi sayısı, insan, cihaz, aydınlatma yükleri ve gerekli aydınlatma şiddeti binada kullanılan mekan özelliklerine göre ayrı ayrı belirlenerek Çizelge 4.3’de sunulmuştur [21].

Çizelge 4.3. İç mahal kişi sayısı, insan, cihaz, aydınlatma yükleri ve gerekli aydınlatma şiddeti

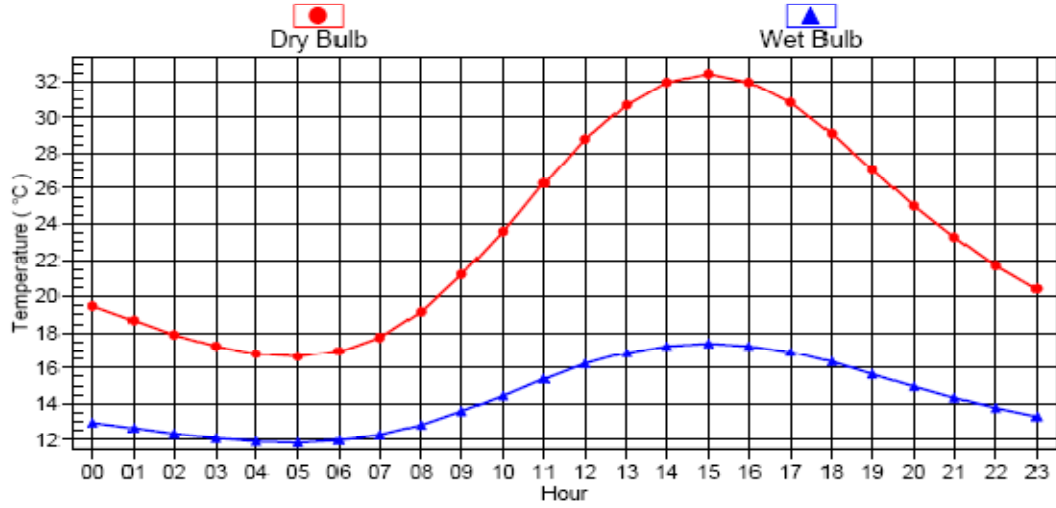
Mahal Adı	Kişi sayısı/ 100 m ²	Dış hava	Egzoz	İnsanlardan gelen ısı yükü		Cihaz ısı yükü	Aydınlatma ısı yükü
		L/s/kişi	L/s/m ²	Duyulur watt/kişi	Gizli watt/kişi	watt/m ²	watt/m ²
Büyük satış alanı	8	7.6	-	75	55	5	64.6
Satış alanları	15	7.8	-	75	55	5	64.6
Ortak dolaşım alanları	40	4.6	-	75	70	5	16.1
Teknik hacim alanları	2	-	3.7	-	-	10	-
İdari ofis alanı	5	8.5	-	75	45	10	21.5
Kapalı garaj alanları	-	-	3.7	-	-	-	-

Ankara ili dış hava şartlarına ait, yıllık yük tahmininde kullanılacak olan, aylara ve günün saatlerine göre oluşacak solar ısı kazanımları, sıcaklık profilleri gibi simülasyon değerleri oluşturulmuş ve EK-2’de sunulmuştur. EK-2’den alınan örnekler Şekil 4.1 ve Şekil 4.2’de sunulmuştur.



Şekil 4.1. 30 temmuz güneş ışımasının günün saatlerine göre değişim simülasyonu

Design Temperature Profiles for July



Şekil 4.2. Temmuz ayı dış hava sıcaklığı saatlik değişim simülasyonu

Yapı, 27019 numaralı 09.10.2008 tarihli resmi gazetede yayınlanan binalarda ısı yalıtım yönetmeliğine göre üçüncü bölgede olup yapı malzemelerine ait kullanılabilir maksimum ısı iletim katsayıları Çizelge 4.4'de, belirtilmiştir [23]. Bu değerlerin sağlanabilmesi için yapıda mantolama ve benzeri izolasyon tekniklerinin kullanılması zorunludur.

Çizelge 4.4. Yapı malzemeleri ısı iletim katsayıları

Yapı malzemesi	Isı iletim katsayısı watt/m ² K
Dış duvarlar	0.50
Döşemeler	0.30
Tavanlar	0.45
Pencereler	1.80
İç duvarlar*	1.50
Ara kat tavan*	2.50
Ara kat döşeme*	2.10

*Yönetmelikte sınır değer belirtilmeyen kalemler

EK-1’de belirtilen kat planları ve ısı bölgeleri, Çizelge 4.1, 4.2, 4.3 ve 4.4’de belirtilen tasarım değerleri, Carrier E20-II HAP ver.4.04 programına girilmiş ve çıkan sonuçlar Çizelge 4.5’de özetlenmiş, detaylı hesaplar, mahal ve santral yüklerine ait program çıktıları EK-3 de sunulmuştur. Yapıda taze hava ihtiyacını karşılamak için 28677 L/s kapasiteli 1 adet taze hava santrali seçilmiştir. Binada hava denkliğinin sağlanabilmesi amacıyla her mahalden üflenene hava miktarı kadar egzoz yapılacağı kabul edilmiştir.

Çizelge 4.5. Örnek yapı ısıtma, soğutma yükleri ve havalandırma ihtiyacı

MAHAL BİLGİLERİ			ISITMA - SOĞUTMA BİLGİLERİ				
NO	MAHAL ADI	m ²	YAZ TASARIM BİLGİLERİ		KIŞ TASARIM BİLGİLERİ		TAZE HAVA DEĞERLERİ TASARIM BİLGİLERİ
			İç Sıcaklık °C - Bağıl Nem %	Duyulur Isı Kazancı KW	İç Sıcaklık °C	Toplam Isı Kaybı KW	L/s
1	BÜYÜK SATIŞ ALANLARI	6244	26-50	500.0	20	97.5	3796.4
2	MAĞAZA ALANLARI	9505	26-50	874.2	20	222.6	5213.6
3	ORTAK DOLAŞIM ALANLARI	6376	26-50	454.4	20	162.4	18717.0
4	TEKNİK HACİM ALANLARI	1553	26-50	61.9	20	41.7	Sadece Egzoz
5	OFİS ALANLARI	950	26-50	30.2	20	30.3	950.0
	TOPLAM	24628		1920.7		554.5	28677.0

Bina toplam ısıtma ve soğutma yükleri Çizelge 4.6’da sunulmuştur. Toplam yükler; iç ünitelerle karşılanacak mahal yükleri ile taze hava ihtiyacını karşılayacak havalandırma santralinin serpantin yüklerinin toplamından oluşmaktadır.

Çizelge 4.6. Örnek yapı ısıtma, soğutma yükleri toplamı

No	Tanım	Isıtma yükü kw	Soğutma yükü kw
1	Mahal iç ünite yükleri	554.5	1920.7
2	Taze hava santrali yükleri	1079.8	245.4
3	Toplam	1634.3	2166.1

Yıllık enerji ve kojenerasyon hesaplarında kullanılmak üzere mekanik sistemler haricinde binada, Çizelge 4.3’ de verilen aydınlatma yüklerine uygun iç aydınlatma ve açık otopark için 18:00–06:00 saatleri arasında 4.5 kwh aydınlatma kabul edilmiştir.

4.2. Örnek Bina İklimlendirme Sistem Alternatifleri

4.2.1. Dört borulu fancoil sistemi

Dört borulu fancoil sistemi ülkemizde en çok tercih edilen sistemlerden biri olup, sistemde gerekli sıcak su ısıtma kazanlarla, soğutma suyu su soğutmalı soğutma grubu ve kulelerle sağlanmaktadır. Soğutma gruplarından sağlanan soğutulmuş su dolaşım pompalarıyla fancoiller ulaştırılmaktadır. Her fancoil kendi oda termostatından aldığı komutlara göre devreye girmektedir. Sistemde kullanılan cihazlara ait resimler Resim 4.2, Resim 4.3 ve Resim 4.4’de, sisteme ait genel prensip şeması Resim 4.5.’de verilmiştir.

Sistemin örnek binaya uygulaması Carrier E20-II HAP ver.4.04 programı ile yapılmış olup, tüm mahaller dört borulu fancoillerle ısıtılıp soğutulmuştur. Tanımlanan modelde; iki adet eşit kapasiteli hava soğutmalı grup, iki adet eşit kapasiteli kazan grubu, taze hava için bir adet taze hava santraliyle ısıtma ve soğutma için ayrı dolaşım pompaları tertiplenmiştir.



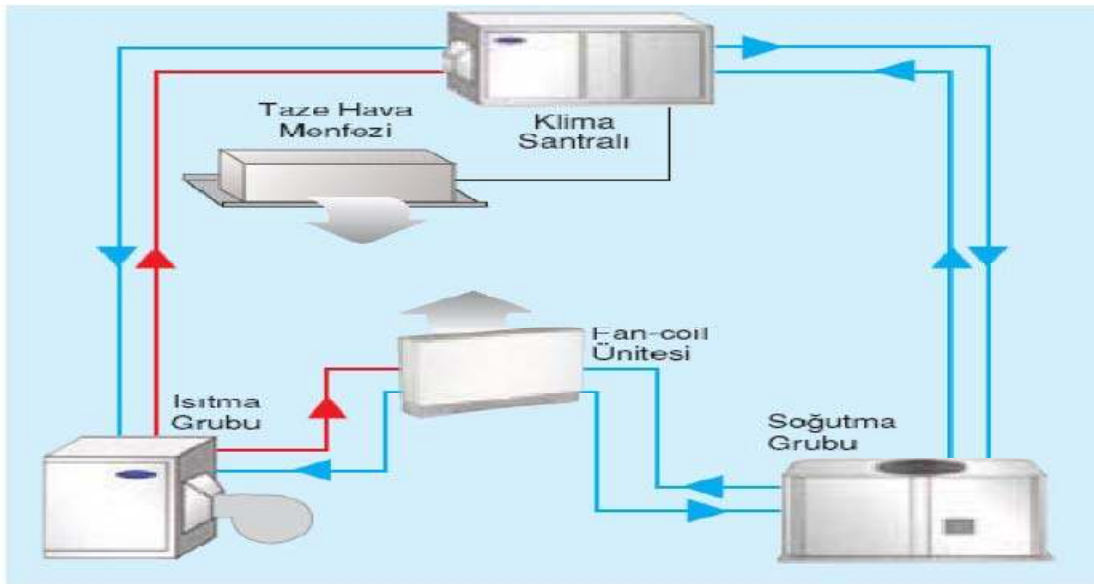
Resim 4.2. Hava soğutmalı soğutma grubu örnekleri



Resim 4.3. Fancoil cihazı ve kontrol termostat örnekleri



Resim 4.4. Dolaşım pompaları örnekleri



Resim 4.5. Dört borulu fancoil sistemi prensip çizimleri

Dört borulu fancoil sisteminde binada doğalgaz ve elektrik enerjisi kullanılmaktadır.

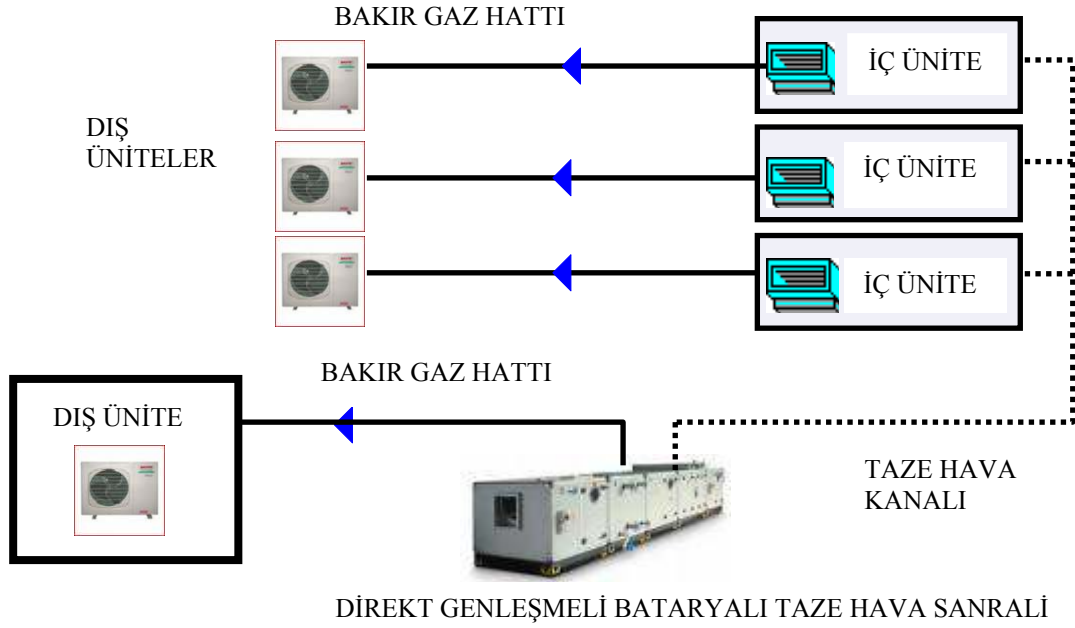
4.2.2. Direkt genleşmeli klima sistemi

Direkt genleşmeli klima sistemi bağımsız ve esnek bir klima sistemidir. Sisteminin ana özelliği, mahal iç sıcaklıklarının tek tek kontrolüne imkan tanınmasıdır. Yalnızca klima ihtiyacı olan mahallerin çalıştırılması ve dış ünitelerin yalnızca kullanılan enerji tüketen inverter kontrol yapısına sahip olması direkt genleşmeli sistemin en büyük avantajlarından birisidir. Sistem kış sezonunda ısı pompası özelliğini kullanabilmekte, düşük sıcaklık değerlerinde elektrikli ısıtıcılar ile gerekli kapasite değerleri sağlanabilmektedir. Mahaller için gerekli taze hava direkt genleşmeli bir bataryaya sahip havalandırma santrali ile sağlanacaktır.

Sistemin dezavantajı olarak, iç ve dış üniteler arasında mesafenin sınırlı olması, ısı dağılımının yeterli ölçüde homojen olarak sağlanamaması, dış ünitelerin oluşturduğu görüntü kirliliği sayılabilir. Direkt genleşmeli klima sisteminde kullanılan dış ünite örnekleri, iç ünite örnekleri ve kontrol üniteleri Resim 4.6'da sunulmuştur. Sisteme ait prensip şeması Resim 4.7'de sunulmuştur.



Resim 4.6. Örnek iç ünite, dış ünite ve kontrol ekipmanı



Resim 4.7. Direkt genleşmeli klima sistemi prensip çizimleri

Sistemin örnek binaya uygulaması Carrier E20-II HAP ver.4.04 programı ile yapılmış olup, tüm mahaller direkt genleşmeli klima cihazlarıyla ısıtılıp soğutulmuştur. Tanımlanan modelde; taze hava için bir adet direkt genleşmeli serpantinle soğutma yapan, elektrikli ısıtıcılarla ısıtma yapan taze hava santrali tertiplenmiştir. Direkt genleşmeli klima sisteminde binada sadece elektrik enerjisi kullanılmaktadır.

4.2.3. Toprak ve su kaynaklı ısı pompası

Toprak veya su kaynaklı ısı pompası teknolojisi yeryüzünün belirli bir derinliğinde sıcaklığın yıl içinde nispeten sabit kalması gerçeğine dayanır. Bahsedilen derinlikte toprak tabakası kışın havadan daha sıcak, yazın ise daha soğuktur. Toprak veya su kaynaklı ısı pompaları kışın yeryüzünün altında veya yer altı sularında depolanmış ısıyı binaya, yazın bina içindeki ısıyı yeraltına taşıyarak doğanın bize verdiği bu avantajı kullanırlar. Kısaca yer altı; kışın bir ısı kaynağı, yazın ise bir ısı çukuru olarak davranır. Toprak veya su kaynaklı ısı pompaları günümüzde ısıtma, soğutma ve sıcak kullanım suyu elde edilmesinde kullanılmaktadırlar.

Toprak kaynaklı sistemin çalışma prensibi şu şekildedir. Alkol su karışımı ile doldurulmuş polietilen boru toprağın içine yerleştirilir ve toprakla olan ısı alışverişinin gerçekleşmesini sağlar. Dolaşım pompası, alkol su karışımını, ısı çukuru ile ısı pompası arasında dolaştırır. Alkol su karışım ısı enerjisini ısı çukurundan alır, buharlaştırıcıya transfer eder ve ısı pompasının işletilmesi için gerekli enerjiyi sağlamış olur. Buharlaştırıcıya aktarılan enerji sayesinde soğutucu akışkan buharlaşır. Soğutucu akışkan, kapalı bir devre içinde ve basınç altında dolaştırılır.

Soğutucu akışkanın basıncı arttırıldığında sıcaklığı da yüksek mertebelere ulaşacaktır. Soğutucu akışkan buharlaştırıcıdan gaz halinde çıkarak kompresöre ulaşır. Kompresörde sıkıştırılan gaz halindeki soğutucu akışkanın, basıncıyla birlikte sıcaklığı da artar. Kompresörden geçen soğutucu akışkan, yoğuşturucuya ulaştığında ısının büyük bir kısmını, plakalı ısı değıştircileri yardımıyla, ısıtma tesisatı çevrimine aktarır. Soğuyan akışkan yoğuşur ve sıvı faza geçer. Daha sonra genleşme valfinde basıncı düşürölür ve düşük sıcaklıktaki soğutucu akışkan çevrimin başına dönmüş olur [24].

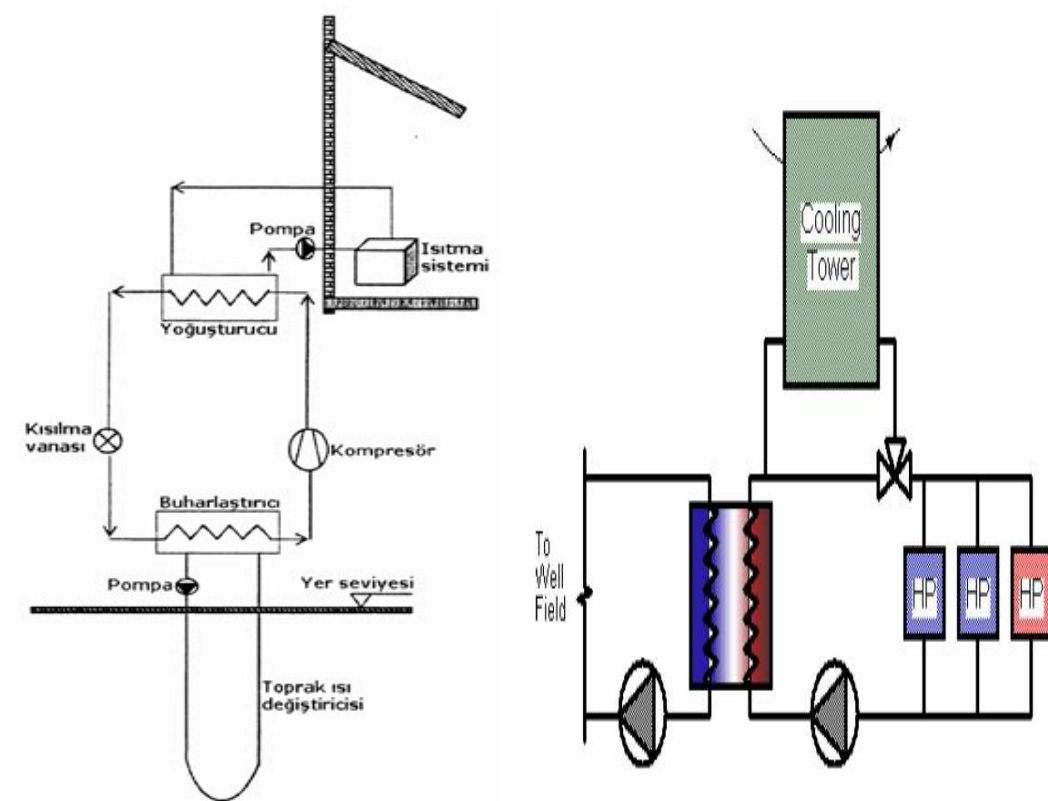
Isı kaynağı olarak su da geniş ölçüde kullanılmaktadır. Bu amaçla deniz suyu, göl, ırmak suyu ve kuyu suyu kullanılabilir. Kuyu suyunun sıcaklık değışimi en az olmakla birlikte (hemen hemen yıl boyunca sabit kalır), yüzey sularının sıcaklığı mevsime bağılı olarak değışir, ancak değışimleri havaya göre daha azdır. Kuyu suyu pompayla çekilip buharlaştırıcıdan geçirilir ya da buharlaştırıcı, kuyunun içine yerleştirilir. Su kullanılması halinde defrost problemi yoktur. Ayrıca suda soğutucu akışkana ısı transferi havaya göre daha yüksektir. Böylece buharlaştırıcı daha küçük seçilebilir [25].

Deniz suyu, göl, ırmak suyu ve kuyu suyunun kullanılabilir olmadığı veya soğutma sisteminin desteklenmesi gerektiğı durumlarda su kaynaklı ısı pompası uygulamasının verimli ve ihtiyacı karşılayan bir sistem olmasını sağlamak amacıyla sisteme kapalı devre bir soğutma kulesi ilave edilmektedir. Kule sistemde ihtiyaç duyulduğunda devreye girerek konforsuzluğu engellemektedir. Çalışmamızda pratikte daha çok uygulanan kapalı devre soğutma kuleli sistem kullanılacaktır.

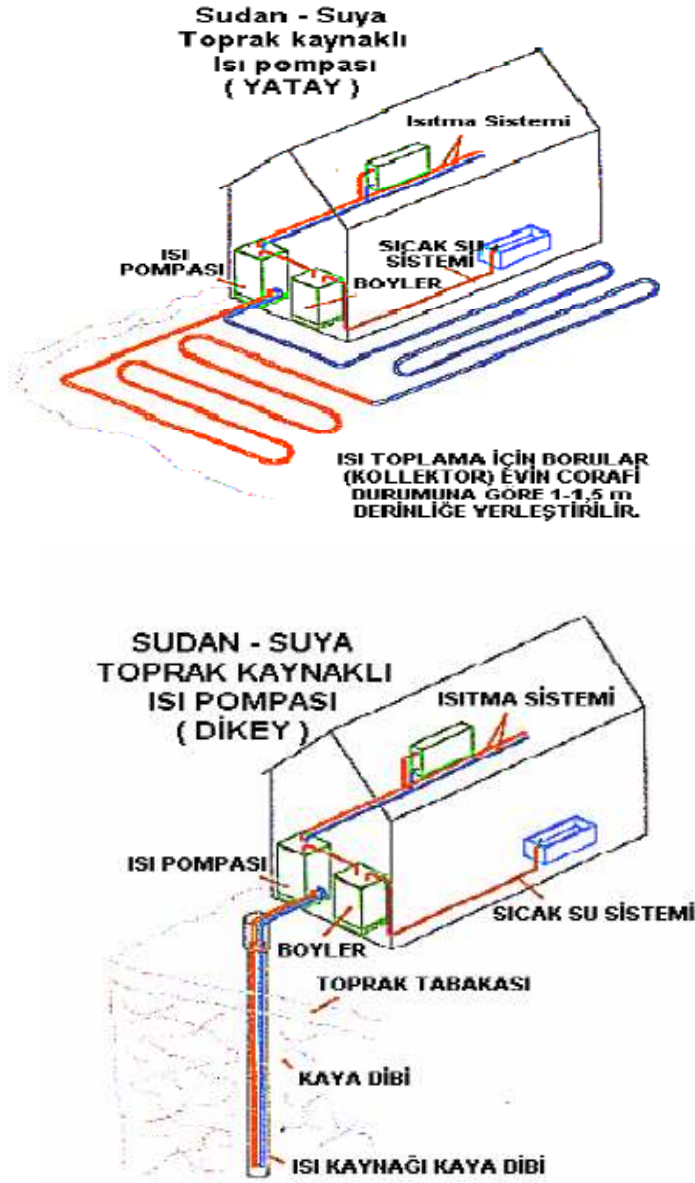
Isı pompası sistemlerinde kullanılan dış ünite ve iç ünite örnekleri Resim 4.8’de, prensip şemaları Resim 4.9’da, yatay-dikey uygulama prensip şeması Resim 4.10’da sunulmuştur.



Resim 4.8. Toprak ve su kaynaklı ısı pompası iç ve dış ünite örnekleri



Resim 4.9. Toprak ve su kaynaklı ısı pompası prensip şemaları



Resim 4.10. Toprak kaynaklı ısı pompası yatay ve dikey uygulama prensip şeması

Sistemin örnek binaya uygulaması Carrier E20-II HAP ver.4.04 programı ile yapılmış olup, tüm mahaller ısı pompası klima cihazlarıyla ısıtılıp soğutulmuştur. Tanımlanan modelde; taze hava için bir adet direkt genişlemeli serpantinle soğutma yapan, ısı pompalı ısıtıcı serpantine sahip taze hava santrali tertiplenmiştir.

Toprak ve su kaynaklı ısı pompası sistemlerinde binada sadece elektrik enerjisi kullanılmaktadır.

4.2.4. Örnek bina iklimlendirme sistem alternatifleri teknik yeterliliği

Her dört sisteme ait genel çalışma prensipleri, uygulama şemaları, sistem avantaj ve dezavantajları önceki bölümlerde sunulmuştur. Bu sistemlerin örnek binaya uygulamasının yapılabilmesi için, sistemlerin Çizelge 4.1’de belirtilen dış hava şartlarında çalışabilmesi, Çizelge 4.2’de istenilen iç ortam şartlarını karşılayabilecek kapasitelerde cihazlara sahip olması gerekmektedir.

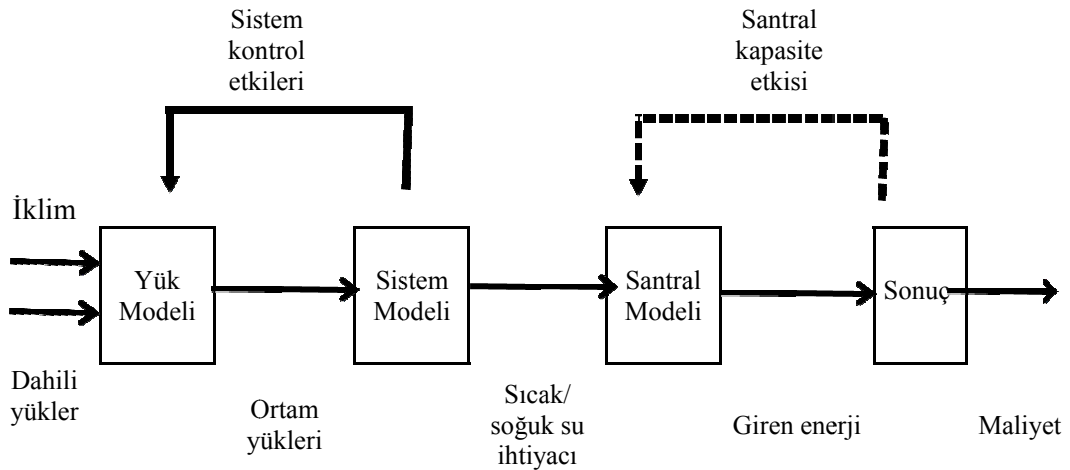
Mevcut teknolojiler ve uygulama örnekleri göz önüne alındığında her dört sistemin örnek binaya uygulamasının yapılabilmesinin mümkün olduğu görülür. Hesaplamalar için kullanılan Carrier E20-II HAP ver. 4.04 programı alternatif olarak sunulan her dört iklimlendirme sistemine ait tasarım verilerini içerisinde barındırmakta olup, Çizelge 4.6’da toplamaları verilen ısıtma ve soğutma yüklerini karşılayacak şekilde çözüm alternatifleri sunabilmektedir.

5. ÖRNEK BİNA İKLİMLENDİRME SİSTEMLERİ ENERJİ ANALİZİ

5.1. Yıllık Enerji Analizi Yöntemi

Ticari ve endüstriyel yapılarda ısı yükleri tespit etmekte kullanılan iç ortam ve dış ortama ait faktörler geniş bir yelpazeye yayılır ve sürekli olarak değişir. Yıllık enerji sarfiyatının kabul edilebilir bir doğrulukta hesaplanabilmesi için bu faktörlerin değerlendirilmesi zorunludur. Pek çok ticari yapıda yüksek dahili pik ısı yüklerinin meydana gelmesi, bu yüklerin saatlik dağılımını ve farklı günler için kontrolünü zorunlu kılar.

Binanın ve enerji sisteminin modeli; binanın ısı davranışını, şartlandırılmış hava dağıtım sisteminin termodinamik davranışını ve ısı yüklerine göre ana ekipmanların enerji ihtiyaçlarını veren matematiksel bir bağlantı modelini kapsamalıdır. Örnek bina uygulamasında ASHRAE 2001 temel kitap bölüm 31. şekil 11’de verilen saatlik ısıtma soğutma yükleri hesap akış diyagramı kullanılacaktır. Bu akış diyagramı Şekil 5.1’de sunulmuştur.



Şekil 5.1. Saatlik ısıtma soğutma yükleri hesap akış diyagramı

Genel olarak enerji analiz yöntemi, ısıtma havalandırma ve iklimlendirme ekipmanlarının verimleri ve binanın kullandığı enerji miktarı sabit olduğu en basit enerji analiz yöntemi olan denge noktası sıcaklığı ve derece gün yöntemi veya verim

ve kullanım şartlarının dış ortal sıcaklığının farklı değeri için birim saat başına hesaplandığı ve toplam sarfiyatın bu sıcaklıklara karşılık gelen zaman dilimleri ile çarpılarak bulunduğı BIN yaklaşımları arasından seçilebilir.

Bununla birlikte örnek binada, binanın toplam ısı kayıp katsayısı K_{top} (W/K), ısıtma, havalandırma, iklimlendirme yıllık yakacak kullanım verimi η_h veya denge noktası sıcaklıklarının sabit olmadığından derece-gün yöntemi uygun olmayacaktır. Örnek binada ısı pompalı sistemde verim dış ortam sıcaklığı ile değışecek, ısıtma, havalandırma ve iklimlendirme ekipmanlarının verimleri ve iç yüklerle bağı olarak iç ortal sıcaklıkları farklılıklar gösterecektir. Bu yöntemde yıllık enerji sarfiyatının hesaplanması için “Eş. 5.1” kullanılacaktır.

$$Q_{bin} = N_{bin} \frac{K_{top}}{\eta_h} [t_{den} - t_o]^+ \quad (5.1)$$

Q_{bin} = Yıllık enerji sarfiyatı

N_{bin} = Her sıcaklık aralığı için geçen süre

K_{top} = Binanın toplam ısı kayıp katsayısı

η_h = Yıllık yakacak kullanım verimi

t_o = Dış hava sıcaklığı

t_{den} = Denge noktası sıcaklığı

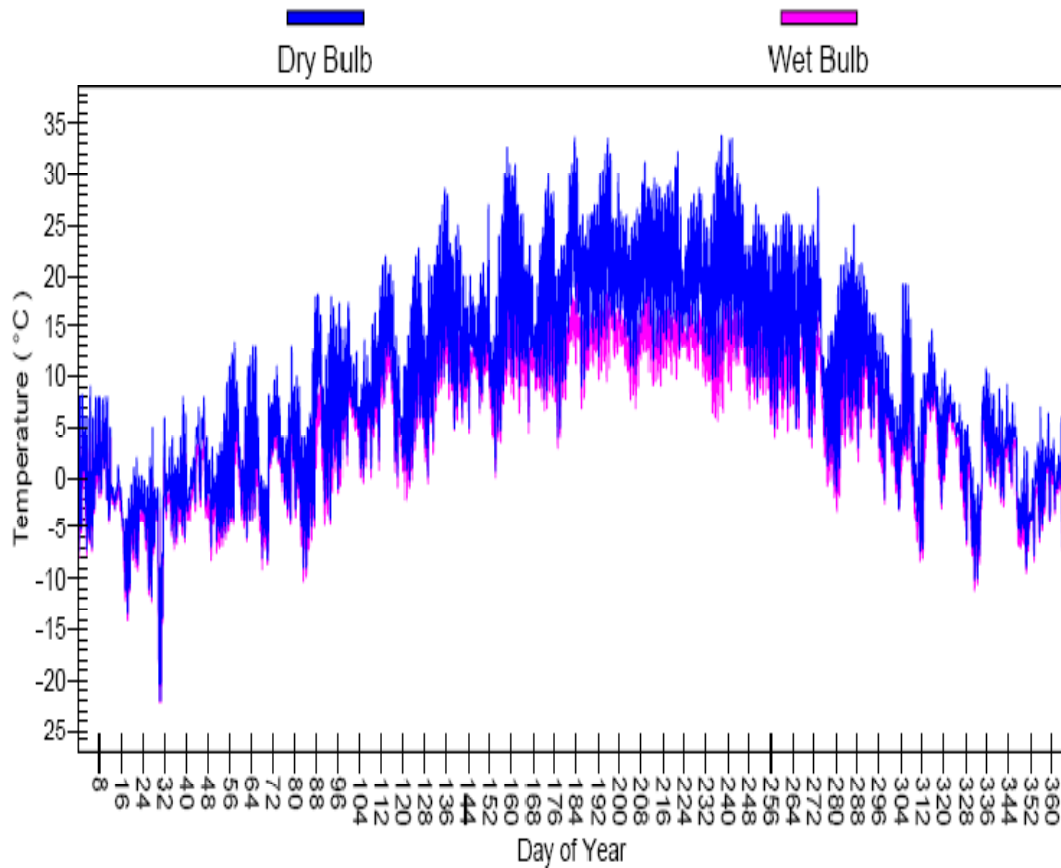
$^+$ = Sıcaklık farkının sadece pozitif olduğu değeri hesaba katılır.

BIN yönteminde güneşten olan ısı kazançlarının mevsimlik değışimi gibi çeşitli iyileştirmeler hesaba dahil edilebilir. Örnek binada enerji analiz yöntemi olarak 8760 saat BIN yöntemi kullanılacaktır. Bu yöntemde bina ve cihazların çalışması, birbirini izleyen günlere ve gerçek hava verilerine göre yılın 8760 saati için hesaplanır.

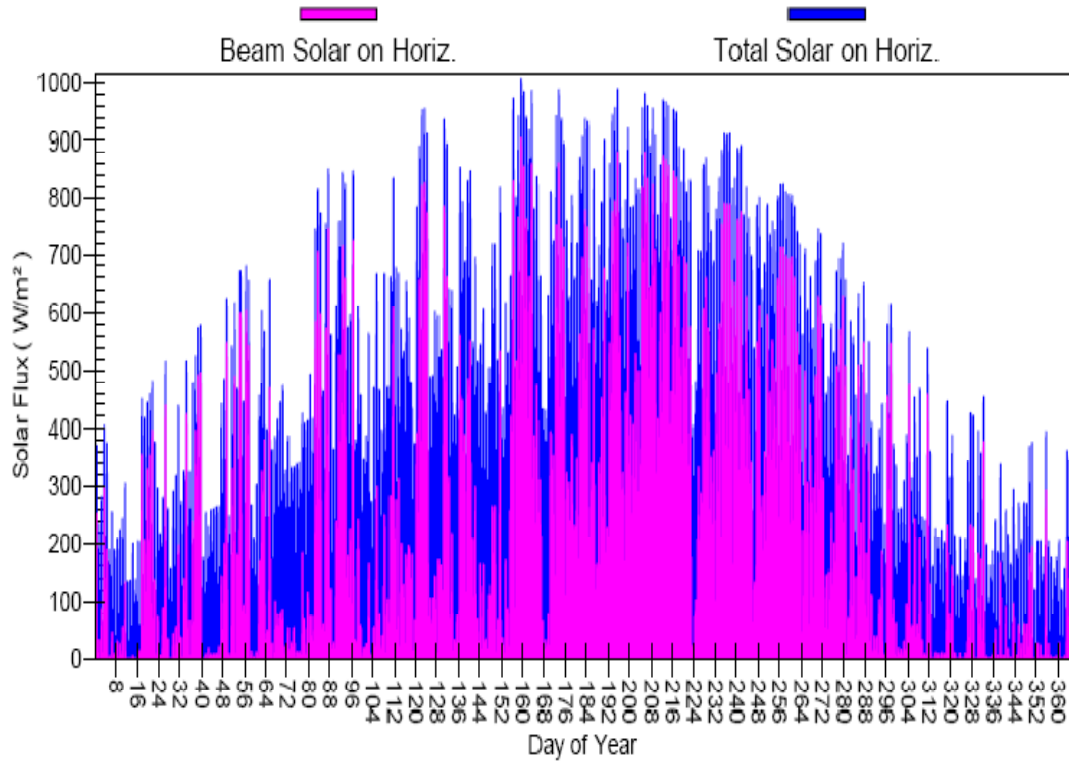
Buradaki temel ilke, en kesin enerji ve çalışma maliyeti belirlemelerini yapabilmek için, binanın yıl içindeki gerçek çalışma deneyiminin simülasyonunun yapılmasıdır. Bu yöntemle, kesin hava verileri, hava koşullarının hangi aralıkta ve hangi saatlerde değıştiğini ayrıntılarıyla dikkate alınır. Ayrıca binanın her saat ve her gün için kaç

kişi tarafından kullanıldığı, aydınlatma ve cihaz kullanımı da hesaba katılır. Dahası, binanın günlük ve saat başı değişimleri ve ısıtma, havalandırma ve hava koşullandırma cihazlarının bu değişime tepkileri tüm yıl için bir simülasyon olarak elde edilir. Sonuçta enerji kullanımı miktarı ve saatine ilişkin kesin ve ayrıntılı veriler bulmak için yüksek kalitede veriler kullanılmış olur. Bütün bunlar da kesin bir çalıştırma maliyeti hesabı için gereklidir [27].

8760 saat BIN enerji simülasyon yönteminin örnek binaya uygulanması Carrier E20-II HAP ver.4.04 programı ile yapılmıştır. Program genel tanıtımı ve kullanılan metotla ilgili detay EK-7’de sunulmuştur. Programla yılın her gün ve saati için dış hava sıcaklığı, solar radyasyon miktarları gibi veriler simule edilerek yıllık enerji sarfiyatı hesaplanmıştır. Şekil 5.2 ve Şekil 5.3’de program çıktılarından örnekler sunulmuştur.



Şekil 5.2. Dış hava kuru ve yaş termometre sıcaklığının yılın günlerine göre değişimi



Şekil 5.3. Solar akının yılın günlerine göre değişimi

5.2. Yıllık Enerji Sarfıyatı Özetleri

Bölüm 4.2’de örnek bina iklimlendirme sistem alternatifleri olarak verilen, dört borulu fancoil, direkt genişlemeli klima sistemi, toprak kaynaklı ısı pompası ve su kaynaklı ısı pompası uygulamalarının her biri için Carrier E20-II HAP ver.4.04 programıyla bina modelleri oluşturulmuş ve çıkan sonuçlar EK-4’de sunulmuştur. Çalışma Amerikan Doları bazında hazırlanmış olup tarifeler Türkiye Kojenerasyon Derneği tarafından yayınlanan güncel yakıt fiyatlarından alınmıştır [28].

Çizelge 5.1. Yakıt fiyatları

Tanım	Ticari Kullanıcı	Otoprodüktör
Doğalgaz Alış Fiyatı USD/m ³	0.3977	0.3191
Elektrik Alış Fiyatı USD/kWh	0.1589	-
Elektrik Satış Fiyatı USD/kWh	-	0.1061

Hazırlanmış olan simülasyonlara ait özet bilgiler dört sistem için binada harcanan elektrik enerjisi ve doğal gaz miktarları ay ay, kullanım noktası belirtilerek ve iklimlendirme ve iklimlendirme harici yükler olarak ayrılarak Çizelge 5.2, Çizelge 5.3, Çizelge 5.4 ve Çizelge 5.5’de sunulmuştur. Çizelge 5.6’da genel bir toplam alınarak sistemlere ait aylık, elektrik ve doğalgaz harcamaları özetlenmiştir. İklimlendirme harici yükler kojenerasyon hesaplarında kullanılacağı için çizelgelere eklenmiştir.

Çizelge 5.2. Dört borulu fancoil sistemi yıllık enerji sarfıyatı özet

4 Borulu Fancoil Sistemi	İKLİMLENDİRME						İKLİMLENDİRME HARİCİ		
	Soğutma Elektrik (kWh)	Isıtma Elektrik (kWh)	Isıtma Doğal Gaz (m3)	İklimlendirme Sistemi Fanlar (kWh)	Pompalar (kWh)	Soğutma Kulesi Fanlar (kWh)	İç Aydınlatma (kWh)	Elektrikli Cihazlar (kWh)	Açık Otopark Aydınlatma(kWh)
Ocak	197312	2374	63624	71272	11160	0	806557	100932	1814
Şubat	194887	1836	49202	64372	10080	0	728504	91164	1638
Mart	230857	1791	47997	71272	11160	0	806557	100932	1814
Nisan	261770	1022	27400	68973	10380	0	780539	97676	1755
Mayıs	303302	593	15891	71272	8580	0	806557	100932	1814
Haziran	324722	363	9731	68973	6435	0	780539	97676	1755
Temmuz	376285	79	2117	71272	3405	0	806557	100932	1814
Ağustos	369494	99	2660	71272	4065	0	806557	100932	1814
Eylül	315423	326	8734	68973	6195	0	780539	97676	1755
Ekim	272786	927	24846	71272	9885	0	806557	100932	1814
Kasım	220611	1596	42778	68973	10725	0	780539	97676	1755
Aralık	207241	1997	53522	71272	11160	0	806557	100932	1814
Toplam	3274690	13003	348502	839168	103230	0	9496559	1188392	21356

Çizelge 5.3. Toprak kaynaklı ısı pompası sistemi yıllık enerji sarfıyatı özet

Toprak Kaynaklı Isı Pompası Sistemi	İKLİMLENDİRME						İKLİMLENDİRME HARİCİ		
	Soğutma Elektrik (kWh)	Isıtma Elektrik (kWh)	Isıtma Doğal Gaz (m3)	İklimlendirme Sistemi Fanlar (kWh)	Pompalar (kWh)	Soğutma Kulesi Fanlar (kWh)	İç Aydınlatma (kWh)	Elektrikli Cihazlar (kWh)	Açık Otopark Aydınlatma(kWh)
Ocak	161374	136146	0	71121	25774	0	806557	100932	1814
Şubat	154625	106980	0	64238	23280	0	728504	91164	1638
Mart	179535	105134	0	71121	25774	0	806557	100932	1814
Nisan	192856	62484	0	68826	24943	0	780539	97676	1755
Mayıs	217935	37274	0	71121	25774	0	806557	100932	1814
Haziran	228259	23311	0	68826	24943	0	780539	97676	1755
Temmuz	258747	5623	0	71121	25774	0	806557	100932	1814
Ağustos	253194	7059	0	71121	25774	0	806557	100932	1814
Eylül	224194	21033	0	68826	24943	0	780539	97676	1755
Ekim	199224	56798	0	71121	25774	0	806557	100932	1814
Kasım	170151	94254	0	68826	24943	0	780539	97676	1755
Aralık	164633	116565	0	71121	25774	0	806557	100932	1814
Toplam	2404727	772661	0	837389	303470	0	9496559	1188392	21356

Çizelge 5.4. Su kaynaklı ısı pompası sistemi yıllık enerji sarfıyatı özet

Su Kaynaklı Isı Pompası Sistemi	İKLİMLENDİRME						İKLİMLENDİRME HARİCİ		
	Soğutma Elektrik (kWh)	Isıtma Elektrik (kWh)	Isıtma Doğal Gaz (m3)	İklimlendirme Sistemi Fanlar (kWh)	Pompalar (kWh)	Soğutma Kulesi Fanlar (kWh)	İç Aydınlatma (kWh)	Elektrikli Cihazlar (kWh)	Açık Otopark Aydınlatma(kWh)
Ocak	220844	95154	0	71121	25229	4771	806557	100932	1814
Şubat	211458	74808	0	64238	22788	5218	728504	91164	1638
Mart	245345	73525	0	71121	25229	6737	806557	100932	1814
Nisan	263403	43725	0	68826	24415	9301	780539	97676	1755
Mayıs	297343	26091	0	71121	25229	12302	806557	100932	1814
Haziran	311135	16320	0	68826	24415	13792	780539	97676	1755
Temmuz	351721	3938	0	71121	25229	17158	806557	100932	1814
Ağustos	345016	4944	0	71121	25229	16476	806557	100932	1814
Eylül	305849	14726	0	68826	24415	13496	780539	97676	1755
Ekim	272198	39746	0	71121	25229	10050	806557	100932	1814
Kasım	232620	65923	0	68826	24415	6771	780539	97676	1755
Aralık	225342	81513	0	71121	25229	5614	806557	100932	1814
Toplam	3282274	540413	0	837389	297051	121686	9496559	1188392	21356

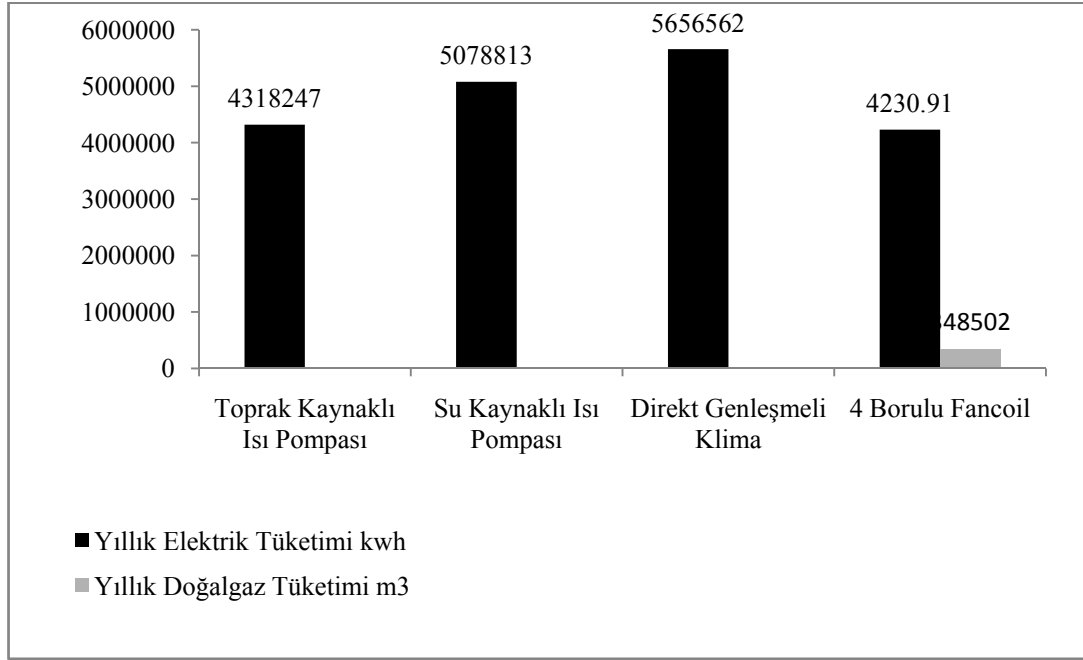
Çizelge 5.5. Direkt genişmeli klima sistemi yıllık enerji sarfıyatı özet

Direkt Genleşmeli Klima Sistemi	İKLİMLENDİRME						İKLİMLENDİRME HARİCİ		
	Soğutma Elektrik (kWh)	Isıtma Elektrik (kWh)	Isıtma Doğal Gaz (m ³)	İklimlendirme Sistemi Fanlar (kWh)	Pompalar (kWh)	Soğutma Kulesi Fanlar (kWh)	İç Aydınlatma (kWh)	Elektrikli Cihazlar (kWh)	Açık Otopark Aydınlatma(kWh)
Ocak	102858	475018	0	72237	0	0	806557	100932	1814
Şubat	105166	368637	0	65246	0	0	728504	91164	1638
Mart	129236	360748	0	72237	0	0	806557	100932	1814
Nisan	161180	209501	0	69906	0	0	780539	97676	1755
Mayıs	206267	123734	0	72237	0	0	806557	100932	1814
Haziran	236234	76779	0	69906	0	0	780539	97676	1755
Temmuz	296111	18251	0	72237	0	0	806557	100932	1814
Ağustos	287039	22875	0	72237	0	0	806557	100932	1814
Eylül	231011	69204	0	69906	0	0	780539	97676	1755
Ekim	173752	190378	0	72237	0	0	806557	100932	1814
Kasım	126030	322235	0	69906	0	0	780539	97676	1755
Aralık	112610	401179	0	72237	0	0	806557	100932	1814
Toplam	2167494	2638539	0	850529	0	0	9496559	1188392	21356

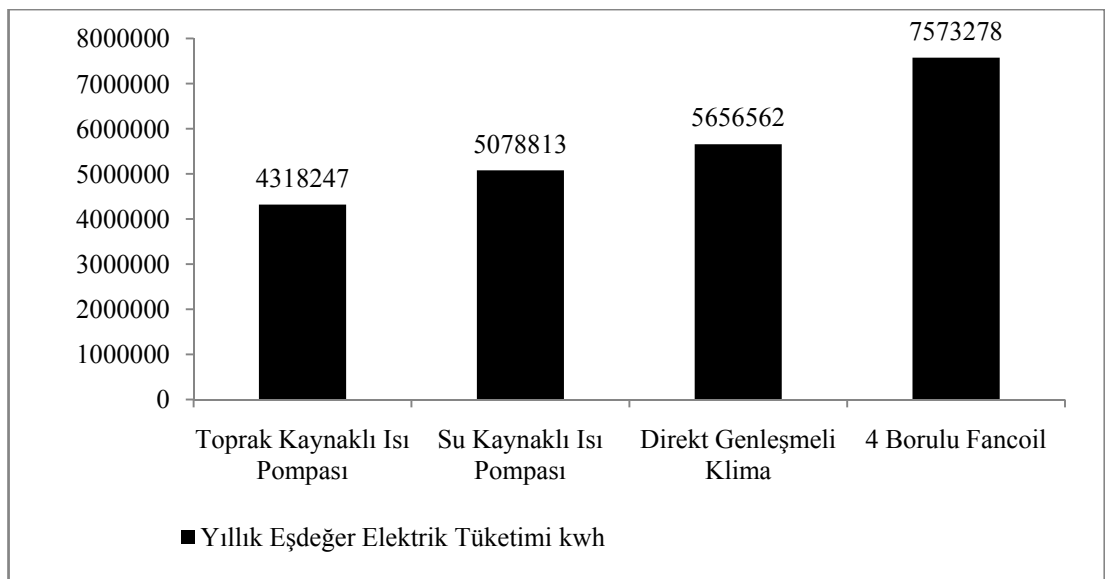
Çizelge 5.6. Aylara göre toplam iklimlendirme elektrik ve doğalgaz sarfıyatı özet

AYLAR	Toprak Kaynaklı Isı Pompası Toplam Elektrik İhtiyacı (kWh)	Su Kaynaklı Isı Pompası Toplam Elektrik İhtiyacı (kWh)	Direkt Genleşmeli Klima Sistemi Toplam Yıllık Elektrik İhtiyacı (kWh)	4 Borulu Fan-coil Sistemi Toplam Eşdeğer Elektrik İhtiyacı (kWh)	4 Borulu Fan-coil Sistemi Elektrik İhtiyacı (kWh)	4 Borulu Fan-coil Sistemi Doğalgaz İhtiyacı (m ³)
Ocak	394415	417119	650113	892464	282118	63624
Şubat	349123	378510	539049	743171	271175	49202
Mart	381564	421957	562221	775516	315080	47997
Nisan	349109	409670	440587	604994	342145	27400
Mayıs	352104	432086	402238	536190	383747	15891
Haziran	345339	434488	382919	493843	400493	9731
Temmuz	361265	469167	386599	471349	451041	2117
Ağustos	357148	462786	382151	470447	444930	2660
Eylül	338996	427312	370121	474702	390917	8734
Ekim	352917	418344	436367	593218	354870	24846
Kasım	358174	398555	518171	712275	301905	42778
Aralık	378093	408819	586026	805108	291670	53522
Toplam	4318247	5078813	5656562	7573278	4230091	348502

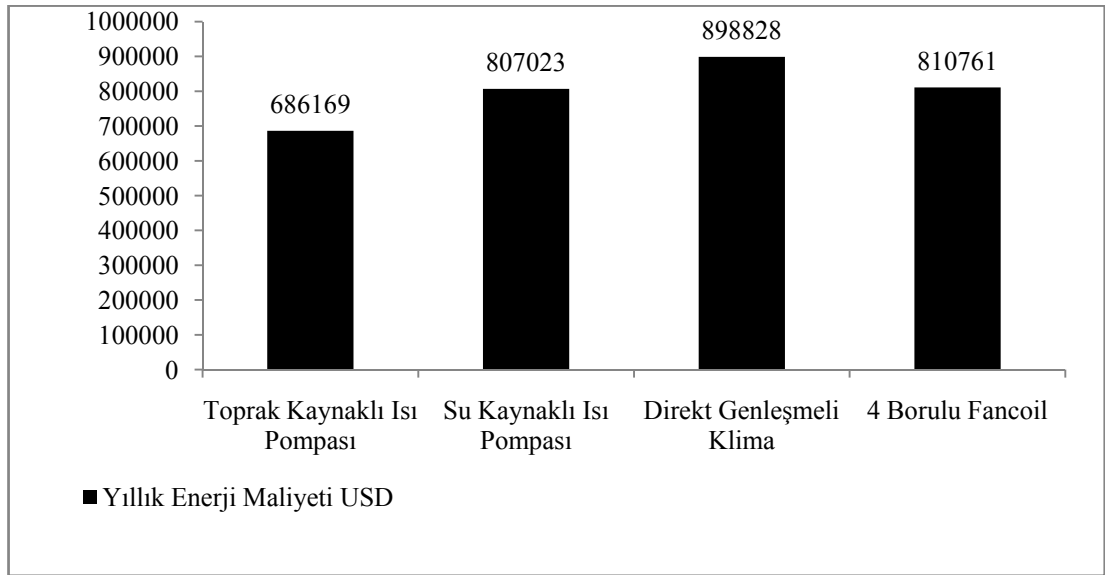
Şekil 5.4’de her dört sistem için iklimlendirmede kullanılan toplam elektrik ve doğalgaz miktarları, Şekil 5.5’de her dört sistemin yıllık eşdeğer elektrik tüketimleri ve Şekil 5.6’da her dört sistemin yıllık USD bazında enerji tüketim bedelleri verilmiştir.



Şekil 5.4. İklimlendirmede kullanılan elektrik ve doğalgaz harcamalarının karşılaştırılması



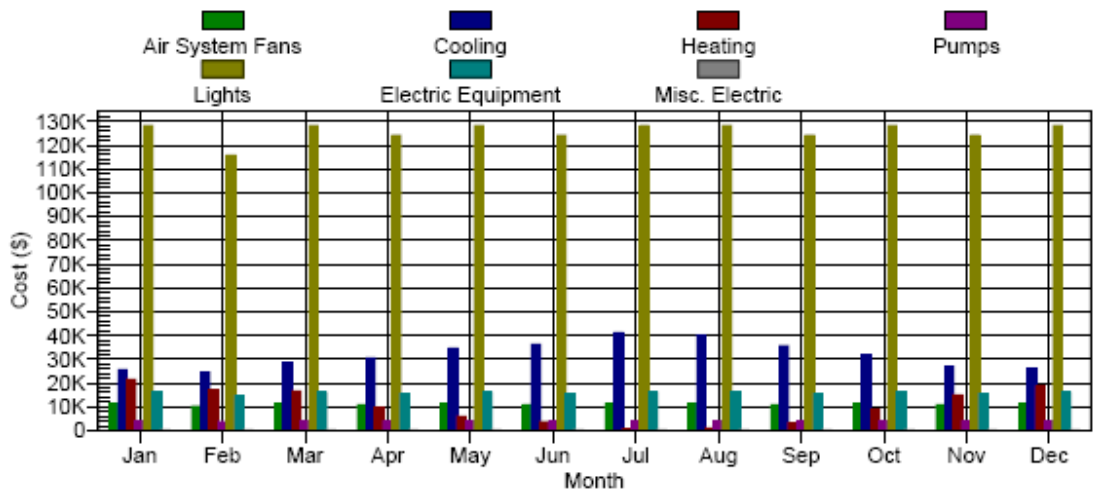
Şekil 5.5. İklimlendirmede kullanılan yıllık eşdeğer elektrik harcamalarının karşılaştırılması



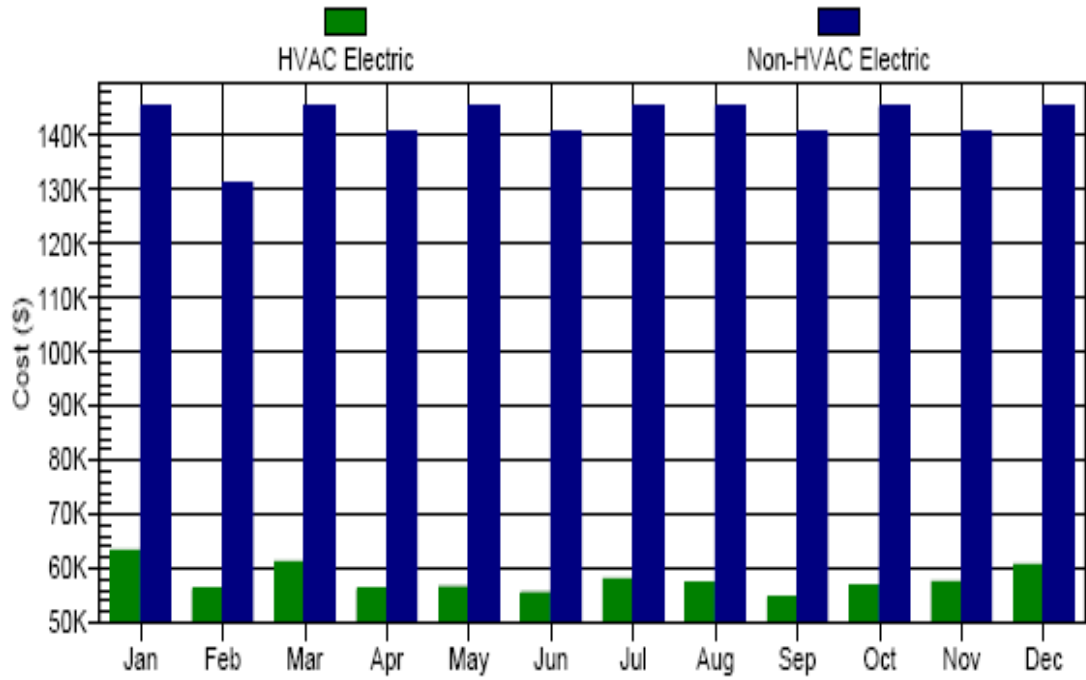
Şekil 5.6. İklimlendirmede kullanılan toplam yıllık USD bazında yakıt bedeli

5.3. Yıllık Enerji Analizi Sonuçları

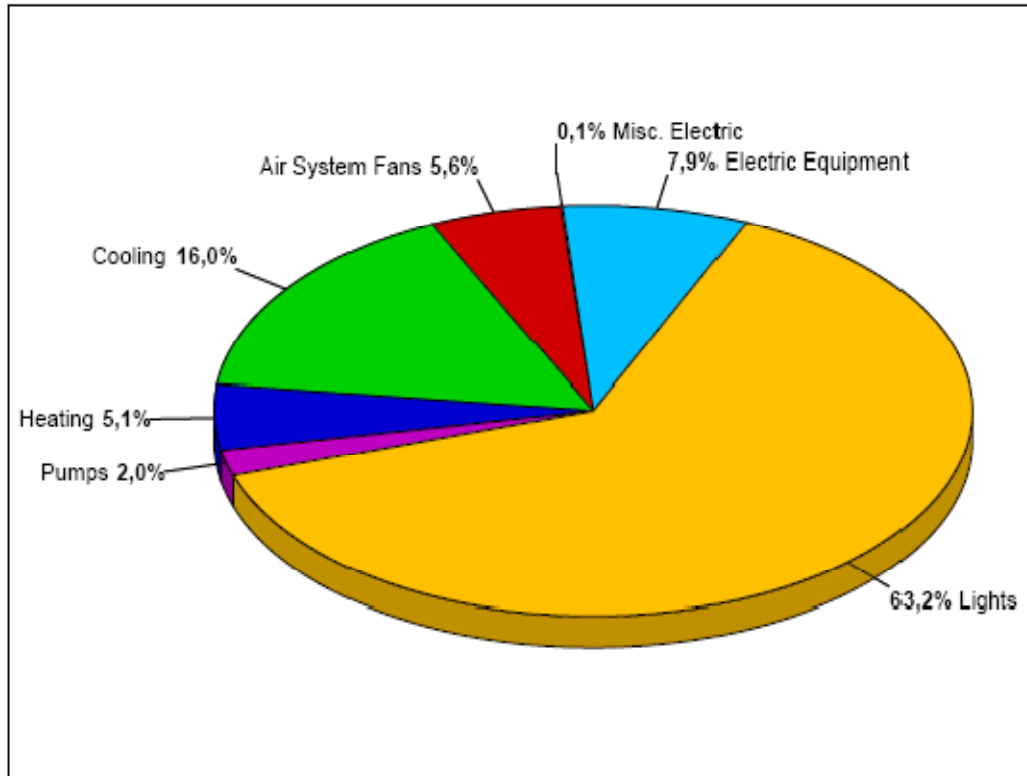
Şekil 5.6’da toprak kaynaklı ısı pompasının yıllık enerji maliyeti temelinde sırasıyla su kaynaklı, direkt genleşmeli ve 4 borulu fancoil sistemlerinden USD bazında yıllık %17.6, %31.0 ve %18.2 daha ekonomik olduğu görülür. Toprak kaynaklı ısı pompasında oluşan yıllık maliyetlerin sistemlere göre dağılımı Şekil 5.7’de, toplam iklimlendirme ve iklimlendirme dışı sistemlere ait maliyet Şekil 5.8’de, oluşan maliyetlerin sistemlere göre dağılımı Şekil 5.9’de sunulmuştur.



Şekil 5.7. Toprak kaynaklı ısı pompasında oluşan yıllık maliyetlerin sistemlere göre dağılımı



Şekil 5.8. Toprak kaynaklı ısı pompasında oluşan toplam iklimlendirme ve iklimlendirme dışı sistemlere ait maliyetler



Şekil 5.9. Toprak kaynaklı ısı pompasında oluşan maliyetlerin sistemlere göre dağılımı

6. ÖRNEK BİNA İKLİMLENDİRME SİSTEMLERİ EKONOMİK ANALİZİ

6.1 Ekonomik Analiz

Yıllık enerji analizi yönteminde toprak kaynaklı ısı pompası en ekonomik sistem olarak çıkmıştır. Bununla birlikte ilk yatırım maliyeti, yıllık bakım masrafları, faiz ve enflasyon gibi diğer etmenleri de içine alan ekonomik analiz yapıldıktan sonra hangi sistemin daha ekonomik bir yatırım olacağına karar verilecektir.

6.2 Ekonomik Analiz Yöntemlerinde Genel Kavramlar

Yatırım tutarı: Firmanın veya yatırımcının yatırım için yapacağı harcamaların toplamı kastedilmektedir. Proje değerlendirilmesinde yatırımın az veya çok olması projenin kabulünü olumlu veya olumsuz yönde etkileyebilir.

Yatırım ömrü: Yatırım kararında etkili olan verilerden birisi de yatırımın ekonomik ömrüdür. Temel olarak söz konusu yatırımın faydalı olarak üretimde bulunacağı süreyi ifade eder.

Yatırımın hurda değeri: Hurda değer, bir yatırımın ömrü bittikten sonra satıldığında piyasadaki ederidir.

İskonto oranı: Tanım olarak yatırımcının yapacağı yatırımdan elde etmeyi umduğu minimum verim oranıdır. Bir başka ifadeyle yatırımın karlılığıdır. Burada dikkate alınması gereken enflasyon, faiz gibi etkenlerin de göz önünde bulundurulmasıdır. “Eş. 6.1”de iskonto oranına ait formül verilmiştir.

$$\dot{I}_e = i + d + i.d \quad (6.1)$$

$\dot{I}_e$: İskonto oranı

i: Reel faiz oranı (Enflasyondan arındırılmış)

d: Enflasyon oranı. 20 yıllık bir periyot için yıllık %10 baz alınacaktır.

6.3 Ekonomik Analiz Yöntemleri

Bu bölüm içerisinde projede kullanılabilecek analiz yöntemleri genel hatları ile tanıtılacaktır.

6.3.1. Basit geri ödeme süresi yöntemi

Geri ödeme süresi (GÖS) sık kullanılan, kolay bir yöntemdir. Gelir akışı maliyet tasarrufları ve diğer faktörlerle ilgili tahminler de yapılarak oluşan faydanın, sermayeyi ne sürede karşıladığı bulunur. Temel olarak yapılacak yatırımın, sağlanacak faydalarla tamamen geri ödeneceği sürenin bulunmasıdır. “Eş. 6.2”de GÖS hesap yöntemi verilmiştir.

$$GÖS = F/I \quad (6.2)$$

I: Toplam yatırım

F: Toplam fayda

6.3.2. İç karlılık yöntemi

Yöntemle yatırım projesinin ne oranda gelir getireceğinin veya fayda sağlayacağının hesaplanması yapılır. Oldukça kapsamlı ve yıllara göre değişken faydası olan projelerin uygulanmasında oldukça fazla hesap gerektirmesi nedeniyle pratik değildir. “Eş. 6.3”de iç karlılık hesap yöntemi verilmiştir.

$$\sum_{m=m+1}^t \frac{F_n}{(1+r)^n} = \sum_{n=0}^m \frac{M_n}{(1+r)^n} \quad (6.3)$$

M_n : n yıldaki yatırım

F_n : n yıldaki fayda

- M : Yatırımın tamamlanma yılı
t-m : Projenin ekonomik ömrü
r : İç karlılık oranı

6.3.3. Fayda masraf oranı yöntemi

Bu yöntemde bir yatırımın fayda masraf oranının 1’den büyük olması durumuna göre projenin kabul edilebilirliği değerlendirilir. “Eş 6.4”de hesap yöntemi verilmiştir.

$$\sum_{m=m+1}^t \frac{F_n}{(1+i)^n} / \sum_{n=0}^m \frac{M_n}{(1+i)^n} > 1 \quad (6.4)$$

- M_n : n yıldaki yatırım
F_n : n yıldaki fayda
M : Yatırımın tamamlanma yılı
t-m : Projenin ekonomik ömrü
i : Reel faiz oranı (Enflasyondan arındırılmış)

6.3.4. Net bugünkü değer yöntemi

Yöntemde, projenin ömrü boyunca yaratacağı fayda, enflasyon değerlendirmesiyle projenin yıllara göre fayda ve harcama değerleri hesaplanarak, fayda harcama farkının 0’dan büyük olması durumuna göre projenin uygulanabilirliğine karar verilmektedir. Yöntem paranın zaman içerisinde kazanacağı değeri de göz önünde bulundurmaktadır. Tüm bu özelliklerinden ötürü çalışmamızda net bugünkü değer (NBD) yöntemi kullanılacaktır. “Eş 6.5”de hesap yöntemi verilmiştir.

$$\sum_{m=m+1}^t \frac{F_n}{(1+i)^n} - \sum_{n=0}^m \frac{M_n}{(1+i)^n} > 0 \quad (6.5)$$

- M_n : n yıldaki yatırım
F_n : n yıldaki fayda

- M : yatırımın tamamlanma yılı
 t-m : Projenin ekonomik ömrü
 i : Reel faiz oranı (Enflasyondan arındırılmış)

6.4 Net Bugünkü Değer Yöntemi İle Toprak Kaynaklı Isı Pompasının Diğer Sistemlerle Karşılaştırılması

NBD yöntemi ile sistemlerin karşılaştırmasının yapılabilmesi için her sisteme ait kurulum ve işletme maliyetlerinin belirlenmiş olması gerekir. Çalışmamızda yatırım maliyetlerinin hesaplanması için ASHRAE Uygulama Elkitabı bölüm 36'da sunulan esaslar kullanılmıştır [29]. Yıllık toplam maliyet yatırım ve işletme maliyetlerinin toplamından oluşacaktır. Detaylı olarak incelersek;

Yatırım maliyetleri;

- Sistemin kurulum maliyeti,
- Periyodik maliyetler
 - Gelir vergisi
 - Emlak vergisi
 - Sigorta
 - Kira
 - Diğer maliyetler
- Değiştirme maliyeti
- Hurda değeri

İşletme Maliyetleri;

- Yıllık enerji ve su maliyetleri
 - Elektrik
 - Doğalgaz
 - Su, pis su
 - Satın alınan buhar
 - Satın alınan sıcak/soğuk su

- Yıllık enerji ve su maliyetleri
 - Elektrik
 - Doğalgaz
 - Su, pis su
- Yakıtlar
 - Propan
 - Fuel-oil
 - Dizel
 - Kömür
- Kullanım yerinde üretilen elektrik
- Elektrik su için diğer ödenenler
- Yıllık bakım tahsis/maliyetleri
 - Dahili işçilik
 - Anlaşmalı bakım hizmetleri
 - Dahili malzemeler
 - Anlaşmalı bakım malzemeleri
- Yıllık yönetim maliyetleri olarak sunulur.

Yukarıda bahsedilen maliyet hesaplarının örnek binaya uygulanması aşamasında periyodik maliyetlerde belirtilen vergiler, yıllık bakım tahsis/maliyetlerinde belirtilen yönetim giderleri her dört sistem için aynı olacağından hesaba katılmamıştır, doğalgaz ve elektrik dışında sistemler tarafından kullanılan bir enerji ve yakıt olmadığından diğer kalemler göz ardı edilmiştir.

Sistemlere ait ilk kurulum masrafları, binaya ait hazırlanmış olan detaylı keşiflerden, ısı-enerji üretim ve dağıtım elemanları, soğutma ekipmanları, soğutma dağıtım elemanları, hava işlem ve dağıtım elemanları vb. ilgili sistemlerin maliyetleri ayıklanıp hazırlanmıştır. Sistemlere ait yıllık hizmet ömrü ile ilgili olarak ASHRAE uygulama el kitabı bölüm 36'da tablo 4'te sunulan değerler esaslar alınacaktır [29]. Tablo incelendiğinde kanal sistemleri için 30 yıl, kazanlar için 18-21 yıl, elektrikli serpantinler için 15 yıl, direkt genleşmeli cihazlar için 10 yıl gibi değişken kullanım

ömürlerinden bahsedilmektedir. Çalışmamızda her dört sistemin kullanım ömrü ortalama 20 yıl alınmış, her sistemin kendi özelliğinden kaynaklanan farklılıklar değiştirme maliyeti olarak 5, 10 ve 15nci yılların sonu için hesaplanmış ve ilave değiştirme masrafları olarak hesaplara ilave edilmiştir. Tüm bu kalemler Çizelge 6.1’de sunulmuştur.

Çizelge 6.1. Sistemlerin ilk kurulum masrafları ve değiştirme maliyetleri

Tanım	Toprak kaynaklı ısı pompası (USD)	Su kaynaklı ısı pompası (USD)	Direkt genleşmeli klima sistemi (USD)	Dört borulu fan-coil sistemi (USD)
Isıtma, soğutma tesisatı ilk yatırım maliyeti	1507419	979822	0	753709
Klima ve havalandırma tesisatı ilk yatırım maliyeti	1017048	1017048	1120874	847540
Otomasyon sistemi ilk yatırım maliyeti	129975	129975	129975	129975
Doğal gaz sistemi ilk yatırım maliyeti	0	0	0	10958
Toplam ilk yatırım maliyeti	2654442	2126845	1250850	1742183
Değiştirme maliyeti 5nci yıl	79633	63805	37525	87109
Değiştirme maliyeti 10nci yıl	79633	63805	280219	87109
Değiştirme maliyeti 15nci yıl	79633	63805	37525	87109

Yıllık doğalgaz ve elektrik harcamalarında ortaya çıkan maliyetlerin hesabında, Çizelge 5.1’de sunulan değerlerden,

Elektrik alış fiyatı USD/kWh = 0.1589 USD/KWh

Doğalgaz alış fiyatı USD/m³ = 0.3977 USD/m³

rakamları baz alınmış olup, toplam elektrik ve doğalgaz tüketimleri her dört sistemin Şekil 5.4’de sunulan, 8760 saat BIN enerji simülasyon yöntemi ile bulunmuş yıllık iklimlendirme sistemine ait elektrik ve doğalgaz sarfiyatlarının kullanılmasıyla hesaplanmıştır. Sistemlerin iklimlendirme bölümüne ait elektrik ve doğalgaz sarfiyatları Çizelge 6.2’de sunulmuştur.

Çizelge 6.2. Yıllık iklimlendirme sistemi elektrik ve doğalgaz sarfiyatı özeti

	Toprak kaynaklı ısı pompası toplam elektrik ihtiyacı (kWh)	Su kaynaklı ısı pompası toplam elektrik ihtiyacı (kWh)	Direkt genleşmeli klima sistemi toplam yıllık elektrik ihtiyacı (kWh)	Dört borulu fancoil sistemi elektrik ihtiyacı (kWh)	Dört borulu fancoil sistemi doğalgaz ihtiyacı (m ³)
Yıl Toplamı	4318247	5078813	5656562	4230091	348502

Yıllık bakım ve tahsis için yapılan harcamalar da tek kalem altında toplanarak hesap kolaylığı sağlanmıştır. Bakım maliyetlerinin tahmin edilmesi için ASHRAE uygulama el kitabı bölüm 36’da tablo 6’te sunulan değerler esaslar alınacaktır [28]. Tabloda sunulan ortalama 4.74 USD/m² değeri 2005 yılı için hesaplanmış olup son açıklanan rakamdır. Çalışmada iklimlendirilen 24628 m² için bu toplam 116767 USD’dir. Bu rakam dört borulu fancoil sistemi için kullanılacaktır. Sunulan çalışma detayında ısıtma ve soğutma ekipmanlarında ısı pompası kullanımı durumunda bu değerden sırasıyla ısıtma ve soğutma için -1.043 USD/m² ve -0.508 USD/m², elektrikli ısıtmada -0.287 USD/m² düşülebileceği belirtilmiştir. Dolayısıyla m² başına yıllık bakım ve işletme giderleri toprak ve su kaynaklı ısı pompaları için 3.19 USD/m², direkt genleşmeli sistem için 4.45 USD/m² alınmıştır. Çizelge 6.3.’de hesaplanan rakamlar sunulmuştur.

Çizelge 6.3. Sistemlerin, yıllık enerji sarfiyatları, yıllık bakım, işletme giderleri ve 20 yıl için hesaplanan hurda bedelleri

Tanım	Toprak kaynaklı ısı pompası (USD)	Su kaynaklı ısı pompası (USD)	Direkt genleşmeli klima sistemi (USD)	Dört borulu fan-coil sistemi (USD)
Yıllık enerji sarfiyatı elektrik	686169	807023	898828	672161
Yıllık enerji sarfiyatı doğalgaz	0	0	0	138599
Yıllık bakım ve işletme gideri USD/m ²	3.19	3.19	4.45	4.74
Yıllık bakım ve işletme gideri USD	78539	78539	109668	116737
Toplam yıllık gider	764708	885562	1008496	927497
Hurda değeri	15800	15800	5000	11250

Tüm bu veriler kullanılarak her dört iklimlendirme sisteminin, 20 yıllık proje ömrü ve %5, %10, %15 enflasyondan arındırılmış faiz oranları için toplam maliyeti NBD yöntemi ile hesaplanmıştır. %10 enflasyondan arındırılmış faiz oran için sonuçlar Çizelge 6.4’de, %5, %10, %15 enflasyondan arındırılmış faiz oranları için özet sonuçlar Çizelge 6.5’de sunulmuştur.

Çizelge 6.4. %10 enflasyondan arındırılmış faiz oranları için NBD yöntemi ile hesaplanan toplam maliyetler

TANIM	Toprak kaynaklı ısı pompası (USD)	Su kaynaklı ısı pompası (USD)	Direkt genleşmeli klima sistemi (USD)	Dört borulu fan-coil sistemi (USD)
Toplam ilk yatırım maliyeti (USD)	-2654447	-2126845	-1250849	-1742182
Değiştirme maliyeti 5nci yıl	-79633	-63805	-37525	-87109
Değiştirme maliyeti 10nci yıl	-79633	-63805	-280219	-87109
Değiştirme maliyeti 15nci yıl	-79633	-63805	-37525	-87109
Toplam Yıllık Gider (USD)	-764708	-885562	-1008496	-927497
Hurda değeri (USD)	15800	15800	5000	11250
Yıllık faiz %	15%	15%	15%	15%
Yıllık enflasyon %	5%	5%	5%	5%
Yıllık (faiz - enflasyon) %	10%	10%	10%	10%
Yıl				
0	-2654447	-2126845	-1250849	-1742182
1	-695189	-805056	-916815	-843179
2	-631990	-731869	-833468	-766526
3	-574536	-665336	-757698	-696842
4	-522306	-604851	-688816	-633493
5	-474824	-549864	-626197	-575903
5NCİ YIL İŞLETME BAKIM	-49446	-39618	-23300	-54088
6	-431658	-499877	-569270	-523548
7	-392416	-454433	-517518	-475953
8	-356742	-413121	-470471	-432684
9	-324311	-375565	-427701	-393349
10	-294828	-341422	-388819	-357590
10NCU YIL İŞLETME BAKIM	-30702	-24600	-108037	-33584
11	-268025	-310384	-353472	-325082
12	-243660	-282167	-321338	-295529
13	-221509	-256516	-292125	-268663
14	-201372	-233196	-265569	-244239

Çizelge 6.4. (Devam) %10 enflasyondan arındırılmış faiz oranları için NBD yöntemi ile hesaplanan toplam maliyetler

15	-183065	-211997	-241426	-222035
15NCİ YIL İŞLETME BAKIM	-19064	-15274	-8983	-20853
16	-166423	-192724	-219478	-201850
17	-151293	-175204	-199526	-183500
18	-137539	-159276	-181387	-166818
19	-125036	-144796	-164897	-151653
20	-113669	-131633	-149907	-137867
20NCİ YIL HURDA BEDELİ	2349	2349	743	1672
Toplam NBD (USD)	-9261700	-9745625	-9977064	-9747012
EN UCUZ SİSTEMLE FARK USD	0	483925	715364	485312
EN UCUZ SİSTEMLE FARK %	100.0%	105.2%	107.7%	105.2%

Çizelge 6.5. İklimlendirme sistemleri %5, %10, %15 enflasyondan arındırılmış faiz oranları için NBD yöntemi ile hesaplanan özet sonuçlar

Yıllık (faiz - enflasyon) %	Tanım	Toprak kaynaklı ısı pompası (USD)	Su kaynaklı ısı pompası (USD)	Direkt genleşmeli klima sistemi (USD)	Dört borulu fan-coil sistemi (USD)
15%	Toplam NBD (USD)	-7509105	-7725206	-7655.894	-7623239
	En uygun sistemle fark (USD)	0	216102	146789	114134
	En uygun sistemle fark (%)	100.0%	102.9%	102.0%	101.5%
10%	Toplam NBD (USD)	-9261700	-9745625	-9977064	-9747012
	En uygun sistemle fark (USD)	0	483925	715364	485312
	En uygun sistemle fark (%)	100.0%	105.2%	107.7%	105.2%
5%	Toplam NBD (USD)	-12328031	-13282760	-14038420	-13464475
	En uygun sistemle fark (USD)	0	954729	1710389	1136444
	En uygun sistemle fark (%)	100.0%	107.7%	113.9%	109.2%

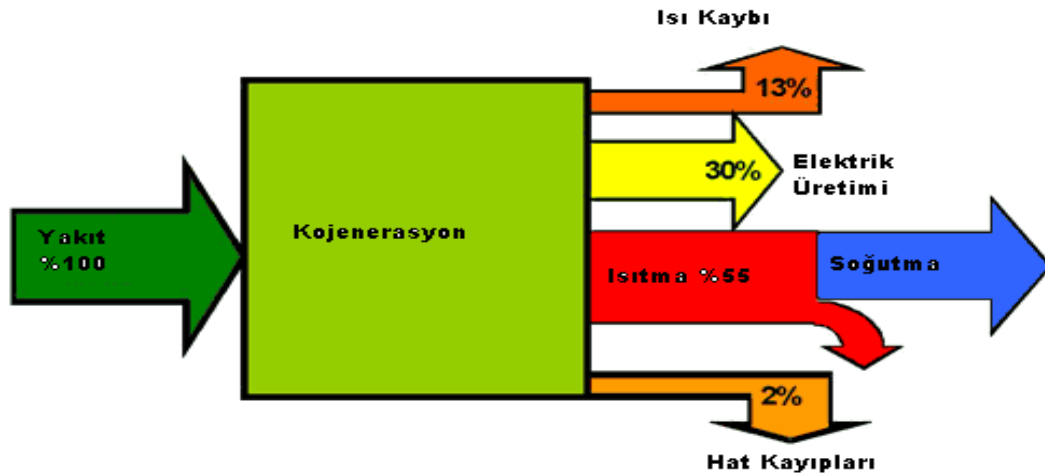
Çizelge 6.4 ve 6.5’de sunulan değerler incelendiğinde örnek binada toprak kaynaklı ısı pompası sisteminin; su kaynaklı ısı pompası sistemine göre yıllık 120854 USD, direkt genleşmeli klima sistemine göre yıllık 240789 USD, dört borulu fancoil sistemine göre yıllık 162789 USD enerji ve işletme bakımından tasarruf sağladığı görülür. Bu fark NBD hesabında toprak kaynaklı ısı pompası sistemini örnek bina uygulamasında en ekonomik iklimlendirme sistemi olarak karşımıza çıkarmaktadır.

7. ÖRNEK BİNA KOJENERASYON SİSTEMİ UYGULAMASI

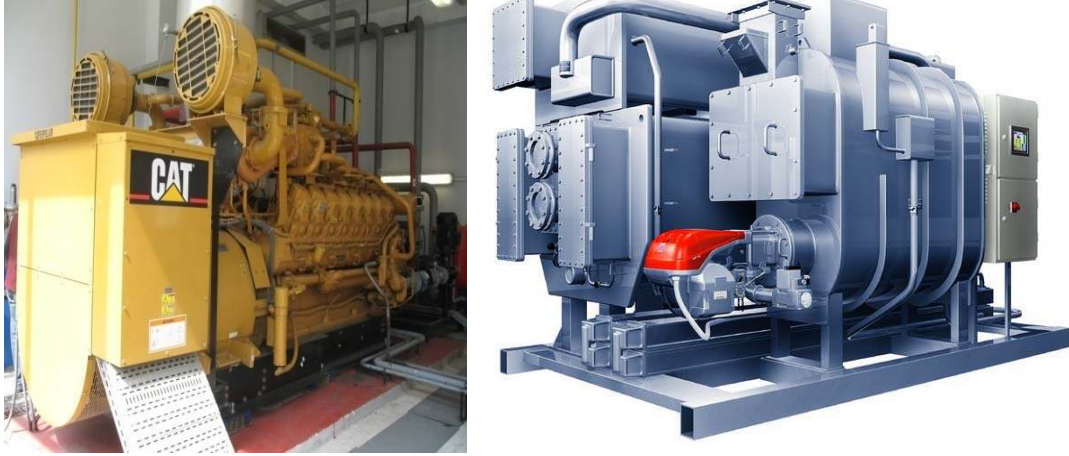
7.1. Kojenerasyon Sistemi Analiz Gerekliliği

Bayındırlık ve İskan Bakanlığı tarafından yayınlanan binalarda enerji performansı yönetmeliği bölüm 10 madde 23’de toplam inşaat alanı en az 20000 m²’nin üzerinde olan bina tasarımında kojenerasyon sistemlerinin uygulama imkanlarının analiz edileceği ve inşaat maliyetinin yüzde onunu geçmeyen durumlarda uygulamalar yapılacağı belirtilmiştir. Seçilmiş olan örnek bina bu kriterler uygundur. Çalışmamızda örnek bina özelliklerine uygun kojenerasyon sistemi seçilerek, bölüm 4.1.1’de belirtilen ısıtma, soğutma ve güç (aydınlatma ve diğer elektrik) yüklerini karşılayacak bir çözüm oluşturulacaktır. Seçilen sistem bölüm5 içerisinde detayları verilen dört alternatif sistemle NBD yöntemi kullanılarak ekonomik olarak karşılaştırılacaktır.

Kojenerasyon sisteminde tek yakıt olarak doğalgaz kullanılacak olup, bina için gerekli güç, ısıtma ve soğutma bu yakıtın kojenerasyon sisteminde kullanılmasıyla karşılanacaktır. Soğutma sisteminde absorpsiyonlu soğutma grupları kullanılacak olup, ısıtma atık enerjiden faydalanarak tamamlanacaktır. Kojenerasyon sisteminin örnek binaya uygulanma prensibi Resim 7.1’de, sistemde kullanılan ekipmanlara ait örnekler Resim 7.2’de sunulmuştur.



Resim 7.1. Kojenerasyon sisteminin örnek binaya uygulama şeması



Resim 7.2. Kojenerasyon sistemin kullanılan ekipmanlara ait örnekler.

7.2. Kojenerasyon Hesaplamalarında Kullanılacak Yazılım Özellikleri

Kojenerasyon sisteminin örnek binaya uygulaması Kanada Hükümeti tarafından geliştirilen ve tüm dünyada kullanıma sunulan RETScreen4.0 programı kullanılarak yapılacaktır. Uluslararası temiz enerji karar destek merkezi, yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği projelerini gerçekleştirmek üzere planlamacı, karar verici ve sanayi hacmi oluşturmaya çalışmaktadır. RETScreen temiz enerji proje analiz yazılımı, Kanada Hükümeti'nden, sanayiden ve akademik çevrelerden sayısız uzmanın katkısıyla geliştirilen bir destek aracıdır.

Ücretsiz elde edilebilen bu yazılım, çeşitli enerji verimli ve yenilenebilir enerji teknoloji türlerinin enerji üretimi ve tasarruflarını, yaşam çevrim maliyetlerini, emisyon azaltılmasını, finansal uygulanabilirliklerini ve risklerini değerlendirmek üzere dünya çapında kullanılabilir. Bu yazılım, aynı zamanda, ürün, maliyet ve iklim veritabanları ile detaylı bir on-line kullanıcı rehberini de içermektedir.

RETScreen sürüm 4'te, yazılımın kapasitesi, yenilenebilir enerji, kojenerasyon ve bölgesel enerjiden, finansal olarak uygulanabilir temiz enerji gücünü, ısıtma ve soğutma teknolojilerini ve enerji verimliliği tedbirlerini kapsayan geniş bir yelpazeye genişletilmiştir.

Bu karar destek aracının uluslararası alanda ilgi çekiciliği, veri tabanının dünyanın hemen her yerini kapsayan ve programın gerektirdiği iklim verilerini kapsaması, gene veri tabanının geniş bir imalatçı marka model listesine sahip olması ve yazılımın dünyanın yaklaşık üçte ikisinde kullanılan 35 dile çevrilmesi yollarıyla artırılmıştır [30].

7.3. Örnek Bina Kojenerasyon Sistemi Seçimi

Kojenerasyon sisteminin örnek binaya uygulanması sırasında Carrier E20-II HAP ver.4.04 programıyla hesaplanan ve detayları EK-3’de sunulan güç, ısıtma ve soğutma değerleri baz değerler olarak kullanılacaktır. Bu değerler Çizelge 7.1’de sunulmuştur. Kojenerasyon sistemi gaz türbinli olacak ve belirtilen değerleri minimumda karşılayacak şekilde seçilecektir.

Çizelge 7.1. Örnek bina baz yükleri

No	Tanım	Kapasite
1	Bina baz ısıtma yükü kw	1634.3
2	Bina baz soğutma yükü kw	2166.1
3	Bina yıllık iklimlendirme dışı baz elektrik güç ihtiyacı MWh	10706.3

Baz değerler RETScreen sürüm 4 yazılımına girilerek örnek bina yük analizleri yapılmış ve uygun kapasitede kojenerasyon sistemi seçilmiştir. Program girdileri yapılırken, baz yüklerin aylara göre dağılımı daha detaylı sonuçlar veren Carrier E20-II HAP ver.4.04 program çıktıları baz alınarak düzenlenmiştir.

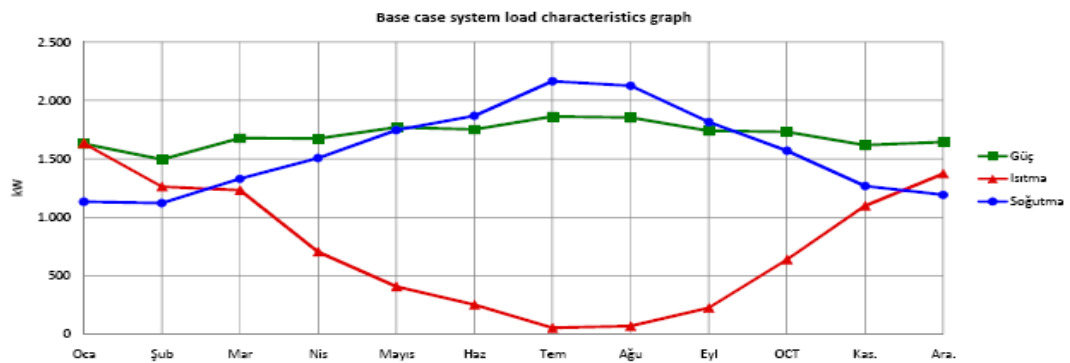
Yürürlükteki elektrik piyasası kanunuyla, bir otoprodüktör ya da otoprodüktör grubu, bir takvim yılı içerisinde lisanslarına derç edilen yıllık ortalama elektrik enerjisi üretim miktarının yüzde yirmisini piyasada satabilmesi mümkündür. Arz güvenliği açısından ihtiyaç duyulacak hallere münhasır olmak üzere, Kurul bu oranı artırabilir. Bir takvim yılı içinde Kurulca belirlenen orandan daha fazla elektrik enerjisinin

piyasada satılması halinde üretim lisansı alınması zorunludur [31]. Bu durum seçilen kapasite %20 arttırılarak sağlanan fazla elektriğin, piyasada bulunan serbest tüketicilere satılmasına imkan vermektedir. Gene satılacak olan elektriğin fiyatı rekabet şartları oluşturularak belirlenmiş olan serbest tüketici tarifesinin %10 altına kadar bir fiyatla satılmasına kanun imkan vermektedir. Çalışmamızda hem sadece bina ihtiyaçlarını karşılayacak kapasitede, hem de %20 arttırılmış kapasite için hesaplamalar yapılmış, çıkan detaylı sonuçlara EK-5’de, özetler Çizelge 7.2’de sunulmuştur.

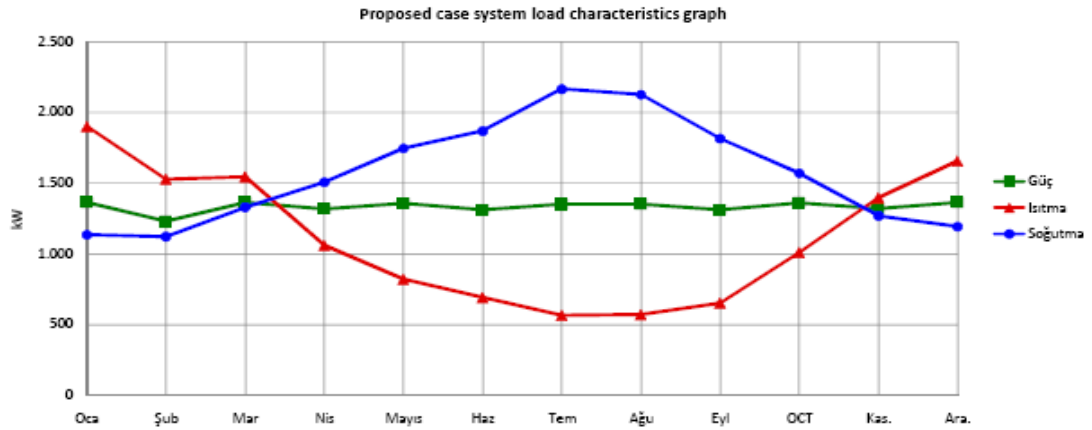
Çizelge 7.2. Kojenerasyon sistemi kapasite alternatifleri özeti

Sistem seçimi	Gaz türbinli kojenerasyon güç kw	Isıtma kapasitesi kw		Soğutma kapasitesi kw		Bina iklimlendirme dışı güç MWh		Şebekeye verilen elektrik MWh
		Baz durum	Sağlanan	Baz durum	Sağlanan	Baz Durum	Sağlanan	
Bina yüküne göre	1364	1634	2145	2166	2166	10706	11557	248
Bina yükü %80 olacak şekilde arttırılmış kapasite	1705= (1364/0.8)	1634	2145	2166	2166	10706	11557	3205

Bina yük dağılımı ve seçilen kojenerasyon sistemlerinin sağladığı yük grafikleri Şekil 7.3 ve Şekil 7.4’de sunulmuştur.



Şekil 7.3. Bina yüklerinin aylara göre dağılımı



Şekil 7.4. Bina yüküne göre seçilen kojenerasyon sistemi yük dağılımı

7.4. Örnek Bina Kojenerasyon Sistemi Ekonomik Analiz

7.4.1 Örnek bina kojenerasyon sistemi ilk yatırım maliyeti ve yıllık masraflar

Sistemlere ait ilk kurulum masrafları, binaya ait hazırlanmış olan detaylı keşiflerden, ısı-enerji üretim ve dağıtım elemanları, soğutma ekipmanları, soğutma dağıtım elemanları, hava işlem ve dağıtım elemanları gibi tüm ilgili sistemlerin ayıklanmasıyla hazırlanmıştır. Sistemlere ait yıllık hizmet ömrü ile ilgili olarak ASHRAE uygulama el kitabı bölüm 36'da tablo 4'te sunulan değerler esaslar alınmıştır [29]. Çalışmamızda kojenerasyon sistemi kullanım ömrü ortalama 20 yıl alınmıştır. Tüm bu kalemler Çizelge 7.3'de sunulmuştur.

Çizelge 7.3. Kojenerasyon alternatif sistemler ilk kurulum masrafları ve değiştirme maliyetleri

Tanım	Bina yüküne göre (USD)	Bina yükü %80 olacak şekilde artırılmış kapasiteye göre (USD)
Kojenerasyon sistemi ilk yatırım maliyeti	1958849	2372294
Absorpsiyonlu chiller ilk yatırım maliyeti	520080	520080
Klima ve havalandırma tesisatı ilk yatırım maliyeti	1017048	1017048
Otomasyon sistemi ilk yatırım maliyeti	450000	450000
Doğal gaz sistemi ilk yatırım maliyeti	480000	480000

Çizelge 7.3. (Devam) Kojenerasyon alternatif sistemler ilk kurulum masrafları ve değiştirme maliyetleri

Lisans Bedeli	1500	1500
Toplam ilk yatırım maliyeti	4427477	4840922
Değiştirme maliyeti 10ncı yıl	195885	237229
Değiştirme maliyeti 15nci yıl	97942	118615
Toplam değiştirme maliyeti	587655	711688
Yıllık kojenerasyon doğalgaz gideri m ³	4703625	5666614
Yıllık kojenerasyon doğalgaz gideri USD	1500927	1808217
Yıllık bakım ve işletme gideri USD	231548	231548
Toplam yıllık gider	1732475	2039765
Yıllık elektrik satışı MWh	248	3205
Yıllık elektrik satış geliri USD	26313	340051
Toplam yıllık gelir USD	26313	340051
NET yıllık gider USD	1706162	1699714
Hurda değeri	140000	145000

Çizelge hazırlanırken, doğalgaz ve elektrik harcamalarında ortaya çıkan maliyetlerin hesabında, Çizelge 5.1’de sunulan değerlerden,

Elektrik satış fiyatı USD/kWh = 0.1061 USD/KWh

Doğalgaz alış fiyatı USD/m³ = 0.3191 USD/m³ kullanılmıştır [28].

7.4.2 Net bugünkü değer yöntemi ile kojenerasyon sisteminin alternatif iklimlendirme sistemleri ile karşılaştırılması

Bu karşılaştırmanın yapılabilmesi için iklimlendirme dışı sistemlere ait yıllık elektrik sarfıyatı, ticari kullanım elektrik bedeli üzerinden hesaplanarak alternatif iklimlendirme sistemleri yıllık giderine ilave edilecektir. Örnek binada bu değer yıllık 10706307 kWh’dir. Bunun karşılığı olarak alternatif iklimlendirme sistemleri yıllık giderlerine 1701232 USD ilave edilmiştir. Tüm bu veriler kullanılarak, 20 yıllık proje ömrü ve %5, %10, %15 enflasyondan arındırılmış faiz oranları için toplam maliyetler NBD yöntemi ile hesaplanmıştır. %10 enflasyondan arındırılmış faiz oran için sonuçlar Çizelge 7.4’de, %5, %10, %15 enflasyondan arındırılmış faiz oranları için özet sonuçlar Çizelge 7.5’de sunulmuştur.

Çizelge 7.4. Kojenerasyon sistemleri ve alternatif iklimlendirme sistemlerinin %10 enflasyondan arındırılmış faiz oranları için NBD yöntemi ile toplam maliyetleri

TANIM	Toprak kaynaklı ısı pompası (USD)	Su kaynaklı ısı pompası (USD)	Direkt genleşmeli klima sistemi (USD)	Dört borulu fan-coil sistemi (USD)	Kojenerasyon sistemi (Bina kapasitesine göre) (USD)	Kojenerasyon sistemi (Bina kapasitesi toplamın %80'i) (USD)
Toplam ilk yatırım maliyeti (USD)	-2654447	-2126845	-1250849	-1742182	-4427477	-4940922
Değiştirme maliyeti 5nci yıl	-79633	-63805	-37525	-87109	0	0
Değiştirme maliyeti 10nci yıl	-79633	-63805	-280219	-87109	-195885	-237229
Değiştirme maliyeti 15nci yıl	-79633	-63805	-37525	-87109	-97942	-118615
Toplam Yıllık Gider (USD)	-2465940	-2586794	-2709728	-2628729	-1732475	-2039765
Hurda değeri (USD)	15800	15800	5000	11250	140000	145000
Yıllık faiz %	15%	15%	15%	15%	15%	15%
Yıllık enflasyon %	5%	5%	5%	5%	5%	5%
Yıllık (faiz - enflasyon) %	10%	10%	10%	10%	10%	10%
YIL						
0	-2654447	-2126845	-1250849	-1742182	-4427477	-4940922
1	-2241764	-2351631	-2463389	-2389754	-1574977	-1854331
2	-2037967	-2137846	-2239445	-2172503	-1431797	-1685756
3	-1852697	-1943497	-2035859	-1975003	-1301634	-1532505
4	-1684270	-1766815	-1850781	-1795457	-1183304	-1393187
5	-1531155	-1606196	-1682528	-1632234	-1075731	-1266533
5NCİ YIL İŞLETME BAKIM	-49446	-39618	-23300	-54088	0	0
6	-1391959	-1460178	-1529571	-1483849	-977937	-1151394
7	-1265417	-1327434	-1390519	-1348954	-889033	-1046722
8	-1150379	-1206758	-1264108	-1226321	-808212	-951565

Çizelge 7.4. (Devam) Kojenerasyon sistemleri ve alternatif iklimlendirme sistemlerinin %10 enflasyondan arındırılmış faiz oranları için NBD yöntemi ile toplam maliyetleri

9	-1045799	-1097053	-1149189	-1114838	-734738	-865059
10	-950727	-997321	-1044717	-1013489	-667944	-786418
10NCU YIL İŞLETME BAKIM	-30702	-24600	-108037	-33584	-75522	-91462
11	-864297	-906656	-949743	-921353	-607222	-714925
12	-785724	-824232	-863403	-837594	-552020	-649932
13	-714295	-749302	-784912	-761449	-501836	-590847
14	-649359	-681184	-713556	-692227	-456215	-537134
15	-590326	-619258	-648687	-629297	-414741	-488303
15NCİ YIL İŞLETME BAKIM	-19064	-15274	-8983	-20853	-23447	-28395
16	-536660	-562962	-589716	-572088	-377037	-443912
17	-487873	-511783	-536105	-520080	-342761	-403557
18	-443521	-465258	-487368	-472800	-311601	-366870
19	-403201	-422961	-443062	-429818	-283273	-333518
20	-366546	-384510	-402784	-390744	-257521	-303198
20NCİ YIL HURDA BEDELİ	2349	2349	743	1672	20810	21553
Toplam NBD (USD)	-23745247	-24229172	-24460611	-24230559	-19275980	-22426445
EN UCUZ SİSTEMLE FARK USD	4469267	4953193	5184631	4954579	0	3150465
EN UCUZ SİSTEMLE FARK %	123.2%	125.7%	126.9%	125.7%	100.0%	116.3%

Çizelge 7.6. Kojenerasyon ve iklimlendirme sistemleri %5, %10, %15 enflasyondan arındırılmış faiz oranları için NBD yöntemi ile hesaplanan özet sonuçlar

Yıllık (faiz - enflasyon) %	Tanım	Toprak kaynaklı ısı pompası (USD)	Su kaynaklı ısı pompası (USD)	Direkt genleşmeli klima sistemi (USD)	Dört borulu fan-coil sistemi (USD)	Kojenerasyon sistemi (Bina kapasitesine göre) (USD)	Kojenerasyon sistemi (Bina kapasitesi toplamın %80'i) (USD)
15%	Toplam NBD (USD)	-18157680	-18373781	-18304469	-18271814	-15332067	-17781701
	En uygun sistemle fark (USD)	2825613	3041714	2972402	2939747	0	2449634
	En uygun sistemle fark (%)	118.4%	119.8%	119.4%	119.2%	100.0%	116.0%
10%	Toplam NBD (USD)	-23745247	-24229172	-24460611	-24230559	-19275980	-22426445
	En uygun sistemle fark (USD)	4469267	4953193	5184631	4954579	0	3150465
	En uygun sistemle fark (%)	123.2%	125.7%	126.9%	125.7%	100.0%	116.3%
5%	Toplam NBD (USD)	-33529142	-34483871	-35239531	-34665586	-26185310	-30563591
	En uygun sistemle fark (USD)	7343832	8298561	9054222	8480276	0	4378281
	En uygun sistemle fark (%)	128.0%	131.7%	134.6%	132.4%	100.0%	116.7%

Sunulan çizelgelerde örnek bina için alternatif iklimlendirme sistemleri ile ısıtma, soğutmanın sağlanacağı, iklimlendirme ve iklimlendirme dışı bina güç ihtiyacının da şebekeden satı alınacağı veya kojenerasyonla üretileceği durum alternatiflerinin NBD yöntemi ile karşılaştırması yapılmıştır. Sonuçlar incelendiğinde, örnek bina için; bina kapasitesine göre seçilen kojenerasyon sisteminin en ekonomik sistem olduğu görülür.

7.5 Kojenerasyon Sistemi Hassasiyet ve Risk Analizleri

Çalışmanın bu bölümünde bina yükleri esas alınarak seçilen kojenerasyon sistemi ile ilgili hassasiyet ve risk analizleri çalışılmıştır. Çalışmada RETScreen sürüm 4 programı kullanılmış olup elde edilen sonuçlar EK-6’da sunulmuştur.

Örnek bina kojenerasyon sistemi tasarımında satın alınan elektrik, satın alınan doğalgaz, yıllık işletme ve bakım maliyetleri, ilk yatırım maliyeti gibi kalemlerin değişmesi yatırımın uygulanabilir olup olmadığının ölçümünde önemli bir rol oynayacaktır. Dolayısıyla örnek bina kojenerasyon uygulamasında bu kalemlerden elektrik, doğalgaz ve ilk yatırım maliyeti kalemlerinin %15 duyarlılık değişiminde toplam proje geri ödeme süresine yaptığı etkilere ait hesaplamalar yapılarak sonuçlar Çizelge 7.7, Çizelge 7.8 ve Çizelge 7.9’da sunulmuştur.

Çizelge 7.7 Baz durum yakıt maliyeti için %15 duyarlılık aralığı geri ödeme süresi özet tablosu

Baz durum yakıt (elektrik) maliyeti değişimi %					
%	GÖS yıl	%	GÖS yıl	%	GÖS yıl
-15	>proje süresi	-4	12.4	7	6.9
-14	>proje süresi	-3	11.7	8	6.7
-13	>proje süresi	-2	11.1	9	6.5
-12	>proje süresi	-1	10.6	10	6.3
-11	>proje süresi	0	9.0	11	6.1
-10	>proje süresi	1	8.6	12	5.9
-9	>proje süresi	2	8.2	13	5.8
-8	>proje süresi	3	7.9	14	5.6
-7	17.3	4	7.6	15	5.5
-6	15.8	5	7.4		
-5	11.8	6	7.1		

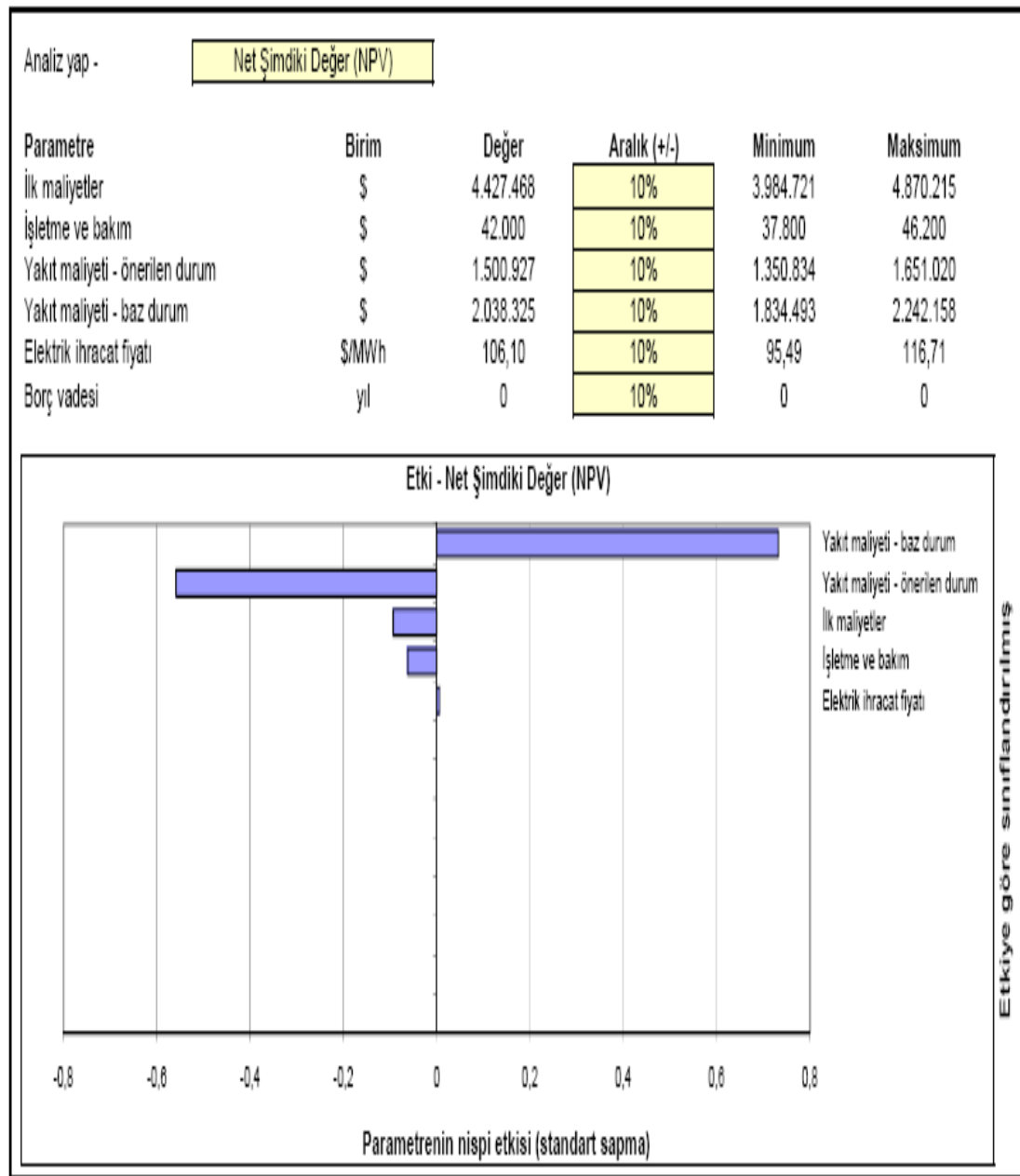
Çizelge 7.8 Kojenerasyon yakıt maliyeti için %15 duyarlılık aralığı geri ödeme süresi özet tablosu

Kojenerasyon yakıt (doğalgaz) maliyeti değişimi %					
%	GÖS yıl	%	GÖS yıl	%	GÖS yıl
-15	6.1	-4	7.9	7	13.4
-14	6.2	-3	8.2	8	15.6
-13	6.3	-2	8.4	9	16.7
-12	6.5	-1	8.7	10	18.0
-11	6.6	0	9.0	11	>proje süresi
-10	6.8	1	10.4	12	>proje süresi
-9	7.0	2	10.8	13	>proje süresi
-8	7.1	3	11.2	14	>proje süresi
-7	7.3	4	11.7	15	>proje süresi
-6	7.5	5	12.2		
-5	7.7	6	12.7		

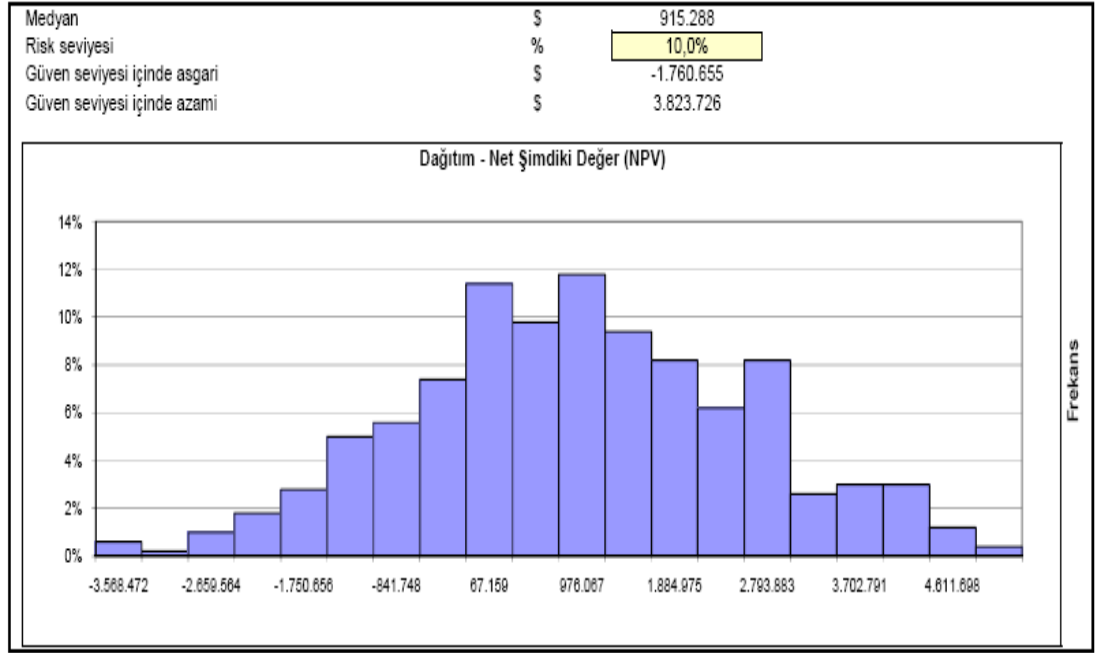
Çizelge 7.9 İlk yatırım maliyetinin %15 duyarlılık aralığı geri ödeme süresi özet tablosu

İlk yatırım maliyeti değişimi %					
%	GÖS yıl	%	GÖS yıl	%	GÖS yıl
-15	7.5	-4	8.6	7	10.8
-14	7.6	-3	8.7	8	10.9
-13	7.7	-2	8.8	9	11.0
-12	7.8	-1	8.9	10	11.1
-11	7.9	0	9.0	11	11.2
-10	8.0	1	10.2	12	11.3
-9	8.1	2	10.3	13	11.4
-8	8.2	3	10.4	14	11.5
-7	8.3	4	10.5	15	11.6
-6	8.4	5	10.6		
-5	8.5	6	10.7		

Maliyet kalemlerinin %10 değişimi halinde parametrelerin NBD'e nispi etkileri ve standart sapmaları Şekil 7.3'de, frekans aralıkları Şekil 7.4'de sunulmuştur. Sunulmuş olan şekilden proje maliyet kalemlerinin en etkilisinin baz fiyat yakıtı olan elektrik bedeli, olduğu, bunu sırası ile kojenerasyon sistem yakıtı olan doğalgaz fiyatının, yıllık işletme ve bakım değerleri ile ilk yatırım maliyetinin takip ettiği görülür.



Şekil 7.3. Risk analizi parametrelerin nispi etkisi



Şekil 7.4 Risk analizi NBD dağıtımı

8. SONUÇ VE ÖNERİLER

Hazırlanmış olan çalışmada 20000 m² ve üzerinde inşaat alanı olan örnek bir yapıda kojenerasyon sisteminin uygulanabilirliği, enerji ve ekonomik analizler yapılarak analiz edilmiştir. Hazırlanmış olan çalışmada dört ana bölüm altında özetlenebilir. İlk bölümde örnek bina tanımlanarak bina ısıtma, soğutma, aydınlatma ve yükleri tanımlanarak model oluşturulmuştur. Hazırlanan model Carrier E20-II HAP ver.4.04 programı kullanılarak binaya ait yaz ve kış ısı yükleri ve aydınlatma değerleri hesaplanmıştır.

Hesaplanmış olan değerler Şekil 3.1’de sunulan EIA tarafından hazırlanan, inşaat alanı 18581 m² ve üzeri ticari binalarda harcanan elektrik enerjisinin kullanım yerlerini veren istatistiklerle, küçük bir farkla paralellik göstermektedir. Bu durum Çizelge 8.1’de sunulmuştur. Örnek binanın alışveriş merkezi olması sebebiyle aydınlatma yükü ofis vb. standart ticari binalardan daha fazladır, ayrıca son yıllarda bina içlerinde sigara içilmesinin yasaklanması sebebiyle ortalama taze hava miktarının 10 L/s’den 8 L/s’ye indirilmiş olması da bu farklılığı ortaya çıkarabilecek sebepler olarak sıralanabilir.

Çizelge 8.1 İklimlendirme sistemleri elektrik enerjisinin kullanım yerleri

Tanım	EIA 2003 istatistikleri 18581 m ² ve üzeri ticari binalarda harcanan elektrik enerjisinin kullanım yerleri	Toprak kaynaklı ısı pompası sistemi elektrik enerjisinin kullanım yerleri	Su kaynaklı ısı pompası sistemi elektrik enerjisinin kullanım yerleri	Direkt genleşmeli klima sistemi elektrik enerjisinin kullanım yerleri	Dört borulu fancoil sistemi elektrik enerjisinin kullanım yerleri
İklimlendirme sistemleri	%36.7	%28.6	%32.1	%34.5	%29.8
İklimlendirme harici sistemler	%63.3	%71.4	%67.9	%65.5	%70.2

İkinci bölümde alternatif klima sistemleri olan; toprak kaynaklı ısı pompası, su kaynaklı ısı pompası, direkt genleşmeli klima sistemi ve dört borulu klima sistemi için enerji bazında analiz edilmiştir. Bu dört sisteme ait elde edilen enerji sarfiyatları,

hesaplanan ilk yatırım ve işletme maliyetlerinin değerlendirilmesiyle, ekonomik olarak analiz edilmiştir. Bu bölümde elde edilen analizler sonucunda toprak kaynaklı ısı pompası sisteminin, örnek bina uygulaması için en düşük yıllık enerji sarfiyatına ve ekonomik analizde kullanılan bugünkü değere yöntemine göre en düşük toplam maliyete sahip olduğu görülmüştür. Toprak kaynaklı ısı pompasına ait değerler %100 alınarak oluşturulan özet Çizelge 8.2’de sunulmuştur.

Çizelge 8.2 İklimlendirme sistemleri karşılaştırma tablosu

Tanım	Toprak kaynaklı ısı pompası	Su kaynaklı ısı pompası	Direkt genleşmeli klima sistemi	Dört borulu fan-coil sistemi
Toplam İlk Yatırım Maliyeti	%100	%80.1	%47.1	%65.6
15 Yıllık Toplam Değiştirme Maliyeti	%100	%80.2	%148.7	%109.4
Yıllık Enerji Sarfiyatları ve İşletme Bedelleri	%100	%115.8	%131.9	%121.3

Çalışmanın üçüncü bölümünde, iklimlendirme sistemi dışında binada kullanılan aydınlatma vb. diğer elektrik yükleri de hesaplamalara dahil edilerek, örnek bina ihtiyacını karşılayacak ve bina ihtiyacı toplam kapasitenin %80’i olacağı durum için 2 adet gaz türbinli kojenerasyon sistemi seçimi yapılmıştır. İklimlendirme sistemlerinde kullanılacak ekipmanlarda gerekli değişiklikler yapılarak sisteme absorpsiyonlu soğutma grupları ilave edilmiştir.

Örnek bina uygulamasında NBD yöntemi ile 20 yıllık proje ömrü için, enflasyondan arındırılmış değişik faiz oranları için hesaplamalar yapılarak, en ekonomik sistemin bina yüküne göre seçilen kojenerasyon sisteminin olduğu görülmüştür. Bu sistemi bina yükünün toplam kapasitenin %80’i olacağı durum için seçilen kojenerasyon sistemi takip etmektedir. Piyasaya enerji satmanın, piyasanın talebiyle değişkenlik göstereceği ve Devletin alım garantisini vermediği durumda daha yüksek miktarlarda üretim yapan satıcılara karşı rekabet şansının düşük olduğu düşünülürse, ekonomik analizlerde de uygun çözüm olarak görülen, kojenerasyon kapasitesinin bina yüküne göre seçilmesi daha doğru olmaktadır.

Dördüncü ve son bölümde sisteme ait hassasiyet ve risk analizler yapılmıştır. %15 hassasiyet ve %10 risk aralığı için sonuçlar bölüm 7.5’de elde edilmiştir. Sonuçlar incelendiğinde geri ödeme süresi için en hassas değerin baz durum yakıtı olan elektriğe ait fiyat değişimi olduğu görülür. Bu kalemlerin ilk yatırım maliyetinin geri ödeme süresine etkisi aşağıdaki şekilde özetlenebilir.

Diğer fiyat kalemlerinin değişmediği bir durumda, elektrik fiyatları %8 düşerse; geri ödeme süresi proje ömrü olan 20 yılın üzerine çıkarmakta ve projeyi uygulanabilir olamamaktadır. Benzer durumda elektrik fiyatlarına gelecek %15’lik bir artış durumunda geri ödeme süresi 5.5 yıl olacaktır.

Diğer fiyat kalemlerinin değişmediği bir durumda, doğalgaz fiyatları %11 artarsa; geri ödeme süresi proje ömrü olan 20 yılın üzerine çıkarmakta ve projeyi uygulanabilir olamamaktadır. Benzer durumda doğalgaz fiyatlarına gelecek %11’lik bir artış durumunda geri ödeme süresi 6.1 yıl olacaktır.

Diğer fiyat kalemlerinin değişmediği bir durumda, ilk yatırım maliyetleri %15 artarsa; geri ödeme süresi 11.6 yıl, benzer şekilde %15 düşerse geri ödeme süresi 7.5 yıl olacaktır.

Toplam inşaat alanı 20000 m² ve daha büyük inşaat alanına sahip ticari yapıların incelendiği bu çalışmada, bina sistemlerinde ısı pompası uygulamasının ekonomik çözümler sağlayacağı, bu sistemin kojenerasyon ile desteklenmesi durumunda, ekonomik olarak en uygun çözümün sağlanacağı görülmüştür. Örnek bina bir alışveriş merkezidir, örnek binanın atık ısıdan yazın da faydalanmanın mümkün olacağı, buhar prosesleri ve benzeri ihtiyaçların olduğu bir ticari yapı olması durumunda sistem daha verimli çalışacak ve geri ödeme süresi daha da kısılacaktır.

KAYNAKLAR

1. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, “2005-2006 Türkiye enerji raporu”, **WEC DEK-TMK Yayın No: 0004, Ankara**, 39-40 (2007).
2. İnternet: Türkiye Elektrik İletim A.Ş. “Türkiye’de elektrik enerjisi gelişiminin kısa tarihçesi” [http://www.teias.gov.tr/istatistikler/tarihce\(turk\).htm](http://www.teias.gov.tr/istatistikler/tarihce(turk).htm) (2009).
3. İnternet: Türkiye Elektrik İletim A.Ş. “Türkiye elektrik üretim iletim istatistikleri Türkiye kurulu güç ve üretiminin yıllar itibariyle gelişimi 1970-2008”, <http://www.teias.gov.tr/istatistik2008/index.htm> (2009).
4. İnternet: Türkiye Elektrik İletim A.Ş. “Türkiye elektrik üretim iletim istatistikleri Türkiye’deki kurulu gücün birincil enerji kaynaklarına göre yıllar itibariyle gelişimi”, <http://www.teias.gov.tr/istatistik2008/index.htm> (2009).
5. Türkiye Elektrik İletişim A.Ş. Genel Müdürlüğü APK Dairesi Başkanlığı, “Türkiye elektrik enerjisi üretim planlama çalışması 2008-2017”, **TEİAŞ, Ankara**, 4-109 (2008).
6. Türkiye Elektrik İletişim A.Ş. Genel Müdürlüğü APK Dairesi Başkanlığı, “Türkiye elektrik enerjisi üretim planlama çalışması 2005-2020”, **TEİAŞ, Ankara**, 39 (2004).
7. İnternet: Türkiye Elektrik İletim A.Ş. “Türkiye elektrik enerjisi üretim tüketim ve kayıplarının yıllar itibariyle gelişimi 1984-2007”, <http://www.teias.gov.tr/ist2007/index.htm> (2009).
8. İnternet: Türkiye Kojenerasyon Derneği, “Kojenerasyon nedir” <http://www.kojenerasyon.com> (2009).
9. İnternet: The European Association for the Promotion of Cogeneration, “EU legislation & policy documents relevant to cogeneration” http://www.cogen-europe.eu/Links/EU_documents.htm (2009)
10. Osmanoğlu,H., “Pem yakıt pillerine dayalı evsel kojenerasyon”, Yüksek Lisans Tezi, **Marmara Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü**, İstanbul, 1-194 (2007).
11. Eren,Ö., “Örnek bir işletmede kojenerasyon tesisi uygulaması”, Yüksek Lisans Tezi, **Dumlupınar Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü**, Kütahya,1-105 (2006).
12. Arat,B.,“Organize sanayii bölgelerinde kojenerasyon santralının yer optimizasyonu”, Yüksek Lisans Tezi, **Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü**, İstanbul, 1 (2006).

13. Tarakçıoğlu, A., “Sanayide atık ısıdan yararlanma yöntemleri”, Yüksek Lisans Tezi, *Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, İstanbul, 1-119 (2006).
14. Çakır, D., “Gaz türbinli kojenerasyon sistemlerinde yakıt olarak doğalgaz kullanımının incelenmesi”, Yüksek Lisans Tezi, *Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, İstanbul, 1 (2006).
15. Albayrak, S., “Kojenerasyonun bölgesel ısıtma sisteminde kullanılabilirliği ve klasik bölgesel ısıtma ile karşılaştırılması”, Yüksek Lisans Tezi, *Gazi Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Ankara, 1 (2007).
16. Satman, A., "Dünyada enerji kaynakları", *I. Ulusal Türkiye'de Enerji ve Kalkınma Sempozyumu*, İstanbul, 2 (2006).
17. İnternet: U.S. Energy Information Administration, “2003 Commercial buildings energy consumption survey detailed tables”
http://www.eia.doe.gov/emeu/cbecs/cbecs2003/detailed_tables_2003/2003set19/2003pdf/alltables.pdf (2009).
18. İnternet: U.S. Department of Energy, “Energy consumption characteristics of commercial building HVAC systems volume III: Energy savings potential”,
http://apps1.eere.energy.gov/buildings/publications/pdfs/commercial_initiative/hvac_volume3_final_report.pdf (2009).
19. Schramek, E.R., “Recknagel ısıtma ve klima tekniği el kitabı sıcak su ve soğutma tekniği dahil 68nci baskı”, Saraçoğlu, O., Razgat, A., *TTMD*, İstanbul, 1546 (2003).
20. MMO Teknik komite, “Kalorifer tesisatı proje hazırlama esasları MMO/2001/259”, Sümer, M., *MMO*, Ankara, 40 (2001).
21. ASHRAE Technical Committee, “Chapter 3 commercial and public buildings”, ASHRAE Handbook HVAC Applications SI Edition, *ASHRAE*, Atlanta, 1-11 (2007).
22. ASHRAE Technical Committee, “ANSI/ASHRAE Standart 62.1-2004 Ventilation of acceptable indoor air quality”, *ASHRAE*, Atlanta, 12 (2004).
23. İnternet: T.C Resmi Gazete, “Binalarda ısı yalıtım yönetmeliği”,
<http://rega.basbakanlik.gov.tr/main.aspx?home=http://rega.basbakanlik.gov.tr/eskiler/2008/10/20081009.htm&main=http://rega.basbakanlik.gov.tr/eskiler/2008/10/20081009.htm>, (2009).
24. Elibolar, S., "Toprak ve su kaynaklı ısı pompaları ", *Sürdürülebilir Enerji Teknolojilerindeki Gelişmeler ve Türkiye'deki Uygulamaları Konferansı*, İstanbul, 59-64 (1999).

25. Yamankaradeniz N.. “Tekstil sanayinde enerji tasarrufunda klasik sistemlerle ısı pompası sistemlerinin karşılaştırılması”, *Uludağ Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü*, Bursa, 26-28 (2007).
26. ASHRAE Technical Committee, “Chapter 31 energy estimating and modeling methods”, ASHRAE Handbook HVAC Applications SI Edition , *ASHRAE*, Atlanta, 1-11 (2007).
27. ALARKO Teknik Grup, “ALARKO CARRIER teknik bülten”, 21: 1-4 (2007).
28. İnternet: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu, “Güncel Yakıt Fiyatları Karşılaştırma”, <http://www.epdk.gov.tr/default.asp> (2009).
29. ASHRAE Technical Committee, “Chapter 36 owning and operating cost”, ASHRAE Handbook HVAC Fundamentals SI Edition , *ASHRAE*, Atlanta, 17 (2009).
30. İnternet: Natural Resources Canada, “Retscreen versiyon 4.0 programı özellikler”,http://www.mnr.gov.on.ca/en/Business/Renewable/2ColumnSubPage/STEL02_167288.html (2009).
31. İnternet: T.C Resmi Gazete, “ Elektrik piyasası kanunu ve bazı kanunlarda değişiklik yapılmasına dair kanun”
<http://rega.basbakanlik.gov.tr/main.aspx?home=http://rega.basbakanlik.gov.tr/eskiler/2008/07/20080726.htm&main=http://rega.basbakanlik.gov.tr/eskiler/2008/07/20080726.htm> (2009)

EKLER

EK-1. Kat planları ve ısııl bölgeler

Ekte verilen CD içerisinde ek_1.pdf dosyasında sunulmuştur.

EK-2. Ankara dış hava şartları simülasyonu

Ekte verilen CD içerisinde ek_2.pdf dosyasında sunulmuştur.

EK-3. Mahal ısı kayıp kazançları

Ekte verilen CD içerisinde ek_3.pdf dosyasında sunulmuştur.

EK-4. Örnek bina enerji simülasyonu

Ekte verilen CD içerisinde ek_4.pdf dosyasında sunulmuştur.

EK-5. Kojenerasyon sistemi enerji analizi

Ekte verilen CD içerisinde ek_5.pdf dosyasında sunulmuştur.

EK-6. Hassasiyet ve risk analizi

Ekte verilen CD içerisinde ek_6.pdf dosyasında sunulmuştur.

EK-7. CARRIER E20-II programı çalışma prensipleri ve tanıtımı

Ekte verilen CD içerisinde ek_7.pdf dosyasında sunulmuştur.

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Soyadı, adı : AYDOĞAN, Alperdeniz
 Uyuğu : T.C.
 Doğum tarihi ve yeri : 06.04.1972 Erzincan
 Medeni hali : Evli
 Telefon : 0 (312) 291 51 38
 Faks : 0 (312) 240 41 70
 e-mail : alperdeniz@aydogan.biz.tr

Eğitim

Derece	Eğitim Birimi	Mezuniyet tarihi
Yüksek lisans	Gazi Üniversitesi/Makine Mühendisliği	
Lisans	ODTÜ/Makine Mühendisliği	1994
Lise	Ayrancı Lisesi	1988

İş Deneyimi

Yıl	Yer	Görev
1994-1995	Celal Okutan Mühendislik	Proje Mühendisi
1996-2000	Yalçın Teknik A.Ş.	Proje Mühendisi
2001-2005	GÜRİŞ İnşaat A.Ş.	Teklif Hazırlama
2005-2006	METİŞ İnşaat A.Ş.	Proje Koordinatörü
2006-Devam	MESA MESKEN A.Ş.	Proje Koordinatörü

Yabancı Dil

İngilizce

Hobiler

Bilgisayar, kitap okuma, tarih, basketbol.