

**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ**

**TERMİK SANTRAL KAYNAKLI  
BÖLGESEL ISITMA SİSTEMİNİN TOPLU KONUTLARDA  
UYGULAMA MODELLEMESİ VE EKONOMİK ANALİZİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Burak Yunus ÇETİN**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Programı**

**Mayıs 2014**



**İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ ENERJİ ENSTİTÜSÜ**

**TERMİK SANTRAL KAYNAKLI  
BÖLGESEL ISITMA SİSTEMİNİN TOPLU KONUTLARDA  
UYGULAMA MODELLEMESİ VE EKONOMİK ANALİZİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ**

**Burak Yunus ÇETİN  
(301121007)**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Anabilim Dalı**

**Enerji Bilim ve Teknoloji Programı**

**Tez Danışmanı: Prof. Dr. Üner ÇOLAK**

**Mayıs 2014**



İTÜ, Enerji Enstitüsü'nün 301121007 numaralı Yüksek Lisans Öğrencisi **Burak Yunus ÇETİN**, ilgili yönetmeliklerin belirlediği gerekli tüm şartları yerine getirdikten sonra hazırladığı “**TERMİK SANTRAL KAYNAKLI BÖLGESEL ISITMA SİSTEMİNİN TOPLU KONUTLARDA UYGULAMA MODELLEMESİ VE EKONOMİK ANALİZİ**” başlıklı tezini aşağıda imzaları olan jüri önünde başarı ile sunmuştur.

**Tez Danışmanı :**      **Prof. Dr. Üner ÇOLAK**      .....

İstanbul Teknik Üniversitesi

**Jüri Üyeleri :**      **Prof. Dr. A. Filiz BAYTAŞ**      .....

İstanbul Teknik Üniversitesi

**Yard. Doç. Dr. İsmail ÇİÇEK**      .....

İstanbul Teknik Üniversitesi

**Teslim Tarihi :**      **05 Mayıs 2014**

**Savunma Tarihi :**      **29 Mayıs 2014**



*Politika yapıcılara ve uygulayıcılara yol gösterici olması dileğiyle,*





## ÖNSÖZ

Konut ve hizmet sektörü (ticari ve kamu hizmet binaları) birlikte en fazla enerji tüketen sektörlerin arasındadır, bu sektörlerde enerji çoğunlukla mekân ısıtma, soğutma ve sıcak su ihtiyacı için tüketilmektedir. Diğer yandan, enerji sektöründe, termik elektrik üretim santrallerinde, santral prosesin soğutulması esnasında buhar türbinlerinde kondenser yoluyla, pistonlu motorlarda ceket soğutma suyu ve eksoz yoluyla önemli miktarda ısı enerjisi atmosfere atılmaktadır.

Enerji sektörü, konut ve hizmet sektörü “Sektör Master Planlarını” oluştururken, diğer sektörlerin mevcut durumları ve gelişmeleri göz önünde bulundurulmalıdır. Bu çerçevede, her bir sektör diğer sektörle “Entegre Master Planlar” oluşturularak bütüncül bakış açısı ile kendi sektörünün enerji arz ve talep plan ve projelerini oluşturmalı ve geliştirmelidir. Bu bakış açısıyla yapılan çalışmalar sonucunda enerji sektöründe termik santrallerin proses ve eksoz atık ısıları, konut ve hizmet sektörünün ana girdisi olan ısı talebinin karşılamada kullanılabileceği görülebilecektir.

Termik santrallerin atık ısılarından, konut ve ticari binaların ısı taleplerinin karşılanması uygulamalarına; Kombine Isı-Güç Santrali-Bölgesel Isıtma Soğutma [(KGS-BIS) (Combine Heat And Power-District Heating Cooling KGÇS-BIS)] sistemi denilmektedir. Avrupa başta olmak üzere, diğer gelişmiş ülkelerde uzun yıllardan beri kullanılan, halen gelişmekte ve yaygınlaşmakta olan KGÇS-BIS uygulama örneği Türkiye’de sadece bir yada iki yerde vardır.

“Doğru politikalar doğru zamanda uygulanmalıdır”. Yeni küresel enerji planları ve trendleri arasında, Kombine Isı-Güç Santrali-Bölgesel Isıtma Soğutma (KGS-BIS) uygulamalarının, ülkelerin enerji arz güvenliğine olumlu katkısı olduğu, düşük karbonlu büyüme stratejileri ve sürdürülebilir kalkınma politikalarına uygun olduğu, enerjinin tasarruflu, verimli ve etkin kullanılmasına imkân veren ayrıca fosil ve yenilenebilir kaynakları kullanabilen kaynak çeşitliliğine imkân sağlayan esnek teknolojiler olduğu, iklim değişikliğine ve küresel ısınmaya sebep olan emisyonların enerji ve bina sektörlerinde azaltılmasında önemli bir araç olduğu kabul edilmektedir.

2009 yılında Resmi Gazetede yayımlanan “Elektrik Enerjisi Piyasası Arz Güvenliği Belgesi”nde özetle;

- Piyasanın, arz güvenliğini temin edecek şekilde oluşturulması,
- İklim değişikliği ve çevresel etkilerin sektörün her alanındaki faaliyetlerde göz önünde bulundurulması,
- Elektrik enerjisi üretimi, iletimi, dağıtımı ve kullanımında kayıpların asgariye indirilmesi, verimliliğin artırılması, enerji politikasının kaynak öncelikleri temel alınarak oluşturulacak rekabet ortamı yoluyla elektrik enerjisi maliyetlerinin azaltılması ve bu sayede oluşacak kazanımlarla elektrik hizmetinin tüketicilere daha makul maliyetlerle sunulması,

- Enerji arzında dışa bağımlılığı azaltmak üzere, yeni teknolojilerin özendirilmesi, kaynak çeşitliliğın sağlanması ve yerli ve yenilenebilir kaynakların azami ölçüde kullanılması,
- Sektörde yapılacak yatırımlarda yerli katkı payının artırılması

hususlarına yer verilmiştir.

Ülkemiz enerji politikaları ve stratejileri ile uyumlu olan “Konut sektörü ve hizmet sektöründe diğeri bir ifadeyle bina sektöründe kojenerasyon ve bölgesel ısıtma sistemi modellemesi” çalışmasının ülkemiz enerji piyasasında uygulanmasının ve yaygınlaşmasının ülkemizin faydasına olacağına inanıyorum.

Öncelikle bu çalışmada emeği geçen değerli danışmanım Prof. Dr. Üner ÇOLAK’a, araştırma yaptığım alanda birebir uygulamayı inceleme fırsatı sunan Özgür ÇALIK’a ve Esenyurt Termik Santrali çalışanlarına, benden maddi manevi desteklerini hiçbir zaman esirgemeyen aileme teşekkürleri bir borç bilirim.

**Anahtar kelimeler:** Kombine çevrim, kojenerasyon, bina, hizmet, konut sektörü bölgesel ısıtma, ısı piyasası, küresel ısınma, enerji verimliliği, iklim değışikliğı.

Mayıs 2014

Burak Yunus ÇETİN  
Gemi Makineleri İşletme Mühendisi

## İÇİNDEKİLER

### Sayfa

ÖNSÖZ.....	vii
İÇİNDEKİLER .....	ix
KISALTMALAR .....	xiii
ÇİZELGE LİSTESİ.....	xv
ŞEKİL LİSTESİ.....	xvii
ÖZET.....	xxi
SUMMARY .....	xxv
<b>1. GİRİŞ .....</b>	<b>1</b>
1.1 Tezin Amacı .....	3
1.2 Literatür Araştırması .....	3
<b>2. DÜNYADA VE TÜRKİYE’DE ENERJİNİN GÖRÜNÜMÜ .....</b>	<b>7</b>
2.1 Dünya ve Türkiye Toplam Birincil Enerji Arzı ve Nihai Tüketimi .....	7
2.1.1 Dünya birincil enerji arzı .....	7
2.1.2 Dünya toplam nihai enerji tüketimi .....	9
2.1.3 Dünyada emisyonlar .....	11
2.1.4 Türkiye birincil enerji arzı .....	12
2.1.5 Türkiye toplam nihai enerji tüketimi .....	14
2.1.6 Türkiye’de emisyonlar .....	14
<b>3. ISITMA VE SOĞUTMA TARİHÇESİ, TEKNOLOJİSİ, FAYDALARI VE ÇEŞİTLERİ.....</b>	<b>17</b>
3.1 Bölgesel Isıtmanın Tarihçesi .....	17
3.2 Bölgesel Isıtma ve Soğutma Sistemi .....	18
3.2.1 Bölgesel ısıtma (BI) .....	18
3.2.2 Isı üretimi .....	19
3.2.3 Isının iletim ve dağıtımı .....	20
3.2.4 Bölgesel ısıtma sisteminin faydaları .....	21
3.2.4.1 Tüketici tarafındaki faydaları .....	21
3.2.4.2 Üretici tarafındaki faydaları .....	22
3.2.4.3 Çevresel faydalar.....	22
3.3 Isıtma-Soğutma ve Bölgesel Isıtma-Soğutma Sistemlerinde Kullanılan Teknolojiler ve Kaynaklar.....	22
3.3.1 Geleneksel ısı kazanları ve fırınları .....	23
3.3.2 Yoğuşmalı kazanlar ve fırınlar.....	23
3.3.3 Biyokütle ısıtıcılar .....	24
3.3.4 Elektrikli ısıtıcılar .....	24
3.3.5 Isı pompaları .....	25
3.3.6 Su ısıtma sistemleri .....	26
3.3.6.1 Anında sıcak su sağlayan sistemler.....	26
3.3.6.2 Isı pompalı su ısıtıcılar .....	27
3.3.7 Ortam soğutma.....	27
3.3.8 Güneş ısı teknolojileri .....	27

3.3.8.1 Bölgesel ısıtma ve soğutma için güneş teknolojileri.....	28
3.3.9 Kojenerasyon ve atık ısı sistemleri (Co-generation and waste heat) .....	28
3.3.9.1 KGÇS sistem performansları ve avantajları.....	30
3.3.9.2 Konut sektöründe KGÇS -BI önündeki engeller.....	31
<b>4. DÜNYADA VE TÜRKİYE’DE BİNA VE ISI TRENDLERİ, ÖRNEK ÜLKE İNCELEMELERİ KGÇS-BIS UYGULAMALARI, TÜRKİYE ENERJİ VE BİNA SEKTÖRÜNÜN GELİŞİMİ.....</b>	<b>35</b>
4.1 Bina Sektöründe Isı Ve Elektrik Talebi Trendleri.....	35
4.2 Bölgesel Öncelikler .....	37
4.2.1 Elektrik ve konut sektörü arasındaki sinerji.....	37
4.3 Örnek Ülke İncelemeleri .....	38
4.3.1 Avrupa’da bölgesel ısıtma.....	38
4.3.2 Danimarka .....	40
4.3.2.1 Üretim ve talep .....	40
4.3.2.2 Endüstri yapısı ve yasal çerçeve.....	42
4.3.2.3 Tüketici hakları .....	44
4.3.2.4 Fiyatlar ve vergiler .....	44
4.3.3 Finlandiya.....	45
4.3.3.1 Üretim ve talep .....	46
4.3.3.2 Endüstri yapısı ve yasal çerçeve.....	48
4.3.3.3 Tüketici hakları .....	49
4.3.3.4 Fiyatlar ve vergiler .....	50
4.3.4 Estonya.....	50
4.3.4.1 Üretim ve talep .....	51
4.3.4.2 Bölgesel ısıtma bölgeleri.....	52
4.3.4.3 Endüstri yapısı ve yasal çerçeve.....	53
4.3.4.4 Tüketici hakları .....	54
4.3.4.5 Fiyatlar ve vergiler .....	54
4.3.5 İsveç .....	55
4.3.5.1 Üretim ve talep .....	55
4.3.5.2 Endüstri yapısı ve yasal çerçeve.....	57
4.3.5.3 Fiyatlar ve vergiler .....	58
4.3.6 Güney Kore .....	58
4.3.6.1 Bölgesel ısıtma soğutma uygulamaları .....	58
4.3.6.2 KGÇS ’den bölgesel ısıtma soğutma projesi: Paju Newtown KGÇS-BI örnek uygulama .....	59
4.3.7 Japonya.....	59
4.3.7.1 Bölgesel ısıtma soğutma uygulamaları .....	59
4.4 Türkiye’de Enerji Sektörünün Ve Konut Sektörünün Gelişimi KGÇS -BIS Potansiyeli Ve Uygulamadaki Örnek Tesis.....	60
4.4.1 Türkiye konut sektörü için KGÇS-BI örneği: Esenyurt Termik Santrali..	65
4.4.1.1 Tesis genel bilgileri .....	66
4.4.1.2 Isı satış anlaşması .....	67
4.4.1.3 Esenyurt termik santrali bölgesel ısıtma sistemi .....	67
4.4.1.4 Bölgesel ısıtmanın santral verimi üzerine olan etkileri.....	68
4.4.2 Türkiye’de bina (konut, ticarethane, hizmet) sektörünün görünümü ve gelişimi.....	70
4.5 Bölgesel Isıtma İçin Mevzuat ve Isı Marketi .....	71
4.5.1 Isı marketinin oluşturulması için temel unsurlar.....	72
4.5.2 Danimarka ve Finlandiya BIS sektöründe mevzuat ve ısı marketi .....	72

4.5.3 Bölgesel ısıtma sektörü için daha iyi mevzuata sahip olmanın unsurları .	73
<b>5. BÖLGESEL ISITMA SİSTEMİ MODELLEMESİ, EKONOMİK ANALİZİ VE MODEL PROGRAMLAR: RETSCREEN VE CYCLE-TEMPO .....</b>	<b>75</b>
5.1 RETScreen® ile kojenerasyon .....	75
5.2 RETScreen® Kojenerasyon Ve Bölgesel Isıtma Sistemi Projesi Modeli .....	76
5.3 Isıtma, soğutma ve elektrik talebi ve ısı enerjisi hesaplama .....	77
5.3.1 Isıtma Talebi .....	77
5.3.1.1 Ortam iklim şartları .....	77
5.3.1.2 Sıcak su için eşdeğer derece-gün .....	78
5.3.1.3 Pik ısı yükünün hesaplanması .....	79
5.3.1.4 Isıtma yükü süresi eğrisi .....	79
5.3.2 Soğutma talebi.....	80
5.3.3 Elektrik yükü (talebi) ve enerji hesaplamaları .....	81
5.4 Talepler Sonrası Sistem Seçimi: Kombine Isı-Güç Çevrim İçin Sistem ve Ekipmanlar .....	82
5.4.1 Buhar türbini .....	82
5.4.1.1 İş, Isı Kapasitesi ve Yakıt Tüketim Hesapları.....	84
5.4.1.2 Ara buhar alımlı buhar türbini.....	86
5.4.2 Gaz türbini.....	88
5.4.2.1 İş, ısı ve yakıt tüketimi hesapları .....	89
5.4.3 Kombine çevrim gaz türbini .....	90
5.4.4 Pistonlu motorlar, yakıt pilleri veya yakıt tüketen diğer güç ekipmanları	91
5.5 Farklı Senaryolarla Bölgesel Isıtma Sistemi Modellemesi ve Ekonomik Analizi .....	92
5.5.1 Modellenen toplu konut yerleşkesinin özellikleri .....	92
5.5.1.1 Senaryo I: Elektrik yükünün tamamının karşılanması (Baz Yük Santrali) .....	100
5.5.1.2 Senaryo II: Elektrik yükünün tamamının karşılanması (Elektrik Talebi Takibi) .....	104
5.5.1.3 Senaryo III: Aylık bazda minimum elektrik yüküne göre sistem seçimi. ....	106
5.5.1.4 Senaryo IV: Isı yükünün tamamının karşılanması (Baz Yük Santrali) .....	110
5.5.1.5 Senaryo V: Isı yükünün tamamının karşılanması (Isı Yükü Takibi) .....	114
5.5.1.6 Çalışılan Senaryoların Kıyaslanması .....	117
5.5.2 Cycle-Tempo kullanıcı ara yüzü .....	120
5.5.3 Cycle-Tempo sistem bileşenleri .....	121
5.5.3.1 Türbin.....	123
5.5.3.2 Kondenser .....	125
5.5.3.3 Isı değiştirici.....	127
5.5.3.4 Pompa.....	130
5.5.3.5 Node (Karıştırıcı/Ayırıcı).....	131
5.5.3.6 Yutak/Kaynak .....	132
5.5.3.7 Isı kaynağı/yutağı .....	133
5.5.3.8 Baca (Stack) .....	134
5.5.3.9 Gaz türbini.....	134
5.5.4 Cycle-Tempo ile bölgesel ısıtma sistemi ve sistem tarifi .....	136
5.5.5 Bölgesel ısıtmanın kojenerasyon santralinin verimine etkisi.....	142
<b>6. SONUÇ VE ÖNERİLER.....</b>	<b>145</b>

<b>KAYNAKLAR.....</b>	<b>149</b>
<b>EK 1: TÜRKİYE OCAK AYI ISITMA DERECE-GÜN SAYISI HARİTASI.....</b>	<b>153</b>
<b>ÖZGEÇMİŞ.....</b>	<b>155</b>

## KISALTMALAR

<b>AB</b>	: Avrupa Birliği
<b>ACC</b>	: Hava Soğutmalı Kondenser (Air Cooling Condenser)
<b>ASHP</b>	: Air Source Heat Pump
<b>AVM</b>	: Alış Veriş Merkezi
<b>BI</b>	: Bölgesel Isıtma
<b>BIS</b>	: Bölgesel Isıtma-Soğutma
<b>BS</b>	: Bölgesel Soğutma
<b>CDD</b>	: Soğutma Derece Gün Sayısı
<b>CO<sub>2</sub></b>	: Karbon Dioksit
<b>COP</b>	: Güç Katsayısı
<b>DELP</b>	: Ekipmandaki basınç düşümü
<b>DELT</b>	: Ekipmandaki sıcaklık artışı
<b>E</b>	: Enerji Eşitliği
<b>EEQCOD</b>	: Enerji Eşitliği Kodu
<b>ETAGEN</b>	: Generatör Verimi
<b>ETHAI</b>	: İzentropik Verim
<b>ETHAM</b>	: Mekanik Verim
<b>Gcal</b>	: Giga Kalori
<b>GSHP</b>	: Ground Source Heat Pump
<b>GSYH</b>	: Gayrisafi Yurtiçi Hasıla
<b>HDD</b>	: Isıtma Derece Gün Sayısı
<b>HP(YB)</b>	: Yüksek Basınç (High Pressure)
<b>KDHC</b>	: Korean District Heating Company
<b>KGÇS</b>	: Kombine Isı-Güç Çevrim Santrali
<b>KGÇS-BIS</b>	: Kombine Isı-Güç Çevrim Santrali-Bölgesel Isıtma Soğutma
<b>kW</b>	: Kilo Watt
<b>kWe</b>	: Kilo Watt Elektrik
<b>kWh</b>	: Kilo Watt Saat
<b>kWth</b>	: Kilo Watt Termal
<b>LP(AB)</b>	: Alçak Basınç (Low Pressure)
<b>M</b>	: Kütle eşitliği
<b>mGcal</b>	: Milyon Giga Kalori
<b>MTEP</b>	: Milyon Ton Petrol Eşdeğer
<b>MW</b>	: Mega Watt
<b>MWh</b>	: Mega Watt Saat
<b>NO<sub>x</sub></b>	: Azot Oksit Bileşikleri
<b>PIN</b>	: Giriş basıncı (bar)
<b>POUT</b>	: Çıkış basıncı (bar)
<b>TIN</b>	: Giriş sıcaklığı
<b>TOUT</b>	: Çıkış sıcaklığı
<b>TL</b>	: Türk Lirası
<b>TUCODE</b>	: Türbin Kodu
<b>UEA</b>	: Uluslararası Enerji Ajansı





## ÇİZELGE LİSTESİ

### Sayfa

Çizelge 4.1 : Termik santrallerin illere göre yakıt bazında toplam kurulu gücü .....	63
Çizelge 4.2 : Türkiye’de bina istatistikleri. ....	70
Çizelge 5.1 : Sisteme ilişkin başlıca sayısal değerler. ....	95
Çizelge 5.2 : Ana şebeke boru kalınlıkları uzunluk ve maliyetleri ilişkin başlıca sayısal değerler.....	96
Çizelge 5.3 : İkincil şebeke boru kalınlıkları uzunluk ve maliyetleri.....	96
Çizelge 5.4 : Yağ, yakıt, elektrik, vb. birim maliyetleri. ....	99
Çizelge 5.5 : Senaryo I’de önerilen durum (Elektrik) .....	100
Çizelge 5.6 : Senaryo I’de önerilen durum (Isı) .....	101
Çizelge 5.7 : Senaryo I için enerji santrali yatırım maliyetleri.....	101
Çizelge 5.8 : Senaryo I ilk yatırım maliyetleri .....	102
Çizelge 5.9 : Senaryo I toplam yıllık giderler özeti .....	103
Çizelge 5.10 : Senaryo I yıllık tasarruflar ve gelirler. ....	103
Çizelge 5.11 : Senaryo II önerilen durum (Elektrik). ....	104
Çizelge 5.12 : Senaryo II önerilen durum (Isı). ....	104
Çizelge 5.13 : Senaryo II toplam yıllık giderler özeti. ....	105
Çizelge 5.14 : Senaryo II yıllık tasarruflar ve gelirler. ....	105
Çizelge 5.15 : Senaryo III önerilen durum (Elektrik).....	107
Çizelge 5.16 : Senaryo III önerilen durum (Isı).....	107
Çizelge 5.17 : Senaryo III için enerji santrali yatırım maliyetleri. ....	108
Çizelge 5.18 : Senaryo III ilk yatırım maliyetleri.....	108
Çizelge 5.19 : Senaryo III yıllık giderler özeti. ....	109
Çizelge 5.20 : Senaryo III yıllık tasarruflar ve gelirler.....	109
Çizelge 5.21 : Senaryo IV önerilen durum (Elektrik).....	110
Çizelge 5.22 : Senaryo IV önerilen durum (Isı). ....	111
Çizelge 5.23 : Senaryo IV için enerji santrali yatırım maliyetleri .....	111
Çizelge 5.24 : Senaryo IV ilk yatırım maliyetleri.....	112
Çizelge 5.25 : Senaryo IV yıllık giderler özeti. ....	112
Çizelge 5.26 : Senaryo IV yıllık tasarruflar ve gelirler. ....	113
Çizelge 5.27 : Senaryo V önerilen durum (Elektrik).....	114
Çizelge 5.28 : Senaryo V önerilen durum (Isı).....	115
Çizelge 5.29 : Senaryo V yıllık giderler özeti. ....	116
Çizelge 5.30 : Senaryo V yıllık tasarruflar ve gelirler.....	116
Çizelge 5.31 : Çevrimlerde kullanılan ekipmanlar .....	122



## ŞEKİL LİSTESİ

### Sayfa

Şekil 2.1 : Dünya: Toplam birincil enerji akışı.....	8
Şekil 2.2 : Dünya: Toplam nihai enerji tüketimi.....	10
Şekil 2.3 : 2011 yılı dünya emisyonlarının sektörlere göre dağılımı.....	12
Şekil 2.4 : Türkiye: Toplam birincil enerji arzı ve akışı.....	13
Şekil 2.5 : Türkiye: Toplam nihai tüketim.....	15
Şekil 2.6 : Sektörlere göre emisyonlar (2012) .....	16
Şekil 2.7 : Türkiye: Sektörlere göre CO <sub>2</sub> emisyonları (2011).....	16
Şekil 3.1 : Roma döneminde bina guruplarının ısıtılması, BI . .....	17
Şekil 3.2 : Bölgesel ısıtmada kullanılan kaynaklar .....	18
Şekil 3.3 : Isının ve elektriğin ayrı ve bir arada üretildikleri durum. ....	19
Şekil 3.4 : Üretim çeşitleri ve çevrimler .....	20
Şekil 3.5 : Isı pompasının temel konsepti. ....	25
Şekil 3.6 : Bina ve su ısıtmada birincil enerji tüketimi .....	29
Şekil 3.7 : Yeni teknolojilerin ticarileşmesi süreci .....	31
Şekil 3.8 : Türkiye, elektrik gün içi yük değişim eğrisi (TEİAŞ).....	32
Şekil 3.9 : Evlerde gün içi ısı yükü değişim eğrisi .....	32
Şekil 3.10 : Evlerde gün içi elektrik yükü değişimi .....	33
Şekil 4.1 : Elektrik ve ısı talebi trendleri, 2005 – 2030. ....	35
Şekil 4.2 : Binalar için ısı üretim trendleri ve kaynak payları. ....	36
Şekil 4.3 : Ülke ve bölgelere göre konut ve hizmet alt sektörlerince ısı satışları,2010 .....	38
Şekil 4.4 : Bölgesel ısıtma sistemine sahip Avrupa şehirleri. ....	39
Şekil 4.5 : Avrupa bölgesel ısı satışı trendi 2010 – 2050. ....	40
Şekil 4.6 : Danimarka, bölgesel ısıtma sisteminde yakıt türlerinin payı. ....	41
Şekil 4.7 : Danimarka, konut/hizmet sektörleri nihai enerji tüketimi.....	41
Şekil 4.8 : Danimarka ısı üretiminde kaynakların payı, 2013. ....	42
Şekil 4.9 : Danimarka, 25 yıl içerisinde bölgesel ısıtma kojenerasyon gelişimi. ....	42
Şekil 4.10 : Danimarka, bölgesel ısıtma ortalama tüketici fiyatları. ....	45
Şekil 4.11 : Bölgesel ısıtmada santral tipine göre en az, en yüksek ve ortalama fiyatlar. ....	45
Şekil 4.12 : Bölgesel ısıtma ve bölgesel ısıtmada faaliyet gösteren kojenerasyon santrallerindeki enerji kaynağı payları, 1976-2011.....	47
Şekil 4.13 : Finlandiya; konut, hizmet, kamu binalarında ısıtmanın market payı. ....	47
Şekil 4.14 : Bölgesel soğutmada iletilen enerji ve soğutma yükü, 2001-2011.....	48
Şekil 4.15 : Estonya, konut ve hizmet sektörleri nihai tüketim. ....	51
Şekil 4.16 : Bölgesel ısıtma için enerji girdisi, 1970-2011. ....	55
Şekil 4.17 : İsveç bölgesel ısıtma sisteminde KGÇ'nin payı, 1983-2011. ....	56
Şekil 4.18 : İsveç, ısıtma ve sıcak su için toplam enerji kullanımı, 2002-2010. ....	57
Şekil 4.19 : Türkiye: Kaynaklarına göre toplam elektrik kurulu gücü – 2011 .....	60
Şekil 4.20 : Santral kurulu güçlerine göre sınıflama. ....	61
Şekil 4.21 : Santral kurulu güçlerinin sayısal dağılımı (adet) .....	61

Şekil 4.22 : Yakıtlara göre santrallerin kurulu güç dağılımı (MW).....	61
Şekil 4.23 : Yakıtlara göre santrallerin adetleri. ....	62
Şekil 4.24 : Termik santrallerin illere göre kurulu güç dağılımları. ....	62
Şekil 4.25 : İl bazında adet olarak santrallerin dağılımı. ....	63
Şekil 4.26 : Esenyurt termik santrali.....	65
Şekil 4.27 : Tesis konumu ve lokasyonu .....	65
Şekil 4.28 : Tesis yerleşimi.....	66
Şekil 4.29 : Bölgesel ısıtma sistemi şematik gösterimi .....	67
Şekil 4.30 : Santralden sadece elektrik üretimi yapıldığı durum.....	67
Şekil 4.31 : Elektrik ve ısıtma bir arada.....	68
Şekil 4.32 : Aylık bazda santral verim grafiği. ....	69
Şekil 5.1 : RETScreen açılış sayfası. ....	76
Şekil 5.2 : RETScreen kojenerasyon santrali analizi algoritması.....	77
Şekil 5.3 : Isıtma yükü süresi eğrisi, Stockholm. ....	80
Şekil 5.4 : Buhar türbini çevrimi. ....	83
Şekil 5.5 : Aşırı kızdırmalı ideal Rankine çevrimi. ....	84
Şekil 5.6 : Ara buhar alımı gerçekleştirilen buhar türbini. ....	86
Şekil 5.7 : Aşırı kızdırmalı ve ara buhar alımlı ideal Rankine çevrimi. ....	87
Şekil 5.8 : Isı geri kazanımlı tipik bir gaz türbini şeması .....	88
Şekil 5.9 : Buhar türbininden ara buharın alındığı ve ısı geri kazanım kazanında ek yakıtın yakıldığı tipik bir kombine çevrim şeması .....	90
Şekil 5.10 : Modellenen yerleşkenin konumu. ....	92
Şekil 5.11 : 1980-2009 Yılları Aylık Ortam Sıcaklık Değerleri (°C). ....	92
Şekil 5.12 : Modellenen yerleşkenin kuşbakışı görünüşü. ....	93
Şekil 5.13 : RETScreen bölgesel ısıtma şebekesi çözümlemesi. ....	94
Şekil 5.14 : Konutların gruplara ayrılmış hali. ....	94
Şekil 5.15 : Şebekenin bölümleri ve bina gruplarının numaralandırılması. ....	95
Şekil 5.16 : Aylık bazda yıllık ısı talebi. ....	97
Şekil 5.17 : Aylık ortalama elektrik yükü (kW). ....	98
Şekil 5.18 : Geçmiş yıllara ait enflasyon (TÜFE) değerleri. ....	99
Şekil 5.19 : Toplam kapasite ve sağlanan enerji miktarları. ....	101
Şekil 5.20 : Senaryo I için kümülatif nakit akışları grafiği. ....	103
Şekil 5.21 : Toplam kapasite ve sağlanan enerji miktarları. ....	104
Şekil 5.22 : Senaryo II için kümülatif nakit akışları grafiği. ....	106
Şekil 5.23 : Toplam kapasite ve sağlanan enerji miktarları.....	107
Şekil 5.24 : Senaryo III için kümülatif nakit akışları grafiği. ....	109
Şekil 5.25 : Toplam kapasite ve sağlanan enerji miktarları. ....	111
Şekil 5.26 : Senaryo IV için kümülatif nakit akışları grafiği. ....	113
Şekil 5.27 : Toplam kapasite ve sağlanan enerji miktarları .....	115
Şekil 5.28 : Senaryo V için kümülatif nakit akışları grafiği. ....	116
Şekil 5.29 : Senaryoların ısı ve elektrik talebi karşılama oranları .....	117
Şekil 5.30 : Senaryoların geri ödeme süreleri .....	118
Şekil 5.31 : Senaryoların ilk yatırım maliyetleri ve yıllık net gelirleri .....	118
Şekil 5.32 : Senaryoların sera gazı emisyonu tasarrufları .....	119
Şekil 5.33 : Senaryolarda kullandığımız GE J420GS-L.L gaz motoru (Jenbacher) .....	119
Şekil 5.34 : Cycle-Tempo kullanıcı ara yüzü. ....	121
Şekil 5.35 : Türbin bileşeni ve bağlantı noktaları.....	123
Şekil 5.36 : Kondenser bileşeni ve bağlantı noktaları .....	125
Şekil 5.37 : Isı değiştirici bileşeni ve bağlantı noktaları.....	128
Şekil 5.38 : Isı değiştirici sıcaklık tespiti.....	129

<b>Şekil 5.39</b> : Pompa bileşeni ve bağlantı noktaları.....	130
<b>Şekil 5.40</b> : Motor ve pompa mekanik verimleri dahil elektromotor verimler.....	130
<b>Şekil 5.41</b> : Karıştırıcı (Mixer Node) bileşeni ve bağlantı noktaları. ....	131
<b>Şekil 5.42</b> : Yutak/Kaynak bileşeni ve bağlantı noktaları. ....	132
<b>Şekil 5.43</b> : Isı yutağı/kaynağı bileşeni ve bağlantı noktaları.....	133
<b>Şekil 5.44</b> : Baca bileşeni ve bağlantı noktaları.....	134
<b>Şekil 5.45</b> : Gaz türbini bileşeni ve bağlantı noktaları.....	134
<b>Şekil 5.46</b> : Cycle-Tempo gaz türbini kütüphanesi. ....	135
<b>Şekil 5.47</b> : Gaz türbini. ....	136
<b>Şekil 5.48</b> : Buhar türbini.....	137
<b>Şekil 5.49</b> : Bölgesel ısıtma için ısı üretim ünitesi.....	138
<b>Şekil 5.50</b> : Ara buhar alımı ile bölgesel ısıtma yapılan kojenerasyon sistemi çevrimi (Maksimum Elektrik - Minimum Isı Kapasitesi).....	140
<b>Şekil 5.51</b> : Ara buhar alımı ile bölgesel ısıtma yapılan kojenerasyon sistemi çevrimi (Maksimum Isı - Minimum Elektrik Kapasitesi).....	141
<b>Şekil 5.52</b> : Ara buhar debisi değişiminin ısı üretimine ve elektrik üretimine etkisi .....	142
<b>Şekil 5.53</b> : Isı sağlanan yerleşkenin aylık ısı talebi/yükü değişimi.....	143
<b>Şekil 5.54</b> : Bölgesel ısıtma etkisiyle santral toplam verimi ve elektrik verimindeki değişim.....	144



# TERMİK SANTRAL KAYNAKLI BÖLGESEL ISITMA SİSTEMİNİN TOPLU KONUTLARDA UYGULAMA MODELLEMESİ VE EKONOMİK ANALİZİ

## ÖZET

Ülkemizde nüfus çoğalmakta, toplumun refah seviyesi yükselmekte, sanayi üretimi artmakta, modern anlamda şehirleşme yaygınlaşmakta, kırsal kesimden şehirlere göç artmakta, bunların sonucu olarak da enerjiye olan talepte katlanarak büyümektedir.

Enerji sektöründen, bina sektörüne; sanayi sektöründen, ulaştırma sektörüne; hizmet sektöründen, tarım sektörüne; hemen hemen her sektörde devam eden kalkınma ve büyüme sürecinde 30, 60, 100 yıl boyunca kullanılacak yeni alt ve üst yapılar inşa edilmekte, üretim prosesleri ve tesisleri kurulmakta ve yeni hizmet araçları devreye sokulmaktadır. Bu tür kalkınma ve yapılaşma süreçlerinde, sektörel politikalar oluşturulurken ve sektör master planları hazırlanırken koordinasyon içinde olunarak sektörler arası sinerjiye önem verilmeli, simbiyo imkanlarının olup olmadığı araştırılmalı, konular entegre bakış ile ele alınmalı “mükerrer veya verimsiz uygulamaların” önüne geçilmelidir.

Uluslararası perspektiften bakıldığında; Yeni küresel enerji politikaların temellerini oluşturmaya yönelik hazırlanan Milletlerarası sözleşmeler, protokoller, ortak kararlar ve deklarasyonlar ülkelerin enerji sektörü başta olmak üzere diğer sektör mevzuatlarını doğrudan veya dolaylı olarak etkilemektedir.

Yerel perspektiften bakıldığında; Türkiye Cumhuriyeti Anayasası; “MADDE 56 Herkes, sağlıklı ve dengeli bir çevrede yaşama hakkına sahiptir. Çevreyi geliştirmek, çevre sağlığını korumak ve çevre kirlenmesini önlemek devletin ve vatandaşların ödevidir. Ayrıca, MADDE 57- Devlet, şehirlerin özelliklerini ve çevre şartlarını gözeterek bir planlama çerçevesinde, konut ihtiyacını karşılayacak tedbirleri alır, ayrıca toplu konut teşebbüslerini destekler.” hükümleri yer almaktadır.

Ülkenin toprak-su-hava kalitesinin korunmasına ilişkin ödev ve sorumlulukları yerine getirmeye imkan veren projeleri ve uygulamaları hayata geçirme yönünde toplumun hemen her kesimine sorumluluk yüklenmektedir.

Türkiye birincil enerjide %73 oranında dışa bağımlı bir ülkedir. Bu durumu dikkate alarak hazırlanan “Elektrik Enerjisi Piyasası Arz Güvenliği Belgesi” nin 8.2 Yerli Linyit ve Taşkömürü bölümünde; “Bilinen linyit kaynakları ve taşkömürü kaynakları 2023 yılına kadar elektrik enerjisi üretimi amacıyla değerlendirilmiş olacaktır. Bu amaçla elektrik üretimine uygun yerli linyit ve taşkömürü sahalarının elektrik üretimi amaçlı projelerle değerlendirilmesi uygulamaları sürdürülecektir.”

8.5 Doğalgaz bölümünde: “Yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı için alınacak tedbirler sonucunda, elektrik üretiminde doğalgaz payının %30'un altına düşürülmesi hedeflenecektir.”

9.Verimlilik ve Tasarruf bölümünde: “Enerji arz güvenliğinin sağlanması, dışa bağımlılıktan kaynaklı risklerin azaltılması, iklim değişikliği ile mücadelenin

etkinliğinin artırılması ve çevrenin korunması hedefleri çerçevesinde, enerji üretiminden kullanımına kadar olan süreçte verimliliğin artırılması, israfın önlenmesi ve enerji yoğunluğunun gerek sektörler bazında gerekse makro düzeyde azaltılması.”

“5627 sayılı Enerji Verimliliği Kanunu çerçevesinde elektrik enerjisinin etkin kullanılması, elektrik enerjisi israfının önlenmesi, elektrik enerjisi maliyetlerinin ekonomi üzerindeki yükünü hafifletilmesi ve çevresel etkilerinin azaltılması,” ve “Elektrik enerjisi üretim tesislerinde enerji verimliliğinin artırılmasına, talep tarafı yönetimine, yüksek verimli kojenerasyon uygulamalarının yaygınlaştırılması,” hususlarına yer verilmiştir. Tez konusu söz konusu strateji belgesinin hedefleriyle de örtüşmektedir.

Çağımızın en önemli sorunların başında enerji-çevre konusu gelmektedir. Politika yapıcılar, uygulamacılar, akademisyenler Sektörel Master Planlarını oluştururken, enerji-konut; enerji-hizmet; enerji-sanayi; enerji-ulaştırma gibi sektörel entegrasyon oluşturacak alanları dikkate alarak “enerji ortak parantezinde” koordinasyon içinde çalışmaları halinde, mükerrer veya verimsiz uygulamaların önüne geçilebileceği gibi, sürdürülebilir kalkınma hedeflerini de yerine getirilmiş olacaktır.

Enerji arz perspektifinden konuya bakıldığında, ülkemizde, Mayıs 2014 itibarıyla yaklaşık toplam 1000 adet 65500 MW kurulu gücünde elektrik üretim santrali bulunmaktadır, bu santrallerin yaklaşık 650 tanesi (36000 MW) son 13 sene içerisinde tesis edilmiştir. Önümüzdeki 10 yıl içinde yaklaşık 40000MW daha ilave santral devreye alınacağı öngörülmektedir. Türkiye enerji sektörünün, dağıtık (decentralized) elektrik üretim modeli ile büyümesini sürdürdüğü görülmektedir. Dağıtık elektrik üretim modelinin gelişimini sürdürebilmesi için yeterli elektrik ve doğalgaz iletim ve dağıtım ağına ihtiyaç vardır. Türkiye 1 milyon 122 bin km elektrik iletim ve dağıtım ile Avrupa’da ikinci dünyada 5inci en uzun elektrik şebekesine sahip bir ülkedir.

Enerji talep tarafının konuya bakıldığında, konut ve hizmet yani bina sektöründe son 10 yılda dikkate değer bir büyüme olduğu görülmektedir, son 10 sene içerisinde yapılan konut sayısı yaklaşık 6 milyon civarındadır.

Her iki sektördeki yani enerji ve bina sektöründeki büyümenin önümüzdeki 10 yılda devam edeceği öngörülmektedir. Enerji-bina sektörlerinin gelişimi, diğer bir ifadeyle arz ve talep tarafının büyümesi düşük karbonlu, sürdürülebilir kalkınma politikaları çerçevesinde planlandığı takdirde, Kombine Isı-Güç Santrali-Bölgesel Isıtma Soğutma (KGÇS-BIS) uygulamalarının enerji ithalatından dolayı ekonomi üzerine gelen yükü azaltılması, hem arz güvenliğinin artırılması bağlamında olumlu katkı yapacağı Tez çalışmasında görülmüştür.

Arz tarafında dağıtık enerji üretim modeli, smart grid uygulamalarının yaygınlaşması, talep tarafında akıllı şehir ve akıllı konut planlamaların dikkate alınması ve bu sektörlerin sektörel entegrasyona sahip bakış açısı ile diğer bir ifadeyle simbiyo yaklaşımı ile planlanması halinde ülkemizin enerji verimliliği ve çevre politikalarının uygulamaya konulmasına yönelik önemli bir katkı yapacağı ortaya çıkmıştır.

Bu tez çalışması ile ülkemizde Kombine Isı-Güç santrali-Bölgesel Isıtma Soğutma (KGÇS-BIS) sisteminin toplu konut ve hizmet binalarının ısı ihtiyaçlarının karşılanması temelinde modelleme ve ekonomik analiz çalışması yapılmış, söz konusu sistemin ekonomik faydaları, teknoloji seçenekleri ortaya konulmuştur.



Çalışma sırasında iki ayrı model; RETScreen 4 ve Cycle-Tempo çalıştırılmıştır. Toplu konutlar ve hizmet sektörü için enerji talebi, enerji talebini karşılamak üzere sistem seçimi ve bu sistemlerin talepleri karşılamak üzere farklı işletme metotları incelenmiş ve kıyaslamalar yapılmıştır. Bu bağlamda beş adet senaryo çalışılmış ve bu senaryoların ısı ve elektrik talebi karşılama oranları, ekonomik uygulanabilirlikleri tek tek incelenmiş ve kıyaslamalar yapılmıştır. Ayrıca senaryoların emisyon azaltım miktarları da gösterilmiştir. Bu çalışmalar RETScreen 4 model programı kullanılarak yapılmıştır.

Diğer model programı olan Cycle-Tempo'da gaz türbini ve buhar türbini çevrimlerinden oluşan bir doğalgaz kombine ısı-güç santrali bölgesel ısıtma için ısı sağlayabilecek hale getirilmiş ve belirlenmiş bir ısı talebine göre santralden sisteme ısı sağlanmıştır. Bir yıl içerisinde her ayın farklı ısı yüklerine göre santralden ısı arzı yapılmış ve her ay için bölgesel ısıtma sisteminin santralin toplam verimi üzerine olan etkileri incelenmiştir. Ayrıca ısı sağlanması esnasında elektrik üretimindeki düşüşün elde edilen ısı miktarıyla kıyaslaması da yapılmıştır. Sonuç olarak bölgesel ısıtma sistemlerinin KGÇS'nin toplam verimleri üzerinde kayda değer bir etkisinin olduğu görülmüştür.

İki program farklı taraflarda birbirinden üstünlükleri vardır, RETScreen talep ve ekonomik analiz konusunda güçlü iken, Cycle-Tempo santralin istediğimiz ölçüde tasarımına olanak sağlamaktadır. Böylece bu iki program vasıtasıyla hem talep tarafı hem de arz ve yatırım tarafında modelleme yapılarak durumlar incelenmiştir.

Yapılan çalışmada, Enerji ve bina sektörlerinin gelişmelerinde entegre bakış açısı iki sektörün de yatırımlarının yatırım geri ödeme süresinin daha kısa olduğunu, toplam enerji verimliliğinin yüksek olduğunu ve bu bağlamda enerji arz güvenliğine önemli katkı sağlayacağı görülmüştür. Ayrıca başta kömür, jeotermal, biyokütle gibi yerel enerji kaynaklarımızın ekonomiye kazandırılması ve daha etkin kullanılacağı sonucu elde edilmiş, diğer yandan ithal doğalgazın daha verimli kullanılacağı dolayısıyla enerjinin ekonomi üzerindeki yükünün hafifletilmesi yönünde katkı yapacağı görülmüştür. Nihai tüketici tarafından konuya baktığımızda enerjiye ucuz ulaşım neticesinde tüketici memnuniyeti de sağlayacağı anlaşılmıştır.

Tez çalışmasında, Türkiye elektrik üretim tesislerinin durumları da incelenmiştir. Kaynak taramaları sırasında, KGÇS -Sanayi sektörü, KGÇS -Hizmet Sektörü, KGÇS -Konut sektörü şeklinde sınıflandırıldığı görülmüş bu doğrultuda Türkiye'deki mevcut durum incelenmiş ve yakın gelecekteki tahminler ortaya konulmuştur.

Büyük ölçekli Kombine Isı-Güç santrali-Bölgesel Isıtma Soğutma (KGÇS-BIS) sisteminin Türkiye konut sektöründe bir-iki tane dışında örneği yoktur ve mevcut santrallerle beraber yeni yapılacak santraller de dikkate alındığında büyük bir potansiyel olduğu görülmektedir.

**Anahtar Kelimeler:** Bölgesel ısıtma, kombine çevrim, kojenerasyon, enerji verimliliği, konut sektörü, ısı piyasası, küresel ısınma, iklim değişikliği, Cycle-Tempo, RETScreen



# **MODELING AND ECONOMIC ANALYSIS OF A DISTRICT HEATING SYSTEM FROM A COMBINED HEAT & POWER PLANT FOR RESIDENTIAL SECTOR**

## **SUMMARY**

Population of Turkey and welfare of society is increasing, industrial production is growing and, in the modern sense, urbanization is broadening. Migration to the cities from rural areas is also increasing. As a result of those, energy demand is growing exponentially.

From energy sector to residential sector; from industrial sector to transportation sector; almost in every sector new superstructures and infrastructures which will be used during 30, 60 and even hundreds of years are being constructed, production processes and plant are being established and new service elements are cut in in the sense of constant growth. In those type of growths and establishment processes, while sectorial policies and master plans are being created, synergy between all of those sectors should be considered. The topics should be considered and taken into account in terms of integrated point of view. Therefore, duplicative or inefficient practices should/can be avoided.

In the international aspect: International agreements and conventions, protocols, joint implementations, decisions and declarations which are prepared for being the fundamentals of new energy policies are affecting the legislations of most of the sectors, including energy sector, directly or indirectly.

In the regional aspect: in the Constitution of the Republic of Turkey states “ARTICLE 56. Everyone has the right to live in a healthy, balanced environment. It is the duty of the state and citizens to improve the natural environment, and to prevent environmental pollution.” and “ARTICLE 57. The state shall take measures to meet the need for housing within the framework of a plan which takes into account the characteristics of cities and environmental conditions and supports community housing projects.”.

Almost in every segment of society, policy makers and practitioners are imposed to the responsibilities for saving the land-water-air quality of country.

The foreign energy dependency of Turkey is around %73. This situation is stated in the “Electricity Market Security of Supply Document”, in the 8.2 Domestic Lignite and Anthracite Section: “Until 2023, known domestic lignite and anthracite reserves will be used. For this purpose, using of domestic lignite and anthracite fields which are suitable for electricity generation in the electricity generation projects will be continued.”.

In the 8.5 Natural Gas section: “Through use of domestic and renewable energy resources, the share of natural gas in the electricity generation will be decreased below %30 will be aimed.”.

In the 9.Efficiency and Savings section: “In the aspects of ensuring the security of energy supply, decreasing the risks from foreign energy dependency, increasing the efficiency of challenges against climate change by improving the energy efficiency from production to consumption, preventing wastefulness and decreasing energy intensity both in sectorial and macro level. “

“Within the framework of No. 5627 Energy Efficiency Act, effective use and preventing waste of electrical energy, easing the burden of electrical energy on the economy and decreasing the environmental impacts,”

“Increasing the energy efficiencies in electricity generation plants, demand management, promotion of high efficiency cogeneration applications.”

by those given issues. The topic of this thesis is consistent with the objectives of the strategy document above.

In this era, one of the leading topics is energy and environment. While policy makers, implementers, academics establishing Sectorial Master Plans, sectorial integrations such as “energy-residential; energy-service; energy-industry; energy transportation” should be considered. “Energy” should be taken into account in a joint parenthesis with a coordination in other sectors. Thus, sustainable development aims will be satisfied as well as duplications and inefficiencies will be prevented.

In the perspective of energy supply, in Turkey, in May 2014, there are approximately 1000 thermal power plants total electrical capacity of 65 000 MW. Almost 650 of them (36 000 MW) have been built within last 13 years. In the next 10 years, it is predicted that approximately 40 000 MW additional capacity will be added to the overall system. This growth is realizing in a decentralized electricity generation model. In order to sustain this growth in this generation model sufficient electricity and natural gas transmission and distribution network is needed. In total, Turkey has 1 million 122 thousand kilo meters electricity transmission and distribution network which is second in Europe and fifth in the world.

In terms of energy demand, a significant growth is observed in the residential and service sectors within last decade. In 10 years approximately 6 million dwellings have been built.

Both electricity and residential sectors will continue to grow in the next ten years. Development and improvement of energy-residential-service sectors, in other words, when the growth of supply and demand sides are planned in terms of sustainable development framework, Combined-Heat and Power (CHP) - District Heating Cooling (DHC) applications will make signification contributions to the economy by decreasing the rate of imported energy dependency. Additionally, during this thesis studies it is observed that there are another positive contributions for energy supply security.

In this thesis study, potential of CHP plants in Turkey for heating and cooling purposes in residential sector are investigated. Modelling and economic analysis have been performed for different scenarios and detailed system cycle analysis have been done. Furthermore, the economic benefits and technology options have been shown.

Two model have been studied which are RETScreen and Cycle-Tempo. In RETScreen; energy demand, a system design to meet the demand and technology-operation selection have been studied. In different ways to meet demand with

different operation methods, in total, five scenarios have been analyzed and their results have been compared. The comparisons are mainly energy demand meeting rates, return-of-investments, annual incomes, emission reductions, and so on.

In Cycle-Tempo a combined cycle with a district heating feature which consists of a gas turbine, a steam turbine and a district heating system is analyzed. Through the district heating section of the system, it is assumed that the specific section is supplying heat to meet different heat demands. Therefore, on a monthly basis in a year, in order to meet different monthly demands different amounts of steam are extracted from the last stages of the steam turbine and the steam is directed to the district heating section of the system. Correspondingly, the monthly efficiency values of the cycle are calculated and shown (both electrical and overall efficiencies). On the other hand, due to steam extraction the electricity capacity of the steam turbine is decreasing. Despite this decrease, the system has more and more heating capacity of the system which affects positively the overall efficiency of the system. As a result, district heating integration or adaptation in a CHP plant shifts the system to be a high-efficiency cogeneration application by significant impacts on efficiencies.

Both software have different strong sides. RETScreen is more powerful in terms of demand and economic analysis side, while Cycle-Tempo is providing a flexible and interactive design of a system. Therefore, through RETScreen and Cycle-Tempo, both demand and supply side and investment side modellings have been investigated and compared.

In this study, when the energy and residential sectors are planned together with an integrated point of view, the return-of-investment rates of both systems decrease significantly. Additionally, overall energy efficiency is high and in this context that provides positive contributions to the energy supply security. On the other hand, through this technology domestic coal, geothermal, biomass energy sources will be used easily and more efficiently. On the other hand, imported fuels will be used more effectively and efficiently too. In the final consumption perspective, the consumer will be able to access to the energy cheaper in same quality and will be happy.

In this thesis study, during the sources scanning phase, classifications were observed as CHP-Service Sector, CHP-Residential Sector, CHP-Industrial Sector. Therefore, these classifications were taken into account and in this context current CHP and thermal power plants and the predictions in the near future have been studied.

CHP-DHC in residential sector examples in Turkey are limited as one or two, although there is a huge potential.

**Key Words:** District heating, combined cycle, cogeneration, energy efficiency, building sector, heat market, global warming, climate change, Cycle-Tempo, RETScreen



## 1. GİRİŞ

Dünyada sanayileşme devriminin getirdiği yenilikler toplumların refah seviyelerini yükseltmiş, ancak ülkelerin enerjiye, özellikle fosil enerji kaynaklarına olan bağımlılığını geçmişte hiç olmadığı ölçüde artırmıştır. Diğer yandan sanayileşme sürecinin fosil enerji kaynaklarının kullanılmasıyla oluşturduğu kirlilik toprak-su-hava kalitelerinin bozulmasında ciddi rol oynamıştır. Bunların sonucu olarak insanoğlunun tabiat üzerine yaptığı aşırı baskı sürdürülebilir yaşamı tehdit etmeye başlamıştır.

Dünya, fosil kaynaklı enerjiye ve enerji hammaddelerini elinde tutan sınırlı sayıdaki ülkelere olan bağımlılığını azaltmak istemektedir. Gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler toprak-su-hava kalitesini eski haline getirmek veya en azından daha fazla tahrip edip bozmamak için günümüz enerji-çevre problemlerin sebebi gösterilen ve 200 yılı aşkın süredir tesis ettiği enerji, sanayi altyapısını ve üst yapısını, ulaştığımız refah seviyesini düşürmeden, kalkınmasını devam ettirecek şekilde yeni şartlara adapte etmeye veya değiştirmeye çalışmaktadır.

Son 20 yıldır dünya liderleri, politika yapıcılar, bilim adamları, sivil toplum örgütleri kısa, orta ve uzun vadede enerji ve çevre yol haritasını, sanayi görünümünü ve enerji-çevre alanında insan algı ve davranışlarını yeniden tanımlamaya başlamışlardır.

Devrim niteliğinde olan bu değişim için, ülkelerin arzu ettikleri enerji bağımsızlığını ve enerjiye olan bağımlılığını azaltmak amacıyla, toprak, su ve havanın kendini yenileme kabiliyetini muhafaza etmesi için çevre üzerindeki baskıyı hafifletmek yönünde ciddi adımlar atılsa da, yeni enerji geleceği üzerinde çalışan otoriterlerce bu değişimin kolay ve ucuz olmayacağı yönünde görüşler hala güçlüdür. Bununla birlikte bu zorluğa ve yüksek maliyete katlanmadan küresel enerjinin devam ettirilmesi halinde ise insanlığın ödeyeceği maliyetin daha fazla olacağı bilimsel raporlar ile ortaya konmuştur.

Dünyanın mevcut enerji arz-talep sisteminin sürdürülebilir olmadığı gerçeğinden hareketle; ülkelerin, temiz enerji yakma teknolojilerine, yeni ve yenilenebilir enerji

Üretim teknolojilerine, smart (akıllı) enerji yönetim teknolojilerine, daha az enerjiyle çalışan proseslere ve cihazlara yöneldiği ve bu alanlarda yoğun arayış içinde oldukları görülmektedir.

Enerji tüketimi bağlamında; içinde yaşadığımız yaşam alanlarında, imalat sanayinde, ulaşımda ve diğer sektörlerde radikal değişikliklere gitmeden evvel söz konusu sektörlerin elektro-mekanik ve sistemlerinde yapılacak iyileştirmeler ile sektörler arası entegre bakış açısı ile simbiyo uygulamaları ile daha az enerjiyle ve daha az maliyetle aynı refah seviyemizi srdrmemizin mümkün olabileceği bilinmektedir.

Türkiye gelişmekte olan bir ülkedir. Enerji, konut, hizmet, sanayi, ulaştırma, tarım kısaca bütün sektörler son 10 yılda hızla büyümüştür ve bu büyümenin önümüzdeki en az 10 yıl süreyle devam edeceği öngörülmektedir.

Enerji ortak paydasında, enerji ve bina sektörlerinde güçlü koordinasyona ihtiyaç vardır. Artan nüfusun enerji ve binalara yönelik oluşturduğu talep doğrultusunda; enerji üretim tesislerinin sayı ve kapasitelerinin artmasına paralel olarak, yeni kapalı yaşam alanlarının sayısı da artmaktadır. İnsanların daha modern binalarda ve daha düzenli bir çevrede yaşama isteği bağlamında eski binaların yoğun olduğu mahalleler yıkılıp buralara yeni binalar inşa edilen bir sürece girilmiştir. Neredeyse şehirlerin yanına bir şehir daha eklenmektedir. Bu toplu konut alanlarında aynı zamanda küçük-orta ölçekli ticari hizmet binaları, okul, ibadethane, alışveriş merkezleri, hastane gibi tesisler de kurulmuştur. Söz konusu toplu konutların bazıları site ölçeğinde merkezi ısıtma sistemine, bazıları apartman ölçeğinde merkezi ısıtma sistemine, önemli bir bölümü de daire bazında ısıtma sistemine sahiptir.

Günümüze kadar sektörler arasında koordinasyon eksikliği, enerji ve kapalı alan inşaatı sektöründeki bağımsız büyüme tercihleri, Kombine Isı-Güç evrim Santrali-Bölgesel Isıtma Soğutma (KGS-BIS) uygulamalarının ülkemizde yaygınlaşmasının nn kapatmıştır, bununla beraber önümüzdeki 10 yıldıki anılan iki sektörün büyüme planlarında KGS -BIS sistemlerine yer verileceği mit edilmektedir.

Dünyada Kombine Isı-Güç Santrali-Bölgesel Isıtma Soğutma (KGS-BIS) sistemlerini başarıyla kullanan ülkelerin başında, Danimarka, Finlandiya, Almanya, Avusturya, Güney Kore ve Çin gelmektedir. Bu sistemler Doğu Avrupa lkelerinde, Rusya, Ukrayna gibi Eski Sovyet lkelerinde halen yaygın olarak kullanılmaktadır, ancak bu ülkelerdeki sıcak su borularının, santrallerin ve altyapıların eski olması,



merkezi otoritenin söz konusu KGÇS-BIS sistemlerine yeterince ilgi göstermemesi işletme sorunlarına ve kullanıcı memnuniyetsizliklerine sebep olmaktadır bu durum KGÇS-BIS uygulamalarının diğer ülkelerde yaygınlaşmasının önünde kötü bir örnek olarak algılanmaktadır.

Dünya 4üncü nesil Bölgesel Isıtma Soğutma (BIS) olarak adlandırılan ve yenilenebilir kaynaklı KGÇS-BIS sistemlerine ve çok kaynaklı daha kompleks ve daha verimli sistemlere yönelmeye başlamıştır. Bu kapsamda İtalya ve bazı Avrupa Birliği (AB) ülkelerinde teşvikler verilmektedir.

Ülkemizde, KGÇS-BIS sisteminin ve bu bağlamda ısı marketinin neden kurulması gerektiğinin cevabı için dünyadaki enerji akış durumu, ülke örnekleri, ülke mevzuatları, Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) raporları, makaleler, tezler, raporlar, uluslararası ve yerel enerji politika ve stratejileri, bu alandaki teknolojiye uygulama ve yeni gelişmeler incelenmiştir. Aynı şekilde Türkiye'nin mevcut durumu ortaya konulmaya çalışılmıştır. Son olarak da KGÇS-BIS sisteminin çeşitli senaryolar ile ekonomik analizini ve modellemesini yapmak için RETScreen ve Cycle-Tempo yazılımları çalıştırılmıştır.

## **1.1 Tezin Amacı**

Termik santrallerden alınacak atık ve kullanılabilir ısı ile konutlara ısı sağlanmasının ekonomik olacağının ortaya konması ve Türkiye ısı marketinin geliştirilmesi için öneri getirmektir. Bunu dünyadaki örnek uygulamaları inceleyerek ve model programlar üzerinde farklı senaryolar çalışarak göstermektir.

## **1.2 Literatür Araştırması**

2013 yılında yapılan bir çalışmada, araştırmacılar, Çin'in bölgesel ısıtma sistemlerinde kullanılan kömür yakıtlı kombine ısı-güç çevrim santrallerinin enerji ve ekserji verimlerini Hysys isimli bir program üzerinde termodinamik modelleri ile analizler gerçekleştirmişlerdir. Analizlerinde buhar türbininden alınan ara buharın debisinin ve basıncının enerji ve ekserji verimleri ile olan ilişkisi farklı durumlarda incelenmiştir. Çalışma sonuçlarında sırasıyla buhar türbininden alınan ara buharın debisinin ve basıncının enerji ve ekserji verimleri üzerinde en önemli etken olduğunu görmüşlerdir [1].

2012 yılında yapılan bir çalışmada, bir bölgesel ısıtma sistemi içerisindeki kojenerasyonun payının optimum katsayısı üzerinde çalışma gerçekleştirmişlerdir. Bölgesel ısıtma sisteminde faaliyet gösteren kojenerasyon ünitelerinde karşı basınç buhar türbinlerinin güç oranlarının maksimum ısı talebini karşılayacak şekilde seçilmemesi gerektiği gösterilmiştir. Bunun nedeninin ise ısı talebini doğrudan etkileyen dış ortam sıcaklığı eğrisinin karakteristiği olduğu ifade edilmiştir. Bu yüzden kojenerasyon uygulamalarında karşı basınç türbininin güç değeri için optimum bir katsayı belirlenmesi gerektiği, bu katsayının da buhar türbininden elde edilebilecek maksimum ısı akısının maksimum ısı talebine oranı olduğu belirtilmiştir. Katsayının ayrıca sıcak musluk suyunun ortam ısıtması için talep edilen ısıya oranına doğrudan bağlı olduğu görülmüştür [2].

Bir önceki çalışmanın sonrasında, 2013 yılında, aynı araştırmacıların yaptıkları analizin bu sefer kompleks analizini gerçekleştirmişlerdir. Önceki çalışmaya ek olarak kojenerasyon uygulamalarında yüksek verimliliğe ulaşmadaki faydalar, ek yakıt olarak biokütlenin kullanımı, ısı depolama sayesinde pik taleplerde turbo jeneratör elektrik üretimindeki artış incelemeleri konusunda çalışmaları yapılmıştır. Ayrıca bu çalışmada yapılan incelemelerin CO<sub>2</sub> emisyonu azaltımlarına olan etkiler de incelenmiştir. Çalışmada Polonya hükümetinin yenilenebilir enerji ve yüksek verimlilikli kojenerasyon uygulamaları konusundaki destekleri irdelenmiş. Yapılan çalışmalardan aldıkları sonuçlara göre de yüksek verimlilikli kojenerasyon uygulamalarına olan desteğin devam edeceği gösterilmiştir [3].

Bir başka çalışmada, 2012 yılında, başka bir araştırma grubu, dağıtık mikrotrijenerasyon sistemleri üzerinde kıyaslamalı bir çalışma gerçekleştirmişlerdir. Özellikle son yıllarda merkezi enerji üretiminden dağıtık enerji üretimine olan geçiş ile ilişkili olarak, dağıtık enerji üretiminin nihai tüketiciye sağladığı faydalar ve dezavantajlar incelenmiştir. Çalışmada özellikle küçük ölçekli trijenerasyon sistemleri kullanımının Enerji, Ekonomi ve Çevre etkileri teorik ve uygulama olarak incelenmiştir. Sonuç olarak trijenerasyon sistemi küçük ölçekli kojenerasyon sistemi ısı pompası ile beraber çalıştığında, ayrı ayrı enerji üretimlere kıyasla enerji tüketimini %28, CO<sub>2</sub> emisyonlarını %36 azalttığı garanti edilebilmektedir. Aynı kojenerasyon sistemi elektrik pompası ile beraber çalıştığında da memnun edici sonuçlara ulaşılmıştır. Fakat termal olarak aktive olan ısı pompalarının kullanıldığı trijenerasyon sistemi konvansiyonel sisteme göre çok düşük verimlere sahip

olmaktadır. Bunun nedeninin de küçük ölçekli soğutma ekipmanlarının düşük COP değerine sahip olmaları ve ileri araştırma geliştirme çalışmalarına ihtiyaç duymalarıdır [4].

Polonyalı araştırmacılar, 2012 yılında, iki kojenerasyon santralının beslediği bir bölgesel ısıtma sisteminin hidrolik analizlerini gerçekleştirmişlerdir. Kojenerasyon sistemlerinin her zaman optimum seviyede çalışmadığı ifade edilmiş ve özellikle bir bölgesel ısıtma ağını besleyen farklı ısı üreticilerinde optimum operasyonun daha önem kazandığı ifade edilmiştir. Çalışmaya göre birçok kaynağın bir ağı beslediği durumda şeffaf işletmenin her bir kaynağın optimum verimde işletilmesine olanak sağlayacaktır, böylece tüketicilere ısı arzı güvenliği ekonomik ve ekolojik bir biçimde sağlanabilecektir. Polonya ısı sistemi 2012'de 414 PJ ısı üretimi gerçekleştirmiş ve bunun %54 ile 224 PJ'lük kısmı kojenerasyon santrallerinden sağlanmıştır [5].

2014 yılında, bölgesel ısıtma ağı tasarımı ve analizi isimli bir çalışma gerçekleştirilmiştir. Bu çalışmada hanelerde artan yakıt tüketimlerinin kojenerasyon uygulamalarına dikkat çekilmesi hususunda önemli bir etken olduğu ifade edilmiştir. Bununla ilgili olarak da kojenerasyon uygulamalarının verimleri bölgesel ısıtma sistemleri ile yüksek değerlere ulaştığı belirtilmektedir. Ayrıca bölgesel ısıtma sistemi sayesinde emisyon miktarlarında azalma, son tüketicinin hanesine yakıt girmedeği için güvenlik ve şehir içinde yakıtın taşınmasında azalma olduğu için bu sistemlerin faydaları çalışılmıştır. Ayrıca bu çalışmada Bologna Üniversitesi tarafından geliştirilen Ca.R.Di.F isimli model anlatılmıştır [6].

Bu çalışmalara ek olarak dünyadaki enerji akış durumu, ülke örnekleri, mevzuatları, Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) Raporları, uluslararası ve yerel enerji politika, stratejileri ile teknolojiye uygulama ve yeni gelişmeler incelenmiştir.



## **2. DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE ENERJİNİN GÖRÜNÜMÜ**

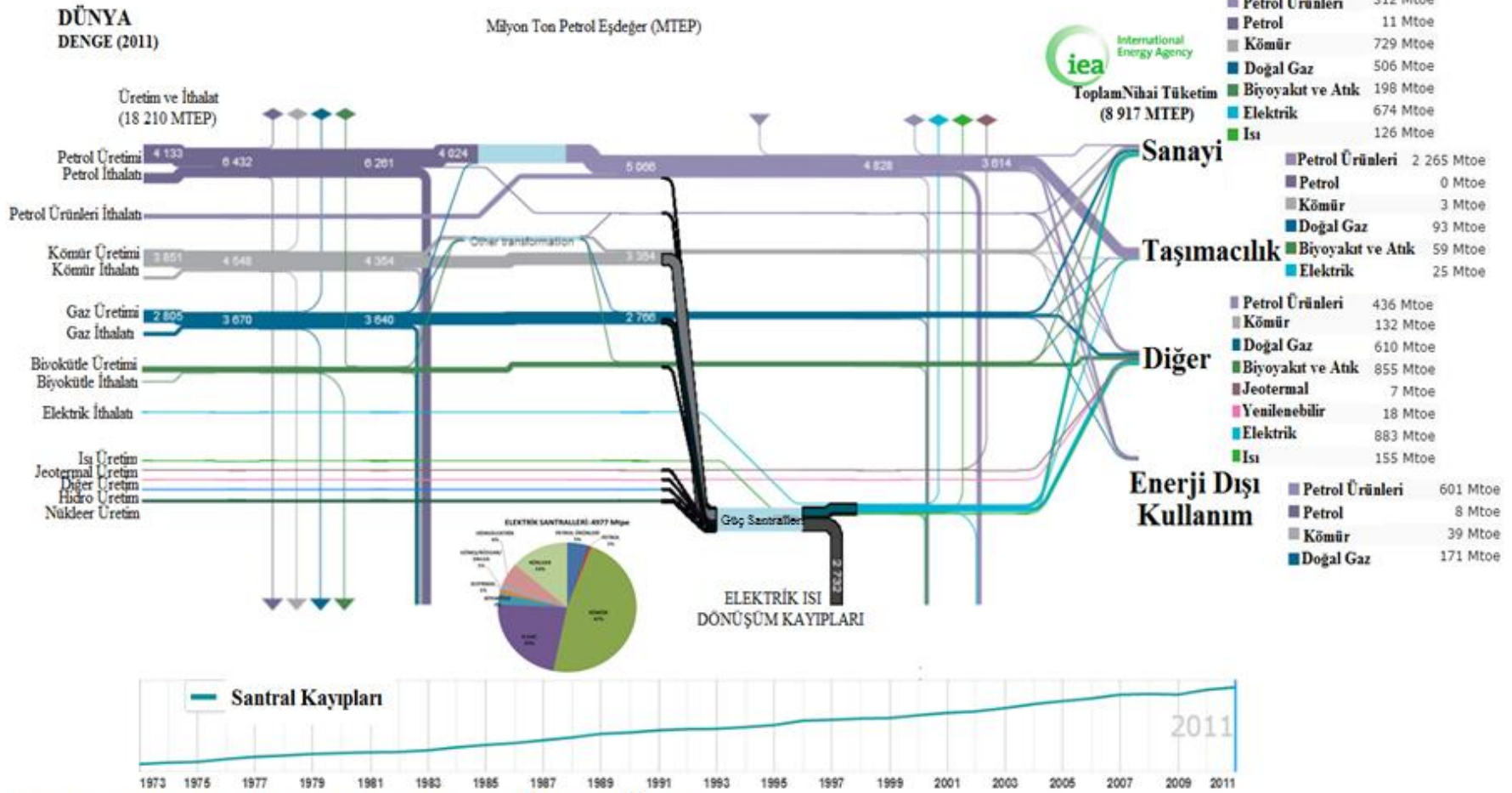
Dünyada birincil enerji kaynakları: fosil yakıtlar (hidrokarbonlar); jeotermal; fizyonlanabilir ve füzyonlanabilir parçacıklar; yerçekimi (gel-git) ve dönme kuvvetleri (okyanus akıntıları); ve güneş enerjisidir. Bunlar, tedarik zincirinin her adımında bir miktar enerji tüketen teknolojiler yardımıyla çıkarılmak, toplanmak, yoğunlaştırılmış hale getirmek, dönüştürülmek, taşınmak, dağıtılmak ve gerekliyse depolanmak zorundadır. Güneş hem rüzgârı, dalgayı ve güneş ışınlarını içeren aralıklı enerji formlarını hem de biokütle içerisinde depolanan, okyanus termal gradienleri ve hidrolojik malzemeleri sağlamaktadır. Isı, elektrik ve katı, sıvı, gaz yakıtlar gibi enerji taşıyıcılar faydalı enerjiyi ihtiyaç duyulan bölgelere iletirler. Birincil enerjinin enerji taşıyıcılarına dönüşümü ve bunun sonucunda dağıtım kayıpları ile birlikte enerji servisleri de kayıplara neden olur. Bunlar da verimsizlikleri ve dağıtım maliyetlerini temsil etmektedir [8,9].

### **2.1 Dünya ve Türkiye Toplam Birincil Enerji Arzı ve Nihai Tüketimi**

#### **2.1.1 Dünya birincil enerji arzı**

Uluslararası Enerji Ajansının 2011 yılı enerji denge tablolarına göre, dünyada 13 204 MTEP üretilen ve 5 006 MTEP ihracat olmak üzere toplam 18 210 MTEP birincil enerji arz edilmiştir, arz edilen birincil enerji kaynakları ve sektörler göre dağılımı Şekil 2.1'deki Sankey diyagramında gösterilmiştir. 13 204 MTEP birincil enerji hammaddesinin %37,7'sine karşılık gelen 4 977 MTEP bölümü elektrik üretim santrallerinde kullanılmış olup, bu miktarın %47'si kömür, %22'si doğalgaz, %14'ü nükleer, %11'i yenilenebilir ve %6'sı petroldür, elektrik ve ısı üretiminde kullanılan yakıtların %74'ü fosil yakıtlardır, diğer yandan çevrime giren 4 977 MTEP birincil enerji kaynaklarının %54,9'u yani 2 732 MTEP kısmı çevrim kayıplarına gitmiştir.

Enerji kaynaklarının diğer enerji taşıyıcılara dönüşümü esnasında meydana gelen kayıplara baktığımızda özellikle elektrik-ısı üretiminde meydana gelen kayıpların büyük bir orana sahip olduğunu görmekteyiz [9,10]



Kaynak: Uluslararası Enerji Ajansı, Sankey Diyagramıyla Ülke Enerji Özetleri

Şekil 2.1 : Dünya: Toplam birincil enerji akışı [11].

Kayıpların bu derece fazla olmasının ana sebeplerin başında eski teknolojilerin hala kullanılmakta olduğu ile açıklanmakla beraber diğer kayıp alanları; atık ısı ve kondenser kayıplarıdır ki bu kayıpların çok büyük bölümünün geri kazanımı mümkündür.

Elektrik üretim santrallerinde kullanılan yakıtlar içerisinde birinci sırada kömür yer almakta olup, kömür aynı zamanda fosil yakıtlar arasında en fazla CO<sub>2</sub> emisyonu üreten yakıttır. Bu bağlamda kömür santrallerinin bölgesel ısıtma ve soğutmada kullanılması her iki sektörde de emisyonları azaltacaktır.

Enerji analizleri enerji kullanımı ve enerji taşıyıcılar ile entegre edilmelidir çünkü tüm bunlar karşılıklı ve ayrılmaz bir şekilde birbirlerine bağlıdır. Birincil enerji kaynaklarının çıkarılma, ayrıştırılma, üretme gibi işlemler esnasında enerji taşıyıcılara dönüştürülmesindeki enerji verimliliği gelişmeleri devam etmektedir fakat yeterli değildir. Tedarik zincirinin tamamında da tüketim tarafında da daha verimli endüstriyel uygulamalar, binalar, taşıtlar, vb. ile enerji talebini düşürmek (ve dolayısıyla CO<sub>2</sub> emisyonlarını) genel arz kapasitesini artırmak yerine genelde daha az maliyetli ve daha sürdürülebilir yoldur [8-10].

### **2.1.2 Dünya toplam nihai enerji tüketimi**

2011 yılı dünya enerji denge diyagramına göre toplam nihai enerji tüketimi 8 917 MTEP olmuştur. Sisteme giriş yapan enerjinin; 2 556 MTEP ile yaklaşık %29'unu sanayi sektörü, 2 445 MTEP ile yaklaşık %27'sini ulaşım sektörü ve 2 701 MTEP ile yaklaşık %30'unu konut, hizmet, tarım, ormancılık, balıkçılık sektörü tüketmiştir [10,11].

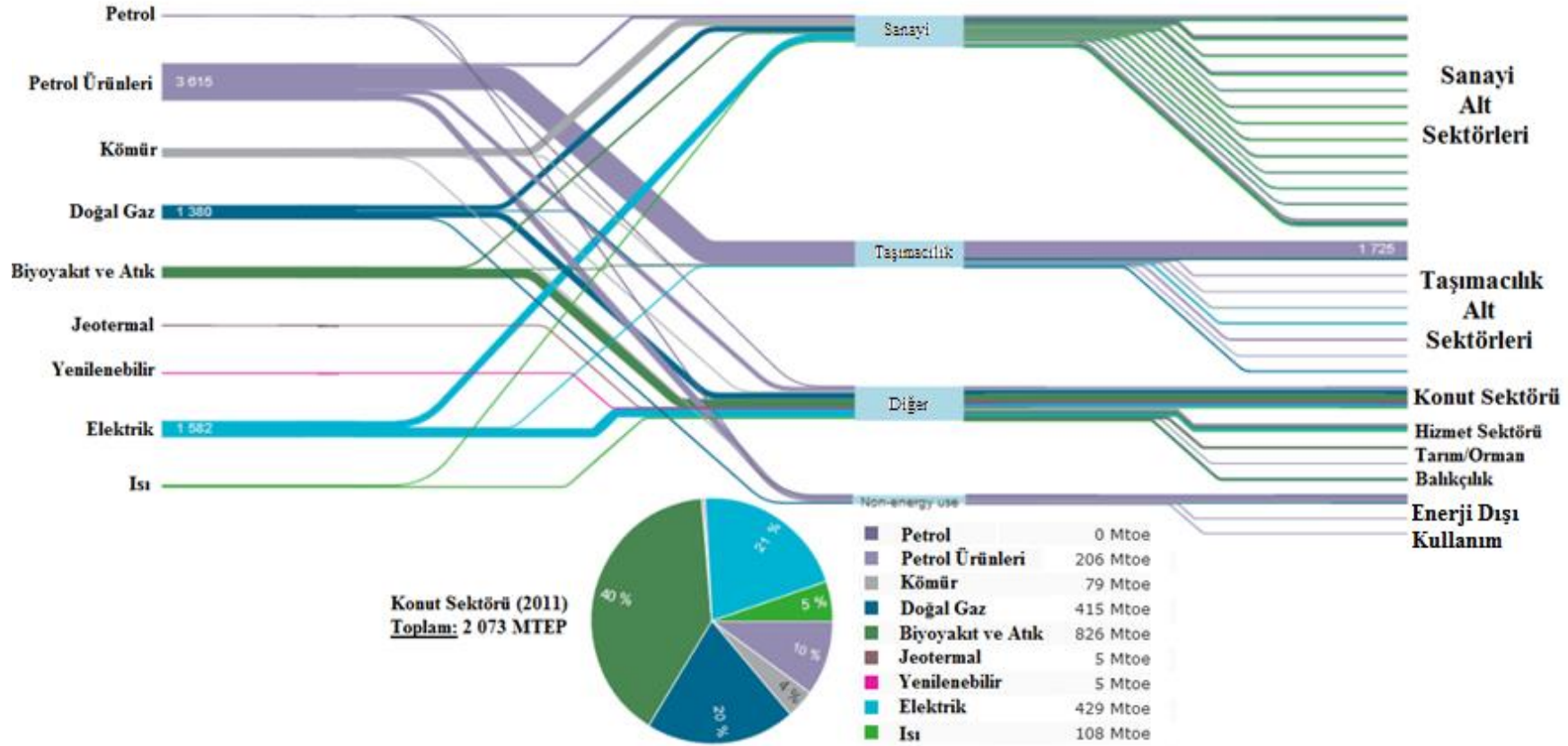
2011 yılı dünya Toplam Nihai Enerji Tüketimi Sankey akış diyagramı üzerinde gösterilmiştir. Toplam 8 919 MTEP olan girdinin yaklaşık %34,7'sine karşılık gelen 3 097 MTEP birincil enerji kaynağı "DİĞER" başlığı altında yer alan; konut, hizmet, tarım, orman, balıkçılık alt sektörlerinde tüketilmiştir. 3 097 MTEP tüketimin 2073 MTEP'i konut sektöründe olmuştur ve bu miktarın 429 MTEP %20,6'lık bölümü elektrik için harcanmıştır, kalan 1 644 MTEP %79,4'lük kısmı ise ısı ihtiyaçlarının karşılanması için kullanılmıştır ki bu da dünya Toplam Nihai Tüketimin %18'ine karşılık gelmektedir [12].

**DÜNYA**  
**NIHAİ TÜKETİM (2011)**  
**Toplam Nihai Tüketim**  
**( 8 919 MTEP)**

Milyon Ton Petrol Eşdeğeri (MTEP)



**Sektörel Tüketim**



Şekil 2.2 : Dünya: Toplam nihai enerji tüketimi [11].



Diğer yandan dünya toplam nihai enerji tüketiminin 715 MTEP'i hizmet sektöründe tüketilmiştir, bu miktarın 360 MTEP'i aydınlatmada kalan 355 MTEP ise ısı ihtiyacını karşılamak için tüketilmiştir. Konut ve hizmet alt sektörünün 779 MTEP elektrik tüketimleri hariç her iki sektörün toplam 1 949 MTEP'lik tüketimi, dünya Toplam Nihai Enerji Tüketimi %21,9'unu oluşturmaktadır [11,12].

Sonuç olarak konut ve hizmet sektöründe ısınma ve sıcak su ihtiyacını karşılamak için tüketilen toplam 1 949 MTEP'lik enerji, dünya enerji çevrim santrallerinde çevrim sonucunda çevrim kaybı olarak atmosfere atılan 2 732 MTEP birincil enerji kaynağından 783 MTEP daha azdır.

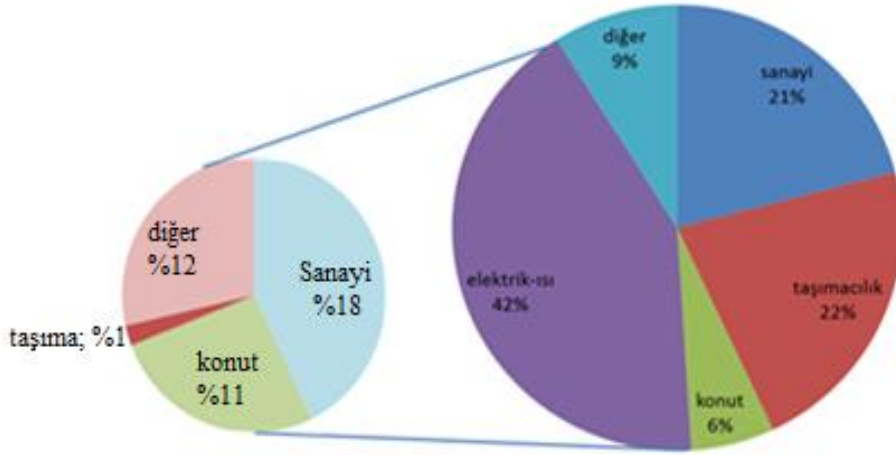
Her iki alt sektörde tüketilen elektriğin aydınlatma dışında, özellikle elektrikli ısıtıcılar ve klimalar da dikkate alındığında, konut ve hizmet sektörünün iç enerji ihtiyacının %80'inden fazlasının ısıtma ve soğutma için olduğunu söyleyebiliriz. Isıtma ve soğutma ihtiyacın yalnızca %5 (108 MTEP)'lik bir kısmı konutlara, %4,3 (31 MTEP) hizmet sektörüne doğrudan ısı olarak sağlanmıştır. Bu da demek oluyor ki bölgesel ısıtma sistemlerinin gelişmesi ve yayılması için hala potansiyel mevcuttur.

### **2.1.3 Dünyada emisyonlar**

İklim uzmanları atmosferdeki CO<sub>2</sub> miktarının 1800'lü yıllardan bu güne %40 oranında arttığını gözlemlemişlerdir. Sanayi devrimi öncesi CO<sub>2</sub> yoğunluğu 280 ppmv iken bu miktar 2012 yılında 394 ppmv'ye ulaşmıştır, on 10 yılda ortalama her yıl 2 ppmv artmıştır. CO<sub>2</sub>'nin atmosferdeki seviyesini bugünkü değerlerinde tutmak için önemli miktarda CO<sub>2</sub> azaltım tedbirlerini almayı gerektirmektedir.

2011 yılında küresel CO<sub>2</sub> emisyonları 31,3 GigatonCO<sub>2</sub>, seviyesine çıkmıştır, 2000-2012 döneminde her yıl ortalama %2,7 artış olmuştur. CO<sub>2</sub> artmasının en büyük sebebinin insan eliyle yapılan faaliyetler, özellikle de enerji elde etmek için fosil yakıtların yakılması yoluyla yapılan faaliyetlerin neden olduğu bilim adamları tarafından ispatlanmıştır.

2011 yılında üretilen küresel emisyonun 2/3'ü iki sektörden gelmiştir, bunlar elektrik-ısı ve taşımacılık sektörleridir, elektrik-ısı üretim sektörünün payı %42, taşımacılık sektörünün payı %22'dir [13]. (Şekil 2.3, Not: ticarethane/kamu hizmet binaları, tarım/orman, balıkçılık "Diğer" adı altında dahil edilmiştir.)



Şekil 2.3 : 2011 yılı dünya emisyonlarının sektörlere göre dağılımı [9].

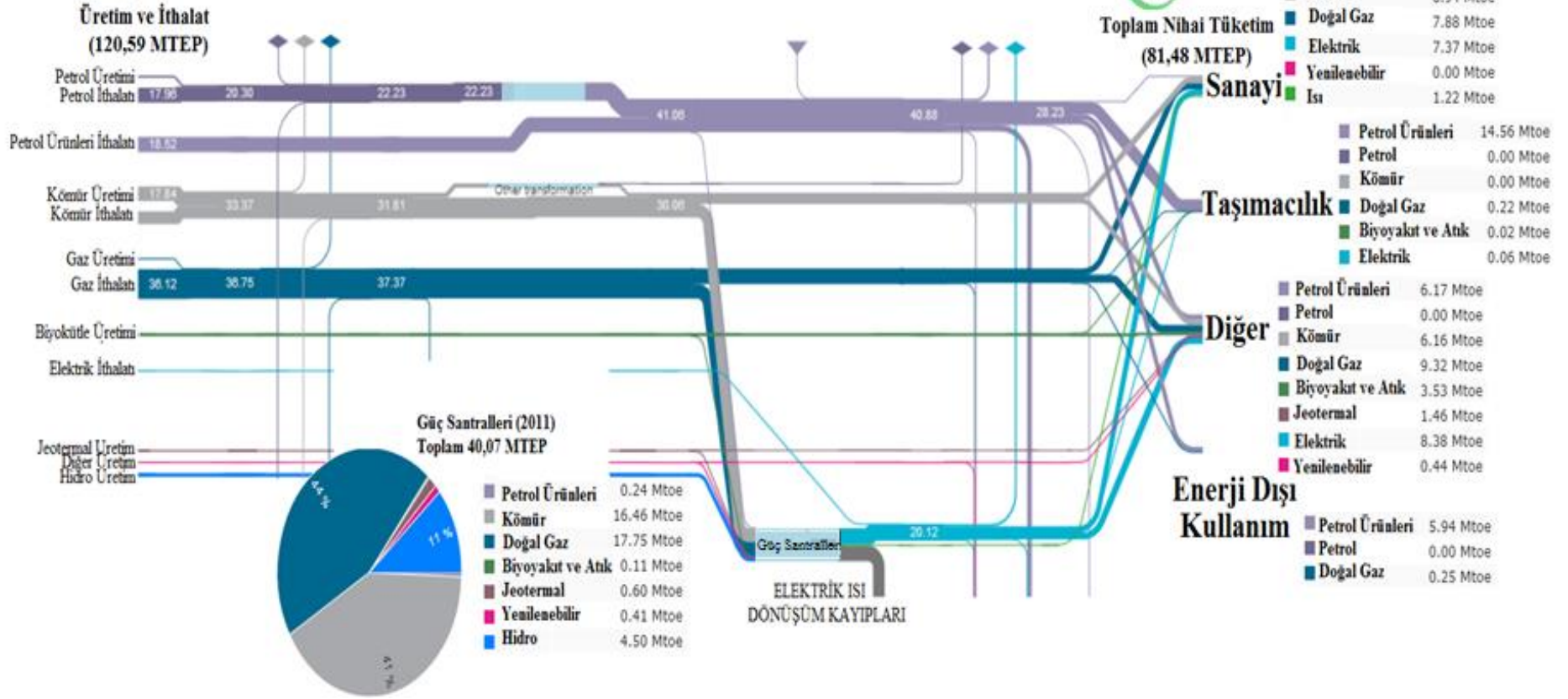
#### 2.1.4 Türkiye birincil enerji arzı

Uluslararası Enerji Ajansının 2011 yılı enerji denge diyagramlarına göre, Türkiye’de toplam 120,6 MTEP birincil enerji hammaddesi işlem görmüş olup, bu miktarın 32,1 MTEP yerel kaynaklardan karşılanmış, 88,5 MTEP ithalat yoluyla karşılanmıştır. 120,6 MTEP kaynaktan, 8,4 MTEP’i ihracat, 0,151 MTEP denizcilik sektörü ve 1,2 MTEP havacılık sektörüne verilmek yoluyla çıkışı yapılmıştır. Sonuç olarak iç piyasaya toplam 112,5 MTEP (1,5 MTEP stok dahil) birincil enerji arzı gerçekleşmiştir. 2011 yılı enerji denge akış diyagramından kaynaktan-sektöre enerji akışını gösteren sankey diyagramı Şekil 2.4’te gösterilmektedir. 112,5 MTEP birincil enerji hammaddesinin %36’sına karşılık gelen 40,1 MTEP’lik bölümü elektrik üretim santrallerinde kullanılmış olup, bu miktarın %41’ini kömür, %44’ünü doğalgaz, %11’ini hidroelektrik, %0,24’ünü petrol ürünleri ve kalan kısmını ise jeotermal, rüzgar ve güneş enerjisi kaynakları oluşturmaktadır. Elektrik santrallerinde kullanılan yakıtların %85,2’si fosil yakıtlardır [11,12].

Türkiye’de 2011 yılında tüketilen 112,5 MTEP birincil enerjinin 88,5 MTEP ile %74’lük bölümü ithalat yoluyla karşılanmıştır. Elektrik santrallerinde tüketilen 40,1 MTEP birincil enerji hammaddesinin 19,1 MTEP %48’si çevrim kayıpları sonucunda atmosfere atılmıştır. Daha önce de söylediğimiz gibi bu kayıpların büyük bir kısmı bölgesel ısıtma sistemleri ile binaların ısıtılması için kullanılabilme potansiyeline sahiptir.

**TÜRKİYE  
DENGE (2011)**

Milyon Ton Petrol Eşdeğeri (MTEP)



Şekil 2.4 : Türkiye: Toplam birincil enerji arzı ve akışı [11].

### **2.1.5 Türkiye toplam nihai enerji tüketimi**

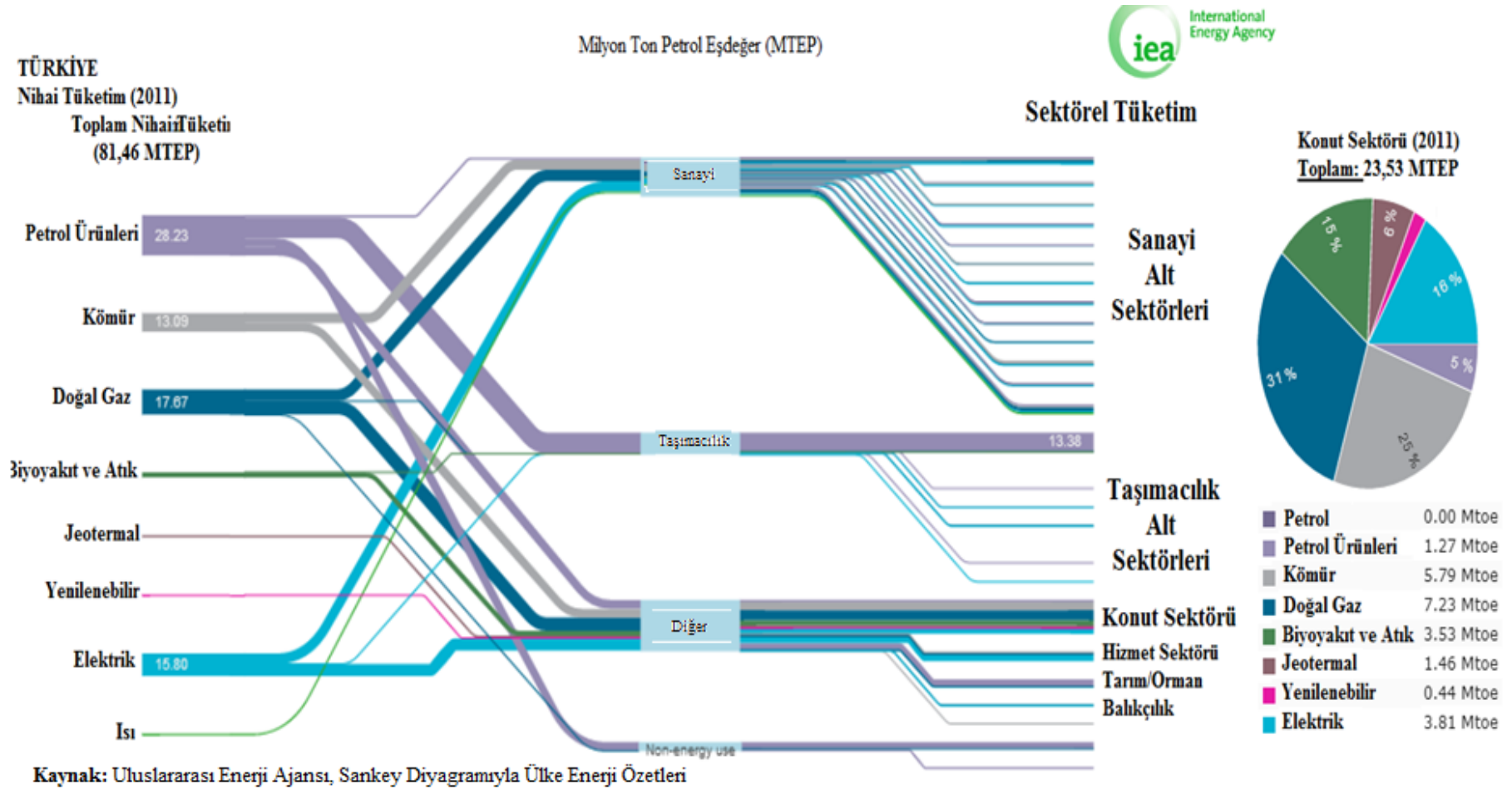
Şekil 2.5'te görülen, 2011 yılında 112,5 MTEP birincil enerji girdisinin 81,5 MTEP (~%72) alt ana sektörlerle giriş yapmıştır (sanayi, taşımacılık, diğer). Bu miktarın yani 81,5 MTEP'in 23,5 MTEP ile %29'u konut ve 6,5 MTEP ile %0,8'i hizmet sektöründe tüketilmiştir. Konut sektörü içerisindeki iç tüketimin enerji kaynaklarına göre oranlarına bakıldığında %31 oran ile tüketimin büyük bir kısmı doğalgaz olarak gerçekleşmiş, onu %25 ile kömür takip etmiştir. Elektrik tüketimi ise Türkiye konut sektörü iç tüketiminde %16 olarak gerçekleşmiştir. Birincil enerji kaynakları evlerde ısı enerjisi üretimi için tüketilmektedir. Yine dünyada nihai tüketimde olduğu gibi burada da elektrikten de ısınmayı (elektrikli ısıtıcılar) hesaba kattığımızda konut sektörü için ısı ihtiyacı iç tüketimin yaklaşık olarak %90'ını oluşturmaktadır ve bu çok ciddi bir orandır. Günümüzde 1999 yılından bu yana Esenyurt Termik Santrali (Esenyurt, İstanbul) termik santral kaynaklı bölgesel ısıtma sisteminin ilk örneğidir. Santral atık ısını geri kazanarak, civarda bulunan 10 000 adet konuta ısı satışı gerçekleştirmektedir. Bu sistemin detayına ileriki bölümlerde girilecektir [10-12].

6,5 MTEP enerjinin tüketildiği hizmet sektöründe en büyük pay olan %84 ile elektrik, devamında %32 doğalgaz ve %4 kömür olduğu görülmektedir.

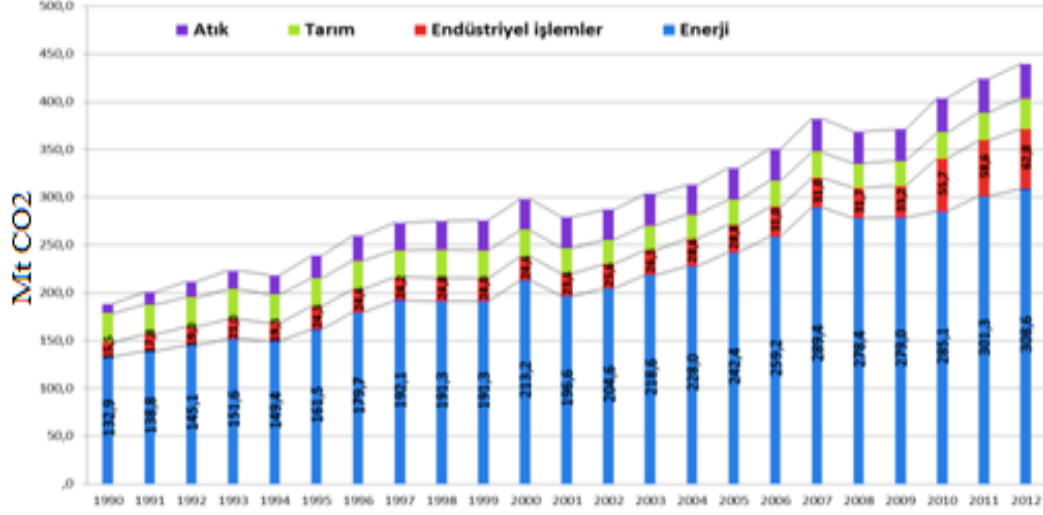
### **2.1.6 Türkiye'de emisyonlar**

2011 yılında toplam seragazi emisyonu CO<sub>2</sub> eşdeğeri olarak 422,4 milyon tona, 2012 yılında ise 1990 yılına göre %133,4 artış göstererek 439,9 milyon ton CO<sub>2</sub> (karbondioksit) eşdeğerine ulaşmıştır. 2012 yılı için kişi başı CO<sub>2</sub> eşdeğer emisyonu 5,9 ton/kişi, seragazi emisyonu yoğunluğu ise 0,31 kg CO<sub>2</sub> eşd./GSYH (TL) olarak hesaplanmıştır.

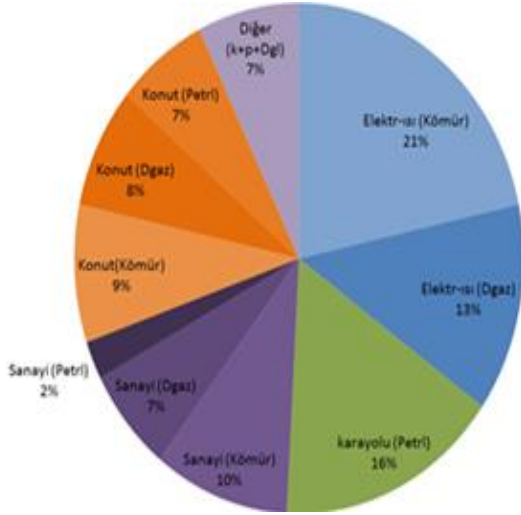
Şekil 2.6 ve Şekil 2.7 görüldüğü gibi, 2011 yılında, milyon ton CO<sub>2</sub> olarak, atık kaynaklı emisyonlar hariç, sadece yakıt yakma sonucu çıkan emisyonlar 287 milyon ton CO<sub>2</sub> olup bunların sektörel dağılımlarına baktığımızda konut sektörünün toplam payının %24 olduğu görülmektedir, konut sektörünün emisyonlarının %7'si petrol, %9'u kömür ve %8'i doğalgaz kaynaklıdır. Aynı yıl elektrik sektörünün payı ise %34 olmuştur bunun %21'i kömür , %13'ü doğalgaz kaynaklıdır.



Şekil 2.5 : Türkiye: Toplam nihai tüketim [11].



Şekil 2.6 : Sektörlere göre emisyonlar (2012) [12].



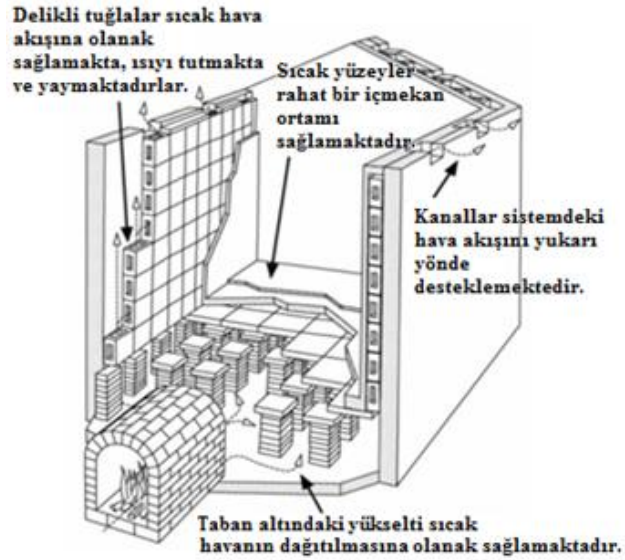
Sektörler	Milyon Ton CO2
Elektr-ısı (Kömür)	62
Elektr-ısı (Dgaz)	38
karayolu (Petrl)	46
Sanayi (Kömür)	28
Sanayi (Dgaz)	19
Sanayi (Petrl)	7
Konut(Kömür)	25
Konut (Dgaz)	22
Konut (Petrl)	19
Diğer (k+p+Dgl)	21
TOPLAM:	287

Şekil 2.7 : Türkiye: Sektörlere göre CO<sub>2</sub> emisyonları (2011) [12].

### 3. ISITMA VE SOĞUTMA TARİHÇESİ, TEKNOLOJİSİ, FAYDALARI VE ÇEŞİTLERİ

#### 3.1 Bölgesel Isıtmanın Tarihçesi

Bölgesel ısıtmanın tarihi çok eskilere dayanmaktadır. Şekil 3.1’de görüldüğü gibi, Romalılar yanma sonucu oluşan baca gazını zeminin alt kısmında oluşturdukları boşluklarda dolaştırarak ortam ısıtmasını sağlıyorlardı. Bu yöntem binalarda düzenli ortam ısıtmanın ilk örneğini teşkil etmektedir. Buhar ile ısıtma da ilk olarak 18. ve 19. yüzyıllarda genellikle sanayinin bulunduğu bölgelerde kullanılmaya başlanmıştır. Ancak, konut ısıtmasının en organize hale getirildiği dönem 20. yüzyıl olmuştur. Kömürün ve odunun hanelerde verimsiz halde yakılmasından, bina ortam ısıtmasında verimli kazanlara ve merkezi ısıtmaya geçildiğinde ısı marketi oluşmuştur. İlk kurumsal Avrupa bölgesel ısıtma sistemi 19.yüzyılın sonunda ve ilk şehir merkezli ticari bölgesel ısıtma sistemi de 1921 yılında Hamburg’da başlatılmıştır [15].



Şekil 3.1 : Roma döneminde bina guruplarının ısıtılması, BI [13].

Değişken iklim koşulları, değişken milli, bölgesel ve yerel şartlardan dolayı Avrupa’da ısı talepleri birçok farklı yol ile karşılanmaktadır. Bazı ülkelerde, yerel kazanlarda doğalgazın yakılması daha baskın iken, diğer bazı ülkelerde de düşük

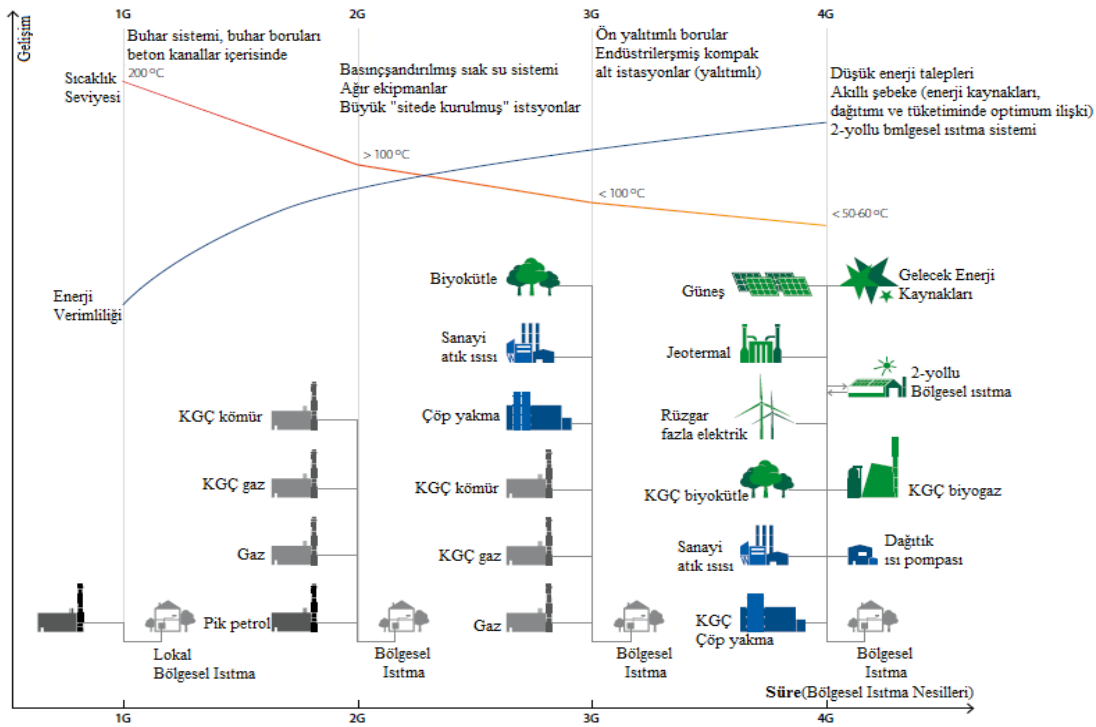


sıcaklık ısı marketinde bölgesel ısıtma sistemleri baskınlık göstermektedir. Akdeniz bölgesi ülkelerinde yıllık ısı talebi düşüktür, bu yüzden de geleneksel olarak ortam ısıtma sistemi yeterince organize olmamıştır. Bu yüzden Avrupa ısı marketi nihai tüketim talebini kabul edilebilir fiyatlarda karşılama konusunda kendi içinde farklı çözüm yollarına sahiptir ve büyük çeşitlilik göstermektedir [16].

### 3.2 Bölgesel Isıtma ve Soğutma Sistemi

#### 3.2.1 Bölgesel ısıtma (BI)

Şekil 3.2’de bölgesel ısıtma teknoloji türleri ve sistemlerinin 1inci, 2inci, 3üncü ve 4üncü nesil/jenerasyon şeklinde gruplandırıldığı görülmektedir. Bölgesel ısıtma borular yardımı ile ısınma ve sıcak su ihtiyacının olduğu yerlere, konut/ticari/sanayi müşterilerine iletilmesi ve dağıtılmasının sağlandığı sistemlerdir. Bölgesel ısıtma sistemi enerji girdilerini geniş bir yelpazede kombine ve optimum olarak kullanımını mümkün kılmaktadır. Örneğin, elektrik üretim santrallerinin atık ısısı, çöpün yakılması veya endüstriyel işlem sonucu açığa çıkan ısı, yenilenebilir ısının farklı formları (jeotermal, deniz veya göl suyundan ısıtma/soğutma, vb.) [15].

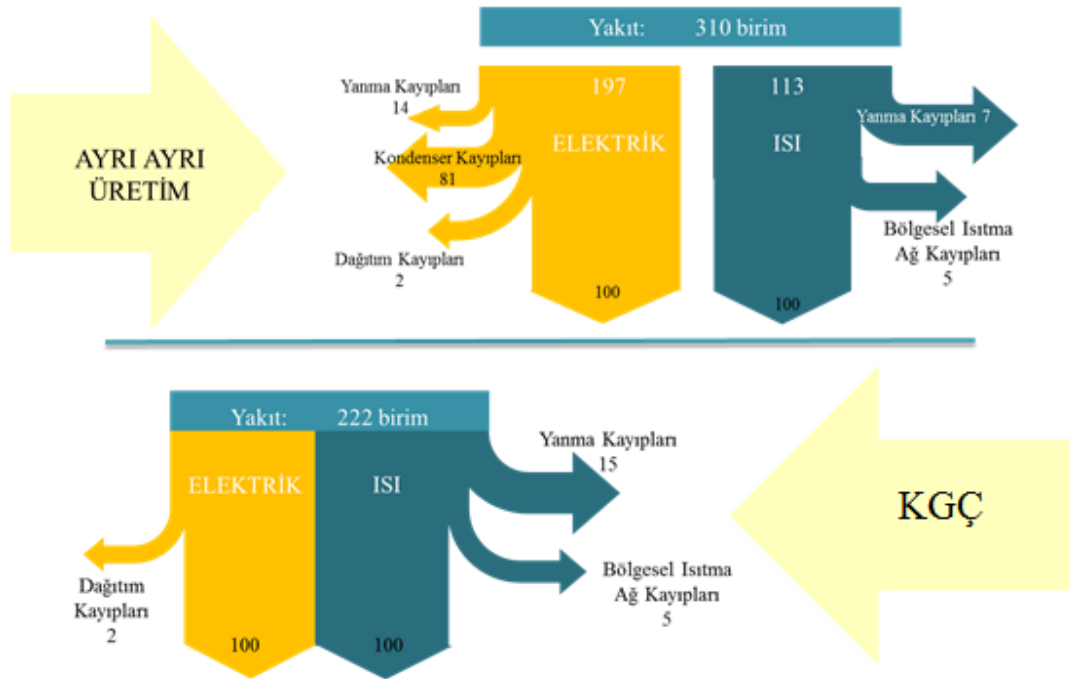


Şekil 3.2 : Bölgesel ısıtmada kullanılan kaynaklar [15].



### 3.2.2 Isı üretimi

Bölgesel ısıtmada, hem ısı hem de elektrik sağlayan kombine çevrim termik santrallerinin kullanımı, termik santralden üretilecek kadar ısı ve elektriğin geleneksel yöntemlerle ayrı ayrı üretilmesine kıyasla %30-45 oranlarında birincil enerji tasarrufu sağlamaktadır. Bu da yakıtın daha verimli kullanılmasını beraberinde getirmektedir (%80-90'lara kadar toplam verim). Aşağıdaki şekilde bu farklı üretim durumları gösterilmektedir. Ayrıca kojenerasyon sistemlerinin verimlerinden dolayı, ortama verilecek emisyonlar da ısı'nın ayrı ayrı üretimine kıyasla %30 daha azdır.



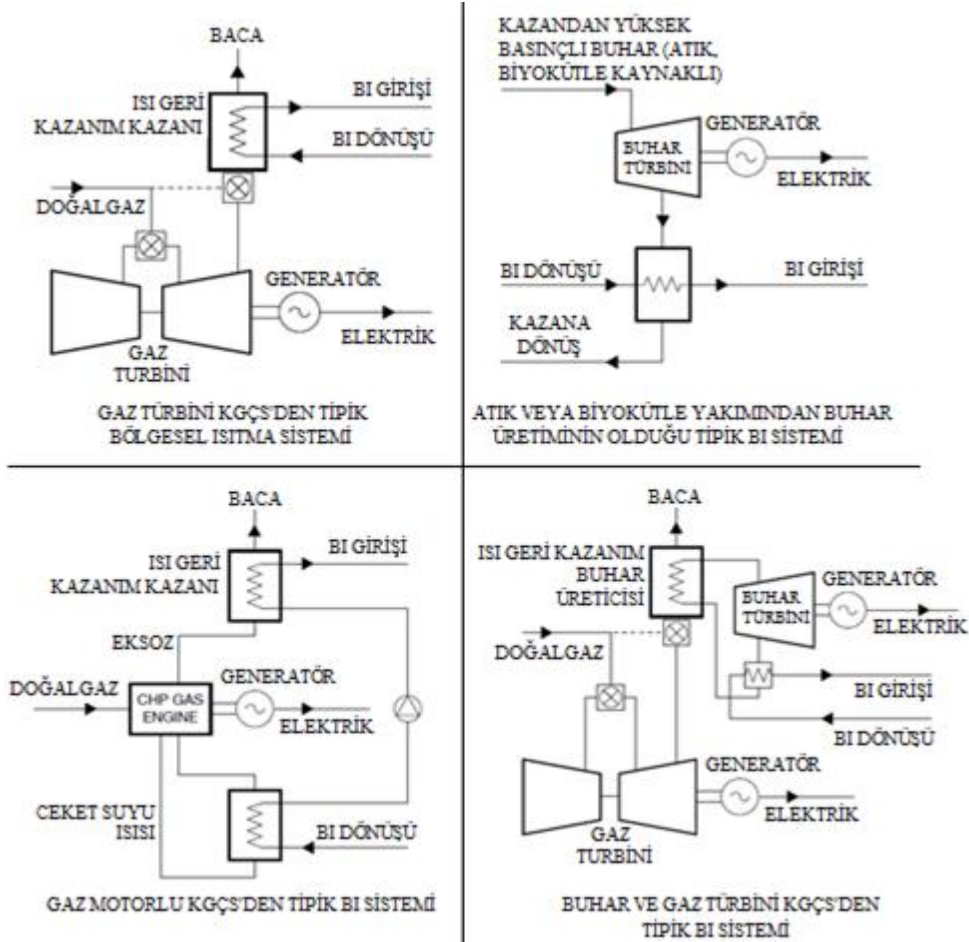
Şekil 3.3 : Isının ve elektriğin ayrı ve bir arada üretildikleri durum.

Bölgesel ısıtma sistemlerinde teknoloji seçiminde geniş ölçekte birçok parametre etkili olacaktır, fakat bunların en önemlisi ve etkili olanı projenin maliyetidir. Isı talebi aralığına göre verimli ve güvenilir işletmeyi sağlamak için tek bir merkezi sistemde birçok teknoloji aynı anda kullanılabilir. Isı teminindeki kaynaklar bölgesel ısıtma sisteminin maliyetini ve karbon yoğunluklarını etkilemektedir [16-18].

Bir yerleşime veya tesise bölgesel ısıtma sistemi uygulamadan önce, o tesisin kendi talebini karşılayabilecek bir sisteme veyahut o tesise sürdürülebilir ısı teminin sağlayabilecek alternatif ısı kaynaklarına ya da ekipmanlara ihtiyaç vardır. Bunlar genellikle arıza durumlarında ve pik yükleri karşılamada doğalgaz kazanları olarak

tercih edilmektedir. Bununla birlikte sürdürülebilir şekilde ısı teminini gerçekleştirebilecek herhangi bir teknoloji veya enerji kaynağı da tercih edilebilir.

Şekil 3.4'te ısı ve elektriğin beraber gerçekleştiği ve yaygın olarak kullanılan sistemler gösterilmiştir. Bölgesel ısıtma'da sadece gaz türbini, sadece buhar türbini, kombine ısı-güç çevrimleri, vb. yaygın olarak kullanılan teknolojilerdir.



Şekil 3.4 : Üretim çeşitleri ve çevrimler [18].

### 3.2.3 Isının iletim ve dağıtımı

Isı kaynaklarından alınan enerji suya aktarılmaktadır. Isı iletimi ve dağıtımı da suyun sıvı formunda tüketiciye çift yönlü (gidiş ve dönüş) yeraltı boru hatları ile sağlanmaktadır. Bu uzun ömürlü taşıma yöntemi ile ısı kaynağı ne olursa olsun kaynaktan bağımsız ısı iletim ve dağıtımı gerçekleştirilmektedir. Zamanla ısı kaynağı ve teknolojisi ekonomik nedenler, market yapısı ve teknolojik gelişmeler ile değişiklik gösterecek olsa da bu iletim ve dağıtım sistemi üretim tarafında gerçekleşecek herhangi bir değişikliğe rağmen entegre bir şekilde işlevini sürdürebilir [15-17].

Daha düşük fiyatlı yakıtlara erişimi sağlayabilecek ara bağlantı ağları ile bölgesel ısıtmanın esnekliği iyileştirilebilir. Aynı zamanda daha küçük enerji merkezlerinin faaliyetlerine son verilmesine ve bakım tutum maliyetleri daha düşük olan büyük enerji merkezlerinden ısının ara bağlantı ağlarına ısının temin edilmesini mümkün kılabilir. Bu faydaları gerçekleştirmek için ise bölgesel ısıtma boru ağları belirli standartlar ile ortak tasarımlar baz alınarak üretimi ve yapımı sağlanmalıdır. Tasarım standartları aynı zamanda gelecekte de faydalar doğuracak ve gerçekleştirmeleri sağlanacaktır [15-17].

### **3.2.4 Bölgesel ısıtma sisteminin faydaları**

Bölgesel ısıtma sisteminin faydaları tüketici için de üretici için de ayrı ayrı faydalar sağlamaktadır. Bunlara ek olarak çevresel açıdan da birçok faydayı beraberinde getirmektedir.

#### **3.2.4.1 Tüketici tarafındaki faydaları**

Bölgesel ısıtma ağının tüketiciye faydaları temel olarak şunlardır,

- Küçük alan gereksinimi ve güvenli işletme,
- Kontrol ve operasyonda kolaylık,
- Uygun fiyat ve uzun dönemde dengeli fiyatlandırma;
  - Bölgesel Enerji sistemleri aynı zamanda yakıt yoksulluğuna da değinmekte ve kolay incinebilecek nüfusa (hasta, yaşlı, bebek gibi) iç huzur vermektedir:
    - Isı hükmünün verimli yönetimini sağlama,
    - Daha dengeli fiyatlar sağlama,
    - Birçok teknolojiye kıyasla daha düşük fiyatlarda ısınma imkânı sunma,
- Isı arz güvenliğinde esnek tasarım imkânı,
- Modern bölgesel BI sistemlerinde tüketim ölçülmektedir ve tüketici bireysel olarak ne kullandıysa sadece onu ödemesi yeterlidir.

Geleceğe yönelik stratejik tasarlanan bir bölgesel ısıtma sisteminin ise şu potansiyel faydaları bulunmaktadır;

- Gerçek ısı marketi gelişerek daha düşük ve rekabetçi fiyatlara olanak sağlar.

- Aynı bölgesel ısıtma ağında çoklu ısı sağlayıcılar ile enerji arz güvenliğine daha büyük katkı sağlanır [16-18].

#### **3.2.4.2 Üretici tarafındaki faydaları**

- Daha düşük fiyat çözümü: bölgesel ısıtma ağı karbon hedeflerine ulaşmada eşdeğer toplam kapasitede mikro yenilenebilir teknolojilerine kıyasla daha uygun fiyatlar sunar.
- Bölgesel Enerji ağı Enerji Hizmet Şirketi olarak kurulabilir.

Geleceğe yönelik stratejik tasarlanan bir bölgesel ısıtma sisteminin ise şu potansiyel faydaları bulunmaktadır;

- Mevcut enerji tesislerinden daha fazla değer elde edebilme fırsatı. Eğer KGÇS tesisi ağa daha fazla ısı sağlayabilirse daha iyi geri dönüş süreleri,
- Market veya teknik ilerlemeler aracılığıyla enerji merkezi ekonomileri yıpranırsa, o zaman bölgesel ısıtma ağı bağlantıları herhangi bir yerden alınmak zorunda kalacak ısıdan daha ucuz fiyatlara ısı erişimi sağlayabilecektir.
- Enerji tesisinin faaliyetinin durdurulma potansiyeli ve başka bir enerji sağlayıcının ağa bağlı tüketicilere ısı sağlayabilmesi imkânı. Bu aynı zamanda fiyatları düşürecek ve alanı alternatif kullanımlara açacaktır [16,18].

#### **3.2.4.3 Çevresel faydalar**

- Yakıt değişikliklerinde esneklik, yakıt oranını optimize etme olanağı,
- Daha az CO<sub>2</sub>,
- Düşük karbon ekonomisi için potansiyel,
- Bölgesel Enerji, kojenerasyon ile birlikte, binalara ısı sağlamada en verimli yöntem.[16-18]

### **3.3 Isıtma-Soğutma ve Bölgesel Isıtma-Soğutma Sistemlerinde Kullanılan Teknolojiler ve Kaynaklar**

Şekil 3.2’de görüldüğü gibi, ısıtma ve soğutma alanında çok çeşitli teknolojiler vardır. Bu teknolojilerin pek çoğu bilinen teknolojiler olmakla beraber ülkeden

ülkeye, bölgeden bölgeye yaygınlıkları farklılık gösterir. Söz konusu teknolojilerin bazılarının kullanılabilmesi o bölgedeki sanayi ve yerleşim birimlerinin yapısına da bağlıdır. Mesela; atık ısıları fazla olan kojenerasyon kurmaya elverişli olan demir-çelik, çimento tesislerinin ısılarının kullanılabilmesi için aynı bölge yakınında bina ve konut olmalıdır. Diğer yandan KGÇS teknoloji türlerinin kullanılabilmesi doğalgaz ve elektrik iletim ve dağıtım ağlarının kapasitesine ve yaygınlığına bağlıdır [15-18].

Bu bölümde günümüzde kullanılan ve gelecek vaat eden teknolojiler genel olarak anlatılacaktır. Hangi teknoloji seçilirse seçilsin en verimli sonucun alınabilmesi, geri ödeme süresi kısa maliyet etkin bir yatırım olabilmesi için binaların yalıtımının çok iyi yapılması gerekmektedir.

### **3.3.1 Geleneksel ısı kazanları ve fırınları**

Bu ısı kazanlarının ve fırınlarının verimleri %80'in altındadır. Çok sayıda mekan ısıtma durumlarında, uzayan ısı dağıtım hatlarının boyu ısı kayıplarını artırmakta ayrıca yüksek sıcaklığa ihtiyaç duyulduğundan fazla yakıt tüketimine sebep olmaktadır. Aynı dağıtım sistemi dahilinde sıcak su ve ısınma amaçlı tasarımların verimleri, sıcak su hatları, ısınma hatları ayrı olan sistemlerden daha düşüktür, özellikle sıcak aylarda.

OECD ülkelerinde bu sistemler oldukça yaygındır. Bunun sebebi ilk yatırım maliyetleri ve işletme-bakım maliyetleri daha makuldür, ayrıca bina türlerine göre esnek ve çok maksatlı kullanılabilir. Son yıllarda Avrupa'da en fazla satılan ısıtma sistemlerinin başında gelmiştir [15-18].

### **3.3.2 Yoğuşmalı kazanlar ve fırınlar**

Geleneksel, yoğuşmalı olmayan kazan ve fırın sistemlerinde, yanma ürünü sıcak gazlar bir ısı değiştiriciden geçirilerek atmosfere atılmaktadır. Yoğuşmalı kazanlar ve fırınlar ise ısı atılan ısıdaki potansiyeli yararlı hale getirebildikleri için daha verimlidirler. Bu tip kazanlarda birinci ısı değiştiriciyi terk eden gazlar ikinci bir ısı değiştiriciden geçirilerek yanma işlemi esnasında oluşan buharı yoğuştururlar. Su buharı yoğuşturulduğunda buradaki ısı yanma sıcaklığı değerini düşüren sistem geri dönüşüne transfer edilmektedir. Kalan gazlar ise bir fan yardımıyla sistemden

atmosfere atılmaktadır. Bu tip kazanlar ve fırınlar genelde %90'larda verimlere sahiptir [15-18].

### **3.3.3 Biyokütle ısıtıcılar**

Yaklaşık olarak, dünyadaki ortam ve su ısıtmada kullanılan enerjinin %30'unu biyokütle oluşturmaktadır. Nihai tüketime bakıldığında kabaca konut sektöründe ortam ısıtma için toplam enerjinin %25'i, sıcak su elde etmek için yaklaşık %55'i biyokütleden oluşmaktadır. OECD ülkeleri ortam ısıtma ve sıcak su için biyokütlenin payı %5'den azdır. Kuzey ülkelerinde bu oran %35'lere ulaşsa da, OECD ortalaması %10'u aşmamaktadır. OECD-Dışı ülkeler hala ortam ısıtma ve sıcak su üretimi için yaygın olarak katı yakıtları (kereste, tezek, vb.) kullanmaktadır. Bazı bölgelerde biyokütlenin bu amaçlar için kullanımı %90'ları da bulmaktadır [15-18].

- Geleneksel şömine ve odun sobaları
- Yüksek-verimlilikli şömine ve taş ısıtıcılar
- Toprak fırınlar

Biyokütlenin yaygın olarak kullanıldığı ısı enerjisi üretim ekipmanlarıdır.

### **3.3.4 Elektrikli ısıtıcılar**

Dünyada ortam ısıtma ve sıcak su üretimi için tüketilen toplam enerjinin %15'ini elektrik oluşturmaktadır. OECD ülkelerinde, sıcak su üretimi için tüketilen enerjinin %25 ila %33'ünü, ortam ısıtma için de %5 ila %15'ini elektrik sağlamaktadır. Birçok OECD-Dışı bölgede bu oran %21'leri bulmasına rağmen; Çin'de, Hindistan'da ve birçok Afrika ülkesinde elektriğin konut sektörü ortam ısıtma ve sıcak su payı %5'in altındadır [15,18].

Elektrikli ısıtıcılar prensipte oldukça verimlidirler, çünkü neredeyse elektrik enerjisinin tamamı ısıya dönüştürülmektedir. Genellikle elektrikli fırınlar, yerden ve duvardan ısıtıcılar kullanılmasına rağmen, bu tip ısıtıcılar birçok formda olabilirler.

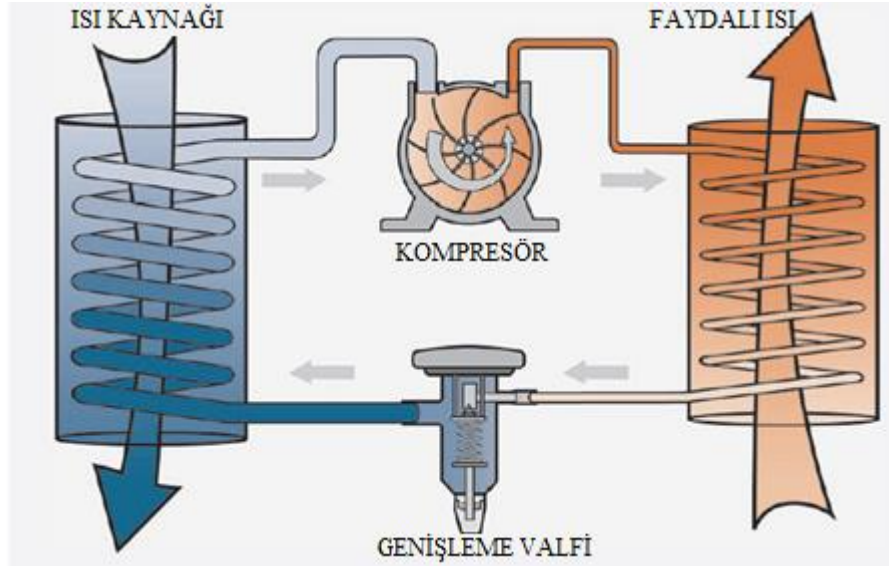
Elektrikli ısıtıcılar çok yüksek teknik verimlere sahip olmalarına rağmen, bu durum tüm enerji tüketim zincirinde verimli oldukları anlamına gelmemektedir. Çünkü elektrik üretim kaynağı, üretim esnasındaki dönüşüm ve ısı kayıpları, iletim ve dağıtım kayıpları bir elektrikli ısıtıcının efektifliğinde büyük rol oynamaktadır. Ayrıca elektrik kaynaklı ısınmada elektrikli ısıtıcıların en verimli sistemler oldukları

da söylenemez, çünkü aynı miktarda ısı daha az elektrik tüketilerek elektrikli ısı pompalarıyla da üretilebilmektedir [15,18].

### 3.3.5 Isı pompaları

Isı pompaları ortam ısıtma, soğutma, sıcak su üretimi gibi çok yönlü teknolojiye sahiptirler. Ayrıca tüm bunları tek bir entegre ünite ile de karşılayabilmektedirler. 2010 yılında, ısı pompaları ortam ısıtma ve soğutma için dünyada tüketilen toplam enerji tüketiminin %8'ini gerçekleştirmişlerdir. Isı pompalarının %75'inden fazlası ortam soğutma için (klimalar) kullanılmaktadır. Asya 2009 yılında, konut ve hizmet alt sektörlerinde toplamda 400 milyon adet klima ile toplam kurulu gücün en büyük kısmını oluşturmaktadır. Ayrıca toplam dünya payları hala %1'in altında olmasına rağmen ısı pompalarının ısıtma veya kombine ısıtma ve soğutma sistemleri olarak da kullanımı gittikçe artmaktadır. [15,18]

Isı pompaları, ısı kaynağında elde edilen ısıyı buhar sıkıştırma çevrimiyle bir ısı yutağına aktaran olgunlaşmış teknolojilerdir. Klimaların çoğunda kullanılan termal sürücülü pompalar da dahil başka çevrimler de olmasına rağmen, çoğu ısı pompası buhar sıkıştırma işlemi için elektrik motoru kullanmaktadır. Güneş enerjisi açısından baktığımızda, dünyada güneş ısı pompalı soğutma sistemleri sayısı oldukça azdır.



Şekil 3.5 : Isı pompasının temel konsepti.

Isı pompaları genellikle %250 oranlarında kullanım noktası verimlerine ulaşmaktadırlar. Bu da demek oluyor ki örneğin normal şartlarda bir birim ısı enerjisi

üretmek için tüketilmesi gereken elektrikten daha fazla ısı girdisi veya çıktısı sağlamaktadırlar [15,18].

- Hava kaynaklı ısı pompaları (Air-source heat pumps - ASHPs)
- Toprak-Su kaynaklı ısı pompaları (Water-based and ground-source heat pumps - GSHPs)
- Soğuk iklim Hava kaynaklı ısı pompaları ( Cold climate air-source heat pumps – ASHPs)
- Termal sürücülü ısı pompaları (Thermally driven heat pumps)
- Hibrit ısı pompaları (Hybrid heat pump systems)

Isıtma, soğutma ve sıcak su üretiminde mevcut olarak kullanılan ısı pompası teknolojileridir [15-18].

### **3.3.6 Su ısıtma sistemleri**

Birçok OECD ülkesinde, özellikle konut alt sektöründe, evsel kullanımlar için sıcak su üretimi bina sektöründe en çok enerji tüketiminin olduğu alandır. OECD-Dışı ülkelerde de gelir seviyesi ve refahın artışı ile evlerde geleneksel su ısıtma enerji tüketimi hızla artış göstermektedir.

Geleneksel depolu su ısıtma sistemleri tüketilmediğinde depoda bekleyen sudaki ısı kayıplardan dolayı orta derecede verimlere sahiptirler. Başlıca su ısıtma sistemleri, anında ısıtma gerçekleştiren ısıtıcılar ve ısı pompalı su ıtıcılarıdır [15-18].

#### **3.3.6.1 Anında sıcak su sağlayan sistemler**

Kombi veya elektrikli ısıtıcılar ile talep edildiği anda sıcak su üreten sistemlerdir. Ayrıca tanksız kombinasyonlu sistemler normal şekilde işletilmeyen kazanların mevsimsel etkinlik değerlerini düşürse de, bu talep anında ısıtma sistemleri bir ısı değiştirici yardımıyla ortam ısıtma kazanlarıyla da kullanılabilirler.

Bu sistemlerin avantajları talep anında üretim olduğu için suyun beklemesinden dolayı herhangi bir ısı kayıp gerçekleşmemesidir. Ayrıca boru kayıpları da oldukça düşük seviyelerdedir. Tanksız su ısıtıcıları yüksek verimlilikli kazanlar ile entegre kullanıldığında tipik tanklı sıcak su sistemine göre %40 daha verimli olabilmektedir. Aynı zamanda, talep anında sıcak su sağlayan elektrikli sistemler geleneksel tanklı



elektrik ısıtıcılarına kıyasla daha verimlidirler. Geleneksel tanklı elektrikli ısıtıcılar hem yüksek işletme maliyetlerine sahiptir hem de yüksek enerji talebi puant elektrik yüklerini de artırabilmektedirler [15- 18].

### **3.3.6.2 Isı pompalı su ısıtıcılar**

Evsel sıcak su üretimi esnasında enerji tüketimini azaltacak diğer bir önemli teknoloji de ısı pompalı su ısıtıcılarının kullanımıdır. Dünyadaki toplam kurulu ünite sayısı oldukça az olmasına rağmen, ısı pompalı su ısıtıcıları ticarileşmiş ve popülerliği büyümeye devam etmektedir [15,18].

### **3.3.7 Ortam soğutma**

2000 yılından 2010 yılına kadar binalarda ortam soğutma için tüketilen enerji miktarı yaklaşık %60 oranında artmıştır. 2010 yılında ortam soğutma için bina sektöründeki enerji tüketimi toplam tüketimin %4'ü olmuştur [15,18].

Geleneksel ortam soğutma teknolojileri, klima ve chiller de dahil dünya çapında konut ve servis alt-sektörlerinde standartlaşmış ürünlerdir. Günümüzde çoğu klima maksimum verimde çalışmaktadır ve sistem geliştirmeleri ve tasarımları sayesinde verimlilik imkânları da hala mevcuttur.

Bina sektöründe ortam soğutmada talebi artıran unsur bina tasarımları olmuştur. Özellikle hizmet sektörlerindeki binalarda kullanılan cam yüzeyler bunu tetiklemiştir [15,18].

Ortam soğutmada enerji tüketimini düşürme hususunda bina tasarımları, gelişmiş mantolama teknolojileri kullanımı büyük önem arz etmektedir. Bölgesel Soğutma (BS) da ortam soğutma için enerji tüketimini düşürmede dikkate alınması gereken bir konudur.

- Split klimalar (Split systems and packaged unit cooling)
- Çiler (Chillers)
- Nemsizleştirme sistemleri

### **3.3.8 Güneş ısı teknolojileri**

Güneş kaynaklı ısıtma ve soğutma, geleneksel sıcak su ısıtma sistemlerinde ve güneş ile soğutma teknolojileri olarak kapsamlı bir alana sahiptir. Hem pasif hem de aktif

teknolojiler bu alana dâhildir. Aktif güneş teknolojileri güneşten gelen radyasyonu toplar ve sistemde çalışan akışkanı ısıtır (su, glikol, yağ, vb.). Aktif güneş sistemleri fotovoltaikteki yarı iletkenlerin güneş enerjisini doğrudan elektriğe çevirmesinin aksine, sıcak su üretimi, ortam ısıtma ve soğutma amacıyla elde edilen ısıyı bir akışkanı veya havayı ısıtmada kullanırlar [15,18].

### **3.3.8.1 Bölgesel ısıtma ve soğutma için güneş teknolojileri**

Bölgesel ısıtma ve soğutma sistemleri (BIS) birçok ülkede kullanılmaktadır. Özellikle Danimarka, Kanada, Güney Kore, Hollanda, İsveç, Birleşik Krallık ve ABD bunların başlıcalarıdır. Bölgesel soğutma sistemleri özellikle Orta Doğu ülkelerinde popüler hale gelmektedir, çünkü elektrik sistemlerindeki puant yüklerini büyük oranda önlemektedirler.

Şekil 3.2’de de görüldüğü gibi, güneş destekli bölgesel ısıtma sistemleri 100 °C altındaki sıcaklıkta sisteme ısı sağlanması için kullanılmaktadırlar. Bu teknolojiler büyük ölçekteki plaka tipi ve vakumlu güneş panellerinin bina çatılarına depolama sistemleri ile beraber yerleştirilmesi ile sisteme dahil edilmektedirler. Mevsimsel depolama da yer altında akuiferler sayesinde sağlanabilmektedir [15][18].

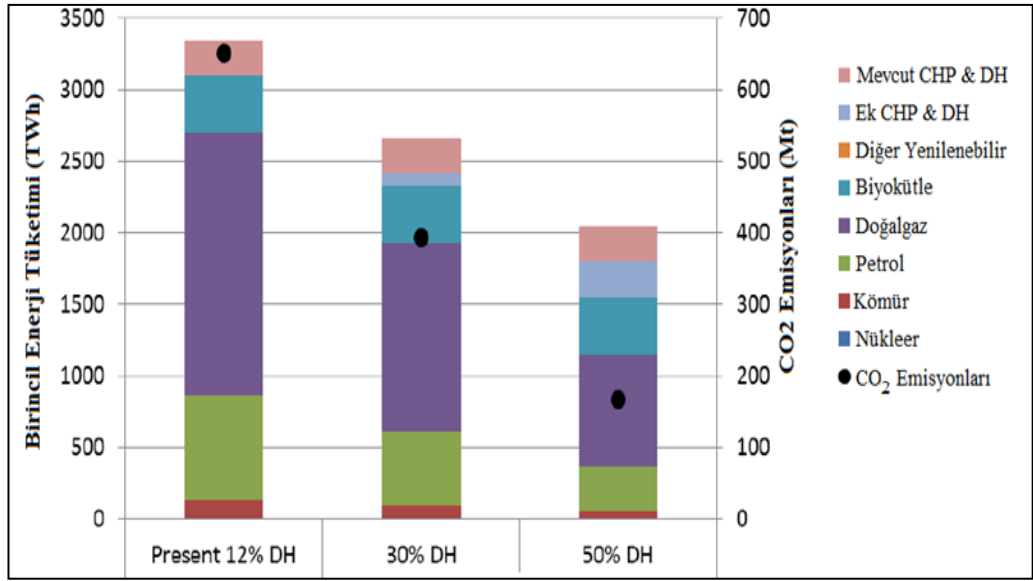
Orta ve kuzey Avrupa ülkelerinde birçok teknoloji uygulamaya koyulmuştur. Ayrıca Kanada, Çin ve Güney Kore’de de popülerliği artmaktadır. Avrupa’da 350 kW ısı kapasitesinin üzerinde toplamda 175 adet büyük ölçekli güneş tesisi bulunmaktadır. İşletmedeki toplam kurulu güç 320 MW<sub>th</sub>’dır. Bu alanda günümüze kadar tesis edilen en büyük santral 25 MW<sub>th</sub> ile Suudi Arabistan’dadır [15,18,20].

### **3.3.9 Kojenerasyon ve atık ısı sistemleri (Co-generation and waste heat)**

Kojenerasyon elektriğin ve ısının aynı anda üretilmesi anlamına gelmektedir (fosil yakıtlı elektrik üretim santralleri, vb.). Aynı zamanda, bir proses sonucu (demir-çelik, çimento fabrikaları, vb.) açığa çıkan atık ısıdan elektrik üretimi anlamına da gelmektedir. Sıklıkla BIS ağları ile ilişkilendirilir. Kojenerasyonun elektrik ve ısı üretim verimini artırabileceği kanıtlanmış, güvenilir ve maliyet etkin geniş yelpazedeki teknolojileri kapsamaktadır. Küresel olarak, KGÇS toplam elektrik üretiminin %10’unu oluşturmaktadır. Sadece 5 ülkede üretime katkı oranları %20 üzerindedir. Bu ülkeler: Hollanda, Litvanya, Rusya, Finlandiya ve Danimarka’dır.

Özellikle soğuk iklim kuşağındaki ülkelerde KGÇS kapasitesini artırmak için kayda değer bir fırsat vardır [15,19,21].

Avrupa’da hâlihazırda bölgesel ısıtma payı 2010 yılı için ısı marketinin %12’sidir. Bu payın %30 olduğu ve %50 olduğu durumlar aşağıdaki şekilde kıyaslanmıştır. Özellikle KGÇS-BI payının artması ile birincil enerji tüketimlerinin büyük oranda azaldığı dikkat çekmektedir. Toplamda bölgesel ısıtma sisteminin yaygınlaşması ile birlikte Avrupa ülkelerinde birincil enerji tüketimi %7, fosil yakıt tüketimi %9 ve CO<sub>2</sub> emisyonları %13 oranında düşeceği öngörülmektedir [15,22].



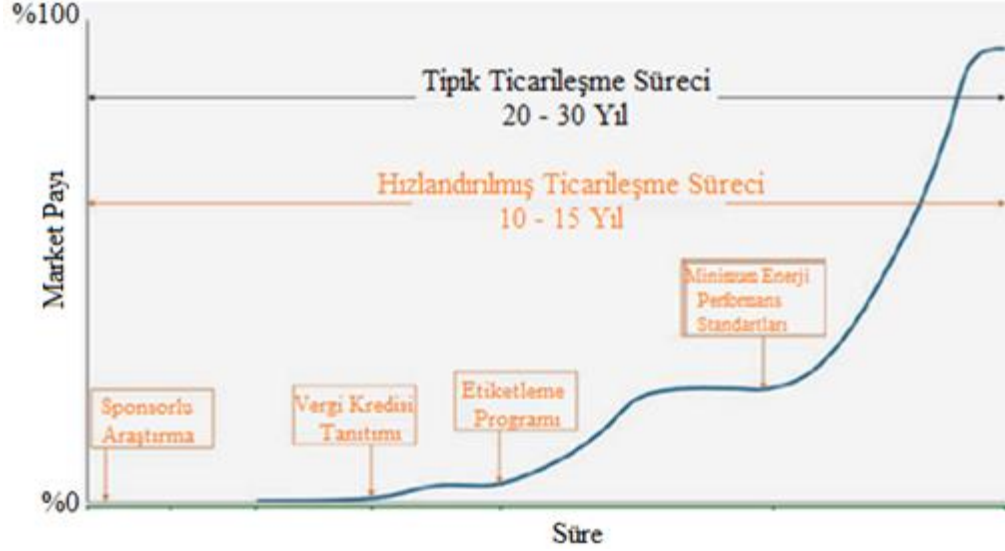
Şekil 3.6 : Bina ve su ısıtmada birincil enerji tüketimi [22].

Elektrik üretiminden elde edilen atık ısı aynı zamanda bir başka önemli kojenerasyon alanı için de potansiyeldir. Fosil kaynaklı elektrik üretiminin ortalama küresel verimi on yıllardan beri %35-%37’lerde sabit seyretmektedir. Sonuç olarak, birincil enerjinin 2/3 kadarı elektrik üretimi esnasında atık ısı olarak açığa çıkmaktayken, iletim ve dağıtım kayıpları %9 net üretime karşılık gelmektedir. Bu da nihai tüketime birincil enerjinin ancak 1/3 ulaştırılıyor demektir. Açığa çıkan bu atık ısının bir kısmı ısı talebini karşılamak için kullanılabilir. Bu bağlamda bir sektörün atığı diğer bir sektörün ana girdisi olmaktadır. Diğer bir ifade ile simbiyo uygulaması burada anlam kazanmaktadır. Elektrik sektörünün eksoz atık ısısı, ana girdisi ısı ve buhar olan bina sektörünün ısı talebini karşılamakta kullanılabilir. Kayıtlara göre dünyada kurulu KGÇS kapasitesi 360 GWe ve 440 GWth’dır. Bu konu ileriki bölümlerde detaylı olarak anlatılmıştır [15,22].

### 3.3.9.1 KGÇS sistem performansları ve avantajları

KGÇS sistemleri daha az birincil enerji kaynağına ihtiyaç duymasından dolayı genellikle, sistem perspektifinden değerlendirildiğinde, elektriğin merkezi bir sistemde üretilip dağıtılması ve ısının noktasal üretimine kıyasla daha verimlidir. Tipik KGÇS verimleri operasyon esnasında %75'ten %85 aralığındadır, bazı üstün teknolojilerde bu verim oranı %90'lara varmaktadır. Tek ailenin yaşadığı bir hanede, 1 kW elektrik kapasitesinden 10 kW'a, çok haneli bir konutta veya bir apartmanda, sistemler 30 kWe'dan 500 kWe'a kadar değişiklik göstermektedir. Hizmet alt sektöründe, çoğu fırsatlar 30 kWe'dan 500 kWe'a tekabül etmektedir. Daha büyük sistemler mümkündür, fakat 1 MWe'ı destekleyebilen ticari yapılar ve ofis parklarına daha az rastlanmaktadır ve hizmet alt sektörü enerji tüketiminde küçük bir paya sahiptir [7].

Günümüzde, dünya piyasasında faaliyet göstermekte olan birçok KGÇS tesisi bulunmaktadır. Performans ve fiyatları geçmiş birkaç on yıl süresince gelişme göstermiştir. Dünyada, kurulu KGÇS tesislerinin çok büyük bir kısmı sanayi için faaliyet göstermektedir, bu durum ülkemiz için de aynıdır, fakat konut sektöründe verimli ve efektif KGÇS sistemlerinin yaygınlaşması için büyük bir potansiyel vardır. Bu tezin amacı ülkemizde, diğer ülkelerle karşılaştığımızda daha fazla olan bu potansiyelin ekonomiye kazandırılması yönünde bir çalışmadır. Mikro türbinlerin, Stirling makinelerinin ve yakıt hücrelerinin de içinde bulunduğu yeni gelişmeler kojenerasyonun fiyat-rekabeti ve verimleri geliştirmede ümit ve güven verirken aynı zamanda söz konusu teknolojik gelişmeler kojenerasyon uygulamalarını daha küçük ölçekli bina uygulamalarında imkân verecektir. Bununla birlikte, gerçek dünya uygulamaları bu teknolojilerin başlangıç evresinde ve devam edilmesi gereken araştırma ve geliştirme teknolojileri olduğunu göstermektedir. Şekil 3.7'de görüldüğü gibi bir teknolojinin geliştirilmesi ve ticarileşmesi evrelerinin en önemli bileşenlerinden bir tanesi de piyasa teşvikleri, mevzuat düzenlemeleri ve standart oluşturmalarıdır.



Şekil 3.7 : Yeni teknolojilerin ticarileşmesi süreci [15].

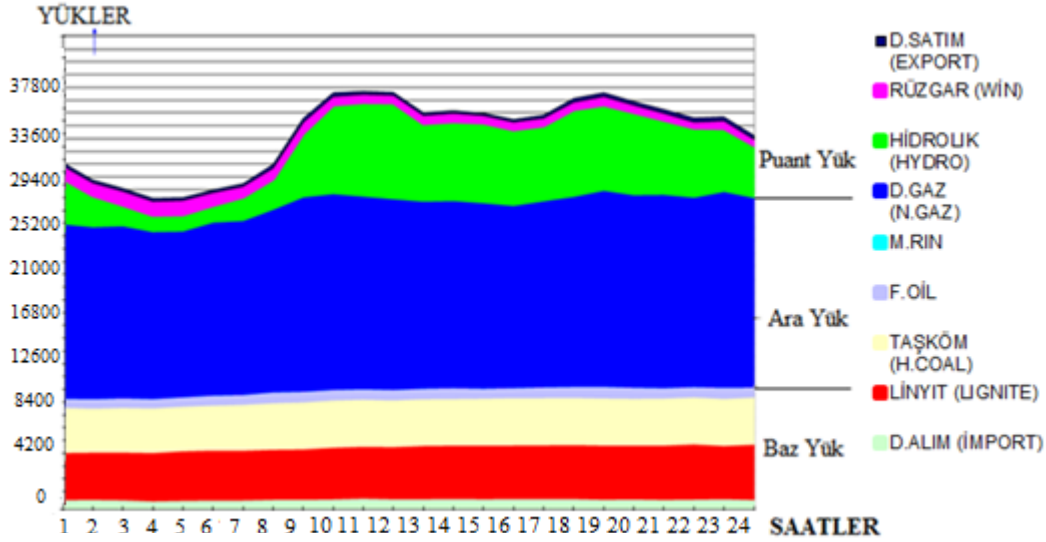
### 3.3.9.2 Konut sektöründe KGÇS -BI önündeki engeller

Konut sektöründe geniş çaplı kojenerasyon teknolojileri uygulamaları konusunda yüksek fiyatlar, sistem boyutları, mevzuat ve bilgi engelleri gibi birtakım zorluklar bulunmaktadır. Hizmet sektöründe, bazı yapılar oransal olarak daha fazla su ve ortam ısıtma soğutma yüklerine sahiptir ve yıl boyunca yükler daha dengelidir. Bu da kojenerasyon (KGÇS) çözümlerinin için rekabeti artırmaktadır [15].

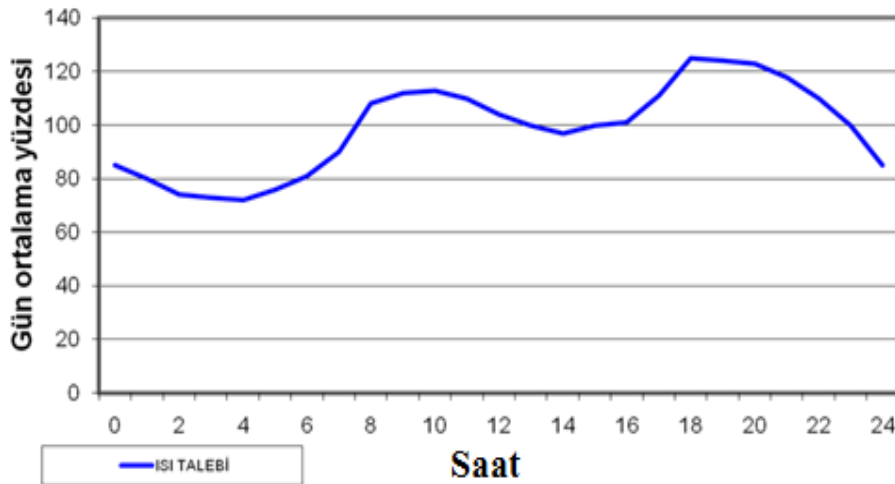
Son yıllarda, hizmet sektöründe ve toplu konutlarda KGÇS uygulamaları sürekli artış göstermiştir. Bu artışı daha küçük ölçekli sistemlerdeki fiyat düşüşü, teknolojik gelişmeler ve genellikle elektrik ve ısı yüklerini karşılayabilen kurulumu kolay sistemler tetiklemiştir. Önceleri, KGÇS daha büyük ısı yükleri olan veya şebekelerdeki elektrik arz güvenliğinin tehlikeye girebileceği durumlar için (örneğin hastaneler, oteller, büyük iş merkezleri, vb.) genellikle büyük sistemler olarak sınırlanmaktaydı.

Bina ölçekli kojenerasyon için zorluk, binanın sadece ısıtma, soğutma ve elektrik yüklerini karşılayacak derecede olmamasıdır. Isı-elektrik oranı (ortalama yıllık ısı yükü bölü elektrik yükü) genellikle KGÇS sistemi ve dizaynını belirlemede kullanılmaktadır. Teknolojilerin ısı-elektrik oranları KGÇS tesislerinin tam yük verimine yakın %75 veya daha fazla yük faktörlerinde işletileceği yerlerde genellikle 0,4 ila 2,5 arasında değişmektedir. Nominal çıktının yarısında, elektrik üretim verimi %10-%35 arasında düşüş gösterebilir ve bu yüzden dikkatli sistem dizaynı ve işletilmesi gerektiren yüksek kullanıma sahip olmak çok önemlidir. Bu sebeple

KGÇS-BIS özelliğine sahip sistemler baz yük santrali olarak çalıştırılması yönünde mevzuat oluşturulması en önemli teşviklerden bir tanesi olacaktır. Şekil 3.8’de görüldüğü üzere bugün itibariyle baz, ara, pik yük santrallerinin dağılımı Türkiye’de aşağıdaki gibidir.



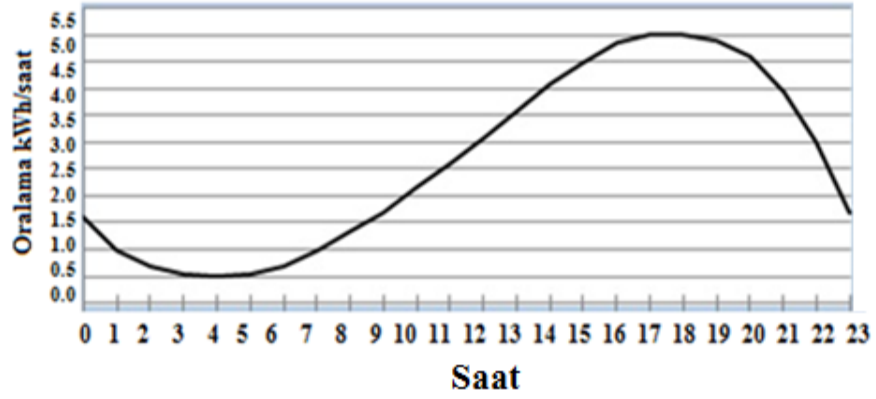
Şekil 3.8 : Türkiye, elektrik gün içi yük değişim eğrisi (TEİAŞ).



Şekil 3.9 : Evlerde gün içi ısı yükü değişim eğrisi [17].

Diğer bir anahtar nokta da günlük yük dengelemesidir. Çok iyi mantolamaya sahip enerji performansı yüksek konutlar gece vakti pik ısınma yükünü düşürürken, elektrik ve ısı talebi arasında bir uyumsuzluk olabilmektedir. Şekil 3.9’da gün içi ısı yükündeki değişim verilmiştir, 3.10’da ise gün içi elektrik yükü değişimi verilmiştir. Elektriğin maksimum talebi gün içerisinde olurken ısının maksimum talebi sene içerisindeki en soğuk günlerin gecelerinde olmaktadır. Günümüz şartlarında ülkemiz

için pek mümkün gözükme de bu dengesizliği dengeleyici unsur olarak elektrikli karayolu taşıtlarının şarjının sisteme entegrasyonu temel çözümlerden birisi olarak gözükmektedir. KGÇS santralinde gece vakti maksimum ısı taleplerini karşılarken bir yandan da üretilen elektrik ile araçlar o esnada şarj edilebilecektir. KGÇS'nin binalardaki elektrik ve ısı enerjisi ihtiyaçlarının karşılanması konusunda kayda değer bir potansiyeli vardır, fakat entegre sistemlerinin optimize kontrol ile tasarlanması elzem olacaktır [15].



Şekil 3.10 : Evlerde gün içi elektrik yükü değişimi [17].

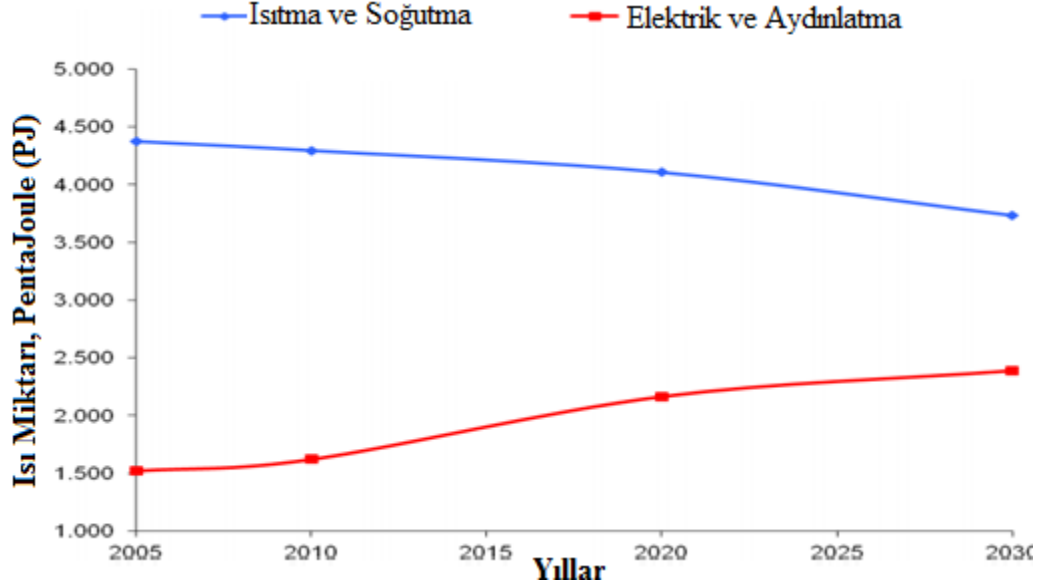




## 4. DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE BİNA VE ISI TRENDLERİ, ÖRNEK ÜLKE İNCELEMELERİ KGÇS-BİS UYGULAMALARI, TÜRKİYE ENERJİ VE BİNA SEKTÖRÜNÜN GELİŞİMİ

### 4.1 Bina Sektöründe Isı Ve Elektrik Talebi Trendleri

Bina sektöründe enerji verimliliği konusunda hiçbir önlem alınmadığı takdirde sektör enerji talebinin 2050 yılına kadar %50 artacağı tahmin edilmektedir (Building, IEA). Enerji talebindeki bu artış nüfus ve refah seviyesindeki gelişme temelli olup bu bağlamda konut sayısının, konut toplam alanlarının, elektrik ile çalışan cihazların kullanımının ve yeni ürünlere olan talebin artması ile tetiklenmektedir. Bununla birlikte, söz konusu 2050'ye kadarki %50'lik talep büyümesini, konfor seviyelerini değiştirmeden veya ev aletlerinin ve elektrik tüketen diğer ekipmanların kullanımını azaltmadan %10 ile sınırlandırmak mümkündür [15].



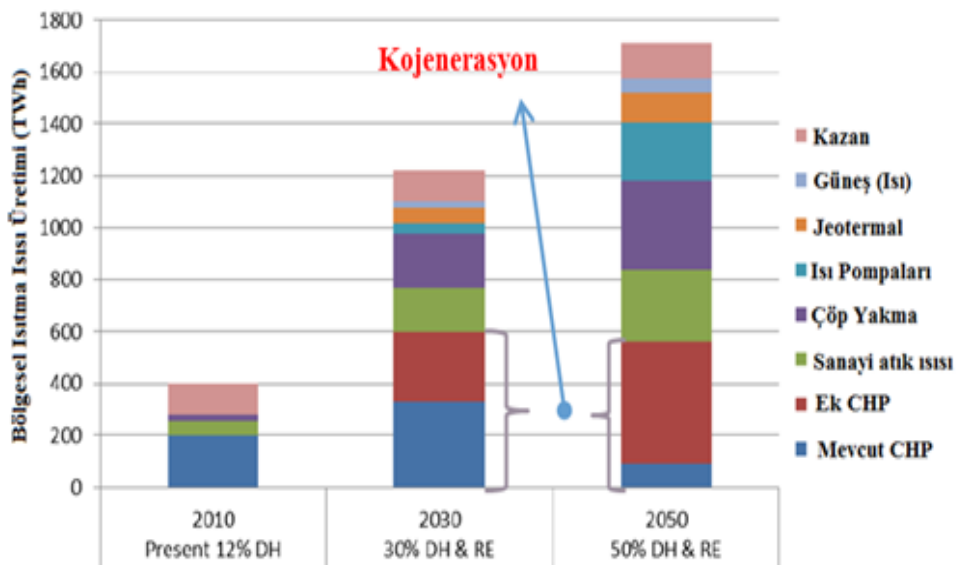
Şekil 4.1 : Elektrik ve ısı talebi trendleri, 2005 – 2030 [22].

Tahminlere göre 40 exajoule (EJ) enerji mevcut en iyi teknolojilerin konut sektöründe uygulanması ile 2050 yılına kadar tasarruf edilebilir. Enerji miktarının büyüklüğünü görme açısından, bu enerji miktarı Rusya ve Hindistan'ın şu anda tükettiği toplam enerji miktarına denktir. Söz konusu verimlilik uygulamalarına; optimum seviyede dış cephe kaplamaları,

yüksek performanslı pencereler, yansıtıcı yüzeyler, sızdırmazlık elemanları, ısı pompaları, güneş enerjisinin ısınmada kullanımı, KGÇS-BIS sistemlerinin yaygınlaşması enerji verimli ev aletleri ve ekipmanları, verimli ocaklar, katı-hal aydınlatma (LED) ve bunun gibi uygulamalardır ve bunların kullanımının büyük oranda yaygınlaşması gerekmektedir. Yeni yapılacak binaların enerji performans seviyelerinin yüksek olması ısıya olan talebi azaltacaktır. Fakat aynı zamanda, elektrikli ev aletlerinin ve ekipmanlarının kullanımının yaygınlaşması birlikte binalarda elektrik talebi artacaktır. Bu bağlamda Şekil 4.1’de görüldüğü üzere, ısı ve elektrik talebindeki değişimin önümüzdeki yıllardaki durumu gösterilmektedir [15].

Küresel sıcaklık artışını 2 °C’ye sınırlama hedeflerinde 2050 yılında konut sektöründen kaynaklı CO<sub>2</sub> emisyonlarının günümüze oranla %77 azaltılması gerekmektedir. Enerji talebinin azaltılması, yenilenebilir enerji kullanımının artırılması ve en önemlisi dekarbonize elektrik sektörü konutlardaki emisyon azaltımında ana etkenler olacaktır [7,16].

Verimlilik standartları, ısı pompaları, güneş kaynaklı ısınma ve KGÇS-BIS sistemlerinin geniş çapta kullanımı ve kullanımının yaygınlaştırılması sayesinde 2050 yılındaki elektrik talebindeki büyüme 2000 TWh kadar azaltılabilecektir. Bu da ABD’nin 2010 yılı nihai tüketiminin yarısı; Güney Amerika, Afrika ve Orta Doğu’nun ise 2010 yılı nihai tüketim toplamlarına eşittir. Bu tasarruflar ile 330 GW kömür veya 460 GW gaz santrallerinin kapasite artışı engelleyecek ve 70 milyar–150 milyar Amerikan Doları arasında tasarruf sağlayacaktır. Buna ek olarak da, büyüyen ve genişleyen iletim ve dağıtım ağlarına da yatırımı azaltacaktır.



Şekil 4.2 : Binalar için ısı üretim trendleri ve kaynak payları [22].

Bölgesel ısıtma sistemlerinin yatırımlarının ve payının artması beklenmektedir. Avrupa’da uzun vadede özellikle yenilenebilir enerji kaynaklı bölgesel ısıtmanın payı artacak, orta vadede de KGÇS-BIS olmak üzere sektör payı büyük oranda artış gösterecektir. Şekil 4.2’de artış trendi verilmektedir [15].

## **4.2 Bölgesel Öncelikler**

İklimden nüfusa, gelir seviyesinden ekonomik gelişmeye ve hane büyüklüklerine kadar birçok faktörden dolayı konut sektöründeki enerji trendleri ülkeden ülkeye farklılık göstermektedir. Acil öncelikler ve gelecek hedefleri o ülkenin enerji arzını ve tüketici profilini yansıtması gerekmektedir. Dünyada bugün için ısı konusu ağırlıklı olarak elektrik mevzuatı içerisinde yer almaktadır. Bu durum ısı marketlerinin ve ısı piyasasının gelişmesi yönünde en büyük engellerden bir tanesidir. Elektrik piyasaları, petrol piyasaları, doğalgaz piyasaları, LNG piyasaları dünyada standartlaşma konusunda sağlam bir standartlaşma altyapısına ve mevzuat altyapısına sahiptir. Bu sektörlerdeki sağlam standartlaşma ve mevzuat yapısını ısı piyasalarında yaygın olarak görememekteyiz. Isı piyasalarının en güçlü olduğu bölgeler İskandinav ülkeleri, diğer bazı Avrupa ülkeleri (Almanya, Avusturya, İtalya, Doğu Avrupa Ülkeleri gibi). Isı arz ve talebi çerçevesinde fonksiyonel bir piyasa yapısı oluşturulamamasının en temel sebeplerinden bir tanesi belki de petrol, doğalgaz, LNG, arz talep piyasasındaki uzun yıllardan beri devam eden teknolojik gelişmelere bağlı olarak standartlaşmanın oturmuş ve yaygınlaşmış olmasına karşılık ısı arz ve talebinde tüketici tarafında standart oluşturmanın çok güç olması. Yani tüketici profilindeki yaş, gelir seviyesi, sağlık durumları, tüketici alışkanlıkları vb. [15].

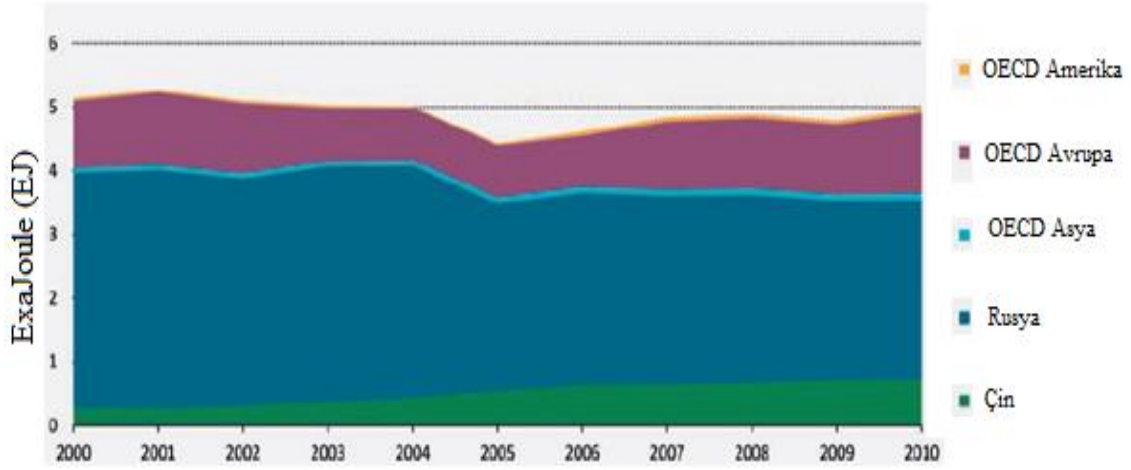
### **4.2.1 Elektrik ve konut sektörü arasındaki sinerji**

Konut ve hizmet sektörleri elektrik sektörünün karbonsuzlaştırılmasında önemli bir rol oynayacağı ön görülmektedir. 1971 yılında, konut sektörü ve hizmet sektörü nihai tüketiminde elektriğin oranı %37 idi. 2010 yılında, bu oran %50’ye ulaşmıştır. Bu da konut ve hizmet sektörlerinin elektrik sektöründeki önemini doğrulamaktadır [15].

Elektrik ile çalışan ekipmanlarının verimliliği sadece konut ve hizmet sektöründe enerji tasarrufunu değil, aynı zamanda elektrik üretim sektöründe de enerji tasarrufunu beraberinde getirmektedir. Sonuç olarak, evlerde tüketilmeyen, tasarruf edilen her birim enerji doğrudan daha fazla yakıt tasarrufuna ve elektrik üretim kapasitesinin genişlemesine önlemeye de katkı

sağlayacaktır. Örneğin, küresel elektrik üretiminin ortalama 14 400 TWh'lik kısmı fosil yakıtlara dayanmaktadır (%67) ve 142 EJ fosil enerjiye karşılık gelmektedir (2010 yılında).

Dünyadaki toplam payına bakıldığında bölgesel ısıtma dünya ısı marketinin çok küçük bir bölümünü oluşturmaktadır. Öte yandan, bazı ülkelerde, özellikle İskandinavya ülkelerinde, bölgesel ısıtma ısı marketinin yarısından fazlasını oluşturmaktadır. Şekil 4.3'te görüldüğü üzere Rusya ve Çin, dünyada satın alınan ısının büyük kısmını oluşturmaktadır. OECD Avrupa ikinci en büyük ısı tüketicisidir. Önemli bir kısmı da Avusturya'da, Çek Cumhuriyeti'nde Macaristan'da, Finlandiya'da, Hollanda'da, Danimarka'da İsveç ve Slovakya'da tüketilmektedir. BIS sistemlerinin bina ölçeğinde ısı talebini karşılama konusundaki uygulamaları büyüme gösterse de, bölgesel soğutma ısıtmaya göre daha az yaygındır [15,19,22].



Şekil 4.3 : Ülke ve bölgelere göre konut ve hizmet alt sektörlerince ısı satışları,2010 [18].

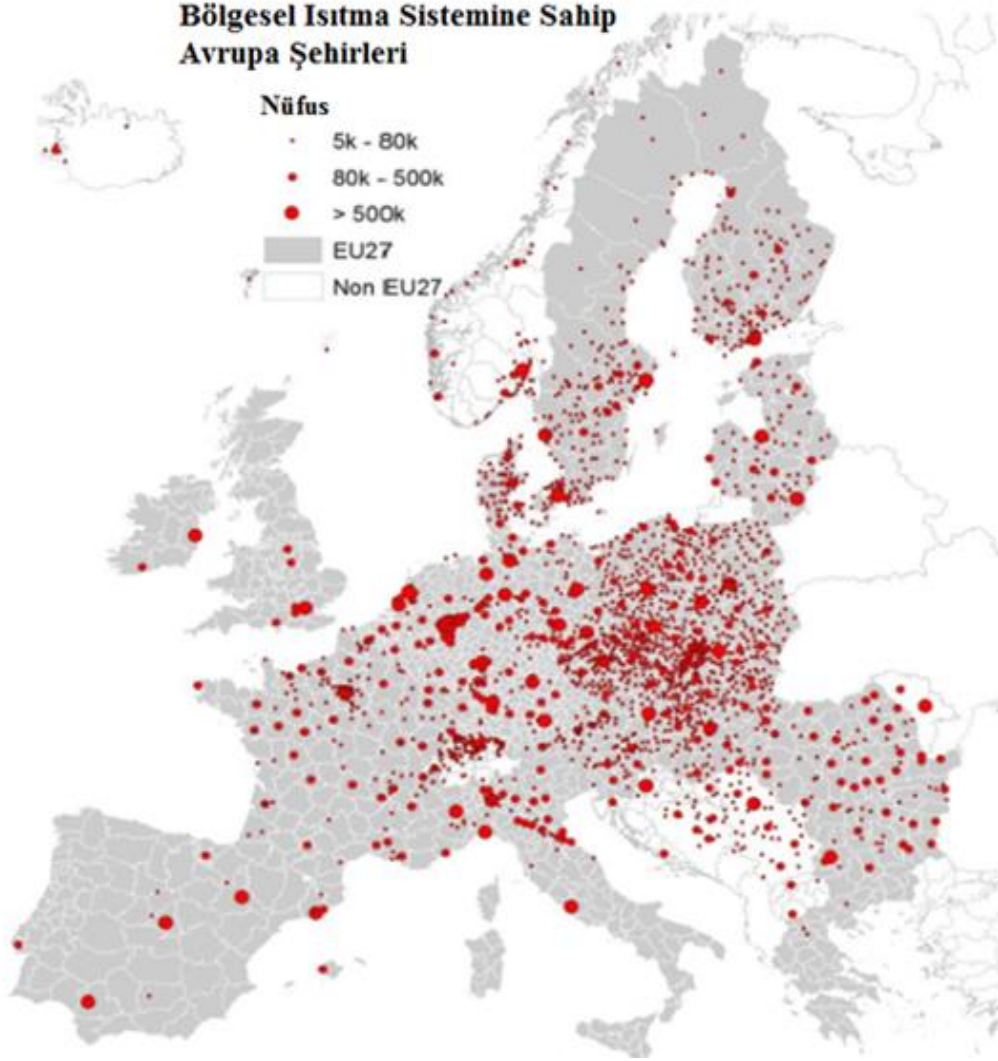
Verilerine ulaşılabilen 24 ülkede, bölgesel ısıtma sistemi ağlarının toplam uzunluğu 460 000 km'dir. Rusya 173 000 km ile, Çin de 110 000 km ile toplam uzunluğun büyük bir kısmını oluşturmaktadır [22].

## 4.3 Örnek Ülke İncelemeleri

### 4.3.1 Avrupa'da bölgesel ısıtma

Günümüzde, bölgesel ısıtma sistemlerini Avrupa'nın tamamında bulmak mümkündür, fakat yayılma seviyeleri EU27 üyesi bölgelerde oldukça farklılık göstermektedir. Görünen hakim ulusal ısı marketi bazı İskandinav Ülkelerinde ve Baltık Üyesi Bölgelerde %40-60'ları bulurken, bölgesel ısıtma sistemleri halihazırda konut ve hizmet sektörü içerisinde yapılar için olan Avrupa ısı marketinin %12'sini kapsamaktadır. Sanayi sektörü için ilgili market payı

%9'dur. Avrupa bölgesel ısıtma sistemi toplamda yaklaşık 200 000 km uzunluğunda siper/hendek uzunluğunda boru sistemlerine sahiptir. Isı satışından elde edilen toplam gelir ise yıllık 30 milyar €'dur [22].

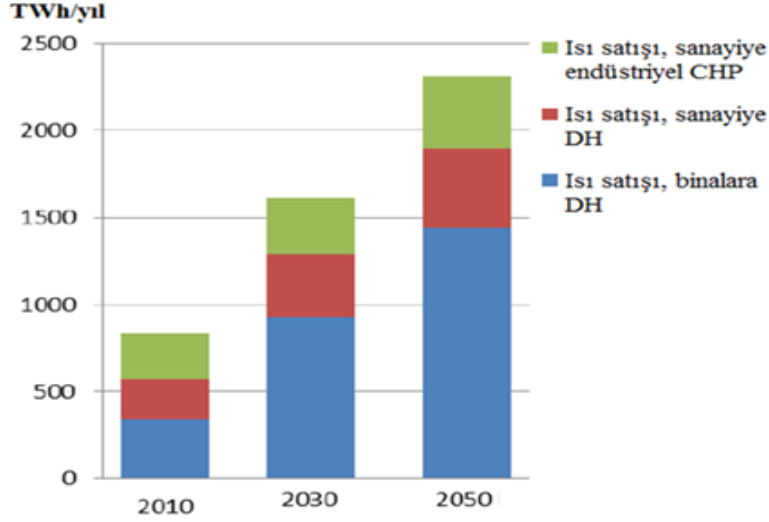


**Şekil 4.4 :** Bölgesel ısıtma sistemine sahip Avrupa şehirleri [22].

Bölgesel ısıtma genel olarak şehrsel olduğu için, ekonomik olarak uygulanabilir ısı dağıtımı için yoğunlaşmış ısı taleplerine bağlılıktan dolayı, genişleme seviyelerini bölgesel ısı marketleri payı açısından ifade etmek uygundur. Avrupa ortalaması olarak, bölgesel ısıtma mevcut ısı marketlerinin %15'ini oluşturmakta ve bu oran daha olgunlaşmış bölgesel ısıtma sistemleri sayesinde %90'lar kadar yüksek seviyelere ulaşabilmektedir [22].

Avrupa bölgesel ısıtma teknolojilerinin yayılma ve yaygınlaşması her bir kırmızı noktanın en az bir bölgesel ısıtma sistemi bulunan şehirleri gösterdiği aşağıdaki şekilden görülebilir. Bilgiler, Halmstad University District Heating and Cooling Database'inden alınan mevcut

verilere dayalıdır. Şekil 4.4 ve 4.5'te görüldüğü gibi Avrupa'da halihazırda işletmede olan yaklaşık 6 000 adet bölgesel ısıtma sistemi vardır ve bunların 5 400 adedi EU27 ülkelerinde bulunmaktadır [15,22].



Şekil 4.5 : Avrupa bölgesel ısı satışı trendi 2010–2050 [22].

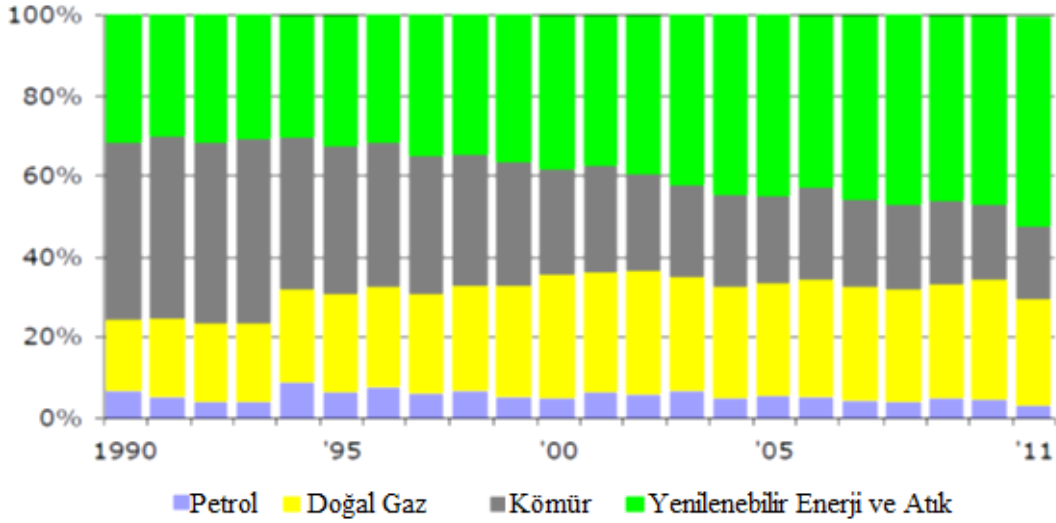
İki senaryoda son tüketim için iletilen ısı miktarları aşağıdaki grafikte verilmiştir. HRE senaryosundaki ana değişim binalara verilen ısı miktarıdır, sanayiye verilecek olan ısı ise diğer senaryo ile aynıdır. Bölgesel ısıtma için varsayılan market payı 2030'da %30, 2050'de ise %50'dir. Tahminler Heat Roadmap Europe 2050 raporu içerisinde detaylı olarak açıklanan göstergelere dayanmaktadır [22].

## 4.3.2 Danimarka

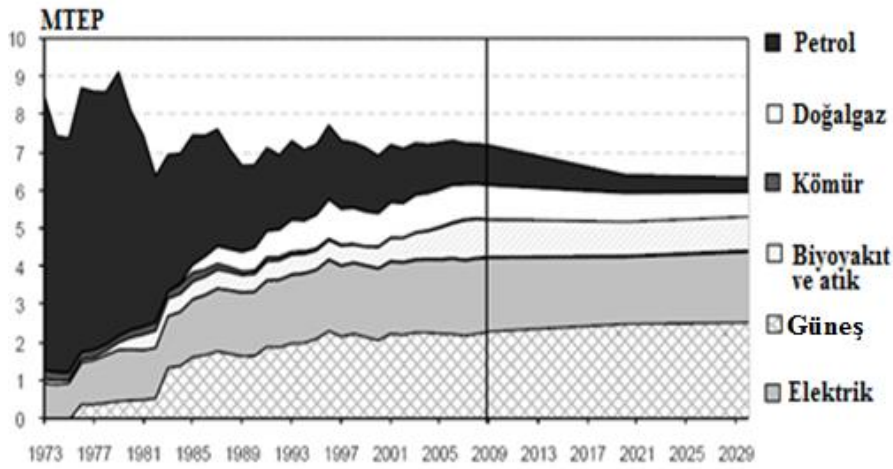
### 4.3.2.1 Üretim ve talep

Danimarka'nın nüfusu 5,5 milyondur. Ocak ayı ortalama sıcaklığı 4,9 °C, Temmuz ayı ortalama sıcaklığı 18,5 °C'dir. Bölgesel ısıtma sisteminin toplam uzunluğu 50 000 km'dir. Tüm konutların %62'si bölgesel ısıtma sisteminden ısıtılmaktadır. Kişi başı ortalama ısı tüketimi 8,3 MWh/kişi/yıl'dır. Bölgesel ısıtma Danimarka nihai enerji talebinin %17'sini oluşturmaktadır. Bölgesel ısı satışı yıllık 2,8 milyar Amerikan Doları'dır. Son 10 yılda 400 bin yeni tüketici şebekeye bağlanmıştır. Bölgesel ısıtmanın %60'ı birçoğu yerel otoritelere ait 55-60 adet santralden sağlanmaktadır. Şekil 4.6 ve 4.7'de görüldüğü üzere, 2007 yılında, bölgesel ısıtma için tüketilen yakıtların payı; %41,1 biyokütle (%19,3'ü yenilenebilir atıklar), %26,4 doğalgaz, %22,4 kömür, %4,6 petrol ve %5,6 yenilenebilir olmayan atıklardır [23,24].

Danimarka’da bulunan 2,5 milyon hanenin ısıtılmasında ağırlıklı olarak bölgesel ısıtmadan yararlanılmaktadır. Isının %6’sı elektrikli ısıtıcılardan, %15’i doğalgazdan, %4’ü sadece ısının üretildiği bölgesel ısıtma tesislerinden, %54’ü KGÇ santrallerinden, %0,4’ü ısı pompalarından ve %3 katı yakıtlardan sağlanmaktadır (Şekil 4.6) [23,24].



Şekil 4.6 : Danimarka, bölgesel ısıtma sisteminde yakıt türlerinin payı [25].

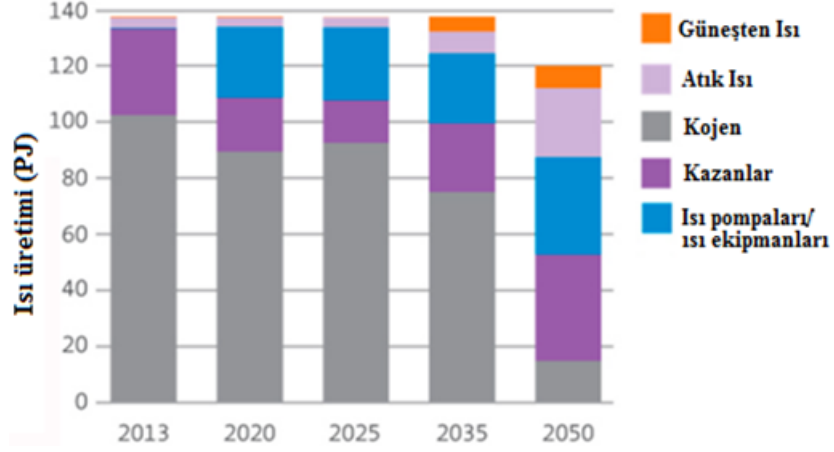


Şekil 4.7 : Danimarka, konut/hizmet sektörleri nihai enerji tüketimi [23].

KGÇ santrallerinde bölgesel ısının da üretilmesi sayesinde yakıt tüketimi ısının ve elektriğin ayrı üretildikleri duruma kıyasla %30 daha azdır. Kamusal ısı arzı öncelikli olarak iş ve konut binalarının birbirlerine yakın mesafede oldukları şehirlerde ve kentlerde görülmektedir [25].

Şekil 4.8’de Danimarka ısı üretiminde teknolojilerin payları ve trendleri verilmektedir. 2013 yılında yaklaşık 39 TWh bölgesel ısı üretimi gerçekleştirilmiştir [23].

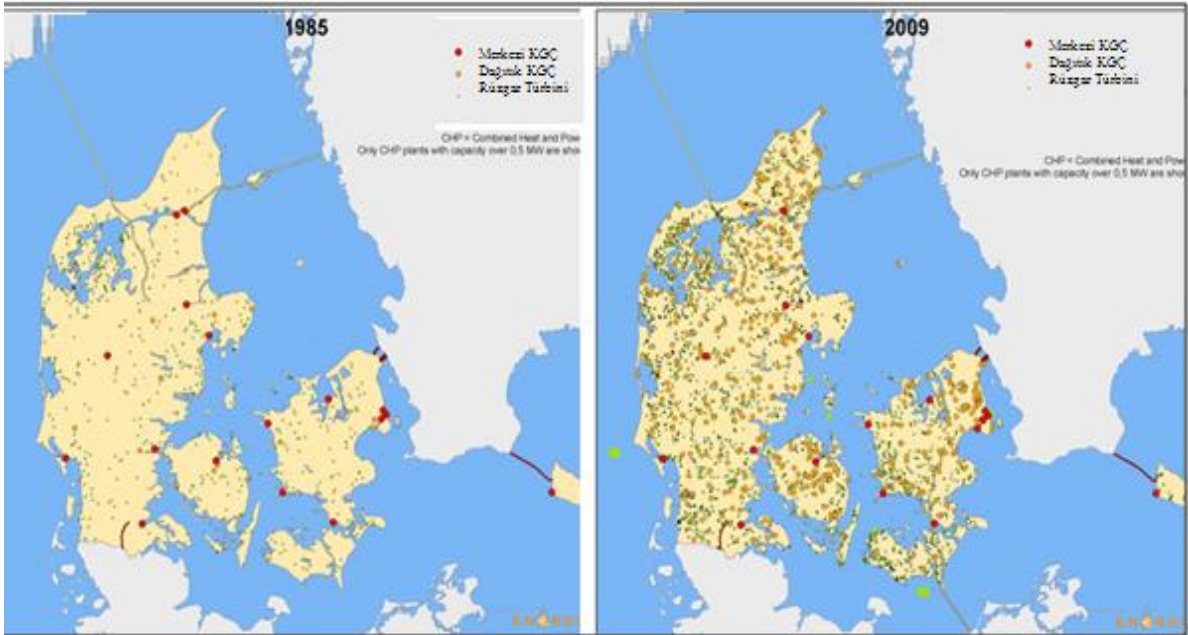




Şekil 4.8 : Danimarka ısı üretiminde kaynakların payı, 2013 [23].

#### 4.3.2.2 Endüstri yapısı ve yasal çerçeve

Danimarka bölgesel ısıtma sektöründe faaliyet gösteren şirketleri kamusal ve özel olmak üzere iki grupta inceleyebiliriz. 2012 yılı verilerine göre, Danimarka’da faaliyet gösteren kamusal bölgesel ısıtma tesislerinin 16 tanesi merkezi KGÇ santrali, 341 tanesi dağıtık KGÇ santrali ve 460 tanesi sadece ısı sağlayan kazanlardır. Özel sektör de 173 adet KGÇ santrali ile faaliyet göstermektedir. Toplama baktığımızda bölgesel ısıtma sisteminde faaliyet göstermekte olan 530 adet KGÇ santrali, 460 adet de sadece ısı sağlayan kazan bulunmaktadır. Merkezi KGÇ santralleri büyük şehirlerde, dağıtık KGÇ santralleri ve sadece ısı sağlayan kazanlar ise küçük yerleşimlerde bulunmaktadır [26].



Şekil 4.9 : Danimarka, 25 yıl içerisinde bölgesel ısıtma kojenerasyon gelişimi [25].



Danimarka AB'nin en kapsamlı kojenerasyon kaynaklı ısı ve elektrik sistemine sahiptir. Yerel yönetimleri kamusal ısı tedarikinin merkezi aktörleridir; ısıtma planları geliştirirler, bölgesel ısıtma sisteminin genişletilmesi için ve Isı Arzı Kanunundaki düzenlemelerde yapılan değişikliklerce gerekli görülen değişikliklerin uygulanması için sorumlulukları vardır. [26]

Önceleri merkezi santrallerden ısının sağlandığı büyük şehirlerde olan bölgesel ısıtma sistemleri zamanla ülke çapına yayılmıştır. Şekil 4.9'da 1985 yılındaki durumdan 2009 yılındaki bölgesel ısıtma sisteminin gelişimi görülmektedir [23].

Danimarka Enerji Ajansı bölgesel ısıtmanın işletilmesi ve kurulması için genel şartları oluşturmuştur. Bu şartlar hem maliyet-etkinliğin sağlanmasını hem de tüketicilerin ısınma fiyatlarının dikkate alınmasını amaçlamaktadır [25].

Danimarka Enerji Düzenleme Kurulu (DEDK) ve Enerji Arzı Şikayet Kurulu bölgesel ısıtma sektörünü izler ve fiyatlar, şartlar ile ilgili şikayetleri ele almaktadırlar. Bölgesel ısıtma sektörünün mülkiyeti birçok yol ile olabilmektedir. Kooperatifler, anonim şirketler ve yerel yönetim şirketleri (ilgi sıklıkla grup şirketleri ve yerel yönetim tedarik kuruluşlarıdır) bu yollardan bir kaçıdır [25].

Bölgesel ısıtma marketinde, hem üretim ve ağ şirketleri tekeldirler hem de kar amacı gütmeyecek şekilde düzenlenmişlerdir. DEDK bu şirketlerin fiyatlarını ve dağıtım koşullarını izlemektedir ve şirketler fiyatları ve koşulları kar amacı güdülmeyen sistemle bir uyumsuzluk içindeyse yasal olarak harekete geçmektedir [23].

Bölgesel ısıtma sektörü, Danimarka'nın bölgesel ısıtma sistemine bağlı konutlarının yaklaşık %60'ına ısı sağlayan 600 tedarikçiden oluşmaktadır. 55-60 kadar en büyük kuruluşlar ısının %60'ını sağlamaktadır. Bölgesel ısı üretiminin ortalama %75'i KGÇ santrallerindedir. Kalan %25 ise birincil olarak genellikle ısı üreten küçük tesislerden sağlanmaktadır. DEDK bölgesel ısıtmanın KDV hariç tam tüketici fiyatını düzenler. Bölgesel ısıtma özel bir vergi bulunmamaktadır. Bunun yerine, vergiler ve görevler bölgesel ısı üretmek için kullanılan yakıtı yansıtılmaktadır [23].

Tesislerdeki bölgesel ısıtma fiyatları kâr amacı güdülmeyen prensibe göre ayarlanmaktadır. Marketin fiyatları ayarladığı normal piyasa koşulları altında faaliyet gösteren işletmelerin aksine, bölgesel ısıtma santrallerinin fiyatları sadece gerekli üretim ve yönetim fiyatlarını yansıtılmaktadır. Isı Arzı Kanunu ısıtma fiyatlarına gerekli masrafların dahil edilmesini şart koşmaktadır ve DEDK bunları denetlemektedir [23].

DEDK çok katlı konutlar ve müstakil evler için bölgesel ısı tüketici fiyatlarını DEDK sitesinde yayınlamaktadır. Tüketiciler tedarikçi fiyatlarını buradan kıyaslayabilmektedirler.

#### **4.3.2.3 Tüketici hakları**

Bölgesel ısı tüketicileri ısılarını ister ısı tesislerinden isterlerse de KGÇ santrallerinden alabilmektedirler. Bölgesel ısıtma alanı olarak belirlenen yerleşimlerde ısı üreticilerinin tüketicilere bölgesel ısıyı ulaştırma zorunluluğu vardır. Üretim ve iletim-dağıtım şirketleri her ne kadar tekel yapıda olsa da düzenlemeler ile fiyatlandırma tüketicinin lehinedir. Tüketicie maliyet dışında ek bir ücret faturalandırılmamaktadır [23].

#### **4.3.2.4 Fiyatlar ve vergiler**

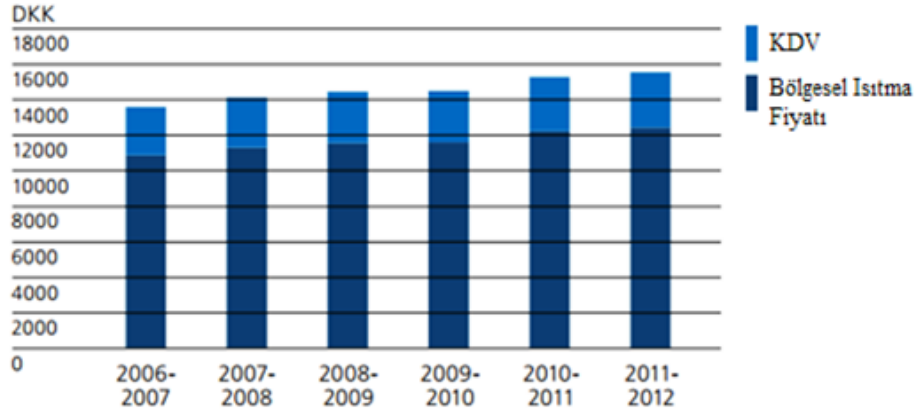
Tüketici fiyatları doğru maliyetleri yansıtmaktadır. Isı tarifeleri ve faturalandırma sistemi asıl tüketime dayanmaktadır. Her bir tüketicinin kendi ısıölçeri ve oda ısısı düzenleyici sistemi vardır [23].

Düzenlemelere göre, şirketler maliyetler dışında herhangi bir ekstra fiyatı tüketiciye yansıtamamaktadırlar. Yansıtılan fiyatlar şunlardır:

- Yakıt
- Kurulum
- Şebeke ve boru hatları
- Kurulum ve şebeke bakım-tutumu
- İşletme/çalışan giderleri
- Sigorta
- CO<sub>2</sub> vergileri, enerji vergileri ve yakıt sülfür vergileri

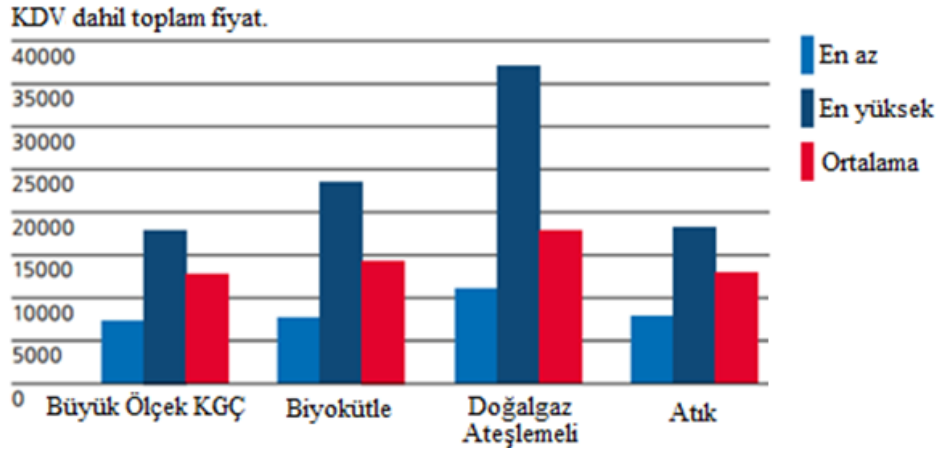
Bu düzenleme sayesinde biri tüketiciye biri ülke yararına olmak üzere iki tür fayda sağlanmaktadır. Birincisi, bölgesel ısıtma için yeni teknoloji yatırımlarının yapılması ve enerji verimliliğinin artırılması sağlanmaktadır. İkincisi de, ek ücretler getirilerek şirketlerin tekelinin tüketicilerin aleyhine bir duruma dönüşmemesini sağlamaktır [23].

Tüketici tarafındaki ortalama bölgesel ısı fiyatı 2010/2011'den 2011/2012 dönemine %2 artış göstermiştir. Şekil 4.10'daki bu artışın temel nedeni yakıt fiyatlarındaki artıştır [26].



Şekil 4.10 : Danimarka, bölgesel ısıtma ortalama tüketici fiyatları [26].

Fiyatlar 130 m<sup>2</sup> standart hane için sezon sürecinde KDV dahil asıl fiyatlar üzerinden hesaplanmaktadır. Bölgesel ısıtma asıl fiyatlarına ısı üretiminde kullanılan yakıtların vergisi de dahil edilmiştir. İstatistikler ısı fiyatında verginin, bağlantının, şebeke ücretinin payının görülmesine olanak sağlamamaktadır. Şekil 4.11’de ısı fiyatlarının santral tiplerine göre maksimum, minimum ve ortalama fiyatları verilmektedir [26].



Şekil 4.11 : Bölgesel ısıtmada santral tipine göre en az, en yüksek ve ortalama fiyatlar [26].

### 4.3.3 Finlandiya

Finlandiya ekonomisinde orman ve kâğıt sanayisi, bunların yanında yüksek teknolojide imalat, elektronik ve kimya sektörleri faaliyet göstermektedir. Ülkenin üçte biri Arktik Daire’nin üzerinde yer almaktadır. Güney ucu hariç, Finlandiya genelde kırsal ve dağınık yerleşkelerden oluşmaktadır. Enerji yoğun sanayisi ve soğuk iklimi sebebiyle, Finlandiya Uluslararası Enerji Ajansı (UEA) üye ülkeler arasında kişi başı enerji tüketimi en fazla olan ülkedir [27].

Enerji kaynaklarına bakıldığında hidrokarbonlara düşük oranda sahip bir ülkedir, bu yüzden enerji politikaları ve özellikle enerji güvenliği, devlet politikalarının ana ekseninde bulunan sorunlardır. Finlandiya kendi enerji sektöründeki araştırma ve geliştirmeye ayırdığı bütçe bakımından tüm UEA üye ülkeleri arasında ilk sıradadır. Enerji stratejilerinin odak noktaları enerji güvenliğini artırmak, dekarbonize bir ekonomi yolunda ilerleme kaydetmek ve büyük Avrupa marketinde entegrasyonunu artırmaktır [27].

Bu hedefler çerçevesinde bölgesel ısıtma ve soğutma da önemli bir yere sahiptir. Finlandiya olgunlaşmış bir bölgesel ısıtma ve soğutma sistemi sahiptir. 2011 yılında toplam ısı üretimi 34 TWh (%73 kojenerasyon kaynaklı, %27 doğrudan ısı üretimi)'dir. Bölgesel ısıtma ve Kombine Isı-Güç Çevrim santrallerine sağlanan enerji toplamı 58,1 TWh (%31 doğalgaz, %23 kömür, %22 biokütle, %18 pit, %3 petrol ve %3 diğer)'dir. Toplam nihai tüketim ise 31,2 TWh ( %54 konut sektörü, %10 sanayi, %36 diğer)'dir [27].

#### **4.3.3.1 Üretim ve talep**

Finlandiya'nın soğuk iklimi verimli ısıtma çözümlerinin geliştirilmesi için güçlü bir teşvik sağlamaktadır, bölgesel ısıtma ilk olarak 1950 yılında kullanılmaya başlamıştır [27].

Bölgesel ısıtmanın gelişimi kojenerasyon ile ele ele devam etmiş ve ikisi birlikte oldukça verimli bir biçimde Finlandiya'nın tüm enerji sisteminin omurgasını oluşturmaktadır [27].

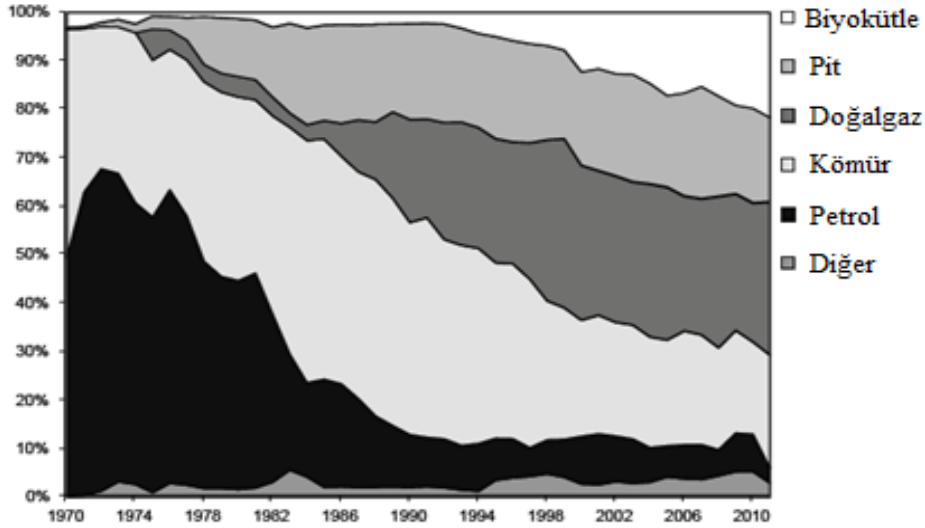
KGÇ santralleri standart ısıtma tesislerine kıyasla kapasite bakımından daha büyük güçlerde tesis edilmiş ve bunun sonucunda 2011 yılında Finlandiya bölgesel ısıtma sistemine ısının %73'ü bu kojenerasyon santrallerinden sağlanmıştır. Ülkenin toplam elektrik arzının üçte biri de yine bu kojenerasyon santrallerinden sağlanmıştır. Şekil 4.12 Finlandiya'nın bölgesel ısıtma ve bölgesel ısıtmada faaliyet gösteren kojenerasyon santrallerindeki enerji kaynağı paylarını geçmişten günümüze göstermektedir [27].

Bölgesel ısıtma ve KGÇ ayrıca işletmede geniş yelpazedeki yakıtların kullanımı yönünden de fayda teşkil etmektedir, böylece arz güvenliği açısından, fiyat ve erişilebilirlik açısından riskleri azaltmaktadırlar. Geniş çapta biokütlenin varlığı sayesinde, 1970 yılından bu yana, yenilenebilir yakıtların kullanımına doğru büyük bir geçiş yaşanmaktadır [27].

Bu yenilenebilir kaynakların kullanımına olan yapısal geçiş Finlandiya'nın elektrik ve ısı sektörünün düşük-emisyon profiline sahip olmasını sağlamıştır. Bölgesel ısıtma ve KGÇS, yenilenebilir ve atık yakıtların kullanımının artışında genellikle en iyi yöntem olarak

görülmektedir. Avrupa Birliği'nde, Finlandiya hâlihazırda biyokütle kullanımında önde olan ülkelerdendir [27].

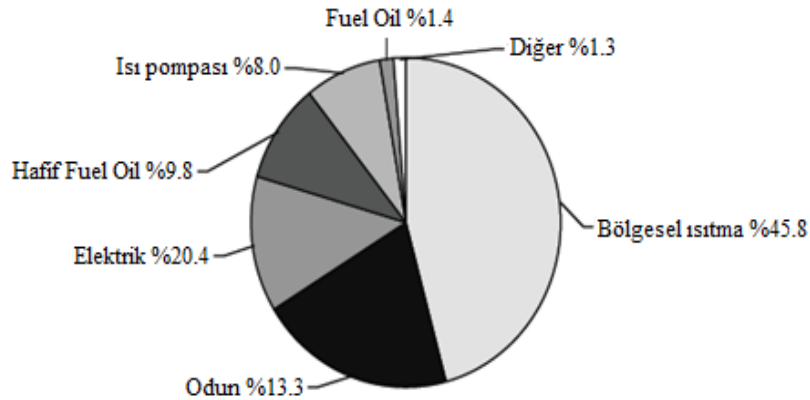
Gelişmiş teknoloji ve ısıtma ağı sayesinde, bölgesel ısıtma sistemindeki dağıtım ve çevrim kayıpları yıldan yıla önemli oranlarda düşüş göstermiştir ve kayıplar yaklaşık olarak %9'dur.



Şekil 4.12 : Bölgesel ısıtma ve bölgesel ısıtmada faaliyet gösteren kojenerasyon santrallerindeki enerji kaynağı payları, 1976-2011 [27].

Finlandiya bölgesel ısıtma marketi olgunlaşmış yapıdadır ve son yıllarda önemli bir değişiklik gerçekleşmemiştir. Mevcut bölgesel ısıtma potansiyeli iyi derecede değerlendirilmiş, bunun sonucunda da gelişme ve genişleme için mevcut bir alan kalmamıştır [27].

2010'da, Finlandiya'nın binaları ısıtmak ve sıcak su sağlamak için ihtiyaç duyulan toplam ısının %46'sı bölgesel ısıtma ile sağlanmıştır. Nihai tüketiciye ulaşan bölgesel ısının miktarı 2011 yılında 31,2 TWh olmuştur. 2002'de bu miktar 24,4 TWh olarak gerçekleşmiştir.

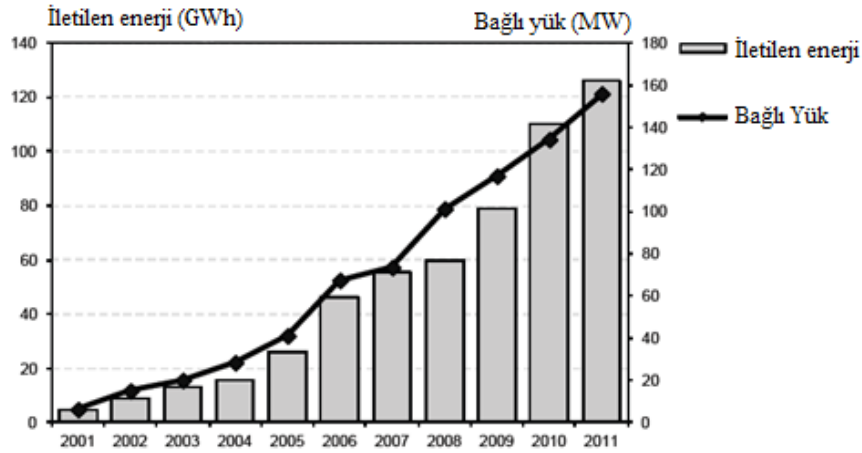


Şekil 4.13 : Finlandiya; konut, hizmet ve kamu binalarında ortam ısıtmanın market payı [27].

Bölgesel ısıtmanın ana faydalanıcıları şehir yerleşimleri, apartmanlar, kamu ve ticari binalardır. Bölgesel ısıtma ile toplam 2,7 milyon kişinin yaşadığı evlere ısı arzı gerçekleşmektedir. Çok haneli binalar (market payının %90'ı, 2011), ticari ve kamu binaları (market payının %70'i, 2011) için bölgesel ısıtma ana yöntemdir. Müstakil ve yarı müstakil konutlarda market payı %15'dir. Bunlara ek olarak, son yıllarda ısı pompalarının kullanımı 2005 yılında 0,6 TWh (2,3 PJ) iken beş kat artışla 2011 yılında 3,5 TWh'e ( 12,5 PJ) çıkmıştır. Şekil 4.13'te Finlandiya ısı marketinin diğer enerji kaynaklarına göre payı verilmiştir. Günümüzde, Finlandiya'da ortam ısıtmada ısı pompaları kullanımının payı %8 olmuştur [27].

Bölgesel soğutma, ısıtmaya kıyasla son yıllarda gelişme göstermiştir. İlk olarak 1990 yılında tanıtılmıştır. Genellikle ofislerde, alış-veriş mağazalarında ve sanayi prosesinde ortam soğutma için kullanılmaktadır. Büyüme özellikle son yıllarda gerçekleşmiştir. 2004 yılındaki 16 GWh toplam satış, 2009 yılında 79 GWh'e, 2011 yılında da 126 GWh'e çıkmıştır.

Şekil 4.14'de verilen Finlandiya'nın bölgesel soğutma kapasitesi soğurma, kompresör ve ısı pompaları dâhil 123 MW'tır. Toplam serbest soğutma kapasitesi 111 MW'tır; ancak, bu kapasitelere erişim aynı anda gerçekleşmemektedir. Finlandiya yönetimince beyan edilen toplam soğutma depolama kapasitesi yaklaşık 39 MW'tır. Yeni gelişen teknolojiler ile birlikte Finlandiya bölgesel soğutma marketinin hala genişleme potansiyeli mevcuttur.



Şekil 4.14 : Bölgesel soğutmada iletilen enerji ve sisteme bağlı soğutma yükü, 2001-11 [27].

#### 4.3.3.2 Endüstri yapısı ve yasal çerçeve

Finlandiya bölgesel ısıtma ağı toplam 13 058,4 km'dir (2011) [27].

Yaklaşık 150 adet bağımsız bölgesel ısıtma şirketi sektörde faaliyet göstermektedir. Şirket büyüklükleri küçük belediyelerde yıllık 5 GWh altındaki satışlardan Helsinki'de 7 000 GWh

üzeri satışlara kadar büyük farklılıklar göstermektedir. Bölgesel ısıtma şirketlerinin %97'si ısı satışının da %86'sı genelde belediyelere aittir. Yaklaşık 40 bölgesel ısıtma şirketi Kombine Isı-Güç Çevrim Santrali (KGÇS) olarak faaliyet göstermektedir, bu nedenle elektrik üretimi de gerçekleşmektedir.

Bölgesel ısıtma ağlarına üçüncü şahıs erişimi bulunmamaktadır ve ısı arzı üreticiyle dağıtıcı arasında yapılan anlaşmaya dayanmaktadır [27].

Endüstri tarafından, Adil Bölgesel Isıtma kalite etiketi geliştirilmesine ve Finlandiya Enerji Endüstrisi tarafından yönetilmesine rağmen, bölgesel ısıtma ve soğutmayı veya kojenerasyon sektörünü özellikle ilgilendiren herhangi bir mevzuat veya bir başka düzenleme bulunmamaktadır. Rekabete ilişkin, tüm işletmelerde tüketici ve güvenliği ilgilendiren genel mevzuat burada uygulanabilmektedir. Mevzuatın sadece birkaç bölümü bölgesel ısıtma ve kojenerasyon sektörü üzerinde direkt etkiye sahiptir. Bunlar Rekabet Sınırlama Kanunu, Elektrik Piyasası Kanunu, Elektrik ve Belli Yakıtlar Tüketim Vergisi Kanunu, Sıvı Yakıtlar Tüketim Vergisi Kanunu ve Arazi Kullanımı ve İnşa Kanunudur [27].

Rekabet Kanunu genel olarak marketlerin fonksiyonlarına katkıda bulunmaktadır. Sabitlenmiş fiyatları yasaklar. Rekabet Sınırlama Kanununa göre, bölgesel ısıtma sistemleri baskın bir market pozisyonuna sahiptir ve Finlandiya Rekabet Kurulu bu pozisyonun suistimalini engellemek için bu yasakları koymaktadır.

Bölgesel ısıtma fiyatlandırması veya karı için herhangi bir sabitlenmiş veya ayarlanmış seviye bulunmamaktadır ve her bir duruma göre "makul" fiyatlandırma ve karlar dikkate alınmaktadır. Çok büyük oranda tüketici bölgesel ısıdan yararlanmasına rağmen, son yıllarda çok az müşteri tarafından şikâyet alınmıştır.

Elektrik Piyasası Kanundan uyarlanan Elektrik Marketi Kararnamesinde, kojenerasyondaki fiyatlandırma hem elektrik hem de ısı olarak ayrılmalıdır, fakat ayrımın oranı ve hesaplama metodu tanımlanmamıştır. Üreticilerin kullandıkları metodu Elektrik Piyasası Kuruluna raporlamaları gerekmektedir [27].

#### **4.3.3.3 Tüketici hakları**

Isı arzı için bölgesel ısıtma şirketiyle kontrat imzalandığında, müşteri bölgesel ısıtma ağına katılmak için bir bağlantı ücreti ödemektedir. Bağlantı ücreti bölgeye ve binaya gerçekleştirilen bağlantının büyüklüğüne göre farklılık göstermektedir [27].

Eğer müşteri bölgesel ısıtma sisteminden ayrılıp bir başka ısı kaynağına geçiş yapmak isterse, özel müşteriler için bir ay öncesinden, diğer müşteriler için de 6 ay öncesinden haber verildiği takdirde imzalanan sözleşme iptal edilebilmektedir. Birçok durumda, sözleşmenin iptali şirket tarafından bağlantı ücretinin geri ödenmesi beklenirken, bağlantının fiziksel olarak kesilmesi ile oluşan masraflar bu ödemedeki düşülmektedir.

Isı değiştiricisi ve bina içi ısı dağıtımını sağlayacak ekipmanlar müşteriye aittir. Herhangi özel birim durum olmadığı sürece (yukarıdaki gibi), prensipte bölgesel ısıtmadan ayrılıp herhangi bir ısı kaynağına geçmek müşterinin kendi inisiyatifindedir, örneğin kazan veya toprak kaynaklı ısı pompası kullanımı gibi [27].

#### **4.3.3.4 Fiyatlar ve vergiler**

Bölgesel ısıtma fiyatlarında kayda değer farklılıklar mevcuttur. En pahalı belediye fiyatı, en ucuz belediye fiyatının %200'ünden daha fazladır. Bu fiyat farklılıkları bölgesel ısıtma şirketlerindeki mülkiyetler, kârlılık gereksinimleri, kullanılan yakıt türü ve coğrafi koşullar gibi değişik faktörlerden kaynaklanmaktadır. Tüketicinin bölgesel ısıtmanın yanında istediği ısı kaynağı opsiyonlarına sahip olması genellikle bulunan coğrafi koşul ile doğrudan alakalıdır. Çok haneli konutlar için düşük fiyat Haapajarvi'de bulunmakta ve 40 €/MWh'tir. En yüksek fiyat ise Kristiinankaupunki belediyesinde bulunmakta ve 119 €/MWh'tir. 2006 ve 2011 arasında, fiyatlar ortalama olarak %48 civarında artış göstermiştir [27].

#### **4.3.4 Estonya**

Estonya büyük oranda enerji açısından kendi kendine yetebilen bir ülkedir. Elektrik ve ısı gibi ihtiyaçlarını milli kaynaklarından karşılayabilmektedir. Isı ve elektrik üretiminde petrolü şeyl rezervlerinin kullanımı Estonya'ya enerji özerkliği sağlasa da, bu kaynağın elektrik ve ısıya dönüşümü esnasında yoğun miktarda CO<sub>2</sub> açığa çıkmakta ve uzun vadede sürdürülebilirlik konusunda sorun teşkil etmektedir. Estonya uzun vadede petrolü şeylin elektrik üretimi için kullanımını azaltacak önlemleri araştırmakta, petrolü şeyl kullanımını azaltırken de kaya petrolü üretimini artırmayı hedeflemektedir. Böylece ekonomik faydanın yanında enerji arzında kaynak çeşitliliği de artırılabilir [28].

Politikalardaki öncelik enerji sektörünün karbon yoğunluğunu azaltmaktır. Estonya açık bir şekilde daha enerji-verimli ve sürdürülebilir ekonomiye sahip olmayı amaçlamaktadır. Enerji güvenliğini güçlendirecek politikalar ve önlemler enerji-verimliliğini ile birlikte birbirlerini tamamlayıcı unsurlar olacaktır [28].

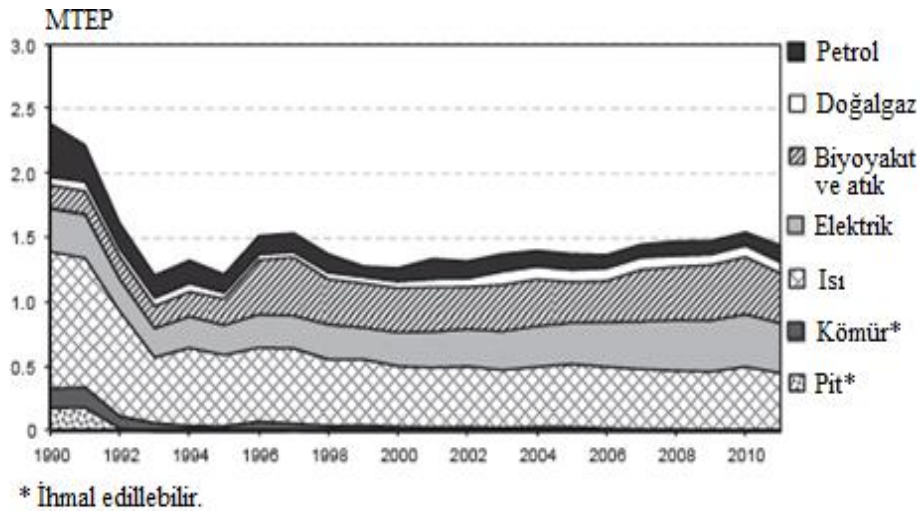


Enerji verimliliği çalışmalarında en önemli noktalardan birisi de bölgesel ısıtma sistemi altyapısı ve geliştirme çalışmalarıdır. Estonya binalarda, bölgesel ısıtmada kayda değer derecede enerji tüketimini azaltacak potansiyele sahiptir. Enerji verimliliği için devlet fonu programlarının uygulanması, iklim değişikliği ve bölgesel ısıtma için desteklerin farklı fon programlarına yayılacağı görülmektedir.

Estonya'da bölgesel ısıtmaya olan bağlılık, bölgesel ısıtmada biokütle vb. ile ısı üretiminde kaynak çeşitliliğinin sağlanması ve ısı üretim verimlerinin kojenerasyon uygulamaları ile artırılmasını düşük-karbon ve enerji arz güvenliği hedefleri doğrultusunda zorunlu kılmaktadır [28].

#### 4.3.4.1 Üretim ve talep

Estonya'nın nihai enerji tüketimi 2011 yılında 2,8 MTEP'tir. Bunun tüketimin %32,8'i konut sektöründe gerçekleşmektedir ve Şekil 4.15'te kaynak payları verilmektedir. Konut sektöründe gerçekleşen nihai tüketim taşımacılık, sanayi ve hizmet sektörleri arasında en yüksek olanıdır. Bunun temel nedeni eski bina stoklarından ve soğuk iklimden kaynaklan yüksek ısı talebidir [28].



Şekil 4.15 : Estonya, konut ve hizmet sektörleri nihai tüketim [28].

2011 yılında üretilen toplam ısı miktarı 9,1 TWh'tir. Bunun 3,5 TWh'i elektrik santrallerinde ve 5,6 TWh'i ısı santrallerinde üretilmiştir. Yaklaşık 3,9 TWh ısı evlerde tüketilmiştir.

Bölgesel ısıtma ağındaki kayıplar yaklaşık %22 civarındadır. Daha iyi izolasyon ve enerji verimliliği önlemleri ısı talebini düşürmüştür, fakat bu müşteri sayısındaki artış ile telafi edilmektedir [28].

Estonya 630 000 adet konut bulunmaktadır. Mevcut binaların enerji yoğunluğu 200 kWh/m<sup>2</sup>/yıl'dır. Tipik soğuk iklime sahip Avrupa ülkelerinde binalar genelde eski ve çok katlı ticari binalardan ve de apartmanlardan oluşmaktadır. Elektrik ısınma için neredeyse kullanılmamakta, genelde ev aletleri ve aydınlatma için kullanılmaktadır. Isı bölgesel ısıtma ile sağlanmakta ve nüfusun %70'ine ulaşmaktadır. Gelecek hedeflerinde binaların enerji yoğunluklarını azaltmak üzere detaylı incelemeler ve yenilikler neticesinde ısıtma yoğunluğunun mevcut binalarda 150 kWh/m<sup>2</sup>/yıl değerine çekilmesi beklenmektedir.

Estonya'da KGÇ santrallerinin toplam elektrik üretimindeki payı %10,4'tür. Gaz formundaki birincil enerji kaynaklarının %50'si (2,5 PJ) hâlihazırda elektrik üretimi için KGÇ santrallerinde tüketilmektedir. Kalkınma planlarında 2018 yılına kadar kojenerasyon payının %20 olması hedeflenmektedir. Elektriğe olan ihtiyacın artması ve enerji verimliliği çalışmaları ile ısıya olan talebin azalması ile birlikte KGÇ-BI uygulamalarında fiyatlandırmalar önem teşkil edecektir [28].

Estonya'da ısı talebinin %70'i bölgesel ısıtma ile sağlanmaktadır. Ülke kapsamlı fakat yaşlı bir bölgesel ısıtma ağına sahiptir. Ağın toplam uzunluğu 1 400 km'dir. 230 adet bölgesel ısıtma bölgesel ısıtma bölgesi vardır ve bölgelerde iletilen ısı 0,25 GWh'ten 1 585 GWh'e kadar değişiklik göstermektedir. Ağların çoğu eski ve verimsizdir. Ağ kayıplar %22 oranındadır ve ülke hedefi bu ağ kayıplarını 2015 yılına kadar %15'e indirmektir.

Başkent Tallinn de dahil olmak üzere bölgesel ısıtma büyük şehirlerde kullanılmaktadır. Yeni çöpten ısı üretim tesisleri kurulmakta ve kullanılmaktadır. Verimli bir atık toplama sistemi vardır ve her yıl 450 kiloton (kt) belediye atığı toplanmaktadır. May 2013'te yeni atıktan kojenerasyon tesisi işletmeye alınmıştır. Her yıl 220 kt belediye atığı burada tüketilmektedir. Santral 17 MW elektrik, 49 MW ısı kapasitesine sahiptir. Estonya aktif olarak biyokütle belediye atıkları, KGÇS atık ısısı gibi alternatif enerji kaynaklarını bölgesel ısıtma sistemleri geliştirmeyi hedeflemekte ve bu yolda ilerlemektedir [28].

2009 yılında Estonya Çevre Yatırım Merkezi tarafından 2 yıllık dönem içerisinde 60 BI projesini desteklemek üzere toplamda 40 milyon € fon açılmış ve açılışın ardından fonun tamamı tüketilmiştir. Hâlihazırda Yatırım Merkezi yeni yatırımlara fon için talep toplamaktadır [28].

#### **4.3.4.2 Bölgesel ısıtma bölgeleri**

Belirlenen bölgelerde tüm tüketiciler ağa bağlanmak zorundadırlar. Sadece BI bölgesi olarak ilan edilmeden önce o alanda bulunan haneler ısı kaynağı seçme şansına sahiptirler, fakat

bunların dışında kalanların herhangi bir seçim hakkı yoktur. Bu da bölgede faaliyet gösteren ısı şirketini tekel durumuna getirmektedir.

Fiyatlar bir önceki bölümde de bahsedildiği gibi Rekabet Kurulunun onayından sonra belirlenmektedir [28].

Her bir bölge için farklı maksimum ısı fiyatları belirlenmektedir. Sağlayıcının ekonomik refahı ve verimliliği satış hacmine, kullanılan yakıta, sistemlerin teknik verimine ve sağlayıcının bölgesel ısıtma sistemlerinin yüksek verimlilik ve sürdürülebilirliğine yatırım yapabilme durumuna bağlıdır.

Birincil yakıtların fiyatları olarak, özellikle doğalgaz ve petrollü şeyl, son yıllarda artmış, yakıt maliyetleri tüm masraflarının %70'i ve daha fazlasını teşkil eden ve daha öncesinde yerel yönetimin düzenlemesi altında küçük-ölçekli ısı sağlayıcıları, ısıtma limit fiyatlarının onayı için başvurularında daha aktif olmaktadır [28].

#### **4.3.4.3 Endüstri yapısı ve yasal çerçeve**

Estonya'da bölgesel ısıtma konut sektörü enerji tüketiminin büyük bir kısmını oluşturmaktadır (%30). Nüfusun yaklaşık %70'i, 230 ısıtma bölgesinde bulunan 200 tesisçe sağlanan bölgesel ısıtma sistemine erişime sahiptir. Bölgesel ısıtma sistemleri bazı bölgelerde belediyeye ait olsa da, genelde sistemler özel sektör mülkiyetinde ve işletmesi altındadır. Isıtma için kullanılan temel yakıtlar; biokütle, doğalgaz ve kaya petrolüdür [28].

Estonya; biokütle, belediye atıkları ve kojenerasyon santrallerinin atık ısıları gibi farklı enerji kaynaklarını kullanarak yeni bölgesel ısıtma tesislerinde çeşitliliği aktif olarak geliştirmektedir. Son ilerlemeler büyük şehirlerde yeni biokütle yakıtlı KGÇ santrallerini içermektedir [28].

Bölgesel Isıtma Kanunu (BIK) ısının üretimi, iletim-dağıtımını ve satışını düzenlemektedir. BIK Şubat 2003'te yürürlüğe girmiş ve bu tarihten itibaren birkaç değişiklik geçirmiştir. Isının üretim, iletim-dağıtım ve satışı için ayrı hesapları tesis etmek diğer alanlardaki aktiviteler için bir şirkete gereksinim vardır [28].

BIK aynı zamanda KGÇ santrallerinde üretilen ısının fiyatlandırılması sürecinde Rekabet Kurulunun onayını şart koşmaktadır. Elektrik Piyasası Kanunu (EPK)'na göre, elektrik de üreten KGÇ santrali sahibi üretici fiyatlandırma ile ilgili hususta, Rekabet Kurulu talep ettiğinde, elektrik üretimindeki ve elektrik ile birlikte ısı üretim durumundaki gelirleri, harcamaları ayrı ayrı olmak üzere Rekabet Kurulu'na iletme yükümlülüğündedir. Rekabet

Kurulunun buradaki görevi, elektriğin çapraz-sübvansiyonun maliyetlerin tahsisinden ayırıp ısının fiyatını onaylamaktır.

2012 yılı sonunda, bölgesel ısıtmada maksimum fiyatın ağırlıklı ortalaması 57 €/MWh idi. En düşük fiyat 27,48 €/MWh ve en yüksek fiyat 90,3 €/MWh olarak gerçekleşmiştir. Kural olarak, maksimum fiyat asıl satış fiyatı olarak dikkate alınmaktadır [28].

Maksimum fiyatı onaylamak için metodoloji ve prosedür Rekabet kurulunca belirlenmektedir ve Kasım 2010 yılından bu yana tüm ısı şirketleri kendi maksimum fiyatları için Rekabet Kurulu'nun onayına ihtiyaç duymaktadırlar. Bu tarih öncesinde, 50 GWh/yıl üzerinde ısı sağlayan şirketler Rekabet kurulu onayına ihtiyaç duymaktayken, diğerleri fiyatları yerel belediyelerce belirlemekteydi [28].

Maksimum fiyat belirlenmesindeki temel düzenleme maliyetlerin esas alınarak tahminlerin yapıldığı bir sisteme dayanmaktadır. Eğer Rekabet kurulunca belirlene fiyat tüm ücretleri kapsamaz ve uygun karı sağlayamayacak derecedeysen, şirket yeni fiyat önerme hakkına sahiptir.

Estonya'da, bölgesel ısı sağlayıcıları birkaç sebepten dolayı markette baskın olabilmektedirler. Hem bir başka tip ısı kaynağına olacak dönüşümünün teknik zorluğundan ve hatta imkânsızlığından, hem ayrı bir ısı kaynağı kurulmak istendiğinde emisyon lisansına ihtiyaç duyulmasından, hem de elektrik arz sistemindeki sınırlamalardan dolayı ek güç kapasitesinin olmayışından, dahası birçok belediye yönetimi yerel bölgesel ısıtma sistemlerini tekel yapan bölgesel ısıtma alanları kurmasından dolayı şirketler markette baskın olabilmektedirler [28].

#### **4.3.4.4 Tüketici hakları**

2003 Bölgesel Isıtma Kanunu (BIK) yerel yönetimlere, gaz arzının olmadığı bölgelerde ve alternatif ısı kaynağına erişimin olmadığı yerlerde bölgesel ısıtma sistemleri kurma zorunluluğu getirmiştir. Bu yerel yönetimlerde bölgesel ısıtma kullanımı zorunludur. Eğer tüketiciler bölgesel ısıtma yerine yenilenebilir kaynaklı ısıtma yapacaklarsa bu zorunluluk ortadan kalkmaktadır. Gelecekte güneş kaynaklı ısınma da gündeme gelecektir. [28]

#### **4.3.4.5 Fiyatlar ve vergiler**

Mevcut ısı fiyatlandırması sürdürülebilir kalkınmayı destekleyecek haldedir. Maksimum ağırlıklı ortalama ısı fiyatı 57 €/MWh'dir ve kural olarak maksimum fiyat asıl satış fiyatı olarak belirlenmektedir. Bu fiyatlar doğrultusunda Estonyalı tüketiciler her yıl 400 milyon

Euro bölgesel ısıtma sistemine ödeme yapmaktadırlar. Bu fiyatlar her bölgede farklılık göstermektedir. 2009 yılında 164 şirketin 36'sında yapılan denetlemede bölgesel ısıtmanın elektrik ile ısınmadan daha pahalı olduğu görülmüştür. Bu yüksek fiyatlar, yüksek yakıt fiyatları, eski kazan ve yüksek derecede ağ kayıplarına bağlanmaktadır.

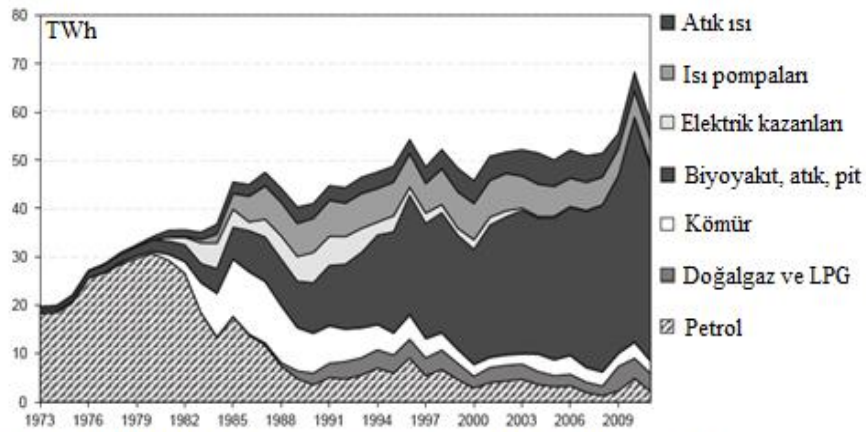
28 yerel yönetimin ısı ağı kayıpları %25'in de üstündedir. Ulusal Denetleme Kurulu analizlerine göre, 2009 yılında tüketiciler bu kayıpları karşılama üzere 44 milyon € fazla ödeme gerçekleştirmişlerdir. Yine de bazı sistemlerde bu kayıplar tüketiciye yansıtılmamaktadır [28].

Fiyatlarda makul şeffaflık ve sistemlerde verimlilik fırsatları olamadan market aktörleri için ekonomik kararlar vermek zorlaşmaktadır. Estonya'da, diğer yerlerdeki gibi, hem yaşlanan sistemlerin güvenilirliğinin hem de ekonomik ve termal verimlerin artırılması için reel ve acil bir ihtiyaç vardır.

Çoğu bölgesel ısıtma sistemi hem bina hem de hane bazında yetersiz ölçüme sahiptir ya da hiç ölçüm yapılmamaktadır. Nihai tüketim ölçümünün ekonomik olmadığı yerlerde dahi, kullanıcılar kullandıkları hizmetin fiyat karşılığını gösteren düzenli faturalar almaktadırlar.

### 4.3.5 İsveç

#### 4.3.5.1 Üretim ve talep



Şekil 4.16 : Bölgesel ısıtma için enerji girdisi, 1970-2011 [29].

Bölgesel ısıtma ilk olarak 1950'de kullanılmaya başlanmıştır. 1970'den beri, önemli ölçüde emisyon azaltımı sağlayan yenilenebilir yakıtların kullanımına doğru köklü bir geçiş yaşanmaktadır. 2011 yılında bölgesel ısıtma sistemi yaklaşık 600 TWh ısı arzı gerçekleştirmiştir. Bölgesel ısıtma için %39,2 odun yakıtları ve diğer biyoyakıtlar, %18,2

belediye atıkları, %3,8 pit ve %6,1 atık ısı kullanılmıştır. Petrol, doğalgaz ve kömürün payı oldukça küçüktür [29].

Son on yılda atık miktarın artma yaşanmıştır ve bazı İsveç şehirlerinde, bölgesel ısıtma sistemleri ağırlıklı olarak atıkların yakılmasına dayanmaktadır. 2002 yılında ve 2005 yılında yakılabilecek özellikteki atıkların çöp bölgelerinde biriktirilmesi yasaklandığı için atıkların yakılmasında bir artış meydana gelmiştir. Elektrik kazanlarında ve ısı pompalarındaki düşüş bölgesel ısıtma sektöründe elektrik tüketimini azaltmıştır. Ancak, bu durum sanayi sektöründeki bölgesel ısıtmayı kapsamamaktadır, çünkü sanayi sektöründeki ısıtmada ağırlıklı olarak elektrik, biyoyakıtlar ve pit kullanılmaktadır [29].

Şekil 4.17’de 1970-2011 yılları arasında bölgesel ısıtma için tüketilen enerji kaynakları ve miktarları gösterilmektedir. Gelişmiş teknoloji ve ağ geliştirmeleri ile iletim-dağıtım ve dönüşüm kayıpları yıldan yıla önemli ölçüde düşmüştür. 1980 yılında %19 olan kayıplar 2000 yılında %11 seviyelerine kadar gerilemiştir [29].

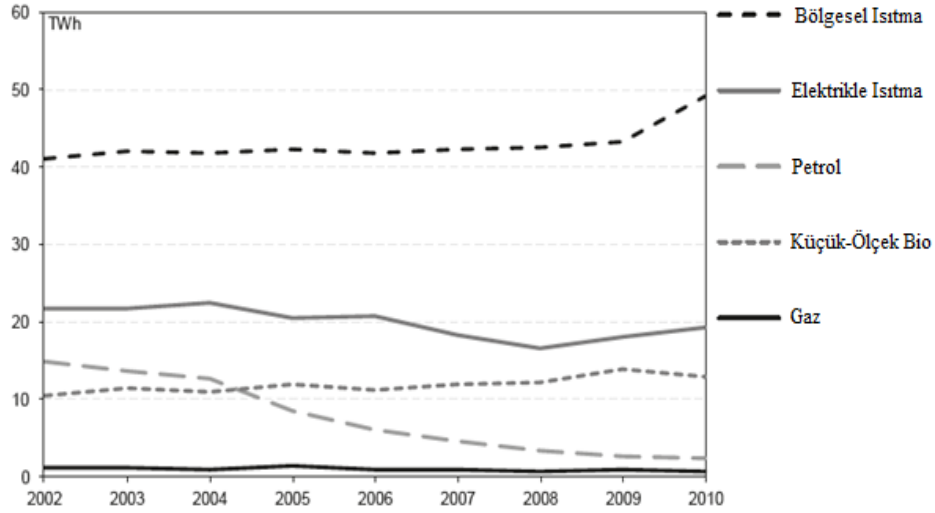
Bölgesel ısıtma marketinin değişmesi ile KGÇS’ne dayalı ısı üretimi de yıldan yıla gelişim göstermiştir. Şekil 4.17’de KGÇ payı verilmektedir ve 2011 yılında bölgesel ısıtmada kojenerasyonun payı %41 olmuştur.



**Şekil 4.17 :** İsveç bölgesel ısıtma sisteminde KGÇ’nin payı, 1983-2011 [29].

Bölgesel ısıtma çok katlı binalarda (2010 market payı %93) ve konut sektörü dışındaki bina sektöründe (2010 market payı %83) önde gelen ısıtma yöntemidir. Müstakil ve yarı müstakil konutların ısı marketindeki payı da %16’dır [29].

Şekil 4.18’de bölgesel ısıtmanın diğer alternatif ısıtma yöntemleri üzerindeki baskınlığı görülmektedir. 2009 yılında yaklaşık olarak 14 TWh katkı sağlayan ısı pompaları şekle dâhil edilmemiştir.



Şekil 4.18 : İsveç, ortam ısıtma ve sıcak su için toplam enerji kullanımı, 2002-2010 [29].

#### 4.3.5.2 Endüstri yapısı ve yasal çerçeve

Toplamda markette aktif olarak faaliyet gösteren 200 adet bölgesel ısı şirketi bulunmaktadır. İsveç bölgesel ısıtma ağının toplam uzunluğu 20 000 km'dir.

Belediyelere ait şirketler toplam ısının %63'ünü sağlamaktayken İsveç devletine ve özel sektöre ait sistemlerin payı %37'dir. Belediye yönetimi altında olan ve İsveç Yerel Hükümet Kanununa göre zorunlu olarak maliyet fiyatında hizmet veren sadece 8 bölgesel ısıtma işletmesi bulunmaktadır. Ancak, 2011 yılındaki değerlerle ülkenin 60 TWh toplam arzı içerisinde bu belediyelerin toplam ısı arzı 0,3 TWh'tir [29].

150 şirkette yapılan bir ankete göre, 42 şirket ticari prensiplerden dolayı kar maksimizasyonu yaparken, 16 tanesi maliyetine arz gerçekleştirmektedir.

1990'ların ortalarına kadar, bölgesel ısıtma şirketleri belediyeler tarafından işletilmekte ve fiyatlandırmalar maliyet fiyatı üzerinden gerçekleşmekteydi. 1996'da elektrik market reformu bölgesel ısıtma sistemlerini ticari ve rekabetçi işletilmesini gerektirmiştir. Reform birçok belediye şirketinin özel mülkiyete geçişini başlatmıştır. 1990 ve 2004 yılları arasında, bölgesel ısıtma işletmesi yapan yaklaşık 70 adet belediye enerji şirketi özel şirketlere satılmış ancak daha sonra özelleştirmeler durdurulmuştur [29].

Bölgesel ısının iletim-dağıtımını *doğal tekel* olarak düşünülebilir. Üretim de doğal tekel gibi düşünülebilir, örneğin küçük bölgelerde, büyük üretim tesisleri tüm müşterilere ısı arzı gerçekleştirmektedir veya rekabetçi ortam tüketicilere farklı ısı kaynakları seçme imkânı vermektedir. Bölgesel ısıtma sistemlerine bağlantı yatırımı gerçekleştiren tüketiciler için bağlayıcı etkiler bulunmaktadır. Sistemden ayrılma konusunda tereddüt için olmaktadırlar

çünkü bir toprak kaynaklı ısı pompasını bölgesel ısıtma sistemine tercih ettiklerinde dahi bölgesel ısıtma sistemine yaptıkları yatırımlarını telafi edememektedirler.

2008 yılından beri, İsveç bölgesel ısıtma marketi *Bölgesel Isıtma Kanunu* ile yönetilmektedir. Enerji Piyasaları Teftiş Kurulu, Bölgesel Isıtma Kanunu hükümlerinin uygulanmasında sorumlu denetleyici otoritedir [29].

#### **4.3.5.3 Fiyatlar ve vergiler**

Bölgesel ısı fiyatlarında kayda değer farklılıklar bulunmaktadır. En pahalı belediye fiyat en ucuz olanın iki katından daha fazladır. Bu fiyat farklılıkları şirketlerin aidiyet yapıları, kar gereklilikleri, yakıt tipleri, sistem kurulumundaki coğrafi şartlar etkili olmaktadır. Müşterilerin ısı marketlerindeki istedikleri ısı kaynakları arasındaki seçim hakkı büyük oranda tüketicilerin nerede yaşadıklarına bağlıdır. Çok katlı konutlarda bölgesel ısıtma için en düşük fiyat Luleå şehrinde ( $1 \text{ €}_{\text{cent}}/\text{m}^2$ ) bulunmaktayken en pahalı fiyat Falkenberg'de ( $2 \text{ €}_{\text{cent}}/\text{m}^2$ ) bulunmaktadır. 2006 ve 2011 yılları arasında ortalama 34 bölgesel ısıtma şirketi fiyatları %30'dan fazla artırmışlardır [29].

#### **4.3.6 Güney Kore**

Bölgesel ısıtma-soğutma konusu Güney Kore'nin enerji politikaları içinde sağlam bir yere sahiptir. KGÇS yaygınlaştırılmasına yönelik Güney Kore devletinin ileri derecede teşvikleri ve destekleri henüz geliştirilme aşamasındadır. Güney Kore'nin enerji talebi çok büyük oranda nükleer santrallerden karşılanmaktadır. Fukuşima nükleer kazası Güney Kore'yi elinde bulunan nükleer santrallerin tekrar gözden geçirilmesine, daha dikkatli kullanılmasına yönelik bazı sorunlar ile karşı karşıya getirmiştir. Bu sebeple ülkede yüksek kurulu güce sahip yakıt hücrelerinin kullanılmasına ve konut tipi yakıt hücreli mikro-KGÇS'lere ilgi başlamıştır [30,31].

##### **4.3.6.1 Bölgesel ısıtma soğutma uygulamaları**

Bölgesel ısıtma ve soğutma marketi KGÇ santralleri için ana bir markettir. İlk olarak KGÇ-BIS santrali 1985 yılında kurulmuştur, 1,6 milyon konut buradan ısıtılmış ve soğutulmuştur. 2007 yılına kadar 26 bölgede KGÇ-BIS santrali vardır ve market büyümeye devam etmektedir. Özellikle yeni yerleşim planlarının geliştirilmesi aşamasında, BIS bölgeleri oluşturulmaktadır. Bu bölgelerin ısı talebi tek tedarikçiden olmaktadır, kesinleşmiş ve planlanmış bir alt yapı olduğundan rekabetçi bir ısı marketi oluşturmak zor olmaktadır. Bu nedenle bu projeler genellikle devlet tarafından başlatılan projelerdir [30-32].



#### **4.3.6.2 KGÇS 'den bölgesel ısıtma soğutma projesi: Paju Newtown KGÇS-BI örnek uygulama**

The Korea District Heating Corporation (KBIS) şirketi 22 adet KGÇ-BIS santrali ile 940 bin müşteriye hizmet veren Kore'nin ana KGÇS-BIS şirketidir. Şirket 2010 yılında 10 milyon Gcal ısı satışı yapmış olup bunun 9 mGcal'si konutlara satılmıştır. Bu durum KBIS şirketini dünyanın en büyük BIS şirketi yapmıştır. Şirket 2007 yılında Seul yakınında, 59 000 konutluk yeni toplu konut projesi olan "The Paju New Town" konutlarının soğutma ve ısıtma talebi için, kurulu gücü 515 MWe, ısı kapasitesi 396 Gcal/h olan santral kurmuştur, BIS uygulamasıyla yaklaşık 1,25 MTEP enerji tasarrufu, 5,6 milyon t/yıl CO<sub>2</sub> emisyon azaltımı yapmıştır [30].

Şirket'in tesis edip işlettiği KGÇ santrallerinden Seul ve civarındaki yeni yerleşim alanlarının ısı talebini karşılamıştır. Şirket yine Seul yakınlarında kurulan yeni toplu konut alanlarının ısı ihtiyacını karşılamak için bir adet 500 MW'lık, yine diğer yeni toplu konut alanlarının talebine yönelik iki adet 200 MW'lık santral tesis etmektedir [30,33].

#### **4.3.7 Japonya**

Japonya enerjiyi en verimli kullanan ülkelerin başında gelmektedir. Japon devleti enerjide dışa bağımlılığı azaltmak, iklim değişikliğine sebep olan enerji kaynaklı emisyonları düşürmek, Fukuşima nükleer kazasının sebep olduğu elektrik kesintilerini azaltmak için iddialı enerji verimliliği hedefleri koymuştur. Son 20 yılı aşkın süredir KGÇS yatırımları vergi muafiyetleri, devlet destekleri gibi araçlarla desteklenmiştir. Ancak son yıllarda artan yakıt fiyatları nedeniyle politika değişikliğine gidilmiş ve konut tipi mikro-KGÇS'lere odaklanılmıştır [31].

##### **4.3.7.1 Bölgesel ısıtma soğutma uygulamaları**

Mikro-KGÇS uygulamalarında Japonya dünyada liderdir ancak büyük ölçekli KGÇS-BIS uygulamalarında Japonya son derece sınırlı kalmıştır. Bununla beraber küçük ölçekli BIS ağının mevcut ısı kaynaklarına bağlanmasına yönelik çalışmaların son yıllarda yavaş yavaş arttığı görülmektedir.

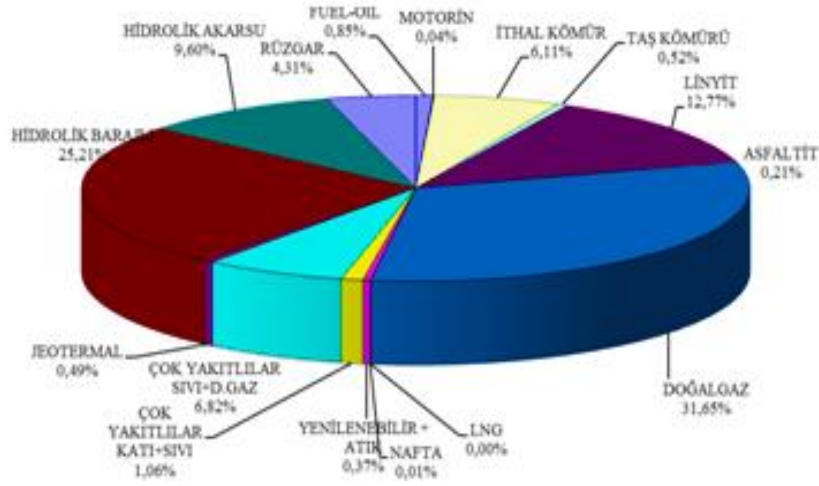
Japonya enerji projeksiyonlarına bakıldığında özellikle KGÇS uygulamalarının yeni politika teşvikleriyle gelişeceği öngörülmektedir [31,34-35].

2013 yılı itibarıyla, 4,5 MW + 4 MW olmak üzere iki KGÇS ünitesinden oluşan Shinjuku projesi ülkenin en büyük BIS uygulamasına bir örnektir. Bu santralde bir yılda 33 GWh

elektrik ve 225 TJ ısı üretilmektedir. İlk BIS tesisi 1970 yılında Senri Chuo’da kurulmuştur. 1970 yılından 2011 yılına kadar geçen sürede lisanslı BIS tesis sayısı 81’e yükselmiştir, bu sistemler ağırlıklı olarak doğalgaz ile çalışmaktadır [36-38].

#### 4.4 Türkiye’de Enerji Sektörünün Ve Konut Sektörünün Gelişimi KGÇS -BIS Potansiyeli Ve Uygulamadaki Örnek Tesis

Türkiye’de 31 Aralık 2013 tarihi itibarıyla işletmede olan santrallerin toplamı 916 adet olup bunların toplam kurulu gücü 63 712 MW’tır. 916 adet santralin 377’i termik santraller olup kurulu güçleri toplamı 38 665 MW’tır, kalanı ise hidroelektrik ve rüzgâr santralleridir. Şekil 4.19’da santral teknoloji payları verilmektedir [39,40].



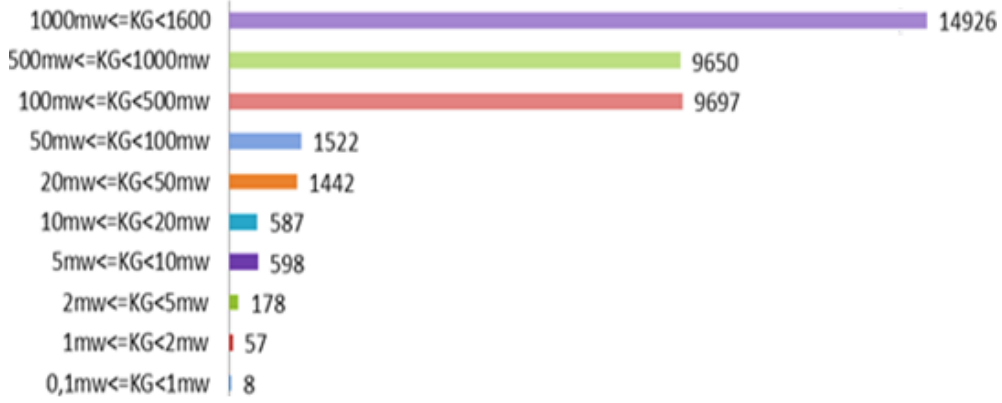
Şekil 4.19 : Türkiye: Kaynaklarına göre toplam elektrik üretim kurulu gücü – 2011 [40].

Söz konusu termik santraller kurulu güçlerine göre sınıflandırıldığında en büyük pay “1 000 MW-1 600 MW” santral gurubuna aittir, adetlerine göre sınıflandırıldığında ise en büyük payın “5 MW-10 MW” gurubuna ait olduğu görülmektedir. Termik santrallerin sayı ve kurulu güç dağılımı Şekil 4.20 ve Şekil 4.21’de verilmiştir. Bölgesel ısıtma sistemine dönüştürme bağlamında santraller değerlendirildiğinde özellikle şehir merkezlerine yakın olan ve 500 MW’ın üzerindeki öncelikle kömür sonra doğalgaz santralleri dikkate alınmalıdır [40].

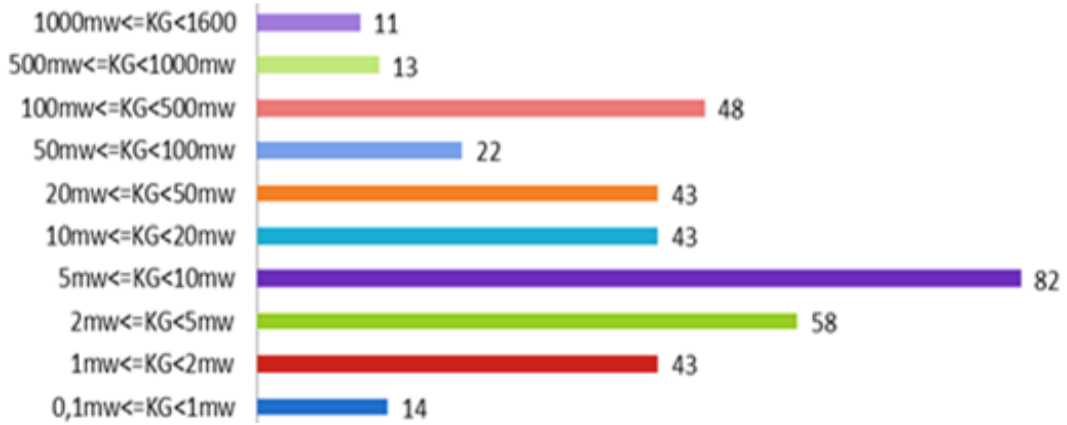
Türkiye’de sanayi, hizmet ve konut sektörlerinde KGÇS-BIS uygulamalarına bakıldığında 10 000 konutu ısıtmada kullanılan 185 MWe kurulu gücünde doğalgaz yakıtlı sadece bir tane KGÇ santrali vardır [40].

Şekil 4.22’ye göre, söz konusu termik santrallerin yakıtlara göre kurulu güç dağılımı incelendiğinde ilk üç sırada doğalgaz, linyit, ithal kömür yakıtlı santraller olduğu

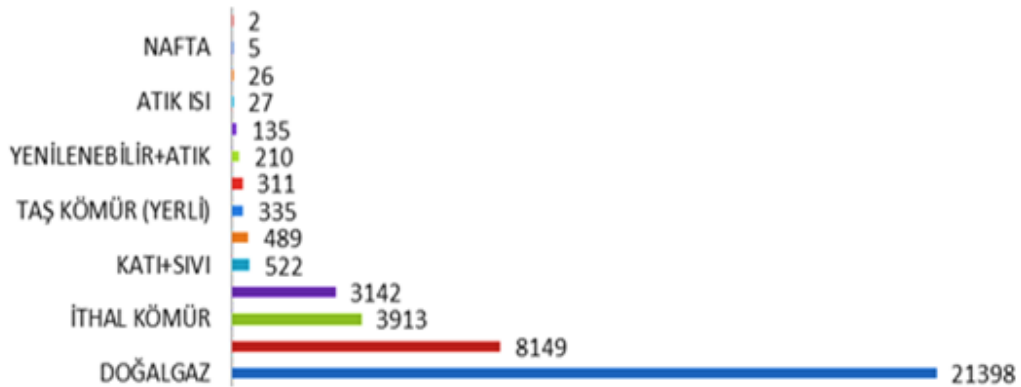
görülmektedir. Şekil 4.23'e göre ise, adet olarak sayısal dağılımlarında ise yine doğalgaz, sıvı doğalgaz, yenilenebilir atık (çöp-biyokütle), linyit santrallerin dikkat çektiği görülmektedir. Doğalgaz yakıtlı santrallerin önemli bir bölümü endüstriyel kojenerasyon olarak işletilen santrallerdir [40].



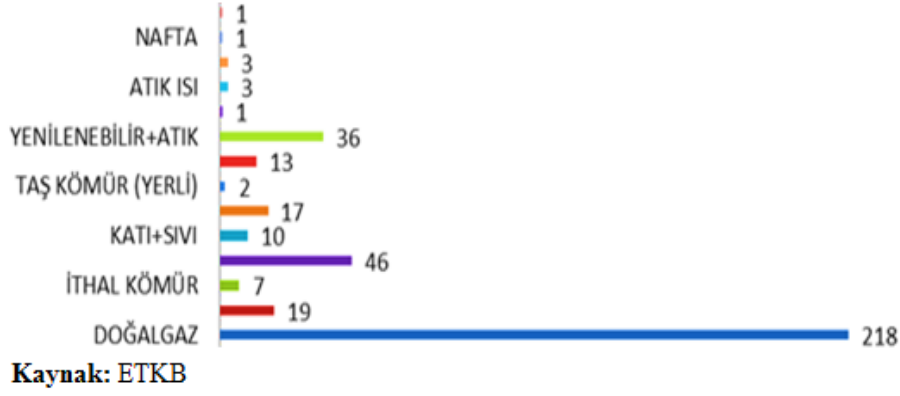
Şekil 4.20 : Santral kurulu güçlerine göre sınıflama (MW) [40].



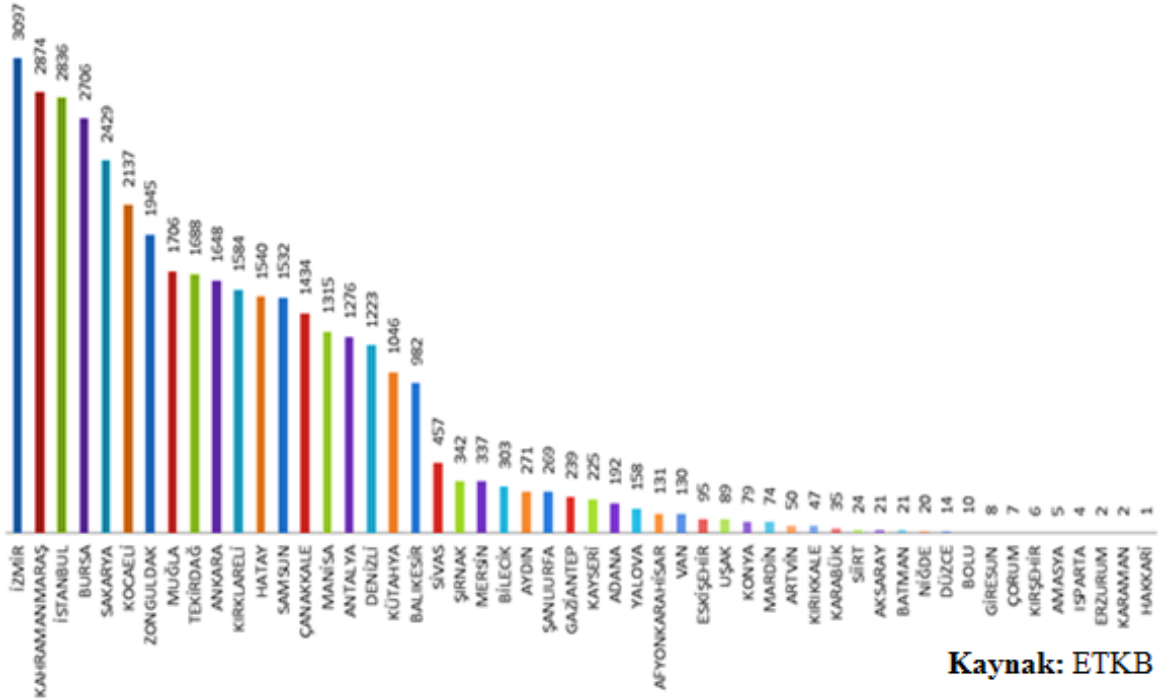
Şekil 4.21 : Santral kurulu güçlerinin sayısal dağılımı (adet) [40].



Şekil 4.22 : Yakıtlara göre santrallerin kurulu güç dağılımı (MW) [40].



**Şekil 4.23 :** Yakıtlara göre santrallerin adetleri [40].

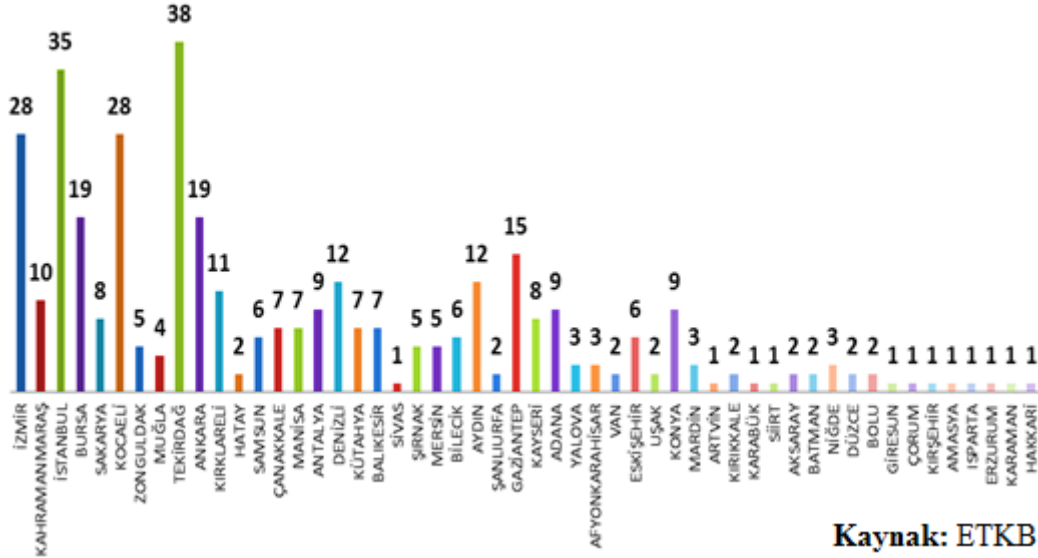


**Şekil 4.24 :** Termik santrallerin illere göre kurulu güç dağılımları (MW) [40].

2013 yılı sonu itibariyle Termik santrallerin illere göre kurulu güç dağılımları incelendiğinde ilk beş sırada İzmir, Kahramanmaraş, İstanbul, Bursa Sakarya illerinin yer aldığı görülmektedir. Aynı zamanda bu iller yoğun nüfusa sahip, sanayinin geliştiği illerdir. [40]

Şekil 4.24'te, termik santrallerin sayısal dağılımlarına bakıldığında, İstanbul, Tekirdağ, İzmir, Bursa, Gaziantep, Konya, Denizli illeri öne çıkmaktadır. Bu illerdeki santrallerin büyük çoğunluğu kurulu gücü düşük kojenerasyon santralleridir. Bu kojenerasyon santralleri, yüksek sıcaklıklı buhar ve ısı ihtiyacı olan tekstil, gıda, kâğıt, toprak, boya, deterjan, otomotiv gibi sektörlerde tesis edilmiştir. Ayrıca özellikle şehir merkezlerinde hastane, otel, AVM ve büyük havaalanları gibi hizmet sektörleri de kojenerasyon santralleri tesis edip işletmektedirler.

Daha düşük dereceli ısıyı kullanabilen konut sektörü için sanayi kojenerasyon tesisleri, demir çelik, çimento fabrikaları, çöp santrallerinin her biri çok noktadan ısı tedarigine yapısının birer tedarikçisi olabilirler [40].



Şekil 4.25 : İl bazında adet olarak santrallerin dağılımı [40].

Şekil 4.25'te ve Çizelge 4.1'de görüldüğü gibi aynı zamanda bu iller en büyük kurulu güce sahip termik santrallerin yer aldığı illerdir [40].

Çizelge 4.1 : Termik santrallerin illere göre yakıt bazında toplam kurulu gücü (ETKB).

İLİ	KURULU GÜÇ (MW)	YAKIT CİNSİ
SAKARYA	1 595,4	DOĞALGAZ
İZMİR	1 590,7	DOĞALGAZ
KAHRAMANMARAŞ	1 440,0	LİNYİT
BURSA	1 432,0	DOĞALGAZ
ZONGULDAK	1 390,0	İTHAL KÖMÜR
KAHRAMANMARAŞ	1 355,0	LİNYİT
İSTANBUL	1 350,9	DOĞALGAZ
HATAY	1 320,0	İTHAL KÖMÜR
KIRKLARELİ	1 156,0	SIVI+DOĞALGAZ
ANTALYA	1 150,0	DOĞALGAZ

**Çizelge 4.1:** Termik santrallerin illere göre yakıt bazında toplam kurulu gücü (devam).

İLİ	KURULU GÜÇ (MW)	YAKIT CİNSİ
İSTANBUL	1 146,0	DOĞALGAZ
MANİSA	990,0	LİNYİT
BALIKESİR	930,8	DOĞALGAZ
SAMSUN	886,9	DOĞALGAZ
KOCAELİ	865,0	DOĞALGAZ
ANKARA	798,0	DOĞALGAZ
SAKARYA	797,7	DOĞALGAZ
DENİZLİ	797,4	DOĞALGAZ
MUĞLA	630,0	LİNYİT
MUĞLA	630,0	LİNYİT
ANKARA	620,0	LİNYİT
ÇANAKKALE	600,0	İTHAL KÖMÜR
KÜTAHYA	600,0	LİNYİT
TEKİRDAĞ	504,0	DOĞALGAZ



#### 4.4.1 Türkiye konut sektörü için KGÇS-BI örneği: Esenyurt Termik Santrali



Şekil 4.26 : Esenyurt termik santrali.

Esenyurt Termik Santrali yabancı sermaye kullanılarak ve uluslararası standartlar uygulanarak işletmeye alınan santrallerden biridir. 180 MWe, 180 MWth kapasiteli kombine çevrimli enerji santralidir. Türk ekonomisinin hızla büyüyen ihtiyaçlarını karşılamak için yılda 1,4 Milyar kilovat saat elektrik ve 130 Milyon kilovat saat ısı üretimi yapmaktadır. Şekil 4.26'de Esenyurt Termik Santrali, Şekil 4.27'de de tesis lokasyonu gösterilmektedir [42].



Şekil 4.27 : Tesis konumu ve lokasyonu.

Tesis Esenyurt Belediyesi sınırları içerisinde, İstanbul şehir merkezinin 30 km batısındaki 22 000 m<sup>2</sup> alan üzerinde bulunmaktadır. Şekil 4.28'de tesis yerleşimi verilmektedir.



Şekil 4.28 : Tesis yerleşimi.

#### 4.4.1.1 Tesis genel bilgileri

Esenyurt Termik Santrali, 3 adet 38 MW nominal kapasiteye sahip Frame 6B gaz türbinine sahiptir. Sistem çift yakıtı uygun olarak tasarlanmıştır doğalgaz ve dizel oil ile çalıştırılabilmektedir. Çevre dostu düşük azot oksit emisyonlarına sahip dry low NOx'li yanma teknolojisi mevcuttur. Ayrıca bu türbinlerin bağlı olduğu 3 adet 45 MVA 11/154 kV Pauwels trafoları ile enterkonnekte şebekeye (TEİAŞ sistemine) bağlanmaktadır [42].

Gaz türbinlerinin devamında 3 adet Schelde tasarımı, çift basınçlı ek yakıt yakma kapasitesine sahip Heat Recovery Steam Generator (HRSG) bulunmaktadır. Burada gaz türbininden çıkan atık ısı geri kazanılarak buhar türbinine buhar, bölgesel ısıtma sistemine de sıcak su sağlanmaktadır.

Ayrıca bir adet 74 MW nominal kapasitede GE buhar türbini ve Alstom 82 MVA generator sahiptir. Burada da Pauwell 86 MVA 11/154 kV trafo ile enterkonnekte şebekeye bağlanmaktadır [42].

Sistemde gaz arzı kesildiği durumda 10 gün boyunca kesintisiz olarak üretime devam edilebilmesi için 10 000 ton sıvı yakıt deposu mevcuttur.

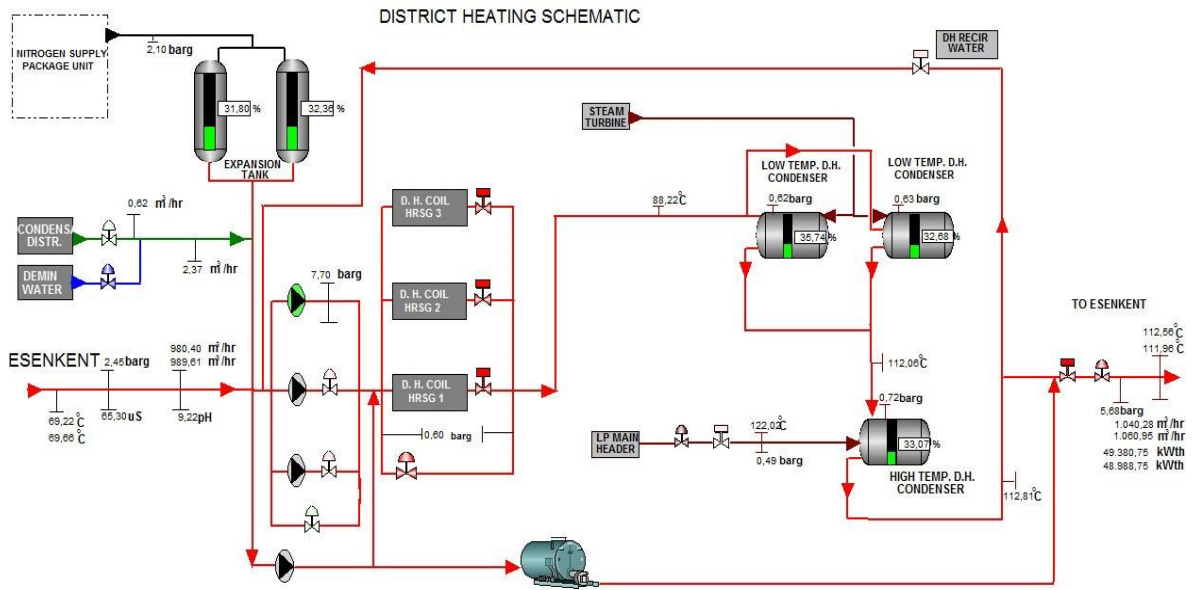
Tesis, bulunduğu bölgedeki konut ve hizmet sektörler için bölgesel ısıtma sistemine sahiptir. Ayrıca santralin devrede olmadığı durumlar için bölgesel ısıtma sistemine devamlı ısı sağlanması için bir de acil durum yardımcı kazanı mevcuttur [42].



#### 4.4.1.2 Isı satışı anlaşması

Kooperatifler birliği ile yaklaşık 10 000 konut için, 20 yıllık ısı satışı anlaşması yapılmıştır. Tesisin ısı kapasitesi 180 MWth'dir ve anlaşmanın maksimum talebi 95 MWth'dir, ancak bugüne kadarki en büyük talep 65 MWth olmuştur.

Anlaşma çerçevesinde santral bünyesi dışında bulunan şebeke mülkiyeti ve işletme bakım sorumluluğu müşteriye aittir. Tarife konut gaz satış fiyatına endekslidir ve Gaz Alt Isıl Değeri başına belirlenen birim fiyatın %40 daha ucuzuna göre sağlanmaktadır [42].



Şekil 4.29 : Bölgesel ısıtma sistemi şematik gösterimi [42].

#### 4.4.1.3 Esenyurt termik santrali bölgesel ısıtma sistemi

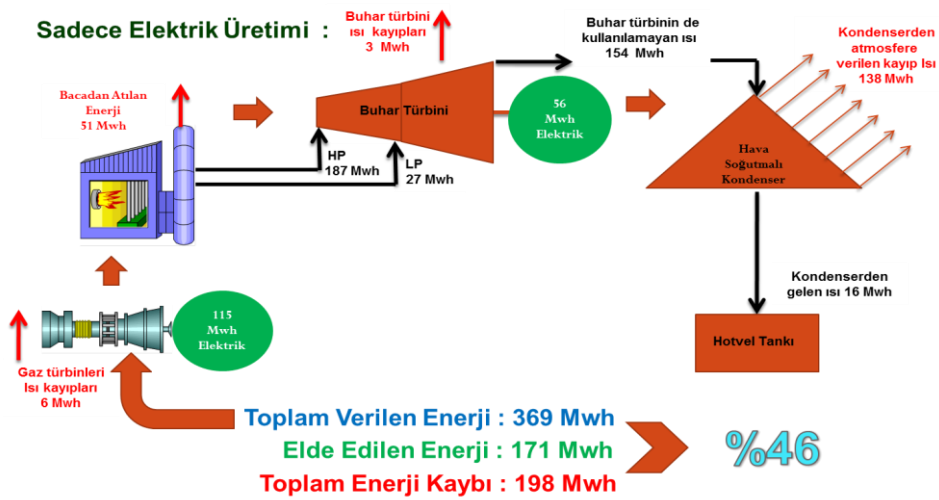
Bölgesel ısıtma sistemi, pompalar, ısı değiştiriciler, yardımcı kazan ve kontrol sisteminden oluşmaktadır. Sistem kontrolü amaçlı operatör çıkış suyu sıcaklığını 110-130 °C arasında set olarak sisteme girer ve sistem gerekli ısı değiştiricileri devreye almaktadır. Hedef dizayn dönüş sıcaklığı 70 °C'dir, sistem su debisi kontrol edilerek bu değer sabit tutulmaktadır. Yardımcı kazan çift yakıtlıdır ve 20 MWth kapasiteye sahiptir normal şartlarda ısı sağlamamak için kullanılmamaktadır

Isı değiştiricilerin ilki HRSG Coil'leridir ve üç adet nominal kapasite her biri 5,3 MWth kapasiteye sahiptir. İkincisi LT Kondenserlerdir ve iki adettir her biri 49 MWth kapasitesine sahiptir ve buhar türbini 14. kademedan buhar alınıp buraya verilmektedir. Üçüncüsü HT kondenseridir ve 66 MWth kapasiteye sahiptir. Buhar türbini 12. kademedan ve/veya LP ana heat'lerden buhar almaktadır, Şekil 4.29'da detaylar görülmektedir [42].

#### 4.4.1.4 Bölgesel ısıtmanın santral verimi üzerine olan etkileri

Santral bölgesel ısıtma yükünün 16 MWh kadar olan kısmını tamamıyla atık olan baca gazından sağlamaktadır. Bu ısı üretimi santral verimini %5 oranında arttırmaktadır.

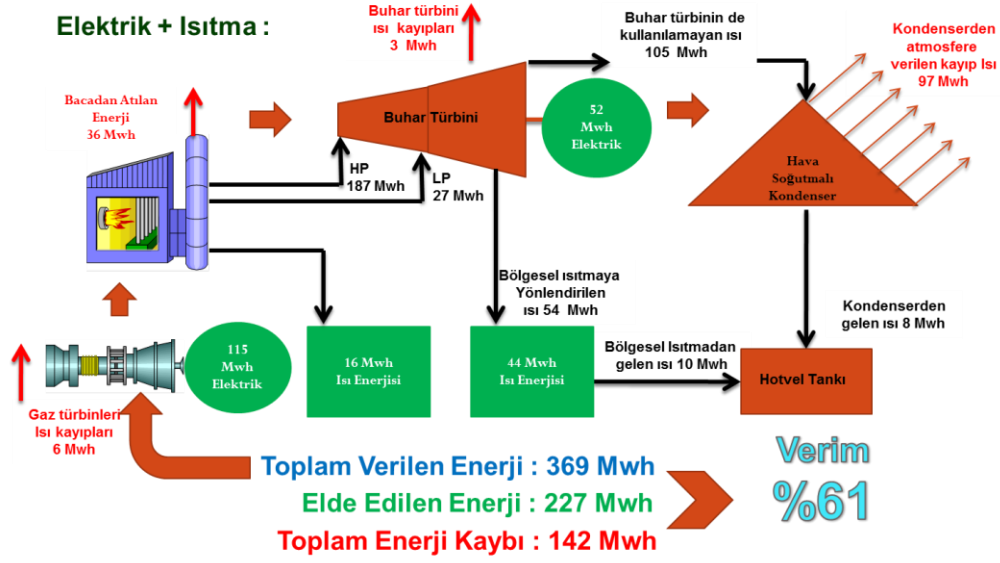
Kalan ısı talebi buhar türbinin 14. kademesinden çekilen buhar vasıtası ile karşılanmaktadır. Çekilen buhar her ne kadar buhar türbinin gücünü az miktarda düşürse de air cooling condenser (ACC)'den atmosfere atılan enerjiyi geri kazandırdığı için santral verimini arttırmaktadır. Çünkü Buhar türbinin den çekilen “1 Mwh elektrik enerjisi”, “10 Mwh bölgesel ısıtma enerjisi “ne denk gelmektedir.



Şekil 4.30 : Santralden sadece elektrik üretimi yapıldığı durum [42].

Şekil 4.21’de santralin sadece elektrik üretimi yaptığı durumdaki kayıplar ve üretim çıktıları gösterilmektedir. Bu durumda sisteme verilen toplam enerji miktarı 369 MWh iken %46’lık bir verim sonucunda 198 MWh toplam enerji kaybedilmiş ve elde edilen faydalı enerji miktarı 171 MWh olmaktadır. Bu kaybın büyük kısmı bacadan ve kondensere atmosfere atılmaktadır.

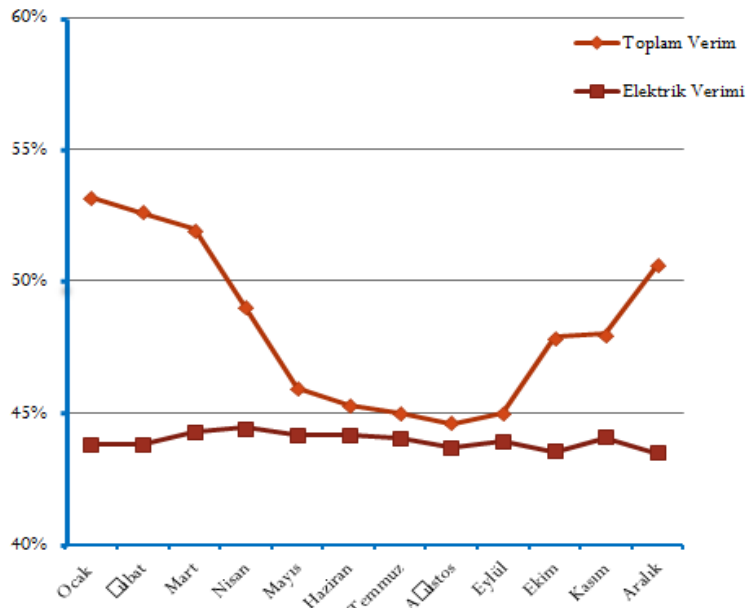
Şekil 4.30’da bu bacadan ve kondensere atılan enerjiyi faydalı ve kullanılabilir hale getirmek için geri kazanım sistemi kurulduğu durum gösterilmektedir. Burada HRSG’sin sonuna bacanın hemen öncesine ısı değiştirici devre eklenmiş ve buhar türbininin son kademelerine doğru ara buhar alınmaktadır. Bu sayede baca öncesinden toplamda 16 MWh, buhar türbininden ara buhar ile de 44 MWh ısı üretimi gerçekleşmektedir. Buhar türbininden ekilen ısı türbin elektrik üretimini 4 MWh kadar düşürse de üretilen ısı burada elektrikten daha önemli bir role sahiptir. Böylece 369 MWh olarak sisteme verilen toplam enerji %61 verimle 227 MWh faydalı enerjiye dönüştürülmektedir [42].



Şekil 4.31 : Elektrik ve ısıtma bir arada [42].

Şekil 4.31’de de ısı ve elektriğin beraber üretildiği durumda santral toplam verimleri gösterilmektedir. Yaz aylarında ısı talebi düştüğü için ısı veriminin de düştüğü görülmektedir. Bu durumda da ısıtma sistemi için çekilmeyen enerji sayesinde elektrik verimi yaz aylarında bir miktar artış göstermektedir.

Sonuç olarak termik santraldeki bu uygulama hem çevresel açıdan, hem enerji arz güvenliği açısından hem de kaynaklarımızı verimli kullanma açısından birçok faydayı beraberinde getirmektedir.



Şekil 4.32 : Aylık bazda santral verim grafiği [42].

Çevresel faydasına baktığımızda, 10 000 konuta sağlanan ısı ile 10 000 adet kombi ile salınan egzoz gazları engellenmektedir. Dağınık ve kontrolsüz bir kirletici yerine merkezi ve kontrollü bir emisyon kaynağı bulunmaktadır. Mali faydasına baktığımızda Esenkent'te yaşayanlar doğalgaz a oranla %40 daha ucuza ısınmaktadır. Ayrıca 10 000 hane için bölgesel ısıtma yerine doğalgazlı bireysel ısıtma ünitesi seçimi yapılmış olsaydı, sadece ünitelerin maliyeti 10 Milyon USD olarak gerçekleşmiş olacaktı. Bu durumda bunun da önüne geçilmiş olmuştur. Enerji verimliliği açısından da bölgesel ısıtma sistemi uygulaması ile tesis verimi geleneksel KGÇS uygulamalarının üzerine çıkartılmıştır [42].

#### 4.4.2 Türkiye’de bina (konut, ticarethane, hizmet) sektörünün görünümü ve gelişimi

Türkiye’de 2002-2014Q1 döneminde yapı ruhsatı verilen konut sayısı 6 854 909, yapı kullanma izni verilen yani inşaatı tamamlanan ve iskâna açılan konut sayısı 4 679 817 adettir (Çizelge 4.2) [43].

Türkiye’de üretilen konutlarının yaklaşık %9’unu TOKİ, %1,5’ini Emlak Konut GYO, %1,6’sını Konutder üyesi 17 firma, geri kalan %87,7’lik kısmını ise, çoğunluğu 5-10 dairelik apartmanlar inşa eden küçük ölçekli firmalar üretmiştir. Kentsel dönüşüm projeleri kapsamında Türkiye’nin önünde toplam 7 milyon adet konutu dönüştürmek gibi bir hedef bulunmaktadır [44].

2002-20141Q dönemine ilişkin yıllar bazında yapı ruhsatı verilen, yapı kullanma izni verilen konutların sayısları ve yüz ölçümleri verilmiştir (TÜİK). Bu dönemde yapılan konutlarda KGÇS-BIS uygulaması sadece Ankara’da bir üniversitede ve İstanbul’da 2013 yılında küçük bir projede uygulanmıştır (EPDK). G.Kore ve Danimarka gibi ülkelerde KGÇS-BIS uygulamaları yeni yerleşime açılan yerlerde ve yeni elektrik üretim santrali kurarak hayata geçirilmiştir. Bununla alakalı örnek projeler ülke örnekleri bölümünde anlatılmıştır [43,44].

**Çizelge 4.2 :** Türkiye’de bina istatistikleri [43].

YILLAR	YAPI RUHSATI VERİLEN		YAPI KULLANMA İZİNİ VERİLEN	
	Daire sayısı (adet)	Yüzölçümü (m <sup>2</sup> )	Daire sayısı (adet)	Yüzölçümü (m <sup>2</sup> )
2002	161 920	36 187 021	161 491	31 676 425
2003	202 854	45 516 030	162 908	30 936 681
2004	330 446	69 719 611	164 994	31 028 172

**Çizelge 4.2:** Türkiye’de bina istatistikleri (devam) [43].

YILLAR	YAPI RUHSATI VERİLEN		YAPI KULLANMA İZİNİ VERİLEN	
	Daire sayısı (adet)	Yüzölçümü (m <sup>2</sup> )	Daire sayısı (adet)	Yüzölçümü (m <sup>2</sup> )
2005	546 618	106 424 587	249 816	50 324 600
2006	600 387	122 909 886	295 389	57 207 320
2007	584 955	125 067 023	326 484	63 403 212
2008	503 565	103 846 233	357 286	70 957 036
2009	518 475	100 726 544	469 981	94 567 729
2010	907 451	176 429 366	429 755	85 281 468
2011	650 127	123 621 864	556 769	105 650 512
2012	752 715	153 699 641	549 094	104 492 668
2013	816 090	168 885 535	700 619	134 059 394
2014Q1	279 306	62 950 508	255 231	53 507 891
<b>TOPLAM</b>	<b>6 854 909</b>	<b>1 395 983 849</b>	<b>4 679 817</b>	<b>913 093 108</b>

Yukarıdaki Çizelge 4.2’de yapı ruhsatı ve yapı kullanma ruhsatı bilgileri özet olarak verilmiştir. Burada amaç Türkiye yapı marketinin ne kadar hızlı bir büyüme içinde olduğunu vurgulamakla beraber enerji sektörünün büyümesinden de yararlanamadığını göstermektir. Bu analiz çalışmasında tüm Türkiye’deki il ve ilçe bazında bina sayıları ve ısınma sistemleri de incelenmiştir [43].

#### **4.5 Bölgesel Isıtma İçin Mevzuat ve Isı Marketi**

Bölgesel ısıtma konusunda her ülke için tek bir politika yaklaşımının uygun olması beklenemez. Çünkü bir ülkenin içinde bulunduğu duruma göre uygulanacak politika farklılık gösterebilmektedir. Politika yapıcılar için olan zorluk, zayıf müşteri odağı ve olumsuz ekonomik sonuçların oluşturduğu ikilemi çözmektir. Tipik olarak, market ekonomileri şirketleri müşterilerine rekabet içinde odaklanmaya zorlamaktadır. Ancak, marketi tek bir şirket kontrol ettiği zaman bu rekabetçi odaklanma mümkün değildir ve politika yapıcılar adilliği sağlamak için fiyat iyileştirici düzenlemeleri yapmaya eğilim göstermektedir.

Bölgesel ısıtmanın market mi yoksa tekel mi olacağı sektörün nasıl kurulduğuna ve ülkenin veya şehrin politik ortamına bağlıdır. Bölgesel ısıtmaya rekabet tabanlı bir yaklaşımın politika tarafındaki uygulamaları daha düzenleyici yaklaşımdan açık bir şekilde ayırmak politikaları daha farkında oluşturma konusunda yardımcı olacaktır. Aşağıda farklı iki ülke için fiyatları sınırlandırma, adilliği ve verimliliği sağlamada iki ana yaklaşım gösterilmektedir [21].

#### **4.5.1 Isı marketinin oluşturulması için temel unsurlar**

Öncelikle “Doğru zamanda doğru politika!” ilkesi göz önünde bulundurulmalıdır. Türkiye’de elektrik üretim sektörü ve konut sektöründe son 15 yılda hızlı bir büyüme olmuştur. Enerji ve konut sektörleri arasındaki bu paralel büyümede, iki sektör arasında bir yakınsama, birlikte büyüme sinerjisi, simbiyo temelli bir yaklaşım olsa idi gerek enerji arz güvenliği, gerek enerji verimliliği ve gerekse yerli birincil enerji kaynaklarını kullanmada daha büyük başarılar elde edilebilecekti. Bu bağlamda 2004 yılında ve 2009 yılında yayımlanan Enerji Sektörü Strateji Belgelerinin öngörülere daha büyük oranda gerçekleşmiş olacaktı [21].

- 2004 Yılı Enerji Sektörü Özelleştirme Strateji Belgesi
- 2009 Yılı Enerji Arz Güvenliği Strateji Belgesi

#### **4.5.2 Danimarka ve Finlandiya BIS sektöründe mevzuat ve ısı marketi**

Danimarka ve Finlandiya bölgesel ısıtma politikalarında çok farklı yaklaşımlara sahiptirler. Her ikisi de çok sayıda KGÇS’ye sahiptir. Danimarka elektriğinin %53’ü, Finlandiya’nın da %36’sı KGÇS ’den üretilmektedir. Her iki ülkede de bölgesel ısıtma ısı marketlerinin yarısını oluşturmaktadır [21,23,27].

Danimarka açık bir şekilde tanımlanmış bölgesel ısıtma politikasına sahiptir. Isı Arz Eylemi altında, Danimarkalı politika yapımcılar binaların bir veya başka bir ısı kaynağına bağlandığı yerlerde zorunlu ve birbirinden ayrı bölgesel ısıtma ve doğalgaz alanları oluşturmuşlardır. Fiyatlar ve yatırımlar düzenlenmekte ve bölgesel ısıtma şirketlerinin (çoğu öncelikli olarak belediyelere ait olan) kar yapmalarına izin verilmemektedir. Devlet bölgesel ısıtma ve KGÇS’yi geliştirmek için ise bir takım teşvikler sağlamaktadır. Bölgesel ısıtma şirketleri, bölgesel ısıtma alanlarında bulunan bütün binalara güvenilir bölgesel ısıyı sağlamak zorundadırlar. Bölgesel ısıtma şirketleri ısıyı uzun vadeli kontratlar ile KGÇ santrallerinden ve çöp yakma işletmecilerinden rekabetçi bir şekilde almaktadır, dolayısıyla büyük şehirlerde ısı için bir market vardır. Danimarka hükümeti bölgelere ayırmanın verimliliği artırdığını ve gereksiz altyapı yatırımlarını önlediğine inanmaktadır. Danimarka’nın toplam enerji

yoğunluğu Finlandiya'nın yarısı kadar olmasına rağmen buldukları iklim kuşağı ve ağır sanayinin seviyesi pek farklılık göstermemektedir[21,23,27,32].

Finlandiya ulusal bir bölgesel ısıtma mevzuatına veya düzenlemeye sahip değildir ve bölgesel ısıtma için fiyat düzenlemesi de yoktur. Bölgesel ısıtma alanlarına ve lokal ısı tesislerine gereklilik getirilmemiştir. Bunun yerine, bölgesel ısıtma doğrudan diğer ısı kaynakları ile rekabet içerisinde ve market arz ve talebi dengeleyebilmektedir. Prensip, birçok bina sahibi için ısıtma sistemlerini bölgesel ısıtmadan fuel oil, elektrik gibi kaynaklara değiştirmek oldukça pahalıya mal olmaktadır, bu yüzden özel bölgesel ısıtma şirketleri faiz ve adil olmayan fiyatlandırma yapabilmektedirler. Fakat uygulamada, devlet ve bölgesel ısıtma kuruluşları özel üreticilerin adil olmayan fiyat sağladıklarını düşünmemektedirler. Binalar her zaman ısı kaynağını seçme konusunda serbest bırakılmaktadır (toplamda fuel-oil ve odunun %48'lik market payı vardır). Neredeyse bütün binalar gönüllü olarak bölgesel ısıtma şebekelerine/ağlarına bağlıdır bu da fiyatın rekabetçi olduğunu göstermektedir. Finlandiya aynı zamanda bölgesel ısıtma için diğer komşu ülkelere nazaran daha düşük fiyatlara sahiptir. Ortalama olarak Danimarka'daki tarifinin %40 daha altındadır. Hâlbuki eğer bölgesel ısıtma şirketleri sistemlerine bağlı bulunan tüketicilere kabul edilemez derecede yüksek fiyat sunmak isterse Finlandiya'nın sahip olduğu sistem yeterli kontrollere sahip değildir [21,23,27,32,33].

Finlandiya ve Danimarka'nın tecrübeleri bölgesel ısıtma sektörü içerisinde arz ve talebi dengeleme konusunda birçok farklı yol olabileceğini göstermektedir, fakat politika yapıcılar milli koşullarını dikkatli bir şekilde göz önünde bulundurmalıdırlar. Örneğin, Finlandiya modeli yüksek derecede usulsüzlüğe sahip bir ülkede ciddi problemlere yol açabileceği gibi, kara müsaade etmeyen Danimarka modeli de büyük yatırım risklerine sahip ülkelere yatırımcıyı cezbetmeyebilir [21,23,27].

#### **4.5.3 Bölgesel ısıtma sektörü için daha iyi mevzuata sahip olmanın unsurları**

Politika yapıcılar mevzuatlarının mümkün olduğunca en iyi şekilde oluşturulmasını sağlamak zorundadırlar. Uluslararası Enerji Ajansı'nın dünyada bölgesel ısıtma konusunda engin tecrübelerine sahip ülkeler ile çalışmaları sonucunda iyi bir düzenlemenin aşağıdakileri içermesi gerektiğini tavsiye etmektedirler [20,21].

- Düzenleme yapısı üretimde, iletimde ve tüketimde enerji verimliliğini geliştirmeleri sağlamak için güçlü teşvikler sağlamalıdır;

- Yatırım kararları verilirken tüketicilerin bölgesel ısıtmaya olan ilgileri de göz önünde bulundurulmalıdır, çünkü bütün yatırımlar az maliyetli ve arzları güvenlidir;
- Tarifeler tüm fiyatları dahil etmelidir;
- Düzenleyiciler ve düzenleme süreci birbirinden bağımsız olmalıdır;
- Düzenleyiciler düzenlemesini yaptıkları mülklere sahip olmamalıdır.

Daha iyi düzenleme sonrasında enerji planlama market amaçlı olanlarını beraberinde getirecektir. Market amaçlı denmesinin sebebi ise özel sektörün rolünü dahil etmesi ve eğer rekabet başlatılmışsa bölgesel ısıtmanın rekabetçiliğinin (yüksek kalite, düşük fiyat) sağlanmasına çalışılmasından dolayıdır. Enerji planlama süreci ekonomik olarak bölgesel ısıtmanın neye hizmet edeceği ve en az fiyatla bunu nasıl sağlayacağı konusunda politika yapıcılara ve diğer karar mercilere etkin bir biçimde karar vermesini sağlayacaktır. Politika yapıcılar aynı zamanda çeşitli tarife seçeneklerine açık olmalıdır [20,21].



## **5. BÖLGESEL ISITMA SİSTEMİ MODELLEMESİ, EKONOMİK ANALİZİ VE MODEL PROGRAMLAR: RETSCREEN VE CYCLE-TEMPO**

Bu bölümde detaylı olarak iki ayrı model incelenmiştir. Bunlar 5.1 bölümünde RETScreen ve 5.6 bölümünde Cycle-Tempo'dur.

RETScreen® Temiz Enerji Projeleri Analizi Yazılımı enerji projelerinde karar verme aşamasında kullanılan bir yazılımdır. Önerilecek yenilenebilir enerji, enerji verimliliği veya kojenerasyon projeleri gibi projelerin mali açıdan uygulanabilir olup olmayacağını belirleme konusunda karar mercilerine ve profesyonellere kolaylık sağlamaktadır.

Cycle-Tempo ise termodinamik analizler ve enerji dönüşüm sistemlerinin optimizasyonu için kullanılan bir programdır. Geleneksel güç santralleri, buzluk ve soğutma sistemleri, güneş ile organik rankine cycle (ORC), trijenerasyon, bölgesel ısıtma, vb. sistemler için uygun bir model programdır. Ayrıca ekserji analizi yapmaya da olanak sağlamaktadır.

### **5.1 RETScreen® ile kojenerasyon**

RETScreen® 4'ün Kojenerasyon modülü ile enerji üretimi ve tasarrufu, maliyet, emisyon azaltımı, şebekeye bağlanmada risk ve mali uygulanabilirlik, izole üretim ve iç üretim kojenerasyon projelerini değerlendirmede kullanılabilir. Program, büyük ölçekli kömür santralinden doğalgaz yakıtlı gaz türbinlerine, bölgesel enerji sistemlerine bağlı kojenerasyon santrallerinden kurumsal ve ticari olarak hizmet eden biyokütle yakıtlı dağıtık ısıtma ve soğutma sistemlerine geniş yelpazede projeleri modellemeyi sağlamaktadır. Şekil 5.1'de RETScreen®'in açılış sayfasında proje tipi seçim bölümü gösterilmektedir.

RETScreen® ile çeşitli elektrik, sadece ısıtma, ısıtma ve soğutma ekipmanları hepsinin altında çalıştığı farklı ortam koşulları da (baz yük, ara yük ve/veya pik yük) göz önünde bulundurularak projelerin analiz edilebilmesine imkân sağlayabilmektedir. Dahası, yenilenebilir enerji ve fosil yakıtlar, evsel atıklar, biyodizel, biyogaz, hidrojen, doğalgaz, dizel, kömür, çöp gazı, vb. gibi konvansiyonel yakıtların da analizlerde kullanılabilmesini sağlamaktadır.

Natural Resources Canada / Ressources naturelles Canada

RETScreen® International  
www.retscreen.net

Temiz Enerji Projesi Analiz Yazılımı

**Proje bilgileri** [Proje veritabanına bakınız](#)

Proje adı	BİR TOPLU KONUTTA TALEP MODELLEMESİ
Proje yeri	ANKARA/TURKEY
Hazırlatan	İTÜ ENERJİ ENSTİTÜSÜ
Hazırlayan	BURAK YUNUS ÇETİN
Proje tipi	Enerji verimliliği önlemleri
Tesis türü	Elektrik - çoklu teknolojiler
Analiz türü	Isıtma
Isıl değer referansı	Soğutma
Ayarları göster	<input checked="" type="checkbox"/>
Dil	Türkisch - Türkçe
Kullanıcı kılavuzu	English - Anglais
Para birimi	\$
Birim	Metrik birim

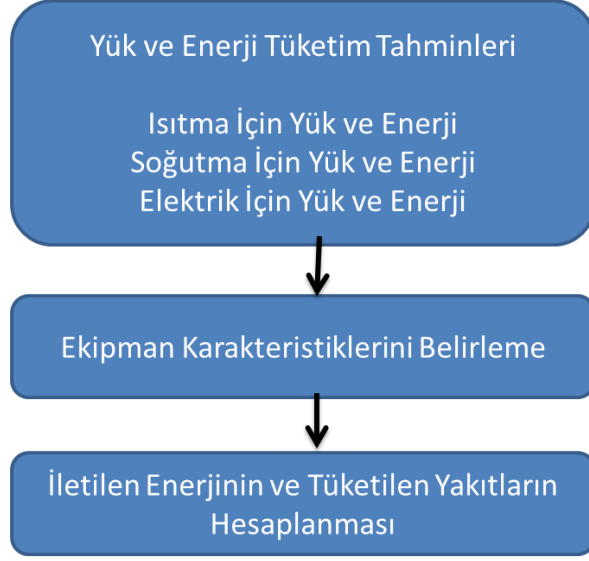
Şekil 5.1 : RETScreen açılış sayfası [44].

Program ayrıca bölgesel ısıtma ve soğutma sistemlerinin ön tasarımını ve maliyet analizini yapma konusunda *Yük ve Ağ Tasarımı* olarak adlandırılan bir bölüm ile talep tarafındaki durumu görmeyi sağlamaktadır. Bu kısım talep tarafını modelleme konusunda kullanacağımız bölümdür.

## 5.2 RETScreen® Kojenerasyon Ve Bölgesel Isıtma Sistemi Projesi Modeli

RETScreen®'in Combined Heat and Power modelinin birincil hedefi kojenerasyon santralinde çeşitli formlarda iletilecek enerji miktarını hesaplamaktır. Daha spesifik olarak kojenerasyon sistemi çeşitli yakıt kaynakları ve çeşitli işletme modları ile elektrik, ısıtma, soğutma taleplerini baz, ara ve pik elektrik, ısıtma ve soğutma sistemlerinin kombinasyonu ile karşılayabilmektedir.

Sonuç olarak, modelleme sistemin yükünü (enerji talebi) ve enerji tüketimini hesaplamakta ve bunların nasıl karşılanacağını değerlendirmektedir. RETScreen®'in kojenerasyon santrali için kullandığı algoritma Şekil 5.2'de verilmiştir.



Şekil 5.2 : RETScreen kojenerasyon santrali analizi algoritması [45].

### 5.3 Isıtma, soğutma ve elektrik talebi ve ısı enerjisi hesaplama

#### 5.3.1 Isıtma Talebi

RETScreen’de kojenerasyon santrali için 3 tip ısı göz önünde bulundurulmaktadır. Bunlardan ilki ortam ısıtma, ikincisi sıcak su ve üçüncüsü de proses ısısıdır. Sistemin yıllık enerji kullanımı,  $Q_H$ , ortam ısıtma için kullanılan ısı,  $Q_{SH}$ , sıcak su için kullanılacak ısı,  $Q_{DHW}$ , ve proses ısısı,  $Q_{PH}$ ’nin toplamıyla bulunmaktadır. Yani:

$$Q_H = Q_{SH} + Q_{DHW} + Q_{PH} \quad (1)$$

Ortam ısıtma ısısı,  $Q_{SH}$ , ısıtma derece-gün ifadesi kullanılarak hesaplanmaktadır. Bu ifade aynı zamanda sıcak su için de kullanılabilir.

##### 5.3.1.1 Ortam iklim şartları

Isıtma için ortam iklim şartları kullanıcı tarafından girilen iki parametre ile tanımlanmaktadır. Bunlar:

- Isıtma tasarım sıcaklığı;
- Aylık ısıtma derece-gün.

Isıtma tasarım sıcaklığı bölgedeki en soğuk günün sıcaklığına tekabül eder. Sıklıkla yerel bina tüzükleri ile belirlenmektedir. Örneğin ASHRAE (1997) bu ifadeyi şöyle tanımlamaktadır: belirli bir bölgede, uzun bir periyotta (20–30 yıl) en az %1 frekans ile ölçülen en düşük sıcaklıktır. Örneğin İsveç için bu ifade her 20 yılda bir beklenen en düşük veya en yüksek

sıcaklık olarak tanımlanmaktadır. Binanın ısıtma ekipmanları kapasitesi tipik olarak tasarım sıcaklığına bağlıdır, çünkü ekipmanlar bina sıcaklığını en soğuk günlerde konforlu seviyelerde tutmak için ekipmanların boyut seçimine ihtiyaç vardır. Isıtma tasarım sıcaklığı pik ısı yükünü tanımlamak ve ısıtma sistemini boyutlandırmak için kullanılmaktadır.

Isıtma derece-gün, diğer yandan, ısı enerjisi tüketimini tanımlamaya yardımcı olur. Tset (bu sıcaklık genellikle 18 °C'dir). Çünkü uluslararası standartlara göre 18 °C'nin altındaki ortamda bulunan birey ısınma, üstünde bulunan birey ise soğutma ihtiyacı duymaktadır ve bir ay içerisinde herhangi bir gündeki günlük ortalama sıcaklık arasındaki farkın o ay için toplamıdır.

$$HDD_i = \sum_{k=1}^{N_i} (T_{set} - T_{a,k}, 0) \quad (2)$$

Burada, HDDi o ay için ısıtma derece-gün sayısını, i ay sayısını, Ni bir ay içindeki gün sayısı, T<sub>a,k</sub> k günü için ortalama sıcaklığı, Tset 18 °C'yi temsil etmektedir. Yıllık ısıtma derece-gün, HDD, de her bir ay için ısıtma derece-gün sayılarının toplamı ile bulunmaktadır.

$$HDD = \sum_{i=1}^{12} HDD_i \quad (3)$$

Derece-gün ayrıca sıcak su tüketimi için de kullanılabilir [44].

### 5.3.1.2 Sıcak su için eşdeğer derece-gün

Kullandığımız program, ısıtma sisteminin enerji ihtiyaçlarının karşılamasında bir bileşen olarak sıcak suyun da hesaplara dahil edilmesine olanak sağlamaktadır. Sıcak su tüketimi yıl boyunca sabit kabul edilmektedir ve kullanıcı tarafından yıllık ısı tüketiminin yüzde kaçı olacağı belirlenebilmektedir. Böylece, yıllık sıcaklık, ortam ısıtma ve sıcak su arasındaki bağıntı aşağıdaki şekli almaktadır.

$$Q_{DHW} = dQ_H \quad (4)$$

$$Q_{SH} = (1 - d)Q_H \quad (5)$$

ve böylece;

$$Q_{DHW} = \frac{d}{(1-d)} Q_{SH} \quad (6)$$

Şekil 5.3'te Türkiye'nin uzun yıllar Ocak ayı ısıtma gün-dereceleri haritası verilmiştir. Ortam ısıtma ihtiyaçları kabaca ısıtma derece-gün sayısı ile orantılı olduğundan, aynı şekilde sıcak su talebi için de eşdeğer ısıtma derece-gün sayısı tanımlanmaktadır. Eğer HDD denklem (3)'ten

ısıtma için derece-gün sayısı ise, sıcak su talebi,  $HDD_{DHW}$ , için eşdeğer derece-gün sayısı da denklem (6)'da olduğu gibi aynı ilişkiye sahiptir.

$$HDD_{DHW} = \frac{d}{(1-d)} HDD \quad (7)$$

Eşdeğer ısıtma derece-gün sıklıkla denklem (7)'yi yıldaki gün sayısına bölerek ortalama günlük değer olarak ifade edilmektedir. Bu da bizi günlük ısıtma derece-gün sayısı,  $HDD_{DHW}$ 'ye götürmektedir [44].

$$HDD_{DHW} = \frac{1}{365} \frac{d}{(1-d)} HDD \quad (8)$$

### 5.3.1.3 Pik ısı yükünün hesaplanması

Sadece dış ortam hava şartlarına bağlı olmamasına rağmen pik ısı yükü ortam ısıtmada genellikle en soğuk şartlarda meydana gelmektedir. Çünkü bina karakteristikleri de pik yükte etkili olmaktadır.

Programda kullandığımız kojenerasyon santrali projesi modelinde, binada pik ısıtma yükü talebi,  $P_{SH,j}$ , birim metrekare alanı ısıtmak için gerekli enerjinin Watt cinsinden ( $W/m^2$ ) ifadesi ile tanımlanmaktadır. Bu değer kullanıcı tarafından girilmektedir ve belirli lokasyon ve bina tasarımı (yalıtım, havalandırma, vs.) için ısıtma tasarım sıcaklığı değerine bağlıdır. Toplam pik ısı yükü  $P_{SH,j}$ 'nin bina grubu için şöyle hesaplanmaktadır:

$$P_{SH,j} = p_{SH,j} A_j \quad (9)$$

$A_j$  burada toplam ısıtılan alanı vermektedir. Toplam pik ısıtma yükü  $P_{SH}$  ısıtma sisteminde şöyle görünmektedir:

$$P_{SH} = \sum_j^{12} P_{SH,j} \quad (10)$$

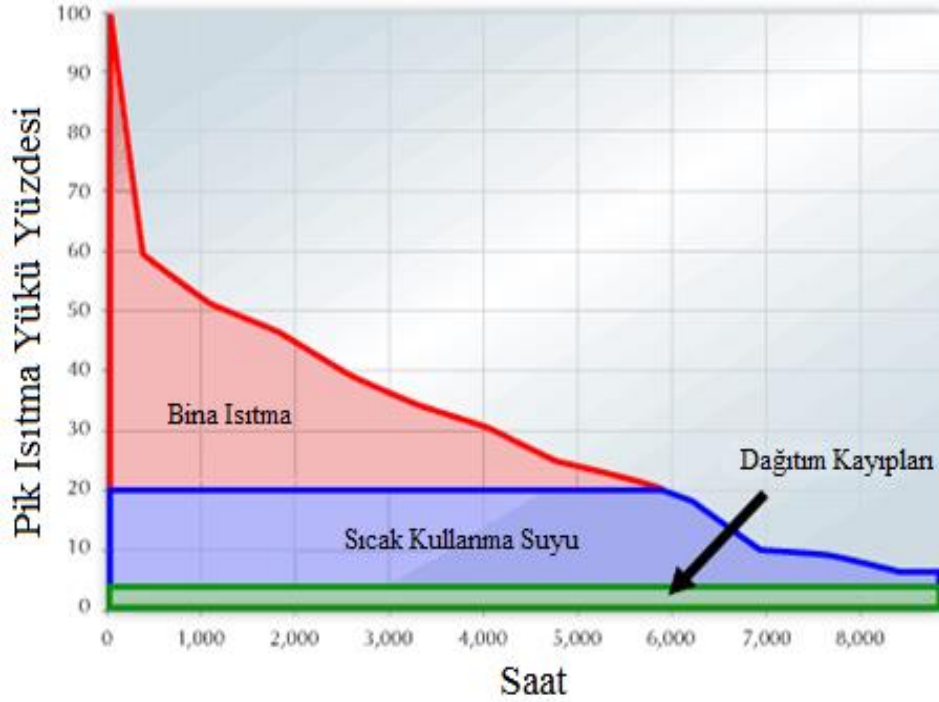
Burada tüm bina grupları için toplam yapılmaktadır (14 farklı bina grubuna kadar kullanıcı tarafından özellikleri belirlenerek analize olanak sağlanmaktadır) [44].

### 5.3.1.4 Isıtma yükü süresi eğrisi

Pik ısı talebi yalnızca yılın belli zamanlarında meydana gelmektedir. Genellikle çok soğuk günlerde ve kısa periyotlardadır. Yılın büyük bir kısmında, iklim şartlarına bağlı olarak, sistem ısıtma yükü pik yükün belli bir oranını ile seyretmektedir [44].

Isıtma yükü süresi eğrisi tüm yıl boyunca farklı yükler için toplam süreyi göstermektedir. Bölgesel ısıtma için yük üç ana bölümden oluşmaktadır, sırasıyla: dağıtım kayıpları, sıcak su

ve ortam ısıtma yükü. Dağıtım kayıpları yer altı boru hatlarında kaybedilen ısıyı ifade etmektedir ve yıl içinde genelde sabit seyretmektedir (soğuk günlerde gidiş ve dönüş suyu sıcaklıkları yeryüzü sıcaklığından çok yüksek olduğu için kayıplar az miktarda artabilmektedir). Sıcak su yükü de yıl içerisinde neredeyse sabit seyretmektedir. Yazları ve geceleri talep azalmaktadır. Son olarak da, bölgesel ısıtma yükü yıl boyunca baskındır ve iklimdeki sezonsal değişimleri takip etmektedir. Aşağıdaki şekilde bu üç ana bileşen, ısıtma yükü süresi eğrisi üzerinde gösterilmektedir [44].



Şekil 5.3 : Isıtma yükü süresi eğrisi, Stockholm [45].

### 5.3.2 Soğutma talebi

Aynı mantık ve benzer hesaplar çerçevesinde soğutma yükü formülleriyle de soğutma talebi hesaplanabilmektedir. RETScreen bize tüm bu işlemleri kolayca yapabileceğimiz ve doğru sonuca ulaşabileceğimiz bir ortam sunmaktadır.

$T_{set}$  (uluslararası standartlara göre 18 °C'nin altındaki ortamda bulunan birey ısınma, üstünde bulunan birey ise soğutma ihtiyacı duymaktadır.). Sıcak bir günde ortalama sıcaklık o gün için  $T_{a,k}$  ile ifade edilmektedir.

$$CDD_i = \sum_{k=1}^{N_i} (T_{a,k} - T_{set}, 0) \quad (11)$$

Aynı ısıtmadaki mantığa paralel burada,  $CDD_i$  o ay için ısıtma derece-gün sayısını,  $i$  ay sayısını,  $N_i$  bir ay içindeki gün sayısı,  $T_{a,k}$  k günü için ortalama sıcaklığı,  $T_{set}$  18 °C yi temsil

etmektedir. Yıllık soğutma derece-gün, CDD, de her bir ay için ısıtma derece-gün sayılarının toplamı ile bulunmaktadır.

$$HDD = \sum_{i=1}^{12} HDD_i \quad (12)$$

Derece-gün ayrıca sıcak su tüketimi için de kullanılabilir. [44]

### 5.3.3 Elektrik yükü (talebi) ve enerji hesaplamaları

Enerji ve elektrik yükü hesaplamaları ısıtma ve soğutma yüklerine nazaran daha az karmaşık bir yola sahiptir, çünkü 12 ay boyunca aylık ortalama yük kullanıcı tarafından belirlenmektedir. Kullanıcı ayrıca pik elektrik yükünü maksimum aylık talebin üstünde bir değer ile belirlemektedir.

$$\frac{P_p}{\max(P_{p,i})} \quad (13)$$

Burada bu eşitlik, pik elektrik yükünü,  $P_p$ , hesaplamayı sağlayacaktır.  $Q_{p,13}$ 'ün pik yük periyodu olduğunu varsaymaktayız.

$$Q_{P,13} = n'_{13} P_p \quad (14)$$

Ve her bir ay için,  $i$ , elektrik tüketimi  $Q_{p,i}$ :

$$Q_{P,i} = n'_i P_{p,j} \quad (15)$$

Burada  $n'_i$  her bir ay için düzeltilmiş saatleri vermektedir. Son olarak da yıllık elektrik tüketimi,  $Q_P$ :

$$Q_P = \sum_{i=1}^{13} Q_{p,i} \quad (16)$$

Elektriğin ısınma amacı dışında kullanımı da yıl boyunca farklılık göstermektedir. Bu değişkenlik kış aylarında aydınlatmaya olan ihtiyacın artması veya sezonlar arasındaki aktivitelerin birbirinden farklılığına bağlanabilir. Mevcut sistemler için elektrik yükünün hesaplanmasında elektrik faturalarının kullanımı tavsiye edilmektedir. Eğer elektrik hem ısıtma hem de soğutma için kullanılıyorsa, bu tüketimler hesaplamalara dahil edilmelidir; ısıtma ve soğutma amacıyla kullanılan elektrik miktarları aylık bazda toplam girilen elektrik tüketimlerinden düşülerek aylık net ortalama kullanıcı tarafından hesaplanmalıdır. Örneğin;

$$\bar{P}_{P,net\ i} = \bar{P}'_{P,i} - \bar{P}_{P \rightarrow C,i} \quad (17)$$

Burada, ay  $i$  için aylık toplam tüketim  $P_{P,i}$ 'den, örneğin soğutma için ay  $i$ 'de kompresör tarafından tüketilen ortalama değer  $\bar{P}_{P \rightarrow C,i}$  çıkartılmakta ve aylık net yük  $\bar{P}_{P,net i}$  hesaplanmaktadır [44].

## **5.4 Talepler Sonrası Sistem Seçimi: Kombine Isı-Güç Çevrim İçin Sistem ve Ekipmanlar**

Isıtma, soğutma, elektrik gibi talep tahminleri ardından, talepleri karşılamak üzere çeşitli enerji ekipmanlarının nasıl belirleneceğine yönelik tahminlere geçmek mümkündür. Fakat, öncelikle enerji üretim sistemlerine, yakıt tüketimi ve ısı kapasitelerinin tahminlerinin nasıl yapılacağına dair temel bilgilere göz atmamız gerekmektedir.

RETSscreen kojenerasyon modeli birçok kombine çevrim ısı ve elektrik üretim seçeneklerini hesaplayabilmektedir (buhar türbini, buhar türbininden ara buhar alımı, gaz türbini ve kombine çevrim sistemlerini). Model ayrıca (aynı detay seviyesine sahip olmamasına rağmen) pistonlu makineler, yakıt pilleri vb'ni de kapsamaktadır [44,45].

### **5.4.1 Buhar türbini**

Buhar türbini, kazanda üretilen yüksek basınçlı ve kızgın buharı kullanır ve türbinde buharın genişlemesi ile termal enerjiyi shaft dönme enerjisine oradan da jeneratöre aktarır.

Türbinler aksenal ve radyal olmak üzere iki tip olabilmektedir. Aksenal akış elektrik üretiminde en yaygın kullanılan türbin çeşididir. Buhar, nozullar yardımı ile türbin kanatlarına yönlendirilir. Yüksek verimli buhar türbini uygulamalarında birkaç genişleme seviyesi bulunmaktadır. Vakum çıkışı, tek bir mil üzerine farklı kademelerin monte edilmesiyle ve her seviyenin nozullar ile desteklenmesiyle elde edilir. Büyük türbinler, egzoz buharında %10-13'ten fazla suyun bulunduğu durumlarda kesinlikle kullanılmamalıdır. Su damlacıkları, nozullarda ve türbin kanatlarında zamanla ciddi aşınmalara neden olurlar. Bazı türbinler bu oluşan nemi ortadan kaldırmak için tasarlanmış özel kademeler bulundurabilmektedir. Bu tip tasarımlar, aşırı kızdırma sıcaklıklarının sınırlı oldukları durumlarda kullanılır. Çıkıştaki nem içeriği, buhar giriş basıncı kombinasyonuna bağlıdır.

Buharın aşırı kızdırılması ile çevrim verimi artırılır. Tekrar kızdırma da bazı durumlarda daha ileri verim artırımları için kullanılmaktadır. Buhara kısmi genişlemelerden sonra tekrar aşırı kızdırma yapılır.

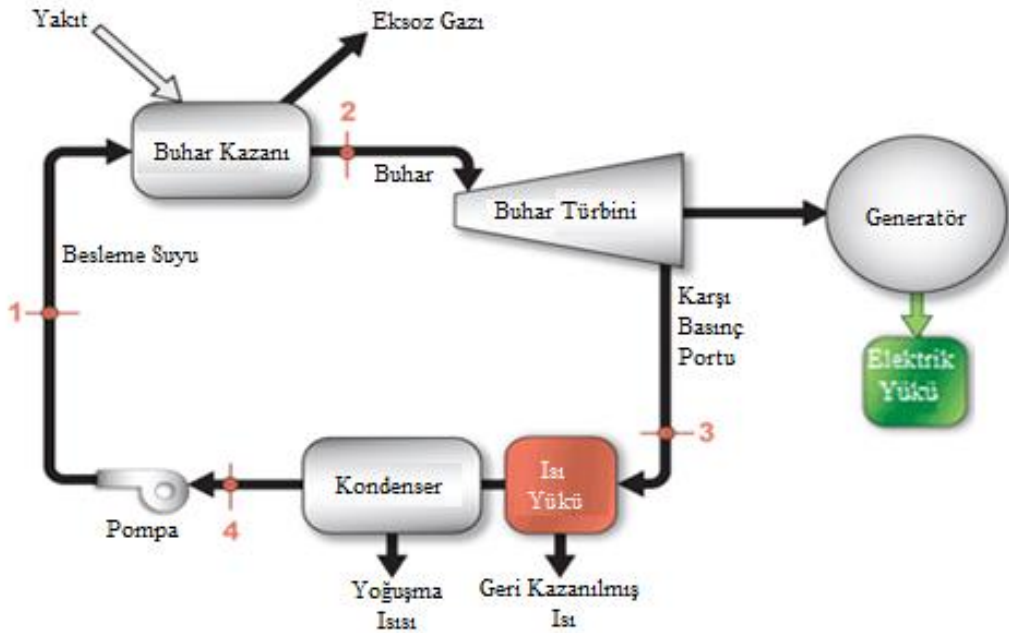


Geri basınç uygulaması türbin çıkışındaki buharın yoğunlaştırılmadan ısınma veya proses amacıyla kullanılabilir hale getirilmesi anlamına gelmektedir. Kondenserli türbinlerde çıkış buharı yoğunlaştırılmak üzere kondensere verilir ve buharın ısısı soğutma suyuna aktararak yoğunlaşma gerçekleşir. Burada elde edilen su da kazan besleme suyu olarak kazana yönlendirilir.

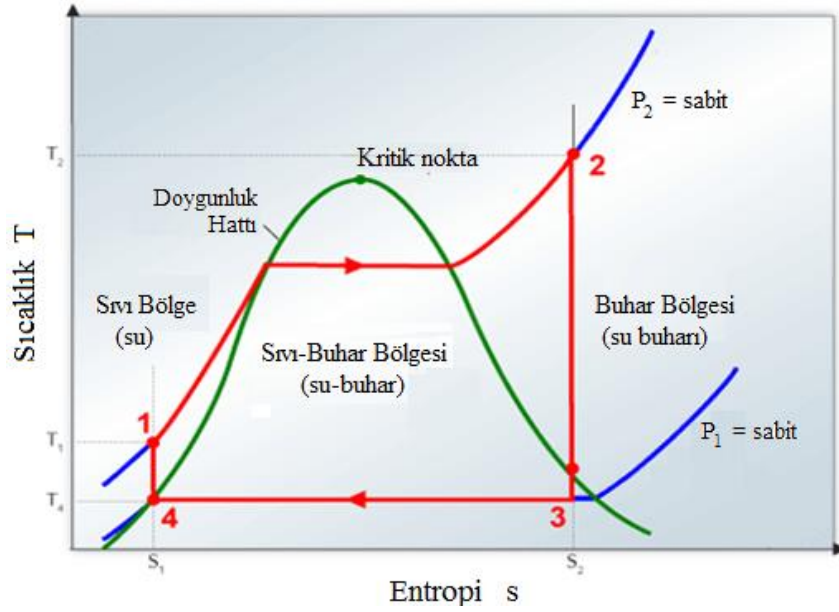
Ara buhar alımı, otomatik kontrollü operasyon, oluşan buhar talepleri doğrultusunda türbinden ara buhar almamıza olanak sağlayan uygulamalardır; alınan bu buhar ısıtma veya proses amaçlı kullanılabilir. Türbinden alınan buhar ardından türbinde kalan buhar da kondensere yönlendirilmektedir. Büyük türbin uygulamaları birden fazla birden fazla ara buhar alım noktası bulundurabilmektedir. RETScreen kojenerasyon modeli sadece tek noktadan ara buhar alındığı durumları modellememize olanak sağlamaktadır.

RETScreen Kojenerasyon modelinde buhar türbinin izentropik olduğu kabul edilmektedir. Şekil 5.4'te buhar türbini için akış diyagramı gösterilmektedir. Rankine çevrimi olarak adlandırılan ilgili termodinamik çevrim de Şekil 5.5'te gösterilmektedir.

1'den 2'ye akışkana ısı transferi gerçekleşmektedir. Isı kazanda yakıtın yakılması ile sağlanmaktadır. Su kazana girer, yakıtın yanması ile elde edilen ısıyı alır ve aşırı kızgın buhar olarak kazana terk eder.



Şekil 5.4 : Buhar türbini çevrimi.



**Şekil 5.5 :** Aşırı kızdırmalı ideal Rankine çevrimi.

2'den 3'e: Genişleme. Buhar bu aşamada entalpisi işe çevrilerek türbin içinde genişlemektedir.

3'den 4'e: Ortama ısı transferi. Su yoğuşurken ısını ortama vermektedir. Genellikle bu durum kondenserde meydana gelir. Isı aynı zamanda kojenerasyon yükleri ile de alınabilmektedir.

4'ten 1'e: İzentropik basınç artışı. Pompa akışkanın basıncını artırmak için kullanılmaktadır. Su pompaya doymuş sıvı olarak girer alt soğumaya uğramış sıvı olarak çıkar. Süreç, işe ihtiyaç duymaktadır ve türbin tarafından üretilen işin küçük bir kısmı (genelde %5'i) pompada tüketilir.

#### 5.4.1.1 İş, ısı kapasitesi ve yakıt tüketim hesapları

Türbinin spesifik işi (kütle başına iş miktarı), veya Rankine çevrim işi, temel olarak şu şekilde verilir;

$$w_{ideal} = h_2 - h_3 \quad (18)$$

Türbinin spesifik işi (kütle başına iş miktarı), veya Rankine çevrim işi, temel olarak şu şekilde verilir.

Burada  $w_{ideal}$  Rankine çevrim işi veya teorik buhar oranıdır,  $h_2$  girişteki buhar entalpisi,  $h_3$  de çıkış buhar entalpisini temsil etmektedir.  $h_2$  ve  $h_3$  entalpileri yukarıdaki şekilde izentropik

2 ve 3 fazlarına tekabül etmektedir. Asıl buhar türbini spesifik işi  $w$  veya asıl buhar oranı da şu şekilde hesaplanmaktadır:

$$w = \eta_s - w_{ideal} \quad (19)$$

Burada  $\eta_s$ , türbinin izentropik verimini ifade etmektedir.

30'uncu eşitlik, buharın giriş ve çıkışındaki entalpileri bilmemizi gerektirmektedir. Giriş buharının  $h_2$  entalpisi ve  $s_2$  entropisini işletme basıncı  $P_2$  ve buhar giriş sıcaklığı  $T_2$  yardımı ile bulabiliriz. Türbin çıkışındaki  $h_3$  entalpisini  $P_3$  çıkış basıncı ve çıkıştaki entropiyi (prosesin izentropik olduğu kabul edildiğinden dolayı  $s_3=s_2$ ). RETScreen kojenerasyon modelinde buhar ve su özelliklerini hesaplamada kullanılan formüller *Uluslararası Su ve Buhar Özellikleri Birliğinden* alınmıştır. [41]

Pratikte sistem her ne kadar ideal çevrim gerçekleştiremez ve ek verimsizlikler de hesaba katılmalıdır. Asıl buhar oranı toplam türbin generator grubundan hesaplanabilir.

$$w = \eta_{tg} \cdot w_{ideal} \quad (20)$$

Burada  $\eta_{tg}$  türbin-generator grubunun toplam verimidir. Gerçekte verim, buhar hattı boyunca birçok faktöre bağlıdır. Ancak, RETScreen kojenerasyon modeli için giriş verilerinin miktarını belirlemek için (örneğin pompayı çalıştırmak için kaybedilen enerji miktarı), bu verimler kullanıcı tarafından girilen tek bir ana verimde birleştirilmiştir. Türbin tarafından üretilen toplam elektrik miktarı şu aşamada buharın kütleli debisiyle çarpılabilir:

$$W = m \cdot w \quad (21)$$

Burada  $W$  buhar türbini generatörünce üretilen elektrik miktarını,  $m$  türbine sağlanan buharın kütleli debisini,  $w$  de buhar türbini generatörü için asıl buhar oranını ifade etmektedir. Türbinin sıtma kapasitesi,  $W^{th}$ :

$$W^{th} = m (h_3 - h_4) \cdot w \quad (22)$$

Son olarak buhar çevrimi için gerekli yakıt miktarı kazan çıkışındaki buharın entalpisi ve kazan girişindeki besleme suyunun entalpisi arasındaki farkın kazanın mevsimsel verimine bölünmesi ile hesaplanabilir:

$$W^f = m \cdot \frac{(h_3 - h_4)}{\eta_s} \quad (23)$$

Burada  $W^f$ , kazanın yakıt tüketimi,  $m$  buharın kütleli debisi,  $h_2$  kazan çıkışındaki buharın entalpisi,  $h_1$  kazana dönen suyun entalpisi ve  $nh$  kazanın drenaj kayıpları (yani biriken katı

maddelerin ve çamurun zamanla atılması için suyun belirli periyotlarda kazandan tahliye edilmesi) dahil mevsimsel verimi temsil eder.

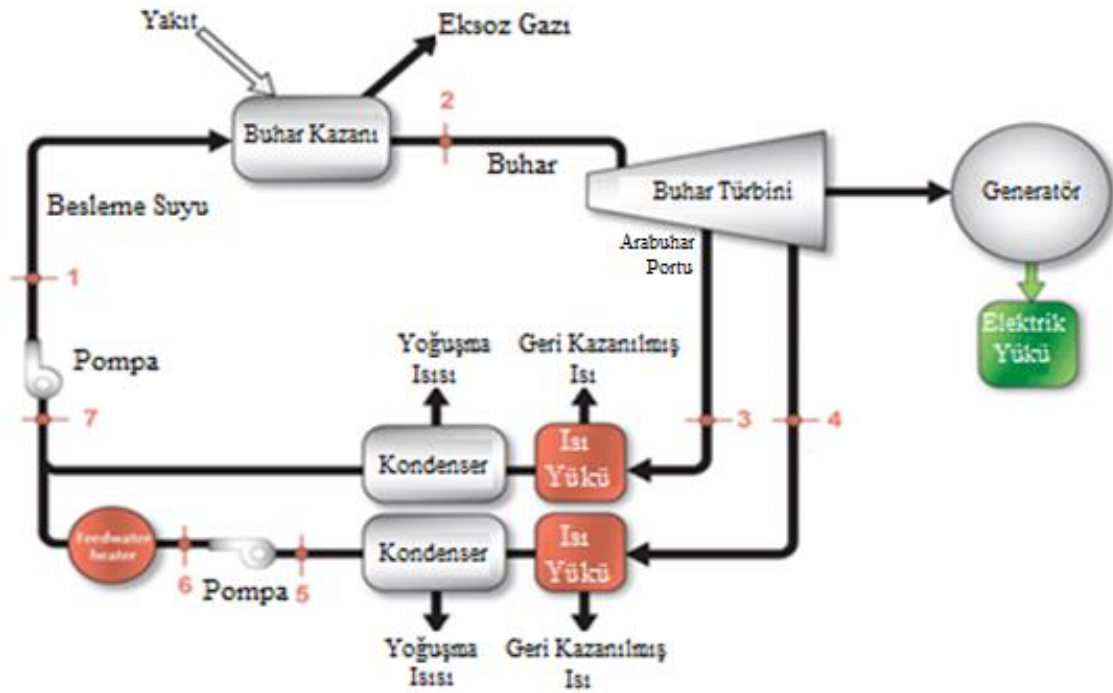
Eğer entropi, çıkış basıncında sıvı ve buhar arasında entropiyse, buhar karışımının çıkış kalitesi iki fazlı karışım olarak şu şekilde hesaplanır:

$$x_3 = m \cdot \frac{s_3 - s_1}{s_v - s_1} \quad (24)$$

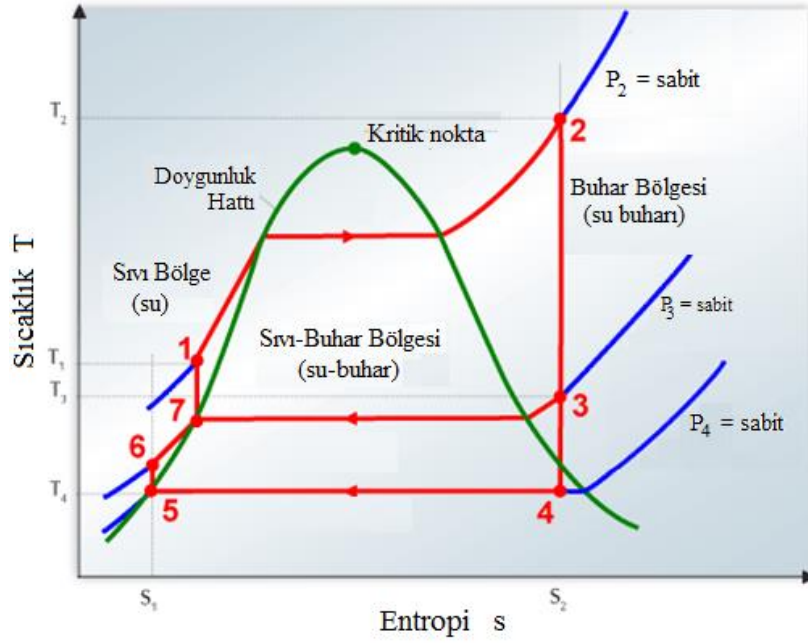
Burada  $x_3$  çıkış kalitesi,  $s_3$  çıkış buharının entropisini,  $s_1$  kazan besleme suyunun entropisini temsil eder, fakat çıkış basıncında ve çıkış basıncında doymuş buharın entropisi  $s_v$ . Buhar kalitesi 1'in altına düştüğünde kullanıcıya buharın sıvı faz barındırdığına dair kullanıcıya uyarı vermektedir.

#### 5.4.1.2 Ara buhar alımlı buhar türbini

RETSscreen kojenerasyon modeli aynı zamanda ara buhar alımlı türbin çevrimi modellemeye de olanak sağlamaktadır, Şekil 5.6'da sistem gösterilmektedir. İlgili termodinamik çevrim de Şekil 5.7'de verilmiştir.



Şekil 5.6 : Ara buhar alımı gerçekleştirilen buhar türbini.



**Şekil 5.7 :** Aşırı kızdırmalı ve ara buhar alımlı ideal Rankine çevrimi.

Ara buhar alınan türbinin üretim miktarı alınan buharın miktarına bağlıdır. Buhar türbini her zaman çıkış tarafında minimum miktarda bir debi bulunacaktır. Maksimum ara buhar miktarı türbin tasarımı, basınç ve ara buhar portunun boyutu ile belirlenmektedir. Minimum ve maksimum elektrik üretimleri:

$$W_{min} = m \cdot n_{tg} \cdot (e \cdot (h_2 - h_3) + (1 - e) \cdot (h_2 - h_4)) \quad (25)$$

$$W_{min} = m \cdot \eta_{tg} \cdot (h_2 - h_4) \quad (26)$$

Burada  $W$  üretilen elektriği,  $m$  giriş buharının kütleli debisini,  $e$  maksimum müsaade edilebilir ara buhar alım oranını, kesir olarak,  $h_2$  giriş buhar entalpisini,  $h_3$  ara buhar entalpisini,  $h_4$  çıkış buhar entalpisini ve  $n_{tg}$  türbin-jeneratör grubunun toplam verimini ifade etmektedir. Ara buhar entalpsi  $h_3$  ve çıkış buhar entalpsi  $h_4$  daha önce bahsedilen formüller sayesinde kullanıcı girişlerinden kolayca hesaplanabilmektedir [45].

Bu buhar türbin için maksimum ve minimum erişilebilir ısıtma kapasiteleri:

$$W_{max}^{th} = m \cdot (e \cdot (h_3 - h_1) + (1 - e) \cdot (h_4 - h_1)) \quad (27)$$

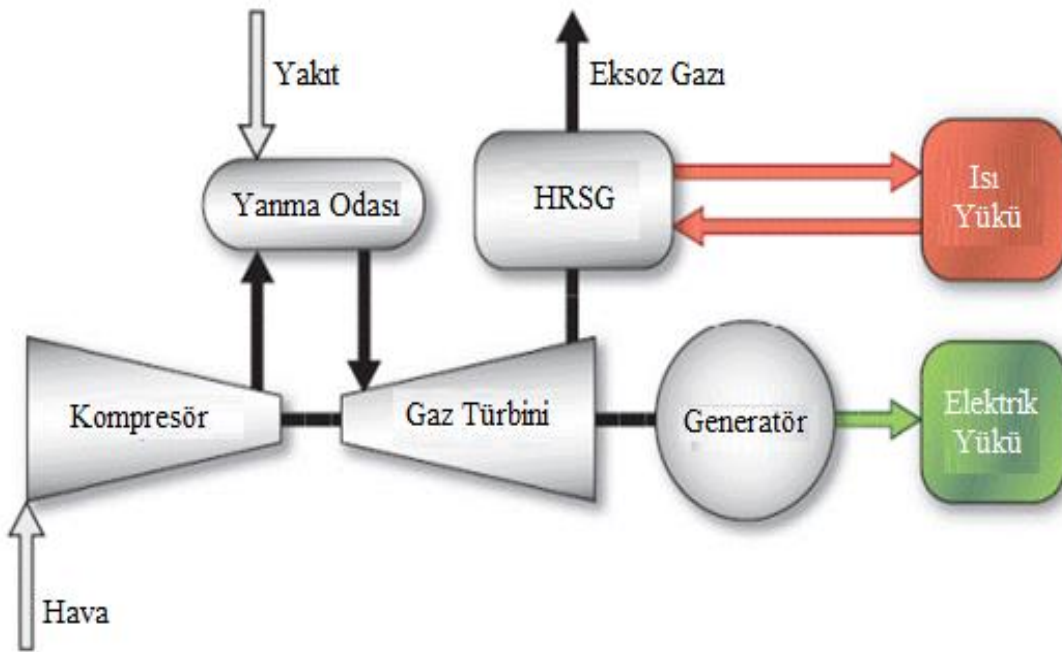
$$W_{min}^{th} = m \cdot (h_4 - h_1) \quad (28)$$

Burada  $W_{th}$  mümkün olabilecek ısıtma kapasitesini alınan ara buhar miktarının fonksiyonudur. Bu türbinin maksimum ısıtma kapasitesi, çalışması esnasında maksimum ara buhar alımı ile gerçekleşir.

Yakıt tüketimi de yukarıda buhar türbini için tanımlanan eşitlik ile aynen hesaplanmaktadır.

## 5.4.2 Gaz türbini

Gaz türbini gazı (genelde hava) kompresör yardımı ile sıkıştırılan ve daha sonra sıkıştırılan gaza ısı enerjisi ekleyen bir makinedir. Isı hem bir yakıtın sıkıştırılan hava ile yakılması ile hem de ısı değiştirici ile ısı transferi sağlanarak eklenebilir. Bu süreci, iş üretmek amacıyla sıkıştırılmış sıcak gazın genişlemesi takip eder. Üretilen işin bir bölümü gazı sıkıştırmak için kullanılır. Kalan iş ile elektrik üretimi için bir generator ya da herhangi bir makine ekipmanı tahriklenebilir. Bir jet uçağı motoru faydalı işin egzozdan itmeye dönüştürüldüğü bir gaz türbinidir. Gemilerde de gaz türbinleri devir düşürücü dişli grupları aracılığıyla pervaneye bağlıdır ve pervanenin dönmesi ile gemilerde itme oluşturulmaktadır [45].



Şekil 5.8 : Isı geri kazanımlı tipik bir gaz türbini şeması.

Kara uygulamalarında iki tip gaz türbini vardır. Bunlar ağır kafes ve aero derivative motorlardır. Ağır kafes motorlar daha büyüktür ve genellikle küçük ve daha kompakt olan aero derivativeden düşük sıkıştırma oranlarında işletilirler.

RETSscreen kojenerasyon modelinde gaz türbinleri elektrik kapasiteleriyle (kW), minimum kapasiteleriyle (%), ısı oranlarıyla (kJ/kWh veya Btu/kWh) ve ısı geri kazanım verimleriyle (%) sınıflandırılmaktadırlar.

Elektrik kapasitesi veya elektrik üretim ekipmanı çıkışı kW olarak ölçülmektedir. Elektrik kapasitesi bağlantı şebekesi olan çıkış gücüdür. Rakım, atmosferik şartlar, generator,

dönüştürücü, vb tüm verim faktörleri kullanıcı tarafından girilen elektrik kapasitelerinden çıkarılmaktadır [45].

Minimum kapasitesi bazen turndown ratio olarak da ifade edilmektedir. Seçilen ekipman için minimum kapasite (yük) toplam kapasitenin yüzdesi olarak girilmektedir. Eğer seçilen sistem tahmin edilen yük değerine kadar minimuma indirilemiyorsa, üretim fazlası elektrik satılmak zorundadır veya türbin kapatılmalıdır. Eğer sistem yükü takip etmek üzere çok büyük ise kullanıcı ikaz ile karşılaşacaktır. Eğer kullanıcı birkaç adet daha küçük türbin seçerse, bu durumda genellikle yük takibi daha kolay olmaktadır. Eğer aylık yük minimum kapasiteden daha az ise model sistemin bu periyot boyunca kapalı olduğunu kabul edecektir. Daha sonra, bu periyot için yük ara veya pik yük sistemlerince karşılanacaktır.

Isı oranı ve ısı geri kazanım verimi, elektrik üretim ekipmanının verimini belirlemede kullanılmaktadır. Isı oranı her birim güç çıkışı için gerekli yakıt tüketiminin ölçü birimidir (yüksek türbin verimleri daha düşük ısı oranı). Isı oranı genelde kJ/kWh olarak tanımlanır, fakat diğer birimler de kullanılmaktadır. Önerilen sistem tarafından geri kazanılabilecek ısının miktarını belirlerken ısı oranı verimi % cinsinden ifade edilmektedir. Üretilen ısının tamamı geri kazanılamaz, bazı durumlarda sistemdeki ısı miktarı çok düşüktür [45].

#### 5.4.2.1 İş, ısı ve yakıt tüketimi hesapları

Yukarıda tanımlanan büyüklüklerden ve gaz türbini elektrik kapasitesinden ısı çıktısını ve yakıt tüketimini hesaplamak oldukça kolaydır.

$$HR = \frac{W^f}{W} \quad (29)$$

Burada HR ısı oranını ve  $W^f$  tüm toplam yakıt girdisini ifade eder, ve:

$$\eta^{th} = \frac{W^{th}}{W^f - W} \quad (30)$$

Burada  $\eta^{th}$  ısı geri kazanım sisteminin verimini ve  $W^{th}$  sistemin ısı kapasitesini temsil eder. Sonuç olarak:

$$W^f = HR \cdot W \quad (31)$$

Ve:

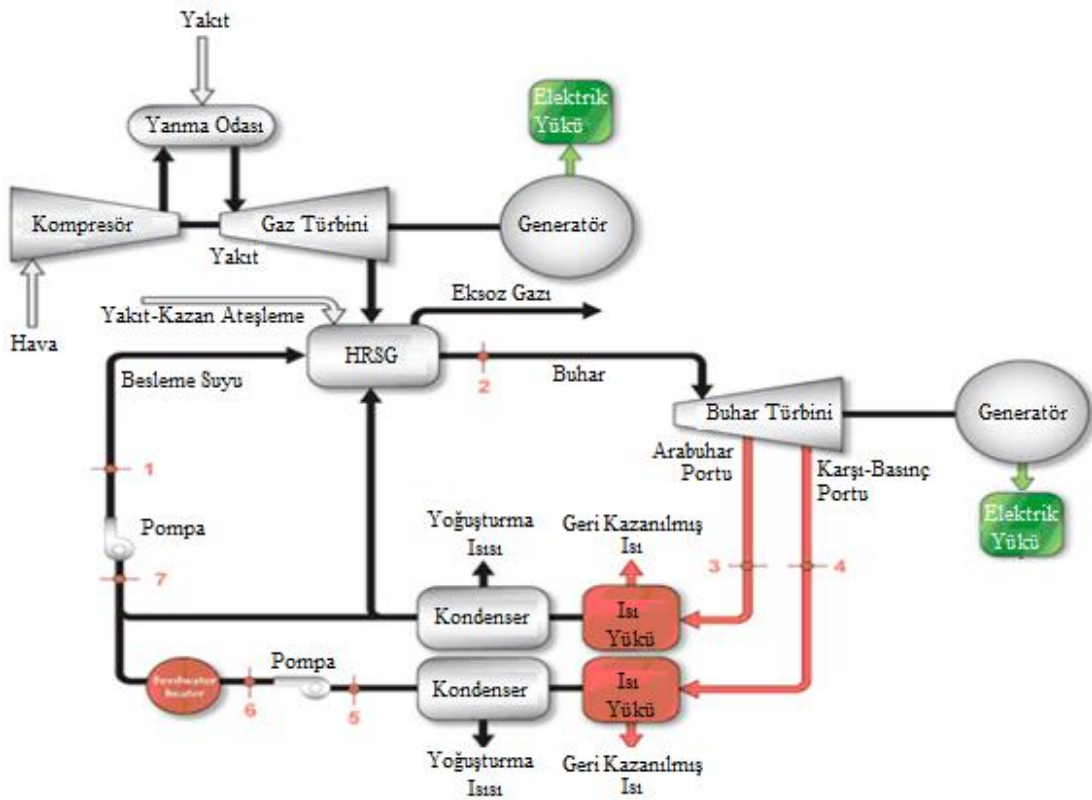
$$W^{th} = \eta^{th} \cdot W \cdot (HR - 1) \quad (32)$$

HR,  $\eta^{th}$  ve W kullanıcı tarafından belirlenmektedir.

### 5.4.3 Kombine çevrim gaz türbini

Gaz türbinini terkeden gazın ihtiva ettiği enerjiyi ısı veya buhar türbininde elektrik üretmek üzere buhar üretimi için geri kazanmak mümkündür. Kombine çevrim sistemlerinde ısı ısı geri kazanımıyla buhar üretici kazana yönlendirilerek buhar elde edilir. Genellikle de bu buhar elektrik üretimi için kullanılır.

Bazı durumlarda kazan girişinde ek yanma uygulanarak üretilen buharın miktarı artırılabilir. Aşağıdaki şekilde de görüldüğü gibi, model tek noktadan ara buhar alımına da olanak sağlamaktadır. Daha kompleks kojenerasyon santrallerinde, buhar türbinleri birden fazla ara buhar alma noktasına sahiptir, fakat RETScreen kojenerasyon modeli daha önce buhar türbini bölümünde de bahsedildiği üzere tek noktaya olanak sağlamaktadır.



Şekil 5.9 : Buhar türbininden ara buharın alındığı ve ısı geri kazanım kazanında ek yakıtın yakıldığı tipik bir kombine çevrim şeması [45].

Kazan ateşlemesi kullanılmadığında, eşitlikte toplam yakıt girdisi  $W^f$ 'yi ve ısı çıktısı  $W^{th}$  'yi hesaplamak için gaz türbininin elektrik üretim çıktısı  $W$  fonksiyonu olarak kullanılmaya devam edilebilir Eğer kazan ateşlemesi devrede ise şu eşitlikler dikkate alınmak zorundadır:

$$h_3 - h_1 \quad W^{th} = \eta^{th} \cdot W \cdot (HR - 1) + W^{Duct Firing} \quad (33)$$

ve:



$$W^f = HR \cdot W + W^{Duct\ Firing} \quad (34)$$

Burada  $W^{DuctFiring}$  kazan ateşlemesi için toplam yakıt girdisini ifade etmektedir.

Kombine çevrimin buhar türbini tarafı, yukarıdaki bölümlerde daha önceden gösterildiği şekilde oldukça benzer biçimde uygulanmaktadır. Tek fark buhar kütleli debisi  $m$  yerine buhar türbinine olan ısı girdisi  $W^{th}$  bilinmektedir. Aşağıdaki ilişki:

$$m = \frac{W^{th}}{h_1 - h_2} \quad (35)$$

Burada  $h_1$  dönen suyun entalpisini ve  $h_2$  türbin girişindeki buharın entalpisini ifade eder (bu iki değer buhar türbini bölümlerinde olduğu gibi işletme basınçlarından, aşırı kızdırma sıcaklığından, ara buhar alma oranı ve basıncından ve de çıkış basıncından hesaplanır).

Toplam kombine çevrim ve gaz türbini kapasitesi:

$$W = W_{Gas\ Turbine}^e + W_{Steam\ Turbine}^e \quad (36)$$

Burada  $W$  kombine çevrimin toplam kapasitesini,  $W_{gas\ türbini}^e$  gaz türbini elektrik kapasitesini,  $W_{steam\ türbini}^e$  de buhar türbini elektrik kapasitesini ifade eder [45].

Bazı durumlarda gaz türbini ve buhar türbini bir aradadır ve sadece kombine çevrim için toplam ısı oranı bilinir. Bu durumda ısı oranı şu şekilde hesaplanır.

$$HR = \frac{W^f}{W_{Gas\ Turbine}^e + W_{Steam\ Turbine}^e} \quad (37)$$

Burada  $HR$  toplam ısı oranını,  $W^f$  toplam yakıt girdisini,  $W_{gas\ türbini}^e$  gaz türbini elektrik kapasitesini,  $W_{buhar\ türbini}^e$  de buhar türbini elektrik kapasitesini ifade eder. RETScreen kojenerasyon modelinde, eğer kombine çevrim ısı oranı biliniyorsa ve ek olarak kazan ateşlemesi gerekmiyorsa, “gaz türbini” bölümü kombine çevrimi değerlendirmek için kullanılabilir.

#### 5.4.4 Pistonlu motorlar, yakıt pilleri veya yakıt tüketen diğer güç ekipmanları

Tüm bu sistemler gaz türbini bölümündeki aynı girdilerle (elektrik kapasitesi, ısı oranı ve ısı geri kazanım verimi) hesaplanmaktadır [45].

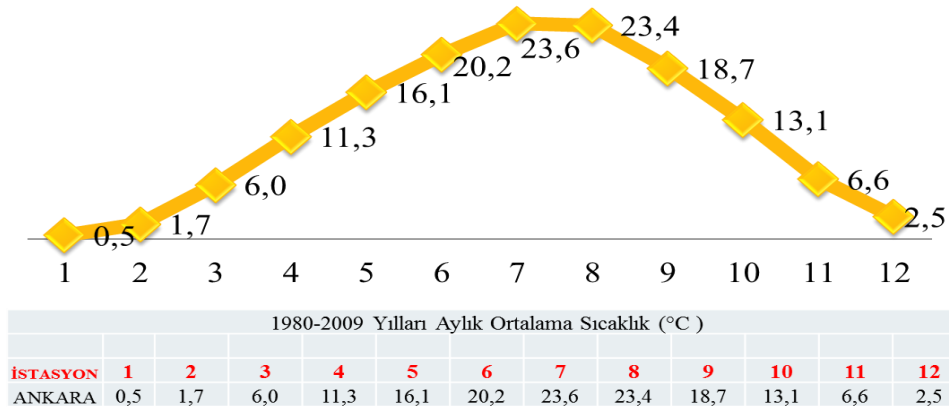
## 5.5 Farklı Senaryolarla Bölgesel Isıtma Sistemi Modellemesi ve Ekonomik Analizi

### 5.5.1 Modellenen toplu konut yerleşkesinin özellikleri

Şekil 5.10’da mavi işaret ile gösterilen modellenen toplu konut yerleşkesi 39° 54’ Kuzey enlemi, 32° 46’ Doğu meridyeninde karasal iklim kuşağında bulunmaktadır. Deniz seviyesinden yüksekliği 806 metredir. Kışlar soğuk ve yazlar sıcak geçmektedir. Bu yüzden kışın ısı yükü artmaktayken yazın da klimaların devreye alınması ile elektrik yükü artış göstermektedir. Ortam şartları, elektrik ve ısı yükleri ile ilgili sayısal değerler ve tanımlamalar bu bölüm altında detaylandırılmıştır.



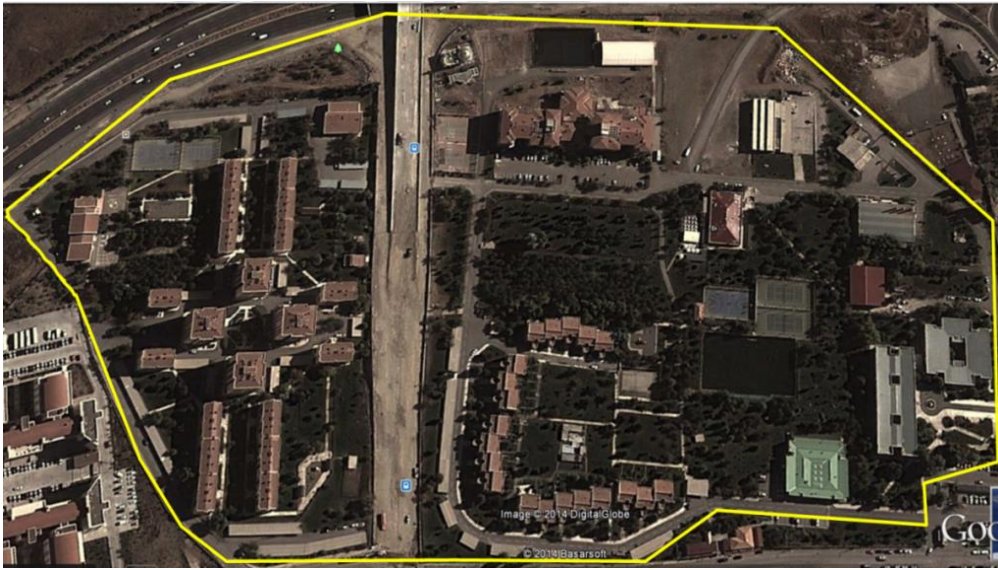
Şekil 5.10 : Modellenen yerleşkenin konumu.



Şekil 5.11 : 1980-2009 Yılları Aylık Ortam Sıcaklık Değerleri (°C) [41].

1980 yılından 2009 yılına kadarki süreçte proje konumunun aylara göre ortalama sıcaklık değerleri aşağıdaki şekil 5.11’de verilmiştir. Bu süreçte minimum sıcaklık ocak ayında 0,5 °C, en yüksek sıcaklıklar da Temmuz ayında 23,6 °C, Ağustos ayında 23,4 °C olarak ölçülmüştür.

Bu değerler aylık ve yıllık derece-gün sayılarının hesaplanmasında kullanılacaktır. Derece-gün sayısının nasıl hesaplandığı önceki bölümlerde detaylı olarak incelenmişti. Özetle, uluslararası kabullerde temel prensip olarak 18 °C'nin altında ısınma ihtiyacı, 18 °C'nin üzerinde ise soğutma ihtiyacı duyulmaktadır. Bu ortalama sıcaklıkları 18 °C'nin altında olduğu durumlar bize ısınma ihtiyacının miktarını verecektir. RETScreen'in bunu nasıl hesapladığı geçmiş bölümlerde anlatıldığı için bu bölümde üzerinde detaylı olarak durulmayacaktır. Toplam ısıtma derece-gün sayısı 2 763 derece-gün'dür. Soğutma için de yine soğutma derece-gün sayısını belirlemek gerekmektedir. Fakat bu çalışmada soğutma durumu incelenmemiştir. Çalışma elektrik ve ısı taleplerinin karşılanmasını içermektedir.

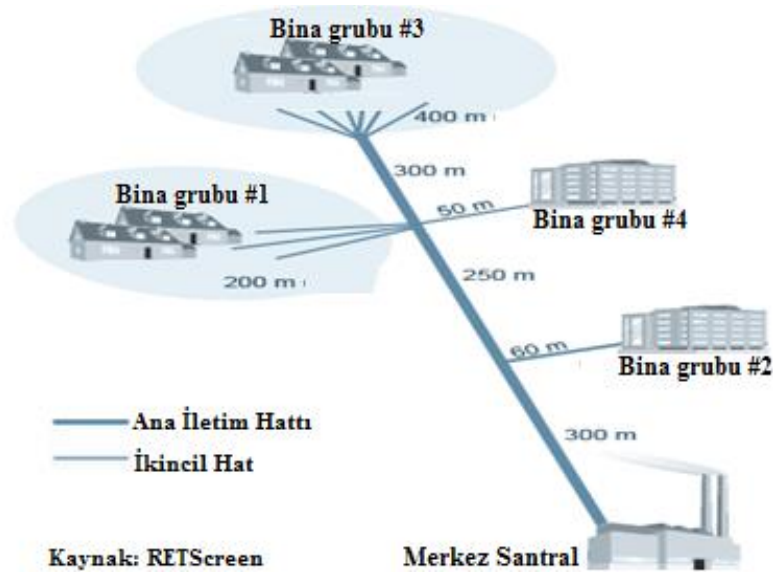


**şekil 5.12 :** Modellenen yerleşkenin kuşbakışı görünüşü.

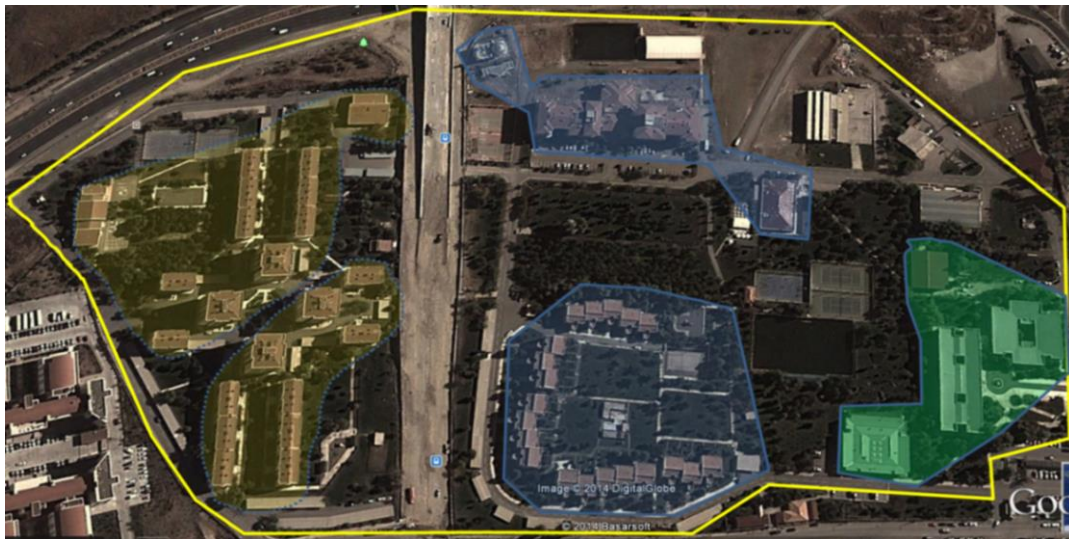
Üzerinde modelleme çalışması gerçekleştirilecek toplu konut yerleşkesinin özellikleri şu şekildedir. 16 adet 5 katlı bina bulunmaktadır, bu binalar toplamda 192 haneden oluşmaktadır. 4 adet 9 katlı bina da toplamda 180 haneyi bünyesinde barındırmaktadır. 20 adet 4 katlı bina da 80 haneden oluşmaktadır. Bunlar dışında tek bir blok olarak yaklaşık 180 haneyi ve bir spor salonunu bünyesinde barındıran tek bir bina mevcuttur. Bu yerleşim yerlerinin yanında 1 adet cami, 1 adet okul, 1 adet market, 1 adet kafeterya, 1 misafırhane ve 1 kamu binası olmak üzere hizmet sektörleri de bulunmaktadır. şekil 5.12'deki Toplam ısıtılacak alan yaklaşık olarak 80 000 m<sup>2</sup>'dir. Binaların yalıtım kalitesi, vb. karakteristik özelliklerine bağlı olarak birim alan başına 90 Watt ısı yükü bulunmaktadır. Bu değerler puant ısı yükünü ve bu yük aylık ısıtma derece-gün sayıları ile ilişkilendirilerek aylık ısıtma yükünün hesaplanmasında kullanılacaktır.

Bu yerleşkenin ısı talebini yukarıda bahsettiğimiz değerler yardımıyla RETScreen üzerinden hesaplanacaktır. RETScreen'inin bu hesaplamaları yaparken hangi formülleri ve algoritmaları kullandığını daha önceki bölümlerde detaylı bir biçimde açıklamıştık. Bu yüzden burada detaylara yer verilmeyecektir.

RETScreen'in bölgesel ısıtma projeleri için olan bölümünü kullanırken bizden binaları gruplamamız istenmektedir. Şekil 5.13'teki gibi gruplama işlemi istediğimiz şekilde yapabileme imkânına sahibiz. Bu işlemin amacı kuracağımız bir ısı ve elektrik kaynağından ısıнын hangi yolla ne şekilde taşınacağını, yani şebekeyi nasıl planlayacağımızı programa tanıtmaktır.



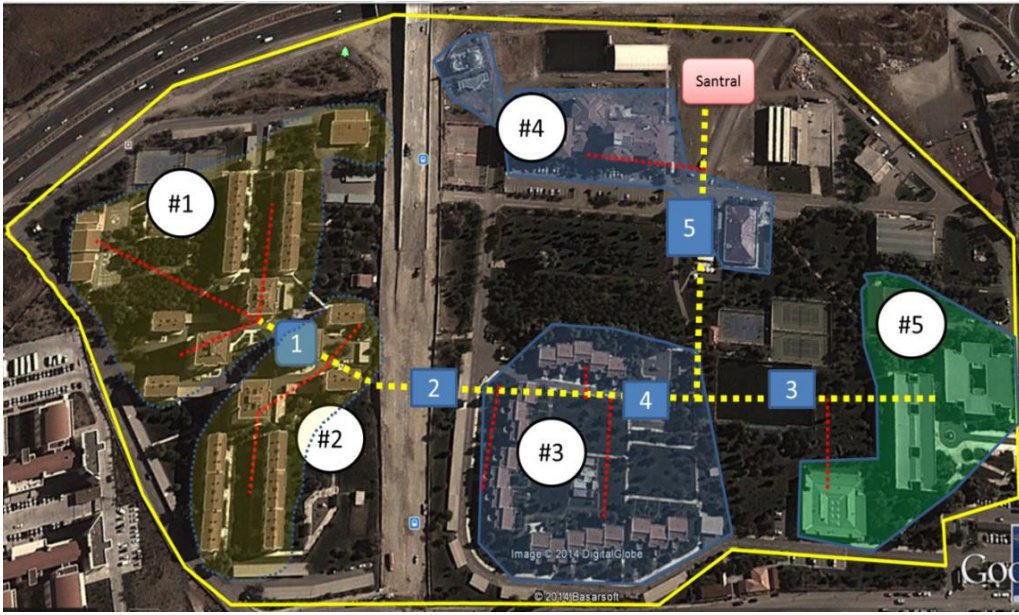
Şekil 5.13 : RETScreen bölgesel ısıtma şebekesi çözümü [45].



Şekil 5.14 : Konutların gruplara ayrılmış hali.



Şekil 5.14'te kendi yaptığımız grublama ve bu grupları besleyecek ana ve ikincil şebekelerin gösterimi yapılmıştır. Şekil 5.15'te de numaralandırmalar yapılmıştır. Burada 5 adet bina grubu tanımlanmıştır. Her grupta bina sayısı ve tipi farklılık göstermektedir. Farklı gruplamaların yapılması ısı talebi konusunda çok büyük bir değişiklik oluşturmayacaktır. Çünkü ısı talebinde esas ısıtılacak alandır. Farklı gruplamalarda alanlarda bir değişiklik oluşmamaktadır. Aşağıdaki şekilde gruplara ısı sağlayan şebekenin nasıl bir kabul ile planlandığı görülmektedir. Burada şebekenin 5 ana bölümden oluştuğu kabul edilmiş ve her bir ana bölümden bina gruplarına kırmızı ile gösterilen ikincil boru hatlarıyla dağıtım yapılmaktadır.



Şekil 5.15 : Şebekenin bölümleri ve bina gruplarının numaralandırılması.

Çizelge 5.1'de yerleşkenin genel karakteristik özellikleri ve tasarlanacak sistem için bazı referans başlangıç değerleri verilmiştir.

Çizelge 5.1 : Sisteme ilişkin başlıca sayısal değerler [39].

	Sayısal Değerler
Rakım	806 metre
Toplam Isıtma Derece-Gün Sayısı	2 763 °C-gün
Isıtma Tasarım Sıcaklığı	-9 °C
Toplam Isıtılacak Alan	80 000 m <sup>2</sup>
Bina Isıtma Yüğü	90 W/m <sup>2</sup>

**Çizelge 5.1:** Sisteme ilişkin başlıca sayısal değerler (devam).

	Sayısal Değerler
Puant Isıtma Yüğü	7 200 kW
Şebeke Tasarım Sıcaklığı – Arz	120 °C
Şebeke Tasarım Sıcaklığı – Dönüş	50 °C
Fark Sıcaklığı	70 °C
Baz Elektrik Yüğü	1 045 kW
Puant Elektrik Yüğü	1 290 kW
Puant Elektrik Yüğü – Yıllık (+ %10)	1 419 kW

Ana şebeke 5 bölümden oluşmaktadır. Her bir bina grubu farklı bölümlerden beslenmektedir. Bu kabul yapıldığı gibi bir bina grubunun birden fazla bölümden de beslendiği varsayılabilir. Buradaki değişik yaklaşımlar ana ve ikincil şebekenin boru kalınlıkları üzerinde etkiye sahip olmaktadır. Aşağıdaki Çizelge 5.2’de ana şebekenin boru kalınlıkları ve maliyetleri verilmiştir. Ana şebeke için toplam maliyet 320 000 \$’dır.

**Çizelge 5.2 :** Ana şebeke boru kalınlıkları, uzunluk ve maliyetlerine ilişkin sayısal değerler [45].

Boru Kalınlığı	Uzunluk (metre)	Toplam Fiyat (\$)
DN 125	200	100 000 \$
DN 100	325	130 000 \$
DN 65	150	55 000 \$
<b>TOPLAM</b>		<b>285 000 \$</b>

**Çizelge 5.3 :** İkincil şebeke boru kalınlıkları uzunluk ve maliyetleri.

Bina Grubu	Boru Kalınlığı	Uzunluk (metre)	Isı İstasyonu Maliyeti (\$)	Toplam Maliyet (\$)
# 1	DN 50	175	20 000 \$	60 000 \$
# 2	DN 50	150	20 000 \$	45 000 \$
# 3	DN 32	250	20 000 \$	70 000 \$

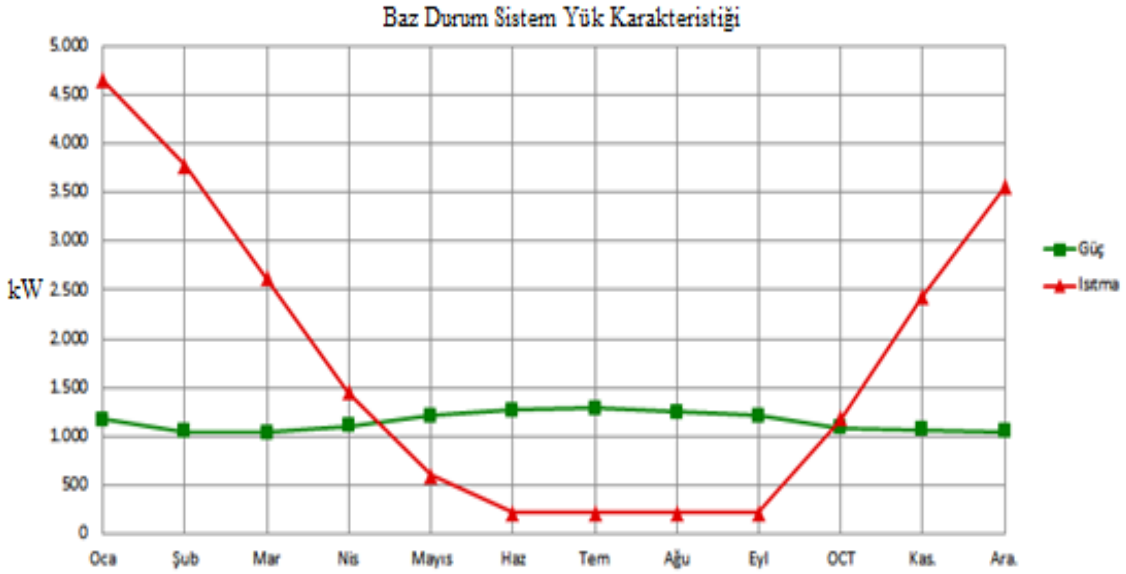
**Çizelge 5.3:** İkincil şebeke boru kalınlıkları uzunluk ve maliyetleri (devam).

Bina Grubu	Boru Kalınlığı	Uzunluk (metre)	Isı İstasyonu Maliyeti (\$)	Toplam Maliyet (\$)
# 4	DN 50	75	20 000 \$	32 500 \$
# 5	DN 50	100	20 000 \$	35 000 \$
<b>TOPLAM</b>				<b>242 500</b>

Çizelge 5.3'te karakteristik özellikleri ve RETScreen verilerindeki işletme ve sistem fiyatları dahil maliyetler verilmiştir. İkincil şebeke ile birlikte ısı istasyonları maliyetleri bir arada verilmiştir. Her bir bina grubu için bir adet ısı istasyonu maliyeti tanımlanmıştır.

Bölgesel ısıtma sistemi ve iletim-ağıtım ekipmanları toplam maliyeti 527 500 \$'dır.

RETScreen'e bina gruplarını, her bir binanın kaç m<sup>2</sup> den oluştuğunu, birim alanı ısıtmak için kaç kW ısı gerektiği, ısınma tasarım sıcaklığı gibi değerleri girdikten sonra bölgesel iklim koşullarına göre yerleşkenin ısı talebi aylık bazda yıllık olarak Şekil 5.16'da görüldüğü gibidir.

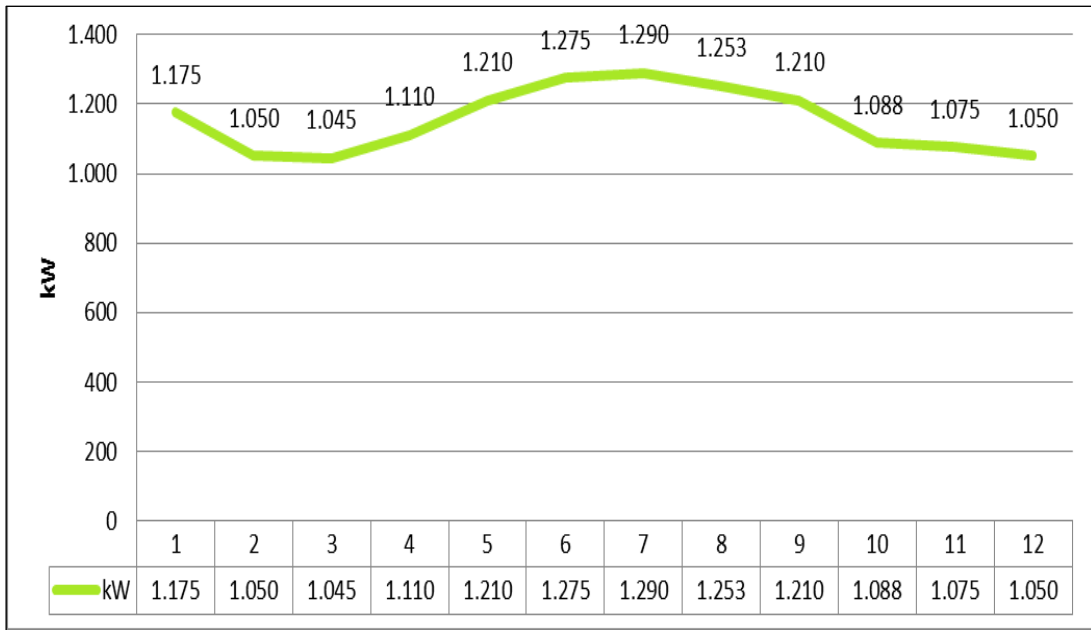


**Şekil 5.16 :** Aylık bazda yıllık ısı talebi.

Kış aylarında yüksek olan talep yaz aylarına kadar azalmakta ve yazın da sadece sıcak su olarak talep düşük bir bantta seyretmektedir. Isı talebinin nasıl hesaplandığı önceki bölümlerde detaylı olarak anlatılmıştı. Anlatılanlara ek olarak, sıcak su tüketimi ortam ısıtması için gerekli ısı tüketiminin yaklaşık olarak %10 ila %25'ini oluşturmaktadır. Ashrae

Handbook'ta verilen aralık bu şekildedir. Biz hesaplamalarımızda bu değeri %15 olarak kabul etmiş bulunmaktayız.

Elektrik talebi aylık olarak geçmişe dönük faturalardan hesaplanmış ve yaklaşık bir değer oluşturulmuştur. Talepleri karşılamak üzere bir santral kurulacak ve santralden elektrik sağlanırken aynı zamanda hem ceket soğutma suyundan hem de baca gazından atık ve kullanılabilir ısı geri kazanılarak ısı talebi de karşılanacaktır. Görüldüğü üzere ısı ve elektrik talepleri arasında ciddi farklılıklar ve mevsimsel olarak tezatlıklar bulunmaktadır. Kış aylarında elektrik talebi az iken yazın soğutma sistemlerinin de yüke eklenmesi ile artmaktadır. Şekil 5.17'deki grafikte aylık ortalama elektrik yükü değerleri verilmiştir.



**Şekil 5.17 :** Aylık ortalama elektrik yükü (kW).

Santralimizde elektriğin yanında ısı da üretilmekte ve oransal olarak, üretilen ısı miktarı üretilen elektrik miktarına yakındır. Dolayısıyla talepleri karşılama yönünde farklı senaryoların çalışılması gerekmektedir. Bunlar elektrik talebinin tamamını karşılama, elektrik talebinin tamamını elektrik yükünü takip ederek karşılama, ısı talebinin tamamını karşılama, baz elektrik yüküne göre bir sistem ile taleplerin bir kısmını karşılama, ısı yükünün tamamını karşılayacak bir sistem tasarımı ile ısının talebinin tamamını karşılama, vb. Bu bağlamda sonraki bölümlerde bu senaryolar çalışılacaktır.

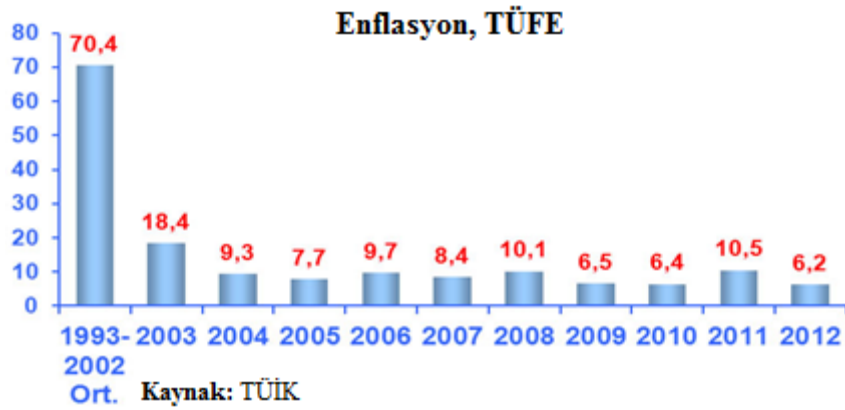
Çizelge 5.4'te verilen değerler model çalışmalarının maliyet analizi kısmında kullanılacak parasal ve finansal değerleri vermektedir. Doğalgazın birim fiyatı, elektrik alış-satış fiyatları, enflasyon oranı gibi değerler maliyet analizi için gerekli olacaktır. Doğalgaz fiyatları, elektrik



fiyatları Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK)'nın internet sitesinde bulunan tarifeler bölümünden alınmıştır. Elektrik günümüzde gün içerisinde üç farklı fiyatlandırma ile tüketiciye sunulmaktadır. Bunun yanında tek hat fiyatı da EPDK'nın internet sitesinden ilan edilmektedir. Ekipman maliyetleri, sistem maliyetleri vb. Amerikan Doları üzerinden analizi yapılacağı için Çizelge 5.4'te verilen döviz kuru dönüşümüne göre enerji birim fiyatları da Amerikan Dolarına çevrilmiştir [40,41].

**Çizelge 5.4 : Yağ, yakıt, elektrik, vb. birim maliyetleri.**

	Birim Fiyatlar
Türk Lirası/Dolar Paritesi	2,1 TL/\$
Doğalgaz Birim Fiyatı (Kesintisiz)	0,42 \$/m <sup>3</sup>
Doğalgaz Birim Fiyatı (Perakende)	0,48 \$/m <sup>3</sup>
Yağ Tüketimi	0,2 gr/kWh
Yağ Birim Fiyatı	2,7 \$/kg
Elektrik Birim Fiyatı – Alış	0,154 \$/kWh
Elektrik Birim Fiyatı – Satış	0,082 \$/kWh
Enflasyon Oranı Geçmiş 10 yıllık ortalama	%7,48



**Şekil 5.18 : Geçmiş yıllara ait enflasyon (TÜFE) değerleri [41]**

Yatırımlarda geleceğe yönelik enflasyon değerini tahmin etmek ekonomistler için dahi oldukça zor ve belirsiz bir konudur. Model çalışmalarında enflasyon oranı geçmiş 10 yıllık değerlerin ortalaması olarak alınmıştır. Şekil 5.18'de geçmiş yıllara ait enflasyon değerleri verilmiştir [43].

### 5.5.1.1 Senaryo I: Elektrik yükünün tamamının karşılanması (Baz Yük Santrali).

Burada elektrik talebinin yıl içerisindeki puant yüküne göre bir santral seçimi yapılacaktır. Bir yıl içerisinde herhangi bir ayda oluşan maksimum elektrik yükü puant yüküdür. Yukarıdaki elektrik yükünü gösteren grafikten de görüldüğü üzere bu değer 1 290 kWe'dir. Elektrik talebinin ileriki yıllarda artabileceğini ve aşırı yüklenmelerin de olabileceğini göz önünde bulundurduğumuzda kurulacak santrali 1 431 kWe olarak planlamaktayız.

Bulunan değerlere uygun General Electric JGC 420 GS-L.L model gaz motoru, genellikle bu tip kojenerasyon projelerinde kullanıldığı için sistemimiz için bu gaz motoru üzerinde analizimize devam edeceğiz.

1 431 kW olan santral elektrik kapasitesi ısı geri kazanım verimi %75 olan bir atık ısı kazanı ile ayrıca 1 908 kW ısı kapasitesine sahip hale gelmektedir. Bu da puant ısı yükünün %26,5'ini oluşturmaktadır. Geri kalan ısı talebi ikincil bir kazan veya herhangi bir ısı üretici ile karşılanacaktır. Biz seçimimizi doğalgaz kazanı olarak yapmaktayız, seçim kapasitemizi aynı zamanda puant ısı yüküne göre yapacağız. Böylece santralin devrede olamayacağı durumda ısı arz güvenliği sağlanabilecektir. Puant ısı talebi olan 7 200 kW'a göre bir doğalgaz kazanı seçilmiştir.

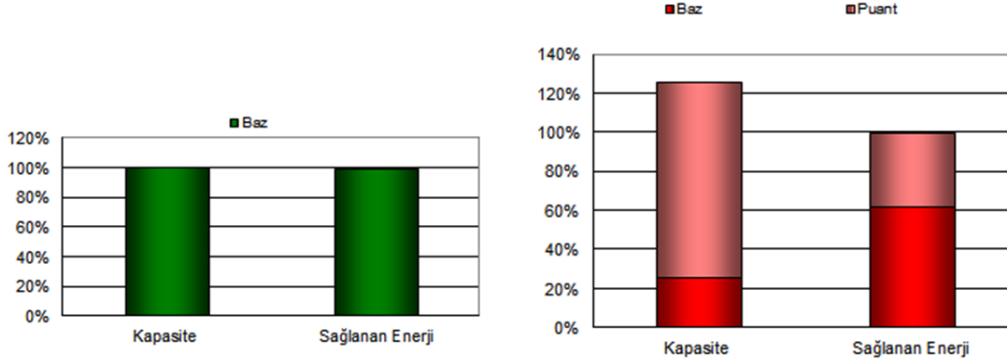
Santral baz yük santrali olarak sürekli olarak çalışacaktır. Kapasitesi puant yüke göre olduğu için diğer zamanlarda talep edilen elektrikten fazla enerji çıktısı olacaktır. Bu fazla üretimin de yukarıdaki Çizelge 5.4'te belirtilen şebekeye satış fiyatından şebekeye satışı gerçekleşecektir. Çizelge 5.5 ve Çizelge 5.6'da elektrik ve ısı ile ilgili sağlanan enerji miktarları ve kapasiteler verilmiştir.

**Çizelge 5.5 : Senaryo I'de önerilen durum (Elektrik).**

	Yakıt Türü	Kapasite (kW)	Sağlanan Elektrik (MWh)
Baz Yük	Doğalgaz	1 431	10 141
Şebekeye Verilen Elektrik	-	-	2 395
	<b>TOPLAM</b>	<b>1 431</b>	<b>12 536</b>

**Çizelge 5.6 :** Senaryo I’de önerilen durum (Isı).

	Yakıt Türü	Kapasite (kW)	Sağlanan Isı (MWh)
Baz Yük	Geri Kazanılmış Isı	1 908	10 037
Puant Yük	Doğalgaz	7 200	6 089
	<b>TOPLAM</b>	<b>9 108</b>	<b>16 126</b>



**Şekil 5.19 :** Toplam kapasite ve sağlanan enerji miktarları.

Şekil 5.19’da da Çizelgelerdeki değerler grafiğe dökülmüştür. Grafiklerde sol taraftaki kısım kurulu kapasiteyi temsil etmektedir. Görüldüğü üzere elektriğin tamamı kurulan baz yük santrali ile karşılanmıştır. Isının da bir kısmı baz yük santralinden geri kalan kısmı da kurduğumuzu kabul ettiğimiz doğalgaz kazanından sağlanmıştır.

**Çizelge 5.7 :** Senaryo I için enerji santrali yatırım maliyetleri.

	B.Fiyatı	Birimi	Miktarı	Tutarı
Gaz Motoru (1431 MWe)	688 500 \$	\$/adet	1 Adet	688 500 \$
Atık Isı Kazanı	114 750 \$	\$/ad.Gen	1 Adet	114 750 \$
Soğutma Hava Hücreleri ve Fanı	4 320 \$	\$/ad.Gen	1 Adet	4 320 \$
Egzost Sistemi ve Bacalar	13 500 \$	\$/ad.Gen	1 Adet	13 500 \$
Gaz Hattı	45 900 \$	\$/takım	1 Takım	45 900 \$
Vana ve Fittingler	4 725 \$	\$/ad.Gen	1 Takım	4 725 \$
İzolasyon İşleri	4 590 \$	\$/takım	1 Takım	4 590 \$
Yağ Sistemi	13 500 \$	\$/takım	1 Takım	13 500 \$
Radyatör Soğutma Sistemi ve Tesisatı	23 625 \$	\$/takım	1 Takım	23 625 \$

**Çizelge 5.7:** Senaryo I için enerji santrali yatırım maliyetleri (devam).

	B.Fiyatı	Birimi	Miktarı	Tutarı
Bina Isıtma Sistemi	6 750 \$	\$/adet	1 Takım	6 750 \$
Elektrik Ekipmanları	337 500 \$	\$/takım	1 Takım	337 500 \$
Lisans ve İzin İşlemleri	13 500 \$	\$/adet	1 Adet	13 500 \$
			<b>TOPLAM</b>	<b>1 271 000 \$</b>

Çizelge 5.7’de enerji santrali ana bileşenleri ve her birinin maliyetleri verilmiştir. Bu durumda ekonomik uygulanabilirliğe bakacak olursak bölgesel ısıtma ağı için toplamda 527 500 \$, doğalgaz kazanı için 720 bin \$, elektrik santralimiz için 1,27 milyon \$ maliyet ile toplamda 2,52 milyon \$ ilk yatırım maliyeti gerçekleştirilmiştir. Çizelge 5.8’de miktarlar ve yatırım içerisindeki oranları verilmiştir.

**Çizelge 5.8 :** Senaryo I ilk yatırım maliyetleri.

	Maliyet	Yatırım Oranı
Bölgesel Isıtma Sistemi	527 500 \$	%21
Elektrik Sistemi	1 270 000 \$	%50,5
Doğalgaz Kazanı	720 000 \$	%28,5
<b>Toplam</b>	<b>2 517 500 \$</b>	<b>%100</b>

Enflasyon oranı %7,48 kabul edilmiş ve tesis ömrü 20 yıl olarak öngörülmüştür. Yatırımın tamamı kredisiz olarak yapılmış ve herhangi bir borçlanma bulunmamaktadır.

%10’luk işletme bakım-tutum maliyeti 230 bin \$/yıl olarak işleme dahil edilmiştir. Ayrıca önerilen sistem için toplam yakıt maliyeti senelik 1,87 milyon \$’dır. Pistonlu motorlar aynı zamanda çalışmaları esnasında yağ tüketimi gerçekleştirmektedirler. Yukarıdaki Çizelge 5.4’te de verildiği üzere motorumuz kWh başına 0,2 gram yağlama yağı tüketmektedir. Yıllık toplam 12 536 MWh üretim göz önünde bulundurulduğunda yıllık 2,5 ton yağlama yağı tüketmektedir. Bunun da maliyeti yıllık yaklaşık olarak 6 750 \$’dır. Aşağıdaki Çizelge 5.9’da tesisin yıllık giderleri ve giderlerin toplam gider içerisindeki oranı verilmiştir. Tesisin toplam yıllık maliyeti 2,1 milyon \$’dır.

**Çizelge 5.9 :** Senaryo I toplam yıllık giderler özeti.

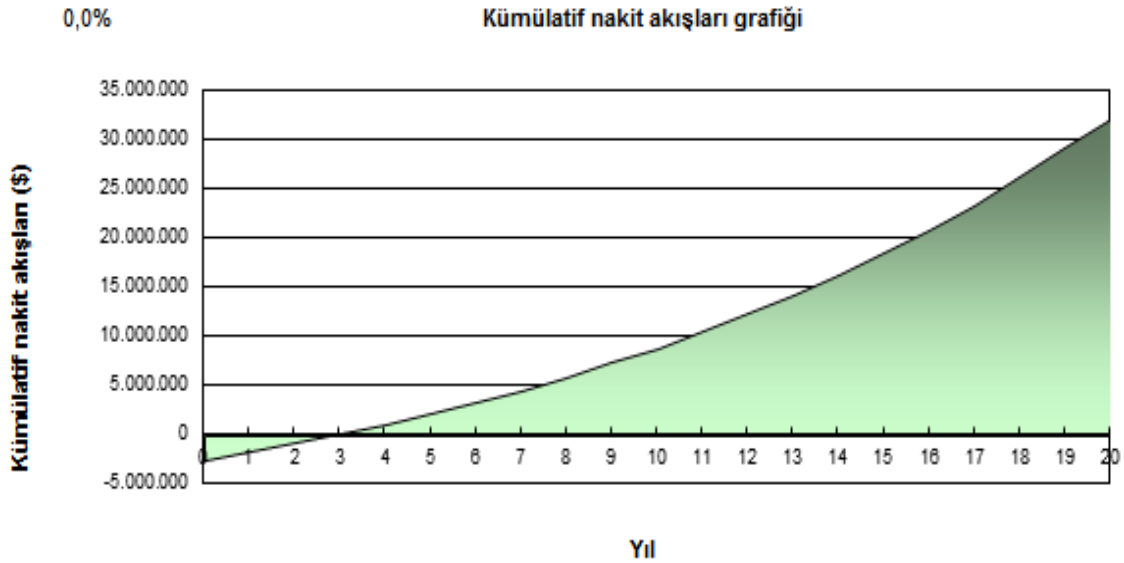
	Maliyet (\$/yıl)	Yıllık Gider Oranı
İşletme ve Bakım Maliyetleri	250 000 \$	%11,8
Yakıt Maliyeti	1 868 279 \$	%87,9
Yağ Maliyeti	6 750 \$	%0,3
<b>TOPLAM</b>	<b>2 125 029 \$</b>	<b>%100</b>

Ayrıca önerilen sistemimiz sayesinde yıllık bazda tasarruflarımız ve bir takım gelirlerimiz olacaktır. Bunlar, 1,84 milyon \$ yakıt tasarrufu ve 236 bin \$ elektrik ihracatı gelirleridir. Sistem toplamda 2,85 milyon \$/yıl tasarruf ve gelir bedeli sağlamaktadır.

**Çizelge 5.10 :** Senaryo I yıllık tasarruflar ve gelirler.

Yıllık Tasarruflar ve Gelirler	Tasarruf/Gelir Değeri
Yakıt Maliyeti	2 655 145 \$
Elektrik İhracatı	197 586 \$
<b>TOPLAM</b>	<b>2 852 731 \$</b>

Şekil 5.20’de görüldüğü gibi tüm bunlar dikkate alındığında yatırımın geri ödeme süresi 3 yıldır. Bu süre sonunda tesis bundan böyle para kazandırmaya başlayacaktır.



**Şekil 5.20 :** Senaryo I için kümülatif nakit akışları grafiği.

### 5.5.1.2 Senaryo II: Elektrik yükünün tamamının karşılanması (Elektrik Talebi Takibi).

Bu senaryoda sistemimiz elektrik yükünü takip edecektir. Şekilde bir yıl içerisindeki aylık ortalama elektrik yükleri gösterilmektedir. Bu senaryoda hangi ay yük ne kadar ise elektrik üretimi de sadece yükü karşılamaya yönelik olacaktır.

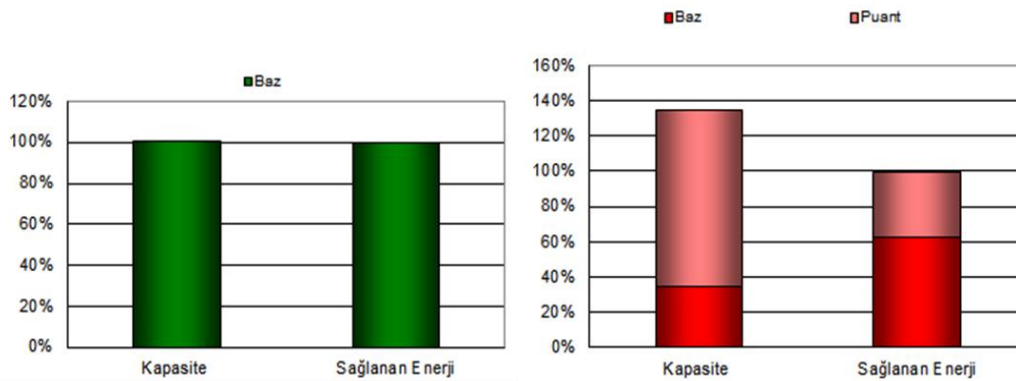
Elektrik üretim fazlası olmadığı için şebekeye satış da gerçekleşmeyecektir. Ek ısı üretimi yine kazanda yakılan doğalgaz ile sağlanacaktır. Bu durumda sağlanan enerji miktarları aşağıdaki Çizelge 5.11 ve 5.12’de verilmiştir. Sistem elektrik yükünü takip ettiği için üretim fazlası elektrik söz konusu değildir. Elektrik yükü takip edildiği için ısı üretiminde de dalgalanma olacaktır.

**Çizelge 5.11** : Senaryo II önerilen durum (Elektrik).

	Yakıt Türü	Kapasite (kW)	Sağlanan Elektrik (MWh)
Baz Yük	Doğalgaz	1 431	10 141
	<b>TOPLAM</b>	<b>1 431</b>	<b>10 141</b>

**Çizelge 5.12** : Senaryo II önerilen durum (Isı).

	Yakıt Türü	Kapasite (kW)	Sağlanan Isı (MWh)
Baz Yük	Geri Kazanılmış Isı	2 544	10 166
Puant Yük	Doğalgaz	7 200	5 960
	<b>TOPLAM</b>	<b>9 744</b>	<b>16 126</b>



**Şekil 5.21** : Toplam kapasite ve sağlanan enerji miktarları.

Maliyet analizinde enflasyon oranımızı yine bir önceki senaryoda olduğu gibi %7,48 alıyoruz. Bunun sebebi daha önceden ifade edilmişti. Sistemimiz bir önceki sistemle aynıdır, herhangi bir değişiklik yapılmamıştır. Yapılan değişiklik operasyon metodudur. Önceki senaryoda baz yük santrali olarak sürekli çalışmaktayken bu senaryoda elektrik yükü takip edilmektedir. Aşağıdaki Çizelge 5.13'te santral yatırım maliyetleri bir önceki senaryodaki ilk yatırım maliyeti Çizelge 5.7'de olduğu gibidir.

Yıllık giderlere baktığımızda operasyon metodu değiştiği için yakıt tüketim miktarında da değişiklik olacaktır. Şekil 5.17'de yerleşkenin elektrik talebi değişimi gösterilmişti. Buradaki ortalama yük değişimlerine göre sistem bu talebi karşılayacak derecede yükünü azaltıp artırmaktadır. Aşağıdaki Çizelge 5.13'te yeni durumdaki yıllık giderler gösterilmektedir. Toplam yakıt maliyeti elektrik yükünün takip edildiği bu senaryoda azalma göstermektedir.

**Çizelge 5.13 : Senaryo II toplam yıllık giderler özeti.**

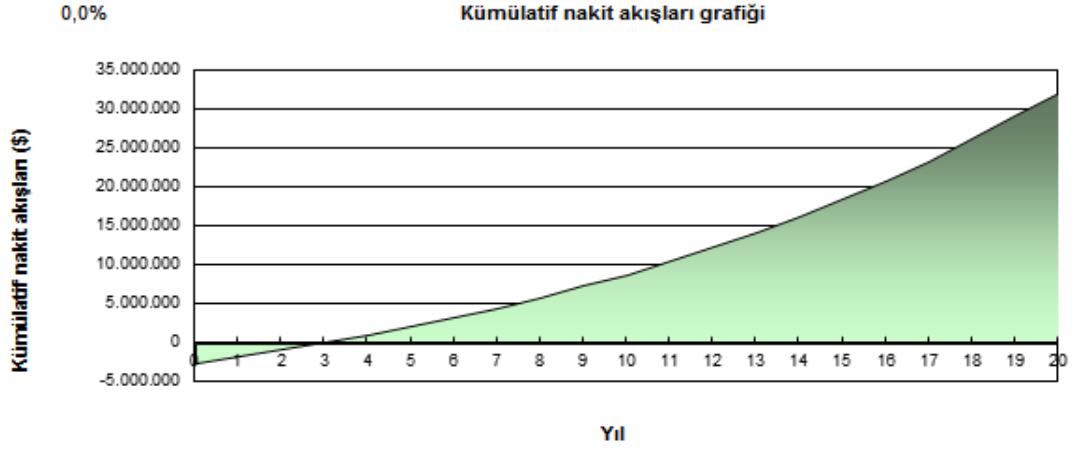
	Maliyet (\$/yıl)	Yıllık Gider Oranı
İşletme ve Bakım Maliyetleri	250 000 \$	%12,7
Yakıt Maliyeti	1 565 525 \$	%87
Yağ Maliyeti	5 500 \$	%0,3
<b>TOPLAM</b>	<b>1 821 025 \$</b>	<b>%100</b>

Yerleşkenin talebinde herhangi bir değişiklik olmamaktadır. Yakıt maliyetinden yapılan tasarruf 2,65 milyon \$'dır. Sistem elektrik yükünü takip ettiği için şebekeye elektrik satışı yoktur. Dolayısıyla bu senaryoda elektrik satışından bir gelir söz konusu değildir. Çizelge 5.14'te Senaryo II için yıllık tasarruf gösterilmektedir. Elektrik satışı olmadığı için gelir söz konusu değildir.

**Çizelge 5.14 : Senaryo II yıllık tasarruflar ve gelirler.**

Yıllık Tasarruflar ve Gelirler	Tasarruf/Gelir Değeri
Yakıt Maliyeti	2 655 145 \$
<b>TOPLAM</b>	<b>2 655 145 \$</b>

Elektrik yükünün takip edildiği mevcut senaryo için yatırımın geri ödeme süresi 2,9 yıldır. Şekil 5.22'de kümülatif nakit akışları grafiği görülmektedir.



Şekil 5.22 : Senaryo II için kümülatif nakit akışları grafiği.

### 5.5.1.3 Senaryo III: Aylık bazda minimum elektrik yüküne göre sistem seçimi.

Bu senaryoda baz elektrik yüküne göre santralin kurulduğu düşünülecektir. Bunun için minimum elektrik yükü olan aydaki talebe göre santral elektrik kapasitesi seçimi yapılacaktır. Elektrik yükü değişimini gösteren grafikte de görüleceği gibi baz yük değeri 1 045 kW<sub>e</sub>'dir. olduğu için elektrik kapasitesi bu değerin altında olan bir santral üzerinde inceleme gerçekleştirilecektir.

2 ünite 500 kW<sub>e</sub> kapasiteli gaz motoru kurulduğu kabul edilmektedir. Gaz motorumuz ile birlikte atık ısı geri kazanım verimliliği %75 olan bir atık ısı kazanı ile santralin ısı kapasitesi 1 333 kW<sub>th</sub> olmaktadır. Bu da puant yükün %18,5'ini karşılamaktadır. Diğer senaryolarda olduğu gibi ısı talebinin geri kalanı doğalgaz kazanından sisteme sağlanacaktır. Bunun için yine puant yüke eşdeğer kapasitede 7 200 kW ısı kapasiteli doğalgaz kazanı kurulumu planlanacaktır. Bu kazan aynı zamanda acil durumlarda sisteme ısıyı sürdürülebilir biçimde sağlamaya devam edebilecektir. Elektriğin geri kalan kısmı da şebeke bağlantısı sayesinde şebekeden karşılanacaktır. Bu durumda santralden şebekeye hiç elektrik satışı olmadığı gibi, santral, ihtiyacın büyük bir kısmını karşılayabilecek durumda tam yük çalışmasını sürdürebilecektir. Elektrik ihtiyacının geri kalanı da şebekeden karşılanacaktır.

1 000 kW<sub>e</sub> kapasiteli sistemimiz baz yük santrali olarak sürekli çalışmaktadır. Sistemimizden 8 760 MWh elektrik sağlamış, geri kalan ihtiyaç olarak da 1 381 kW<sub>e</sub> şebeke elektriğinden karşılanmıştır. Toplamda yerleşkeye 10 141 MWh elektrik sağlanmıştır. Santral geri kazanılan ısısından toplam 7 819 MWh enerji sisteme sağlanmıştır. Doğalgaz kazanından sağlanan geri kalan ısı miktarı 8 307 MWh'tir. Çizelge 5.15 ve Çizelge 5.16'da elektrik ve ısı kapasiteleri, kaynak türlerine göre sağlanan enerji miktarları ve toplam enerji miktarları



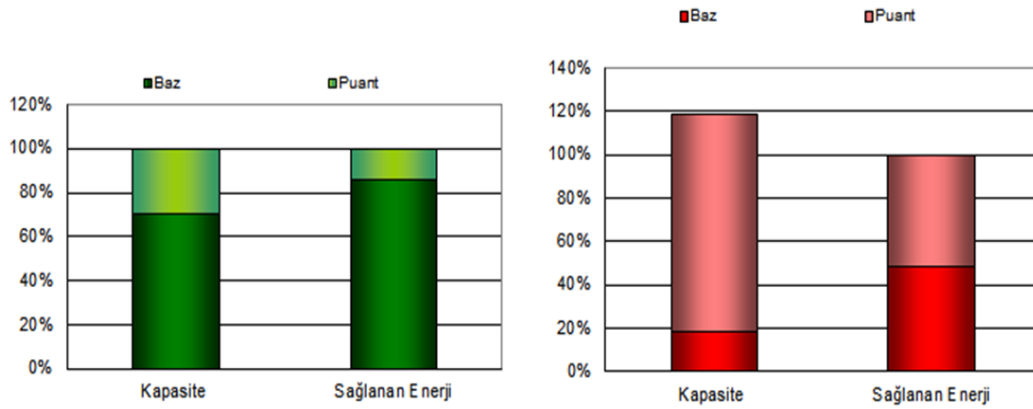
verilmiştir. Ayrıca Şekil 5.23'te çizelgelerde verilen değerlerin miktarları grafik üzerinde gösterilmektedir.

**Çizelge 5.15 : Senaryo III önerilen durum (Elektrik).**

	Yakıt Türü	Kapasite (kW)	Sağlanan Elektrik (MWh)
Baz Yük	Doğalgaz	1 000	8 760
Paunt Yük	Elektrik (Şebekeden çekilen)	419	1 381
	<b>TOPLAM</b>	<b>1 419</b>	<b>10 141</b>

**Çizelge 5.16 : Senaryo III önerilen durum (Isı).**

	Yakıt Türü	Kapasite (kW)	Sağlanan Isı (MWh)
Baz Yük	Geri Kazanılmış Isı	1 333	7 819
Paunt Yüğü	Doğalgaz	7 200	8 307
	<b>TOPLAM</b>	<b>8 533</b>	<b>16 126</b>



**Şekil 5.23 : Toplam kapasite ve sağlanan enerji miktarları.**

Önerdiğimiz enerji santralının ana bileşenleri ve elektrik sistemi maliyetleri Çizelge 5.17'deki gibidir. Elektrik sistemi için (atık ısı sistemi maliyeti de bu sisteme entegre olduğu için maliyetleri buraya eklenmiştir.) 2 ünite 500 kWe kapasiteli gaz motoru ana kısmı oluşturmaktadır. Toplamda yaklaşık olarak 1,047 milyon \$ elektrik sistemi maliyeti mevcuttur.

**Çizelge 5.17 : Senaryo III için enerji santrali yatırım maliyetleri.**

	B.Fiyatı	Birimi	Miktarı	Tutarı
Gaz Motoru (1431 MWe)	250 000 \$	\$/adet	2 Adet	500 000 \$
Atık Isı Kazanı	75 000 \$	\$/ad.Gen	2 Adet	150 000 \$
Soğutma Hava Hücreleri ve Fanı	4 320 \$	\$/ad.Gen	2 Adet	8 640 \$
Egzost Sistemi ve Bacalar	9 500 \$	\$/ad.Gen	2 Adet	19 000 \$
Gaz Hattı	35 900 \$	\$/takım	1 Takım	35 900 \$
Vana ve Fittingler	3 725 \$	\$/ad.Gen	2 Takım	7 450 \$
İzolasyon İşleri	3 500 \$	\$/takım	2 Takım	7 000 \$
Yağ Sistemi	13 500 \$	\$/takım	1 Takım	13 500 \$
Radyatör Soğutma Sistemi ve Tesisatı	18 625 \$	\$/takım	2 Takım	37 250 \$
Bina Isıtma Sistemi	5 750 \$	\$/adet	1 Takım	5 750 \$
Elektrik Ekipmanları	250 000 \$	\$/takım	1 Takım	250 000 \$
Lisans ve İzin İşlemleri	12 500 \$	\$/adet	1 Adet	12 500 \$
			<b>TOPLAM</b>	<b>1 046 990 \$</b>

Enflasyon oranı yine önceki senaryolarda olduğu gibi %7,48'dir. Yatırım maliyetlerine baktığımızda 1 000 kWe santral için yatırım maliyeti 1,047 milyon \$'dır. Bölgesel ısıtma sistemi aynı bir önceki senaryodaki sistemdir ve maliyeti 527 500 \$'dır. Toplam yatırım maliyeti 2,29 milyon \$'dır. Yatırımın %45,6'sını elektrik sistemi, bölgesel ısıtma ve doğalgaz kazanı birlikte ısıtma sistemi yatırım maliyetinin %54,4'ünü oluşturmaktadır. Çizelge 5.18'de detaylar verilmiştir.

**Çizelge 5.18 : Senaryo III ilk yatırım maliyetleri.**

	Maliyet	Yatırım Oranı
Bölgesel Isıtma Sistemi	527 500 \$	%23
Elektrik Sistemi	1 046 500 \$	%45,6
Doğalgaz Kazanı	720 000 \$	%31,4
<b>Toplam</b>	<b>2 294 000 \$</b>	<b>%100</b>

Yakıt maliyeti önceki senaryolarda tamamen doğalgaz iken bu senaryodaki yakıt maliyetlerine şebekeden alınan elektrik de dahil edilmiştir. Şebekeden alınan elektrik miktarı Çizelge 5.15’te verilmiştir. Çizelge 5.19’da detayları verilen toplam yıllık gider 1,95 milyon \$’dır.

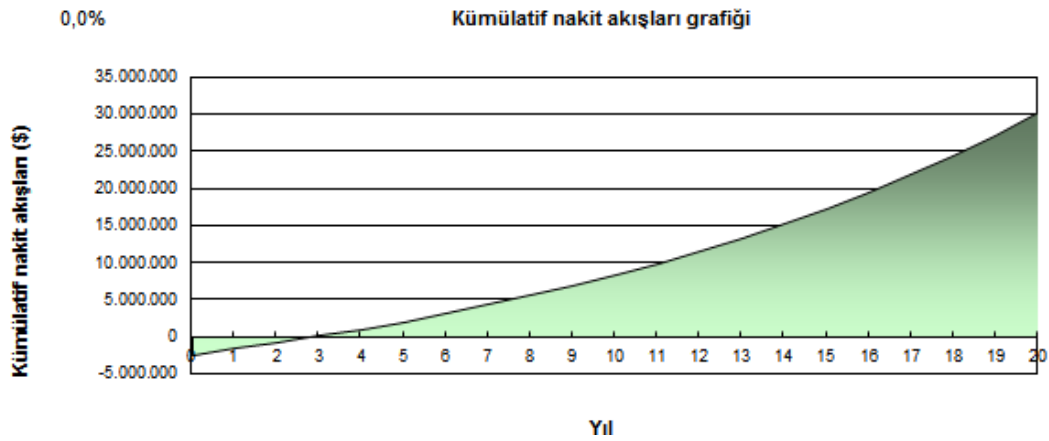
**Çizelge 5.19 : Senaryo III yıllık giderler özeti.**

	Maliyet (\$/yıl)	Yıllık Gider Oranı
İşletme ve Bakım Maliyetleri	220 000 \$	% 11,2
Yakıt Maliyeti	1 730 876 \$	% 88,5
Yağ Maliyeti	4 750 \$	% 0,3
<b>TOPLAM</b>	<b>1 955 626 \$</b>	<b>%100</b>

Yerleşkenin talebinde herhangi bir değişiklik olmamaktadır. Yakıt maliyetinden yapılan tasarruf 2,65 milyon \$’dır. Sistem baz talep elektrik yüküne göre sürekli çalıştığı için şebekeye elektrik satışı yoktur. Üretilen elektriğin tamamı tüketilmekte, ihtiyaç duyulan fark da şebekeden karşılanmaktadır. Dolayısıyla, Çizelge 5.20’de de görüldüğü gibi, bu senaryoda elektrik satışından bir gelir söz konusu değildir.

**Çizelge 5.20 : Senaryo III yıllık tasarruflar ve gelirler.**

Yıllık Tasarruflar ve Gelirler	Tasarruf/Gelir Değeri
Yakıt Maliyeti	2 655 145 \$
<b>TOPLAM</b>	<b>2 655 145 \$</b>



**Şekil 5.24 : Senaryo III için kümülatif nakit akışları grafiği.**

Yıllık tasarruflar ve gelirlere baktığımızda yakıt tasarrufu 2,586 milyon \$'dır. Santral baz yük santrali olarak planlandığı için şebekeye herhangi bir satış mevcut değildir. Bu şartlar altında projenin kendini geri ödeme süresi 2,8 yıldır. Şekil 5.24'te kümülatif nakit akışı görülmektedir.

#### **5.5.1.4 Senaryo IV: Isı yükünün tamamının karşılanması (Baz Yük Santrali)**

Isının tamamını karşılamak istediğimizde yatırımın çok daha büyütülmesi gerekmektedir. Çünkü ısı talebi elektrik talebinden oldukça fazladır. Sistemin de elektrik ve ısı üretim kapasiteleri birbirine yakındır. Isı talebinin tamamını karşılamak üzere her biri 1 431 kWe kapasiteli 4 ünite GE JGC 420 GS-L.L gaz motoru kurulduğunu varsaymaktayız. Böylece %75 ısı geri kazanım verimliliği olan atık ısı kazanı ile 7 200 kW'lık puant ısı yükünü karşılamak mümkün olmaktadır. Sistemin elektrik kapasitesi ise toplamda 5 724 kWe olmaktadır.

Bu durumda ihtiyaç duyulan ısının tamamı karşılanırken elektrik üretimi talebin üstünde gerçekleşmektedir. Bunun için üretim fazlası elektrik şebekeye verilmek zorundadır. Fazla elektrik şebekeye satılabilecektir fakat satış ile elde edilen gelirin yakıt ve diğer yıllık giderleri karşılamadığı görülecektir. Yüksek santral yakıt maliyetleri bu yatırımı uygulanabilir kılmamaktadır.

Santral tarafından üretilen elektrik ve ısı değerleri Çizelge 5.21 ve Çizelge 5.22'deki gibidir. Kapasite ve sağlanan enerji miktarları da verilmiştir. 10,1 GWh elektrik yerleşkenin talebi doğrultusunda sağlanmış ve 40 GWh elektrik şebekeye sağlanmıştır. Isı talebinin de tamamı santral atık ısısından karşılanmıştır.

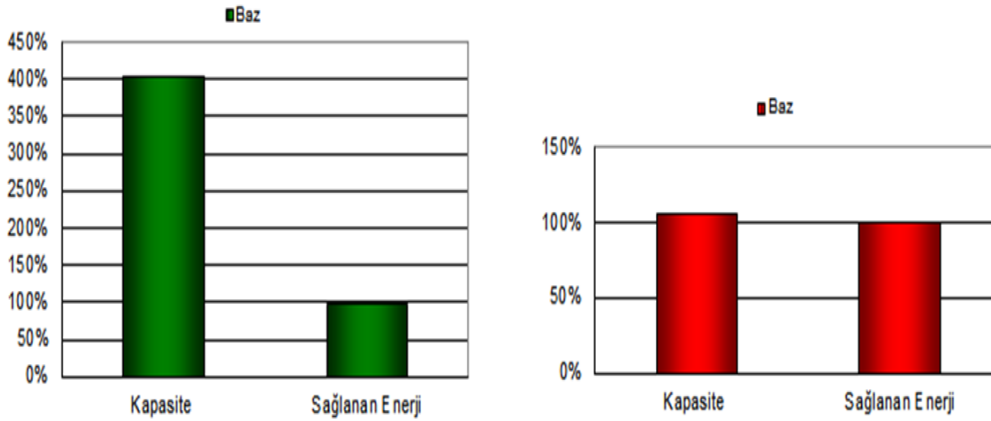
**Çizelge 5.21 : Senaryo IV önerilen durum (Elektrik).**

	Yakıt Türü	Kapasite (kW)	Sağlanan Elektrik (MWh)
Baz Yük	Doğalgaz	5 724	10 141
Şebekeye Verilen Elk.	-	-	40 002
	<b>TOPLAM</b>	<b>5 724</b>	<b>50 142</b>

**Çizelge 5.22** : Senaryo IV önerilen durum (Isı).

	Yakı Türü	Kapasite (kW)	Sağlanan Isı (MWh)
Baz Yük	Geri Kazanılmış Isı	7 632	16 126
	<b>TOPLAM</b>	<b>7 632</b>	<b>16 126</b>

Şekil 5.25'te de görüldüğü üzere ısı talebi bire bir karşılanırken, çok büyük oranda elektrik fazlası meydana gelmiştir. İhtiyaç fazlası elektriğin satışından elde edilen gelir ve maliyetlere bu aşamadan sonra değinilecektir.



**Şekil 5.25** : Toplam kapasite ve sağlanan enerji miktarları.

Çizelge 5.23'te elektrik üretim santrali için önerilen sistemin maliyetleri verilmiştir. Kurulan 4 ünite gaz motoru için toplam sistem maliyeti yaklaşık olarak 3,83 milyon \$'dır.

**Çizelge 5.23** : Senaryo IV için enerji santrali yatırım maliyetleri.

	B.Fiyatı	Birimi	Miktarı	Tutarı
Gaz Motoru (1431 MWe)	688 500 \$	\$/adet	4 Adet	2 754 000 \$
Atık Isı Kazanı	114 750 \$	\$/ad.Gen	4 Adet	459 000 \$
Soğutma Hava Hücreleri ve Fanı	4 320 \$	\$/ad.Gen	4 Adet	17 280 \$
Egzost Sistemi ve Bacalar	13 500 \$	\$/ad.Gen	4 Adet	54 000 \$
Gaz Hattı	45 900 \$	\$/takım	1 Takım	45 900 \$
Vana ve Fittingler	4 725 \$	\$/ad.Gen	4 Takım	18 900 \$
İzolasyon İşleri	4 590 \$	\$/takım	4 Takım	18 360 \$
Yağ Sistemi	13 500 \$	\$/takım	1 Takım	13 500 \$

**Çizelge 5.23:** Senaryo IV için enerji santrali yatırım maliyetleri (devam).

	B.Fiyatı	Birimi	Miktarı	Tutarı
Radyatör Soğutma Sistemi ve Tesisatı	23 625 \$	\$/takım	4 Takım	94 500 \$
Bina Isıtma Sistemi	6 750 \$	\$/adet	1 Takım	6 750 \$
Elektrik Ekipmanları	337 500 \$	\$/takım	1 Takım	337 500 \$
Lisans ve İzin İşlemleri	13 500 \$	\$/adet	1 Adet	13 500 \$
			<b>TOPLAM</b>	<b>3 833 180 \$</b>

Enflasyon oranı önceki senaryolarda olduğu gibi %7,48'dir. Yatırım maliyetlerine baktığımızda 5724 MWe santral için yatırım maliyeti 3,83 milyon \$'dır. Bölgesel ısıtma sistemi senaryolardaki sistemdir ve maliyeti 527 500 \$'dır. Toplam yatırım maliyeti 5,08 milyon \$'dır. Çizelge 5.24'te sistem bileşenleri ve maliyetleri verilmiştir.

**Çizelge 5.24 :** Senaryo IV ilk yatırım maliyetleri.

	Maliyet	Yatırım Oranı
Bölgesel Isıtma Sistemi	527 500 \$	%10,4
Elektrik Sistemi	3 833 150 \$	%75,4
Doğalgaz Kazanı	720 000 \$	%14,2
<b>Toplam</b>	<b>5 080 650 \$</b>	<b>%100</b>

Yıllık giderler içerisindeki maliyetlere baktığımızda 500 bin \$ işletme ve bakım maliyetleriyle beraber 6,2 milyon \$ yakıt, 23.750 \$ yağ maliyeti bulunmaktadır. Çizelge 5.25'de görüldüğü gibi toplam yıllık maliyet 6,72 milyon \$'dır.

**Çizelge 5.25 :** Senaryo IV yıllık giderler özeti.

	Maliyet (\$/yıl)	Yıllık Gider Oranı
İşletme ve Bakım Maliyetleri	500 000 \$	%7,4
Yakıt Maliyeti	6 198 096 \$	%92
Yağ Maliyeti	23 750 \$	%0,6
<b>TOPLAM</b>	<b>6 721 846 \$</b>	<b>%100</b>

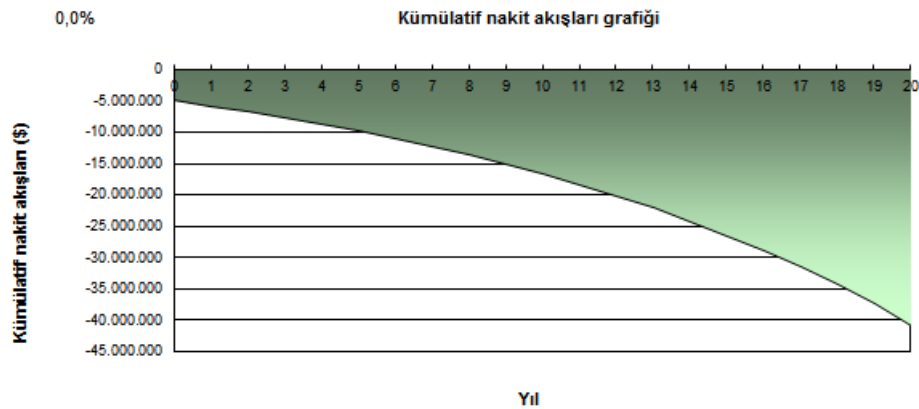
Çizelge 5.26'daki yıllık tasarruflar ve gelirlere baktığımızda yakıt tasarrufu 2,65 milyon \$'dır. Elektrik ihracatından elde edilen gelir de 3,3 milyon \$'dır. Toplam yıllık gelir bu durumda 5,34 milyon \$'dır.

**Çizelge 5.26 : Senaryo IV yıllık tasarruflar ve gelirler.**

Yıllık Tasarruflar ve Gelirler	Tasarruf/Gelir Değeri
Yakıt Maliyeti	2 655 145 \$
Elektrik İhracatı	3 300 137 \$
<b>TOPLAM</b>	<b>5 955 282 \$</b>

Yüksek yakıt fiyatları ve büyük tesisin beraberinde getirdiği büyük yakıt maliyetleri ve işletme-bakım maliyetleri, projeyi riske sokmaktadır. Ayrıca elektrik için herhangi bir alım garantisi de bulunmadığı için risk daha da fazladır. Proje kendisini ödeyememekte, yatırım sonrası nakit akışı, eksenini yakınsayamamaktadır ve yıldan yıla zarar artarak devam etmektedir. Bu durumun önüne geçilebilmesi için doğalgazın temininde çok uygun fiyatlara ihtiyaç vardır. Ayrıca elektrik satışında da alım garantisi ile birlikte yine rekabet edilebilir fiyatlarda elektriğin satışı gerçekleştirilmesi gerekmektedir.

Tüm senaryolarda elektrik üretimi ile beraber sürekli ısı üretimi gerçekleşmektedir. Yazın doğal olarak ısı ihtiyacı sadece sıcak su ihtiyacını karşılayacak kadardır. Yazın ihtiyaç duyulmayan ısı normal şartlarda soğutma için kullanılmalıdır. Böylece hem yaz aylarında soğutucuların devreye alınması ile artan elektrik yükünün önüne geçilebilecek hem de ısıdan maksimum fayda sağlanarak santral verimleri yüksek seviyelerde tutulabilecektir. Bu sayede tasarruf miktarları da artış gösterecektir. Şekil 5.26'da sistemin zararda bir işletme ve yatırıma sahip olduğu görülmektedir.



**Şekil 5.26 : Senaryo IV için kümülatif nakit akışları grafiği.**

### 5.5.1.5 Senaryo V: Isı yükünün tamamının karşılanması (Isı Yüğü Takibi).

Bu senaryoda sistemimiz elektrik yükünü takip edecektir. Şekil 5.16'da bir yıl içerisindeki aylık ortalama ısı yükleri gösterilmiştir. Bu senaryoda hangi ay ısı yükü ne kadar ise santralin ısı üretimi de sadece yükü karşılamaya yönelik olacaktır. Sistem bir önceki senaryodaki (Senaryo IV) sistemdir. Fakat operasyon metodu farklılık göstermektedir.

Isı yükünü karşılariken Kasım, Aralık, Ocak, Şubat ve Mart aylarında ısı talebinin karşılanması esnasında ihtiyaç fazlası elektrik üretimi de gerçekleşmektedir. Bu durumda yine şebekeye elektrik satışı gerçekleşmesi gerekmektedir.

Isı talebi santral tarafından tamamen karşılandığı için puant yükün karşılanması için bir sistem kurulmasına gerek kalmamasına rağmen, acil durumlarda ısı talebini karşılama üzere acil durum kazanı kurulduğu kabul edilmiştir.

Elektriğin 4 052 MWh'i santralden, 6 089 MWh'i şebekeden sağlanmıştır. Isı üretimi esnasında üretilen ihtiyaç fazlası elektrik miktarı 6 089 MWh'tir ve şebekeye satılmıştır. Isı talebinin çok düşük olduğu durumda sistem devreden çıkmaktadır şebekeden elektrik alınmasına ihtiyaç duyulmasının ana sebebi budur. Santralin devrede olmadığı durumda ısı talebi ara yük ihtiyacını karşılamak üzere kurulan doğalgaz kazanından sağlanmaktadır. Ayrıca bu kazan diğer senaryolarda olduğu gibi acil durumlarda sisteme kesintisiz ısı arzını sağlayabilecek kapasitede yani 7 200 kW gücündedir. Çizelge 5.27 ve Çizelge 5.28'de sağlanan ısı ve elektrik enerjilerinin detayları sunulmuştur.

**Çizelge 5.27 : Senaryo V önerilen durum (Elektrik).**

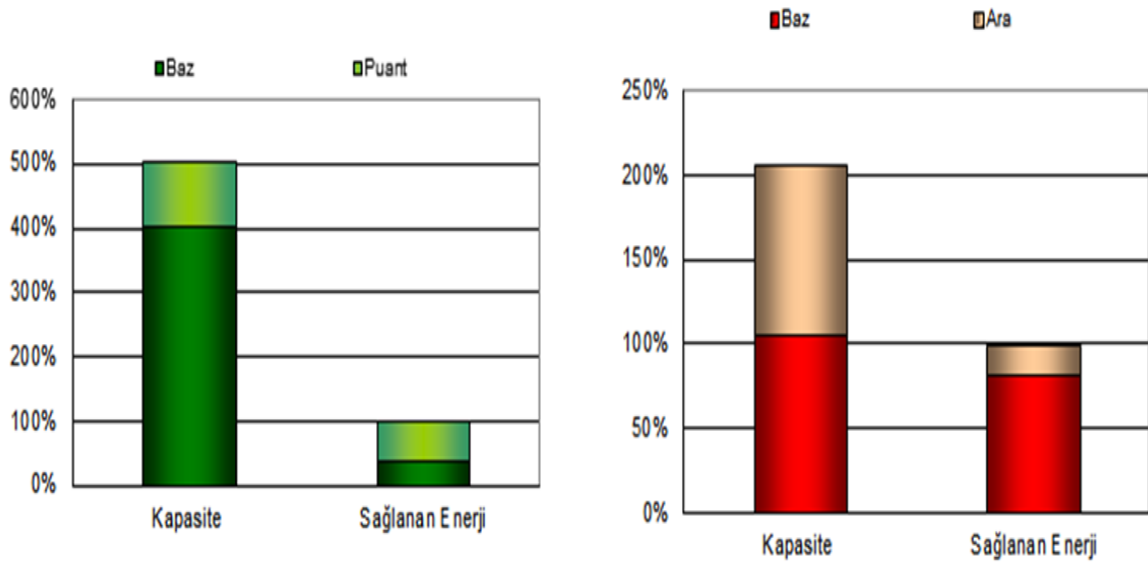
	Yakıt Türü	Kapasite (kW)	Sağlanan Elektrik (MWh)
Baz Yük	Doğalgaz	5 724	4 052
Puant Yük	Elektrik	1 419	6 089
Şebekeye Verilen Elektrik	-	-	5 821
	<b>TOPLAM</b>	<b>7 143</b>	<b>15 961</b>



**Çizelge 5.28** : Senaryo V önerilen durum (Isı).

	Yakıt Türü	Kapasite (kW)	Sağlanan Isı (MWh)
Baz Yük	Geri Kazanılmış Isı	7 632	13 163
Puant Yük	Doğalgaz	7 200	2 963
	<b>TOPLAM</b>	<b>14 832</b>	<b>16 126</b>

Şekil 5.27'deki grafikte de görüldüğü gibi ısının büyük bir kısmı santralden karşılanmış ve geri kalan talebi karşılamak üzere ara yük doğalgaz kazanından yararlanılmıştır. Sistem ısı talebini takip etmektedir. Yaz aylarında ısı talepleri çok düşük bantta seyrettiği için santralin minimum kapasitesinde dahi talebin çok üzerinde üretim gerçekleşmektedir. Operasyon metodu ısı yükü takibi olduğu için santral talep ısı yükü doğrultusunda maksimum ve minimum yük değerleri arasında talebi karşılayacak yük oranında çalışmaktadır. Santral devre dışı iken hem ısı hem de elektrik ikincil kaynaklardan karşılanmıştır (elektrik şebekeden, ısı doğalgaz kazanından). İhtiyaç fazlası elektriğin olduğu durumlarda da bu miktar şebekeye satılmıştır. Aşağıdaki grafik oransal olarak bu bahsedilen değerleri göstermektedir.



**Şekil 5.27** : Toplam kapasite ve sağlanan enerji miktarları.

Santralin ilk yatırım maliyeti bir önceki senaryodaki durum ile aynıdır. Çünkü aynı sistem farklı operasyon metodu ile incelenmektedir. Bu durumdaki maliyet analizine baktığımızda yıllık giderler aşağıdaki Çizelge 5.29'daki gibidir.

**Çizelge 5.29** : Senaryo V yıllık giderler özeti.

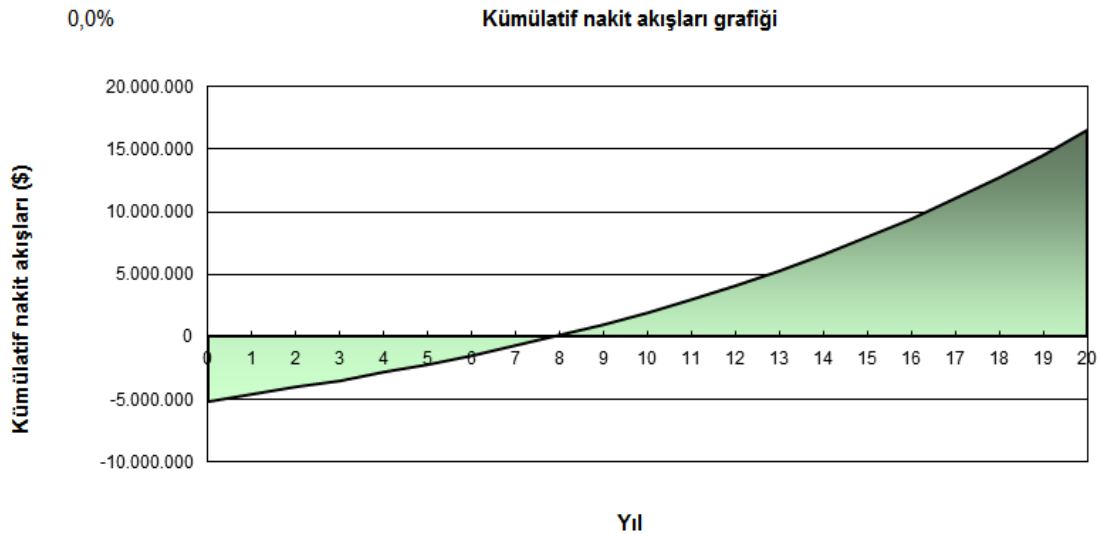
	Maliyet (\$/yıl)	Yıllık Gider Oranı
İşletme ve Bakım Maliyetleri	500 000 \$	%18,7
Yakıt Maliyeti	2 160 479 \$	%80,9
Yağ Maliyeti	10 000 \$	%0,4
<b>TOPLAM</b>	<b>2 670 479 \$</b>	<b>%100</b>

Yıllık tasarruf ve elektrik satışından elde edilen yıllık gelir ise Çizelge 5.30'daki gibidir. Elektrik ve ısı talebini karşılamak üzere gerçekleşmiş tasarruf miktarı 2,65 milyon \$'dır. Şebekeye elektrik satışından elde edilen gelir ise 480 225 \$'dır. Toplam yıllık tasarruf ve gelir miktarı 3,14 milyon \$'dır.

**Çizelge 5.30** : Senaryo V yıllık tasarruflar ve gelirler.

Yıllık Tasarruflar ve Gelirler	Tasarruf/Gelir Değeri
Yakıt Maliyeti	2 655 145 \$
Elektrik İhracatı	480 225 \$
<b>TOPLAM</b>	<b>3 135 370 \$</b>

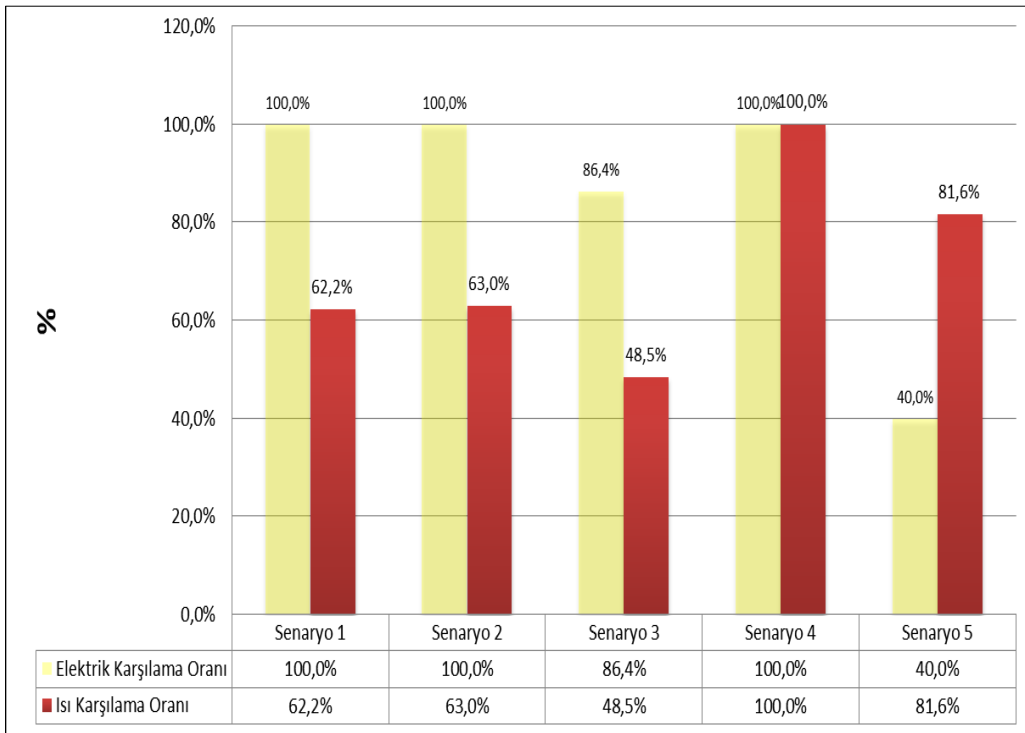
Yatırımın kümülatif nakit akışı Şekil 5.28'deki grafikte görüldüğü gibidir. Mevcut şartlarda proje kendisini 7,8 senede ödemektedir.



**Şekil 5.28** : Senaryo V için kümülatif nakit akışları grafiği.

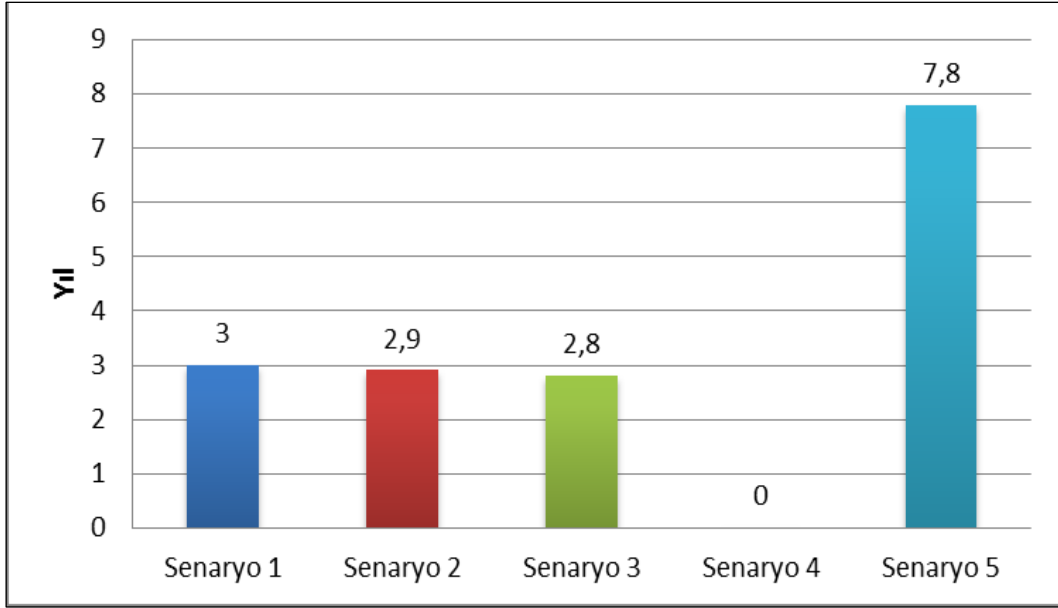
### 5.5.1.6 Çalışılan senaryoların kıyaslanması

Bu bölümde çalışılan senaryolar ilk yatırım maliyetleri, geri ödeme süreleri, yıllık net gelir, elektrik ve ısı talebi karşılama oranlarına göre kıyaslama yapılmıştır. 4 numaralı senaryo, yani ısı talebinin tamamının karşılandığını kabul ettiğimiz durumdaki sistem kendini geri ödeyemediği için kıyaslamalarda sıfır (0) olarak gösterilmiştir. Aynı senaryonun yıllık net geliri de negatif değerdedir. Yani gelir ve tasarruflar gideri karşılayamamaktadır. Bu da yatırımın kendini geri ödeyememesine neden olmaktadır.



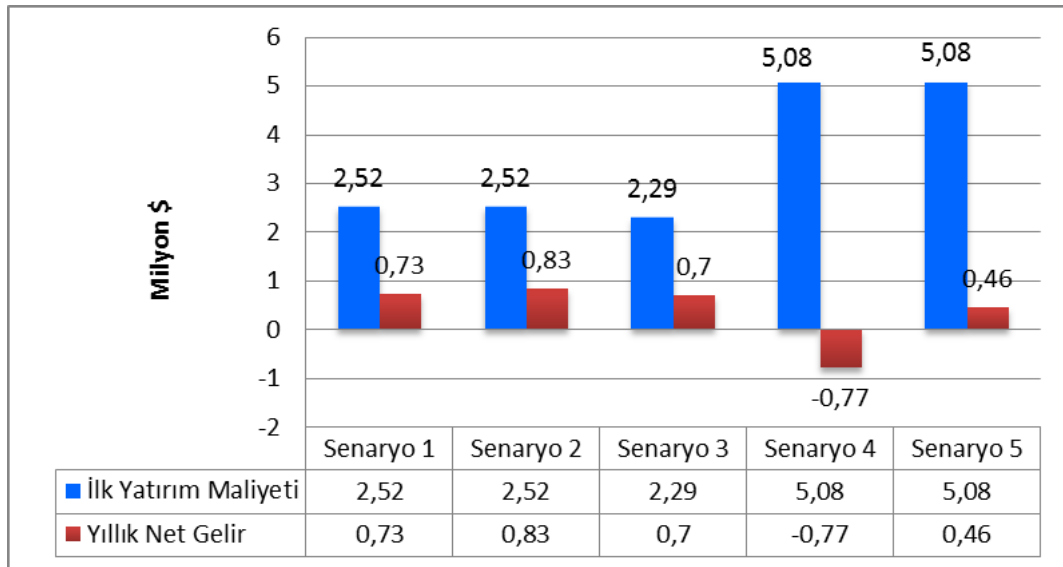
**Şekil 5.29 :** Farklı senaryoların ısı ve elektrik talebi karşılama oranları.

Şekil 5.29’da senaryoların ısı ve elektrik talebini karşılama oranları verilmiştir. Senaryo I ve II elektriğin tamamını karşılamak üzere kurulduğu için elektrik talebi karşılama oranları %100’dür. Isının da sırasıyla %62,2 ve %63’ünü karşılayabilmektedirler. Senaryo III baz elektrik yüküne göre kurulmuş bir sistem olduğu için elektriğin ve ısının sırasıyla %86,4’ünü ve %48,5’ini karşılayabilmektedir. Senaryo IV ısı yükünün tamamını karşılayabilecek bir sistem kurulduğu için elektrik ve ısının %100’ünü karşılasa da yatırımın uygulanabilir olmayışı, Şekil 5.30’da görüldüğü gibi, bu yatırımı dezavantajlı kılmaktadır. Senaryo V de Senaryo IV’teki sistemin ısı yükünü takip ettiği durumdur ve ısının %81,6’sını elektriğin de %40’ını karşılamaktadır. Geri kalan miktarlar ısı için doğalgaz kazanından, elektrik için de şebekeden sağlanmaktadır.



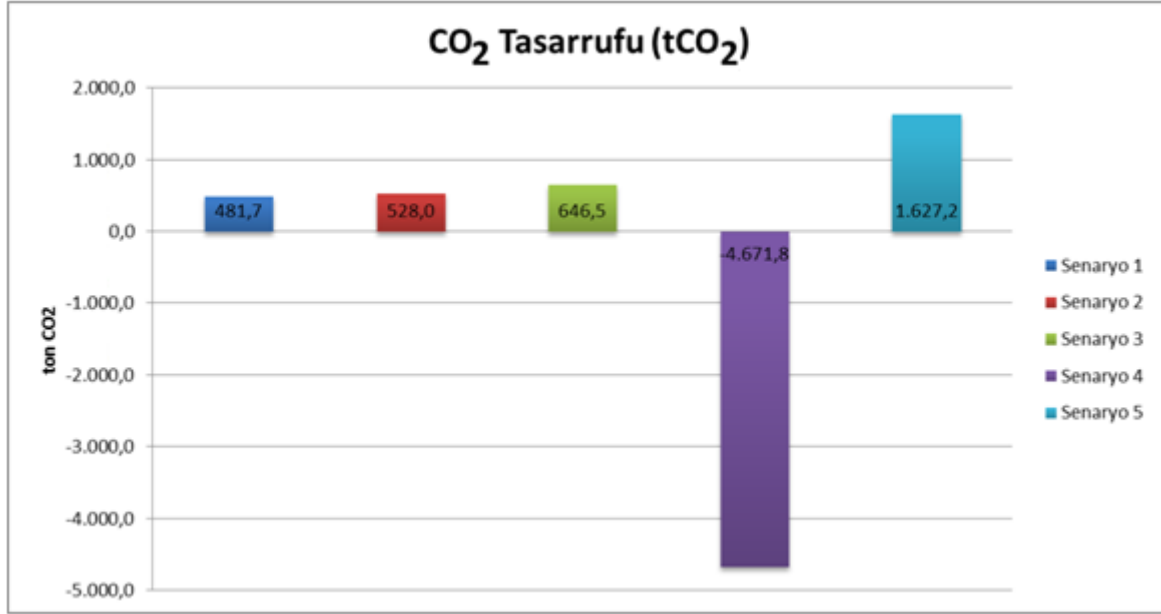
**Şekil 5.30** : Senaryoların geri ödeme süreleri.

Şekil 5.30’da görüleceği gibi ilk üç senaryonun geri ödeme süresi sırasıyla 3 yıl, 2,9 yıl ve 2,8 yıldır. Senaryo IV ise sürekli zarar etmektedir. Son senaryoda da sistem kendisini 7,8 sonunda geri ödeyebilmektedir.



**Şekil 5.31** : Senaryoların ilk yatırım maliyetleri ve yıllık net gelirleri.

Şekil 5.31’deki yatırımların yıllık net getirisine bakıldığında ise Senaryo II’nin yani elektrik yükünü takip eden sistemin yıllık net getirisinin en fazla olduğu görülmektedir. Bu durumda Şekil 5.30’daki geri ödeme süresi 2,9 yıl olarak gösterilen Senaryo II yatırım olarak da, enerji talebi karşılama oranı olarak da, yıllık net getiri olarak da en uygulanabilir senaryodur. Senaryo IV’ün de yıllık net gelirinden ziyade net gideri mevcuttur.



**Şekil 5.32 :** Senaryoların sera gazı emisyonu tasarrufları.

Senaryoların CO<sub>2</sub> azaltımlarına bakıldığında en büyük azaltım 1672 tCO<sub>2</sub>/yıl ile Senaryo 5'e aittir. Bunu 646 tCO<sub>2</sub>/yıl ile Senaryo III, 528 tCO<sub>2</sub>/yıl ile Senaryo II, 481,7 tCO<sub>2</sub>/yıl ile de Senaryo I takip etmektedir. Senaryo IV ise azaltımdan ziyade atmosferdeki emisyon miktarını artıracak yönde faaliyet göstermektedir.

Şekil 5.33'te de senaryoları modellerken kullandığımızı varsaydığımız GE Jenbacher serisi gaz motoru görülmektedir.



**Şekil 5.33 :** Senaryolarda kullandığımız GE J 420 GS-L.L gaz motoru (Jenbacher).

Cycle-Tempo termodinamik analizler ve enerji dönüşüm sistemlerinin optimizasyonu için kullanılan bir programdır. Geleneksel güç santralleri, buzluk ve soğutma sistemleri, güneş ile organik rankine cycle (ORC), trijenerasyon, bölgesel ısıtma, vb. sistemler için uygun bir model programıdır. Ayrıca ekserji analizi yapmaya da olanak sağlamaktadır [46].

Cycle-Tempo'nun ana özelliği sistemdeki tüm ilgili kütle ve enerji akışlarının hesaplanmasıdır. Güçlü ve verimli bir hesaplama yöntemine sahiptir bu da kısa sürede güvenilir sonuçlar elde edebileceğimiz anlamına gelmektedir.

Ek özellikleri daha detaylı sistem analizi ve optimizasyonu yapmamızı sağlamaktadır. Örneğin ekserji analizi yapılırken alt sistemlerdeki ekserji akışları ve kayıpları detaylı olarak görme imkânı sağlamaktadır ve rakamsal değerlerle farklı yaklaşımlardaki kayıpları görme imkânı sağlamaktadır.

Ayrıca Cycle-Tempo bir fayda parametresinin maksimum değerini bulabilen optimizasyon modülüne de sahiptir. Bir enerji dönüşüm sisteminin tüm fazlarında kullanılabilir. Başlangıç olarak, teknoloji ve bileşen tiplerinin seçimi için konsept geliştirme fazında kullanılabilir [46].

Daha sonra, detaylı sistem tasarımı aşamasında, sistem bileşenleri için operasyon şartlarını ve tasarım noktalarını belirleme imkânı sağlamaktadır. Ayrıca kısmi yük performanslarını, sistem parametrelerini ve sistem konfigürasyonunu optimize etmeye de olanak sağlamaktadır.

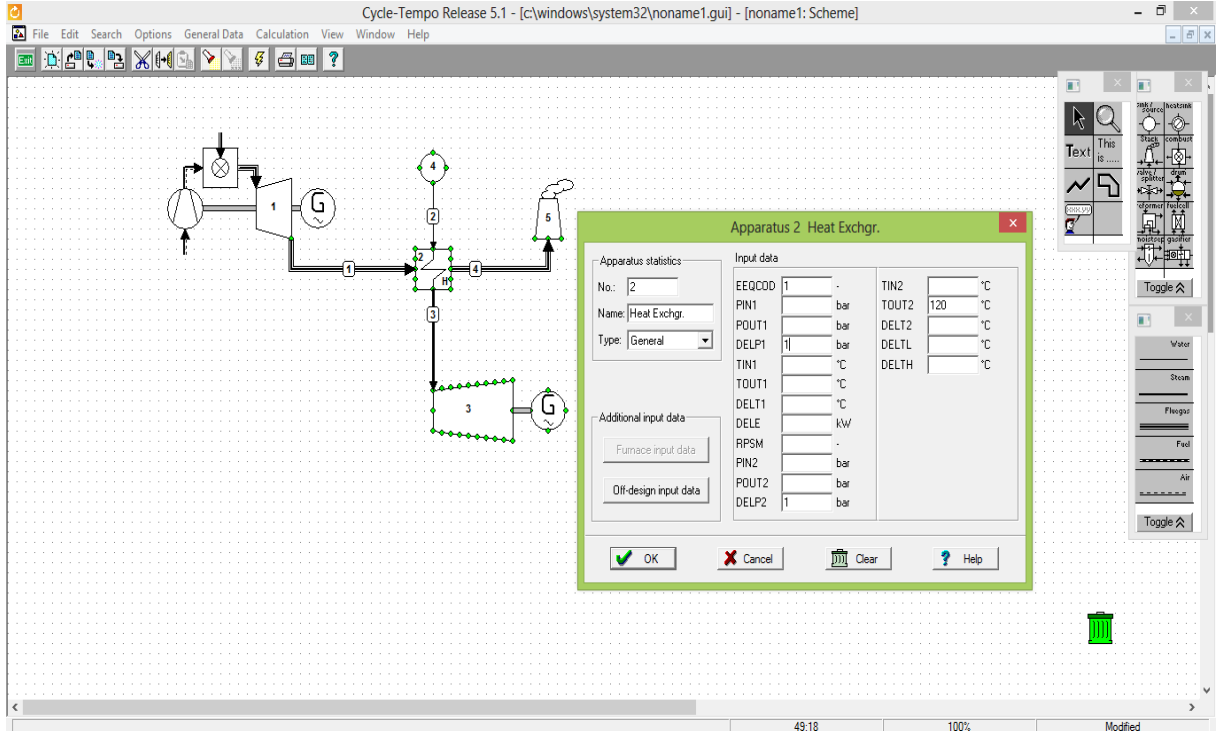
Son olarak da, santral operasyonu sırasında, Cycle-Tempo iç tüketim koşullarında yakıt tüketimini minimize etme ve bakım tutum analizleri için de kullanılabilir.

Cycle-Tempo bu tez çalışmasında bölgesel ısıtma yapan bir kojenerasyon santralinin modellenmesi ve termodinamik analizlerini yapmada, RETScreen ile talep tarafı modellenmesinde elde ettiğimiz sonuçlara göre kapasite seçimi ve sistem tasarımında kullanılmıştır [46,47].

### **5.5.2 Cycle-Tempo kullanıcı ara yüzü**

Cycle-Tempo'da bir çevrim tanımlarken çeşitli ekipmanlardan yararlanılmaktadır. Örneğin basit bir Rankine Çevrimi için bu ekipmanlar kazan (boiler), türbin (türbine), kondenser (condenser), ısı yutağı/kaynağı (sink/source) ve pompa (pump) olmaktadır.

Şekil 5.34'te programın kullanıcı ara yüzü görülmektedir. Burada sistem bileşenleri tanımlanarak bir çevrim oluşturulmakta ve ekipmanlara hesaplamaların yapılabilmesi için çeşitli değerler girilmektedir. Bu değerler ve tanımlamalar ileriki bölümlerde bu tez çalışması için kullanılan ekipmanlar için açıklanmıştır [46].



Şekil 5.34 : Cycle-Tempo kullanıcı ara yüzü.

### 5.5.3 Cycle-Tempo sistem bileşenleri

Cycle-Tempo’da ekipmanların çeşidi ve özellikleri tanımlanan çevrim tipine ve hesaplama yöntemine göre değişmektedir.

Her bir ekipmana girilmesi gereken temel sayısal değerler bulunmaktadır. Bunlar;

- Ekipman Numarası (No.) = Ekipmanın tanımlama numarası (ekipman no). Ekipman numarası 1 ile 32767 sayı aralığında bir değer alabilmektedir. Ekipmanlar yerleştirilirken yerleştirilme sırasına göre program tarafından otomatik olarak numaralandırılmaktadır. Arzu edilirse değiştirilebilir.
- İsim (Name) = Sistem ekipman isimlerini de otomatik olarak atamaktadır. İstenildiğinde kullanıcı tarafından da girilebilmektedir. 12 karakterden uzun olmamalıdır.

Neredeyse tüm ekipmanlar için aşağıdaki termodinamik veriler tanımlanabilmektedir:

- **PIN** = giriş basıncı (bar)
- **POUT** = çıkış basıncı (bar)
- **DELP** = ekipmandaki basınç düşümü (bar)
- **TIN** = giriş sıcaklığı (°C)
- **TOUT** = çıkış sıcaklığı (°C)

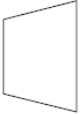

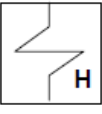




– **DELTA** = ekipmandaki sıcaklık artışı (°C)

Isı değiştirici ekipmanlarda PIN, POUT, DELP, TIN, TOUT ve DELT değerleri ısıtılan akışkan için girilecek değerler 1 ile soğutulan akışkan için ise 2 ile gösterilen yerlere tanımlanmaktadır ( rneğin; PIN1, TOUT2, vb.).

Ekipman değerleri genellikle BİLİNMEYEN (UNKNOWN) olarak sabitlenmiştir ve numerik olarak -8888.8 değeri ile ifade edilmektedir. Ancak bazı ekipmanlarda değer girilmese dahi girildiği kabul edilen sabit değerler bulunmaktadır.



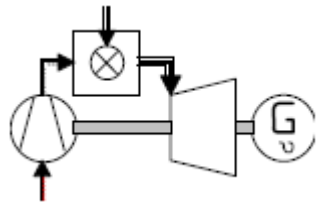

Çizelge 5.31’de mevcut bazı ekipmanlar gösterilmektedir. Sistem eşitlikleri bölümündeki kısaltmalar “M = Ktle Denklemi, E = Enerji Denklemi, P = retim Fonksiyonu/ = zel fonksiyon , += zorunlu kombinasyon” anlamlarına gelmektedir [47].

**Çizelge 5.31 : evrimlerde kullanılan ekipmanlar [47].**

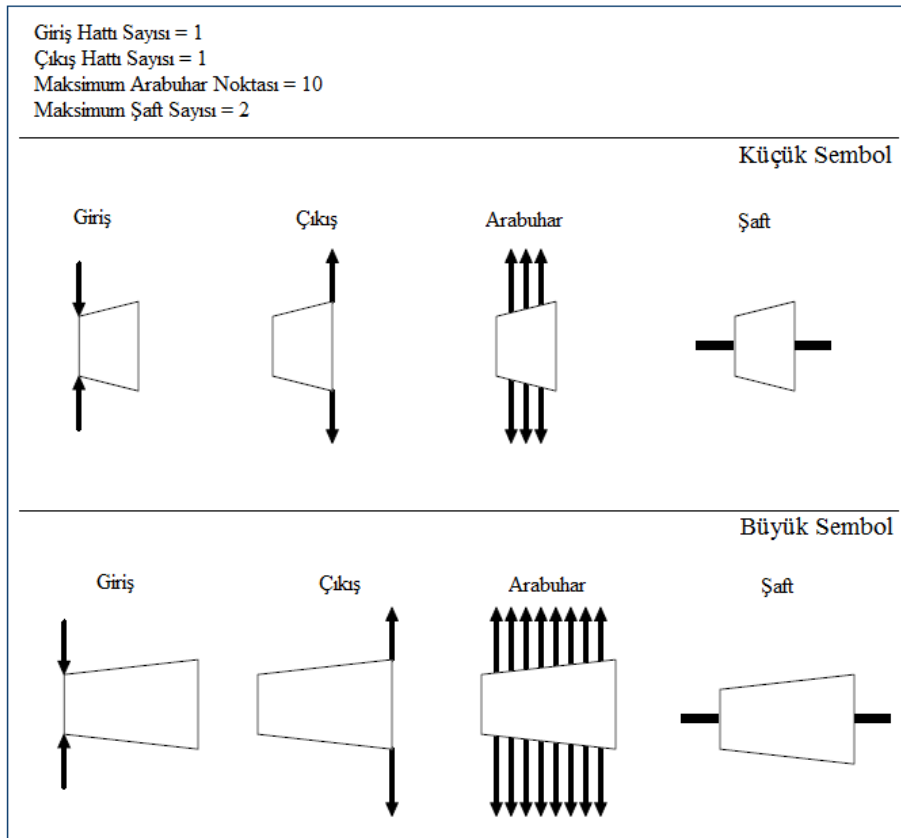
Tip	Varsayılan İsim	Sistem Eşitlikleri	Sembol
1	Türbine (Türbin)	1M	
2	Condenser (Kondenser)	2M/ (EEQCOD = 2; Tip 3) 2M+1E (EEQCOD = 1; Tip 8)	
38	Heat Exchanger (Isı Değiştirici)	2M/ (EEQCOD = 2; Tip 3) 2M+1P (EEQCOD = 1; Tip 8)	
4	Pump (Pompa)	1M	
57	Node (Kariştirici)	1M/ (EEQCOD = 2; Tip 5) 1M+1E (EEQCOD = 1; Tip 7)	
6	Sink/Source (Kaynak/Yutak)	1M	
6	Heat Sink/Source (Isı Yutağı/Kaynağı)	1M	



**Çizelge 5.31:** Çevrimlerde kullanılan ekipmanlar (devam) [47].

Tip	Varsayılan İsim	Sistem Eşitlikleri	Sembol
6	Stack (Baca)	1M	
9	Valve (Valf)	2M	
10	Gas Turbine (Gaz Türbini)	1M	
G	Generator	-	

### 5.5.3.1 Türbin



**Şekil 5.35 :** Türbin bileşeni ve bağlantı noktaları [47].

Bir türbinin kullanılabilceği birçok yerde ve işlevde modellenebilir. Şekil 5.25'te görüldüğü gibi giriş ve çıkış hatlarına ek olarak maksimum 8 adet ara buhar alım noktası bulunmaktadır. Giriş ve çıkış noktaları arasında türbine ekstra kütle eklenememektedir. Bunun için iki adet birbirine seri türbin kullanılmalıdır. [47]

Genel tip ( TUCODE = 0) buhar türbini, gaz türbini, vb. olarak genişleme türbini olarak kullanılabilir. Bu tip türbinde iç verimi hesaplamada bir tanımlama bulunmamaktadır; bu değerler doğrudan ya da dolaylı olarak tanımlanmalıdır. Çıkış kayıpları da hesaplanmamaktadır.

Buhar türbinlerini modellemeye birkaç tip bulunmaktadır. Büyük buhar türbinleri genelde birçok bölümden oluşmaktadır. Bunun için kayıpların daha verimli ve kapsamlı olarak yapıldığı modellemeler de mümkündür. Burada 1'den 9'a kadar bir rakam ile başlayan 5 haneli türbin kodu (TUCODE) belirlenerek ve gerekli değerler girilerek sistem modellemesi ve hesaplamalar da yapılabilmektedir.

Türbin ekipmanına tanımlanan değerler şunlardır:

- PIN, TIN, TOUT ve DELT standart verilerdir. POUT ve DELP tanımlanamamaktadır.
- **TUCODE** = Beş haneli türbin kodu. Beş haneli sayının ilk rakamı türbin tipini tanımlar (varsayılan = 0).
- **GDCODE** = Kontrol safhasının bulunup (GDCODE = 2) bulunmadığını ( GDCODE = 1) gösteren koddur (varsayılan = BİLİNMEYEN)
- **ETHAI** = İzentropik verim ( TUCODE=0 için varsayılan=BİLİNMEYEN)
- **ETHAM** = Mekanik verim (varsayılan = 1)

Türbin tipine bağlı olarak bazı geometrik veriler de tanımlanabilmektedir. Bunlar türbin girişindeki rotor çapı, çıkıştaki rotor çapı, vb.dir.

Türbin ekipmanı sistem matrisine 1 adet kütle denklemi eklemektedir.

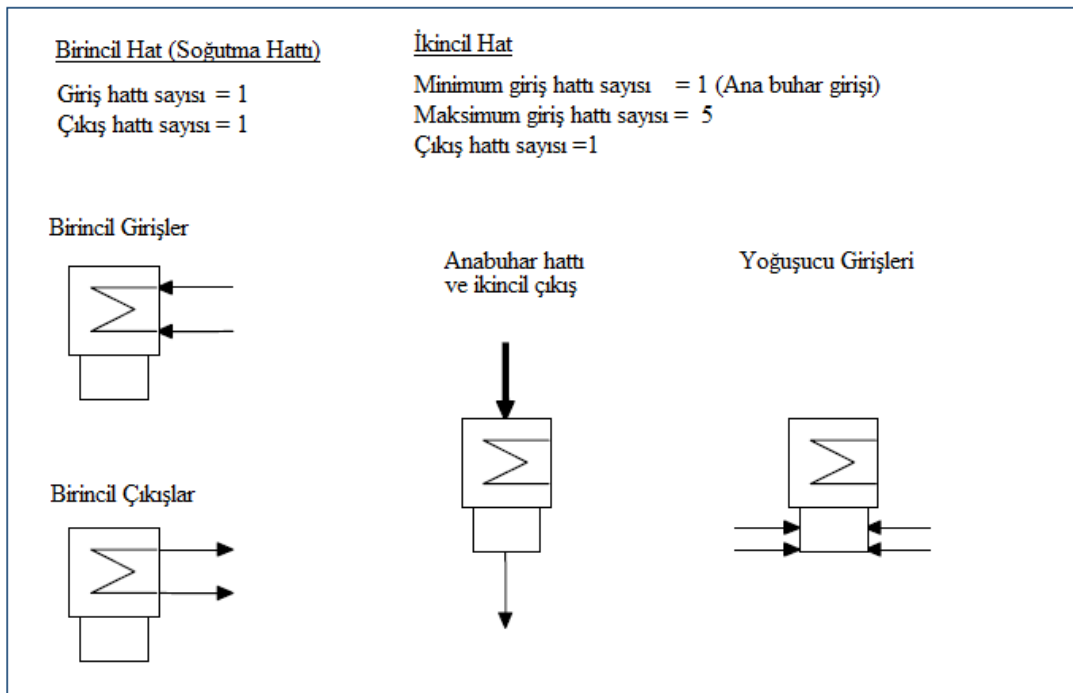
Basınç hesapları için bir ilişki bulunmamaktadır. Ara buhar noktalarındaki ve çıkıştaki basınç değerleri türbinden sonra gelen ekipman ile ya da boru hatlarındaki veri tanımlamaları ile yapılabilmektedir. Girişteki basınç türbinin kendi üzerinde veya bir öncesindeki ekipmanda tanımlanabilmektedir. [47]

Sıcaklık, spesifik entalpi ve ara buhar hesaplarında şu aşamalar bulunmaktadır:

$$- T_{OUT} = T_{IN} + DELT$$

- $h_{OUT} = f(h_{IN}, ETHAI)$  düz veya eğri bir genişleme hattı olduğu varsayılmaktadır ve basınçlar bilinmek zorundadır.
- Çıkış hattındaki termodinamik değişkenler türbinin giriş ve çıkış şartlarından ve ara buhar noktalarındaki basınçlardan hesaplanabilmektedir. TUCODE=0 için izentropik verim tanımlanabilmektedir. 1'den 5'e kadar ve 8 ile başlayan türbin kodlarında General Electric veya 6 ve 7 ile başlayan türbin kodları için VMF Stork tarafından önerilen polinomlar yardımıyla kullanıcı tarafından tanımlanan türbin değerleri ile hesaplanabilmektedir. Çıkış noktalarındaki entalpi genişleme hattının şekline de bağlıdır.  $h,s$  diyagramında türbin kodunun son hanesi 0 iken genişleme hattının şekli düzdür. Türbin kodu 5, 8 veya 9 ile başlayıp 1 ile biten durumda kullanıcı tarafından eğri bir genişleme hattı tanımlanabilmektedir. Türbinlerin genişleme hattı geometrisi ile ilgili detaylar bu tez çalışmasında incelenmemiştir.

### 5.5.3.2 Kondenser



Şekil 5.36 : Kondenser bileşeni ve bağlantı noktaları [47].

Şekil 5.36'da gösterilen kondenser, buhar türbini çevrimlerinde yoğuşma hesapları için kullanılmaktadır. Yoğuşmada oluşan ısı soğutma suyu yardımıyla ortamdaki alınılmaktadır. Su dışında farklı akışkanlar da kullanılabilir. Bu akışkan tipleri program kütüphanesinden seçilebilir.

Kondenser modeli ile yapılan hesaplamalarda yoğuşturucu üzerindeki enerji eşitliği (energy balance) kütleli debi veya entalpi gibi bilinmeyen değişkeni hesaplamada kullanılabilir. Enerji eşitliği ile bulunan değişken **Energy Equation CODE** (EEQCOD) değerine bağlıdır. EEQCOD 1 ve 2 değerlerini almaktadır. [47]

- EEQCOD = 1 : Bu durumda ekipmanın enerji eşitliği kütleli debiyi hesaplamaktadır. Enerji eşitliği sistem matrisine eklenmektedir.
- EEQCOD = 2 : Bu durumda ekipmanın enerji eşitliği girişlerden veya çıkışlardan birindeki entalpiyi hesaplamaktadır.

Eğer tanımlanmazsa varsayılan değer 1'dir.

Kondenser ekipmanına tanımlanabilen değerler şunlardır:

Her iki hat için de PIN, POUT, DELP, TIN, TOUT, DELT değerleri standarttır.

- **EEQCOD** = Enerji eşitliğinin kütleli debiyi mi (EEQCOD = 1) yoksa bir sıcaklık mı (EEQCOD = 2)bulacağını gösteren koddur.
- **RPSM** = Birincil ve ikincil hattaki kütleli debilerin birbirine başlangıç oranıdır (varsayılan = 65). Bu değer sadece EEQCOD = 2 olduğu durumda kullanılır.
- **SATCOD** = Doygunluk kodu (varsayılan = BİLİNMEYEN), 0 değeri girildiğinde ikincil hattın çıkışının doymuş olduğunu gösterir.
- **DELTH** = İkincil hattaki akışkanın doyma sıcaklığı ve birincil hattaki akışkanın çıkış sıcaklığı arasındaki fark (°C).  $T_{SS} - T_{OUT, P}$  (varsayılan = BİLİNMEYEN)
- **DELTL** = İkincil hattaki akışkanın çıkış sıcaklığı ve birincil hattaki akışkanın giriş sıcaklığı arasındaki fark (°C).  $T_{OUT, S} - T_{IN, P}$  (varsayılan = BİLİNMEYEN)
- **DELE** = Ortama olan enerji akışı (örneğin; radyasyon kayıpları) (kW) (varsayılan = 0.0). Eğer DELE>0 ise ortama enerji veriliyor demektir.

Kondenser ekipmanı sistem matrisine 2 adet kütle eşitliği eklemektedir. Eğer EEQCOD = 1 ise enerji eşitliği de eklenmektedir.

Yani:

EEQCOD = 1 : 2 kütle eşitliği + 1 enerji eşitliği = 3 eşitlik

EEQCOD = 2 : 2 kütle eşitliği

Hesaplamalarda izlenen yol şu şekildedir.

Birincil hat için:

1.  $P_{OUT} = P_{IN} - \Delta P_1$   $\Delta P_1 =$  birincil hattaki basınç düşümü.
2.  $P_{IN} = P_{OUT} + \Delta P_1$
3.  $T_{OUT} = T_{IN} + \Delta T_1$   $\Delta T_1 =$  birincil hattaki sıcaklık artışı.
4.  $T_{IN} = T_{OUT} - \Delta T_1$
5.  $T_{SS} = f_{SAT}(P_{IN,S})$
6.  $T_{OUT,P} = T_{SS} - DELTH$
7.  $T_{IN,P} = T_{OUT,S} - DELTL$

İkincil hat için:

7.  $P_{OUT} = P_{IN} - \Delta P_2$   $\Delta P_2 =$  İkincil hattaki basınç düşümü.
8.  $T_{OUT} = T_{IN} + \Delta T_2$   $\Delta T_2 =$  İkincil hattaki sıcaklık artışı

7 ve 8, ikincil hatta (ana hat) yalnız bir boru bağlı olduğu durumda kullanılabilir.

9.  $T_{SS} = T_{OUT,P} + DELTH$
10.  $P_{OUT,S} = f_{SAT}(T_{SS})$
11.  $T_{OUT,S} = f_{SAT}(P_{OUT,S})$  SATCOD = 0 olduğunda çalışır.
12.  $T_{SS} = f_{SAT}(P_{OUT,S})$
13.  $T_{OUT,S} = T_{SS} - DTSUBC$

Türbinde olduğu gibi kondenserde de geometrik datalar kullanıcı tarafından tanımlanabilmektedir. Bu çalışmada geometri ile ilgili konulara değinilmeyecektir.

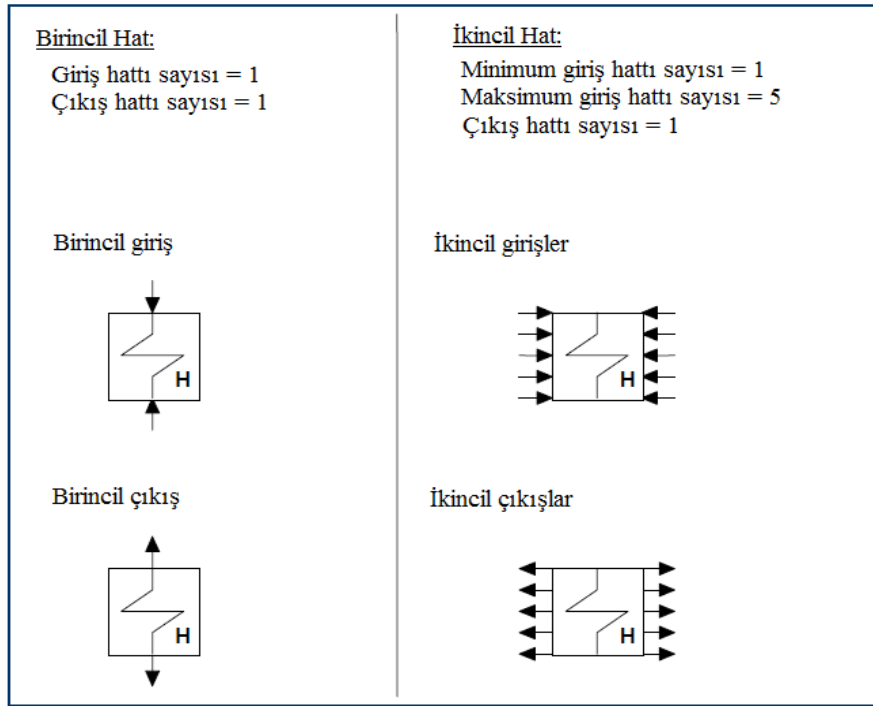
### 5.5.3.3 Isı değıştirici

Şekil 5.37’de görülen ısı değıştirici, buharlaştırıcı veya fırın olarak kullanılabilir.

Kondenserde olduğu gibi burada da enerji eşitliği kodu (EEQCOD) eşitliğin kullanımını belirlemektedir (varsayılan EEQCOD = 2).

EEQCOD = 1 : Enerji eşitliği kütleli debiyi hesaplamak için kullanılmaktadır.

EEQCOD = 2 : Enerji eşitliği girişlerden veya çıkışlardan herhangi birindeki entalpiyi hesaplamada kullanılır.

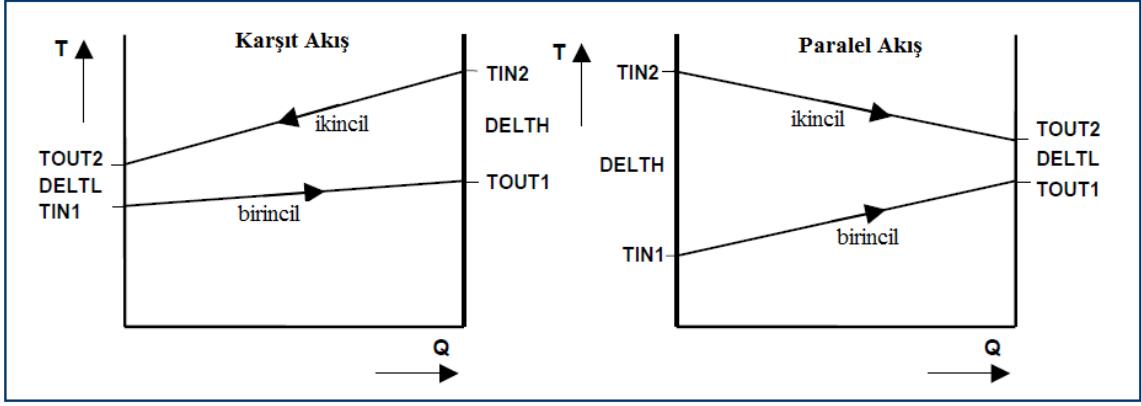


Şekil 5.37 : Isı değiştirici bileşeni ve bağlantı noktaları [47].

Birincil ve ikincil hat için PIN, POUT, DELP, TIN, TOUT, DELT girdileri standarttır.

- **EEQCOD** = Enerji eşitliğinin kütlesel debiyi mi (EEQCOD = 1) yoksa bir sıcaklık mı (EEQCOD = 2) bulacağını gösteren koddur.
- **RPSM** = Birincil ve ikincil hattaki kütlesel debilerin birbirine başlangıçtaki tahmini oranıdır. Bu değer sadece EEQCOD = 2 olduğu durumda kullanılır. Negatif değer paralel akış, pozitif olduğu durumda karşıt akışlı ısı değiştirici anlamına gelmektedir.
- **DELTH** = Yüksek terminal sıcaklık farkı (°C) (varsayılan=BİLİNMEYEN) (Şekil 5.38)
- **DELTL** = Düşük terminal sıcaklık farkı (°C) (varsayılan=BİLİNMEYEN) (Şekil 5.38)
- **DELE** = Ortama olan enerji akışı (örneğin; radyasyon kayıpları) (kW) (varsayılan = 0). Eğer DELE > 0 ise ortama enerji veriliyor demektir.

Bu ekipman sistem matrisine 2 kütle eşitliği eklemektedir. Eğer EEQCOD = 1 ise bir tane de üretim fonksiyonu formunda enerji eşitliği eklenmektedir. Eğer ekipman için herhangi bir üretim fonksiyonu tanımlanmadığını algılasa, program otomatik olarak bir üretim fonksiyonu üretecektir [47].



Şekil 5.38 : Isı değıştirici sıcaklık tespiti [47].

Özetle:

EEQCOD = 1 : 2 kütle eşitliği + 1 enerji eşitliği = 3 eşitlik

EEQCOD = 2 : 2 kütle eşitliği

Hesaplamalarda izlenen yol şu şekildedir.

Her iki hat için de:

$$\begin{aligned}
 1. \quad P_{OUT} &= P_{IN} - \Delta P & \Delta P &= \text{birincil hattaki basınç düşümü.} \\
 P_{IN} &= P_{OUT} + \Delta P \\
 2. \quad T_{OUT} &= T_{IN} - \Delta T & \Delta T &= \text{birincil hattaki sıcaklık artışı.} \\
 T_{IN} &= T_{OUT} + \Delta T
 \end{aligned}$$

Bunlar sadece 1 giriş ve çıkış hattı bulunduğu durumda kullanılır.

Karşıt akıştaki durumda izlenen yol şu şekildedir.

Birincil hat için:

$$\begin{aligned}
 3. \quad T_{OUT,P} &= T_{IN,S} - DELTH & \text{sadece bir ikincil girişi hattı için.} \\
 4. \quad T_{IN,P} &= T_{OUT,S} - DELTL
 \end{aligned}$$

İkincil hat için:

$$\begin{aligned}
 5. \quad T_{OUT,S} &= T_{IN,P} - DELTL \\
 6. \quad T_{IN,S} &= T_{OUT,P} - DELTH & \text{sadece bir ikincil girişi hattı için.}
 \end{aligned}$$

Paralel akışta ise izlenen yol şu şekildedir.

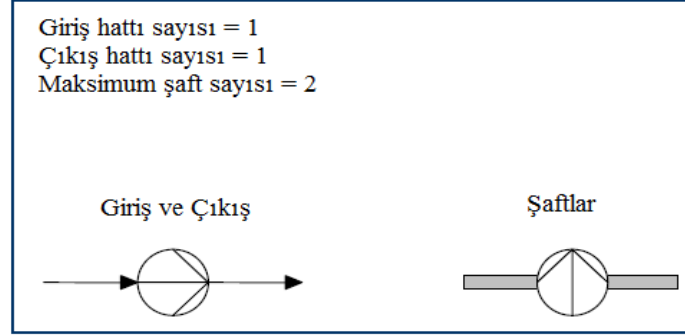
$$\begin{aligned}
 3. \quad T_{OUT,P} &= T_{IN,S} - DELTL & \text{sadece bir ikincil girişi hattı için.} \\
 4. \quad T_{IN,P} &= T_{OUT,S} - DELTH
 \end{aligned}$$

İkincil hat için:

$$5. T_{OUT,S} = T_{IN,P} - DELTL$$

$$6. T_{IN,S} = T_{OUT,P} - DELTH \quad \text{sadece bir ikincil giriş hattı için.}$$

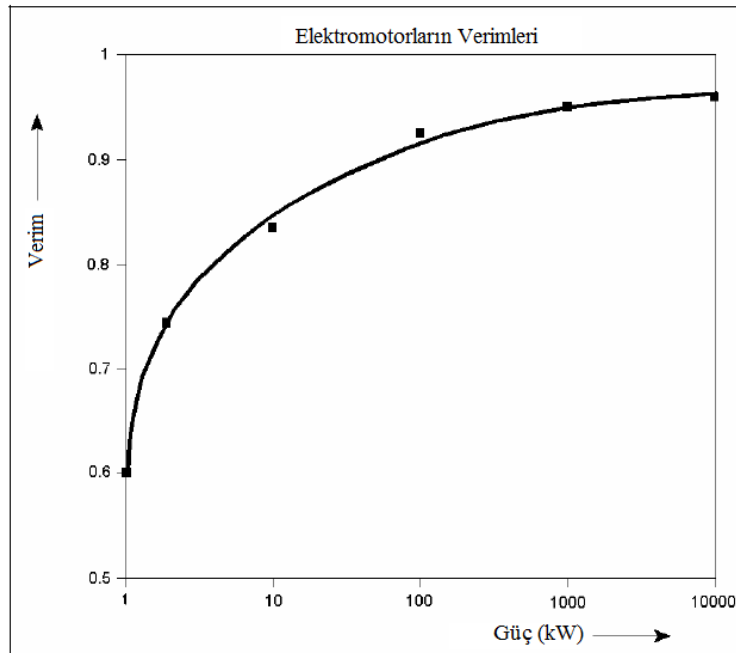
### 5.5.3.4 Pompa



Şekil 5.39 : Pompa bileşeni ve bağlantı noktaları [47].

Şekil 5.39'da gösterilen pompa ekipmanı için giriş parametreleri olarak PIN, POUT, DELP, TIN, TOUT ve DELT standarttır. (DELP değeri pompada negatiftir.)

- **ETHAI** = İzentropik verim (-) (varsayılan = BİLİNMEYEN).
- **ETHAM** = Mekanik verim (-) (varsayılan = Şekil ).
- **ETHAE** = Elektrik verimi (-) (varsayılan = Şekil). Ekserji hesabı yapılırken kullanılır.



Şekil 5.40 : Motor ve pompa mekanik verimleri dahil elektromotor verimleri [47].



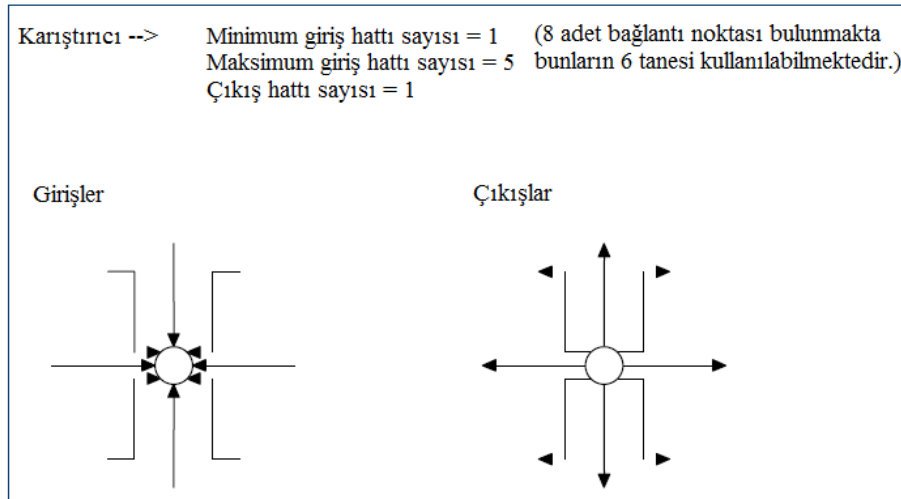
Eğer ETHAM veya ETHAE'den biri tanımlanmazsa tanımlanmayan değer 1 olarak alınır. Eğer her ikisi de tanımlanmazsa toplam verim Şekil 5.40'taki grafik üzerinde interpolasyon yapılarak program tarafından hesaplanır. [47]

Pompa ekipmanı sistem matrisine 1 adet kütle eşitliği eklemektedir.

Hesaplamalarda izlenen yol şu şekildedir.

1.  $P_{OUT} = P_{IN} - DELP$
2.  $P_{IN} = P_{OUT} + DELP$
3.  $T_{OUT} = T_{IN} + DELT$
4.  $T_{IN} = T_{OUT} - DELT$
5.  $h_{IN} = f(h_{OUT}, ETHAI)$
6.  $h_{OUT} = f(h_{IN}, ETHAI)$

### 5.5.3.5 Node (Karıştırıcı/Ayırıcı)



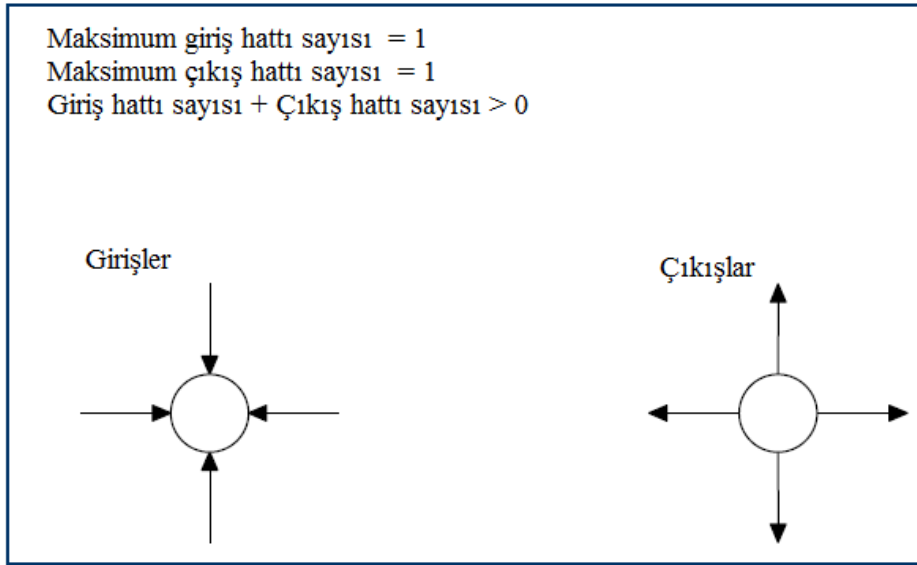
Şekil 5.41 : Karıştırıcı (Mixer Node) bileşeni ve bağlantı noktaları [47].

Şekil 5.41'de gösterilen ekipman sistemdeki akışkanları karıştırmak veya ayırmak için kullanılmaktadır. Enerji eşitliği kodu (EEQCOD) değerine bağlı olarak iki muhtemel durum bulunmaktadır.

EEQCOD = 1 : Bu durumda enerji eşitliği kütleli debi oranını bulmak için kullanılır ve otomatik olarak sistem matrisine eklenir.

EEQCOD = 2 : Bu durumda ise enerji eşitliği bilinmeyen bir spesifik entalpiyi bulmak için kullanılır. Varsayılan durumda EEQCOD = 2 olduğu kabul edilir.

### 5.5.3.6 Yutak/Kaynak



Şekil 5.42 : Yutak/Kaynak bileşeni ve bağlantı noktaları [47].

Şekil 5.42’de bağlantı özellikleri verilen bu model aşağıdaki amaçlarda kullanılabilir:

- Kütleli akış kaynağı veya yutağı;
- Enerji kaynağı veya yutağı;
- Basınç düşürücü (genleşme valfi);
- Akışkanın bileşimi ve tipinin değişimi;
- Sıcaklık tahmini.

İlk durumda ekipman 1 boru ile bağlanabilir. Eğer kütleli debi doğrudan DELM değeri ile belirlenirse, veya dolaylı olarak DELV veya DELVN ile, daha sonra bunun sonucunda sistem matrisi için 1 kütle eşitliği elde edilir. Diğer durumlarda 1 giriş ve 1 çıkış hattı gereklidir. [47]

Veri tanımlamalarında PIN, POUT, DELP, TIN, TOUT ve DELT standarttır.

- **HIN** = Girişteki spesifik entalpi (kJ/kg) (varsayılan = BİLİNMEYEN)
- **HOUT** = Çıkıştaki spesifik entalpi (kJ/kg) (varsayılan = BİLİNMEYEN)
- **DELH** = Giriş ve çıkış arasındaki spesifik entalpi farkı (kJ/kg)  
(varsayılan=BİLİNMEYEN)

$$\text{DELH} = \text{HOUT} - \text{HIN}.$$

Yani:  $\text{DELH} > 0$  durumunda entalpi artışı  $< 0$  ise entalpi düşüşü.

- **XIN** = Giriş buhar kalitesi (-) (varsayılan = BİLİNMEYEN)
- **XOUT** = Çıkış buhar kalitesi (-) (varsayılan = BİLİNMEYEN)

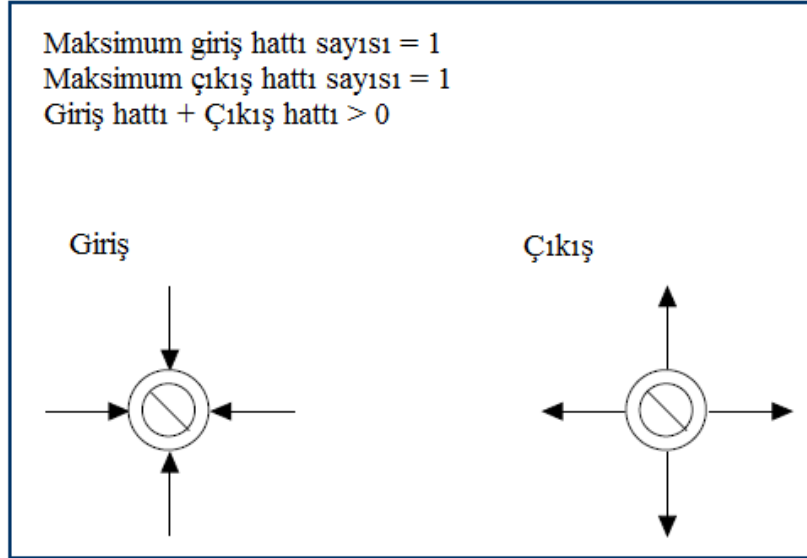
- **DELM** = Sistemden veya sisteme olan kütleli debi ( $m^3/s$ ) veya (-)  
(varsayılan = BİLİNMEYEN)

Eğer ekipmana iki boru bağlı ise, sistem matrisine 1 kütleli eşitlik eklenir.

Hesaplama izlenen yollar aşağıdaki gibidir:

1.  $P_{IN} = P_{OUT} + DELP$
2.  $P_{OUT} = P_{IN} - DELP$
3.  $T_{IN} = T_{OUT} - DELT$
4.  $T_{OUT} = T_{IN} + DELT$
5.  $h_{IN} = h_{OUT} + DELH$
6.  $h_{OUT} = h_{IN} + DELH$
7.  $h_{OUT} = h_{IN} - DELE/\Phi_m$   
 $\Phi_m$  = bir önceki iterasyondaki kütleli debi.
8.  $P_{IN} = PSAT(T_{IN}, X_{IN})$

### 5.5.3.7 Isı kaynağı/yutağı

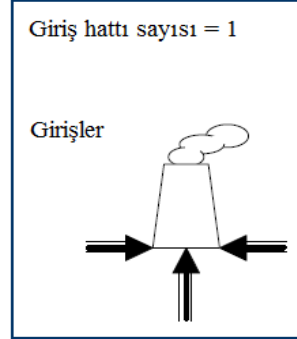


Şekil 5.43 : Isı yutağı/kaynağı bileşeni ve bağlantı noktaları [47].

Şekil 5.43'teki bağlantı durumları gösterilen bu ekipman bir ısı kaynağını veya ısı yutağını modellemek için kullanılır. Ortama aktarılan veya ortamdan alınan enerjinin miktarı faydalı ısı olarak dikkate alınmaktadır ve toplam sistem verimini ve ısı verimini hesaplamada kullanılmaktadır. Isı kaynağı ısı yutağının negatif ısı akışının olduğu durumudur.

Tanımlanacak veriler ve hesaplamada izlenen yol bir önceki kısımda anlatılan Kaynak/Yutak ekipmanındaki şekliyle geçerlidir. [47]

### 5.5.3.8 Baca (Stack)



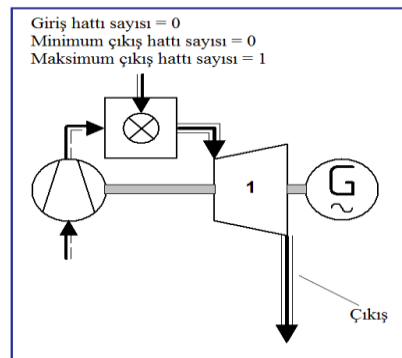
Şekil 5.44 : Baca bileşeni ve bağlantı noktaları [47].

Şekil 5.44'teki stack (yani baca) ekipmanı egzoz gazları için yutak olarak kullanılmaktadır.

Ekipmana tanımlanabilen veriler şunlardır:

- **HIN** = Giriş spesifik entalpisi (kJ/kg) (varsayılan=BİLİNMEYEN)
- **DELM** = Sistem kütleli debisi (kg/s) (varsayılan = BİLİNMEYEN)
- **DELV** = Sistem hacimsel debisi (m<sup>3</sup>/s) (varsayılan = BİLİNMEYEN)
- **DELVN** = Sistemin normal şartlarda hacimsel debisi (1,01325 bar, 0 °C) (m<sub>n</sub><sup>3</sup>/s) (varsayılan = BİLİNMEYEN)

### 5.5.3.9 Gaz türbini

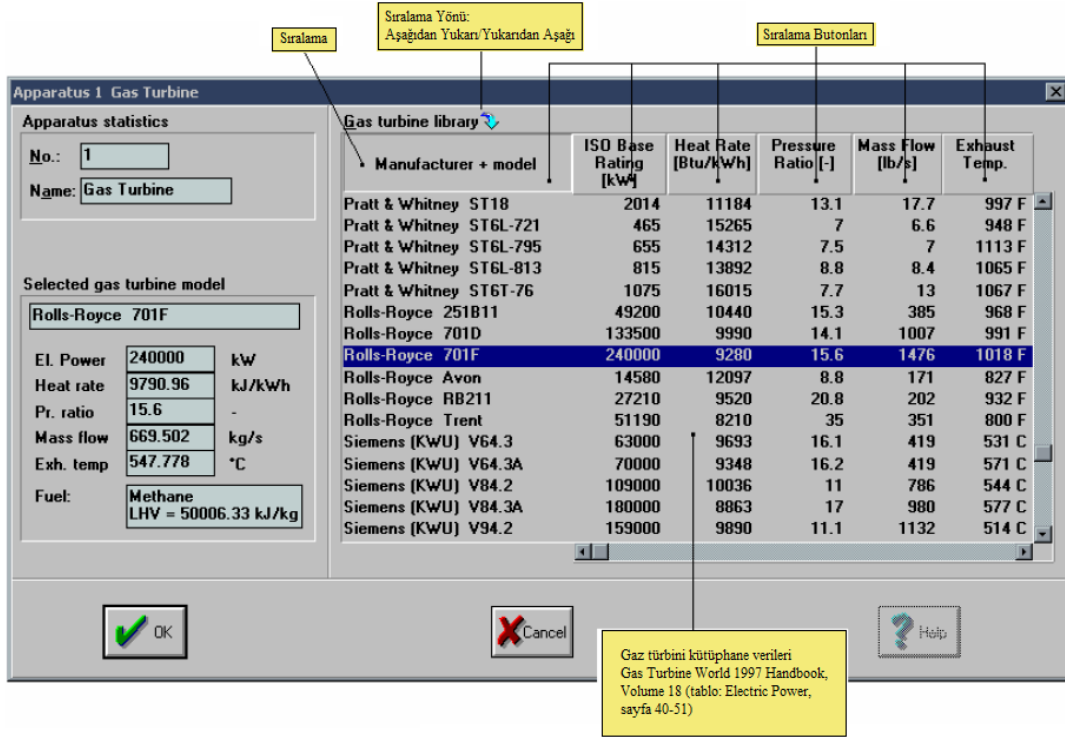


Şekil 5.45 : Gaz türbini bileşeni ve bağlantı noktaları.

Şekil 5.45'teki gaz türbini hızlı taramalar için geliştirilmiştir. Büyük sayıda standart gaz türbinleri, özellikle çevrimlerdeki performansları açısından kıyaslanabilmektedir. Gaz türbini bir alt çevrim ile kullanılabilirdiği gibi tek başına da kullanılabilir. Bu durumda çıkışını bir ısı yutağına ya da bacaya bağlamak gerekmez. Ayrıca, hava ve yakıt girdileri

yapılamamaktadır, çünkü bunlar gaz türbini modelinin kendi içerisinde bulunmaktadır. Yakıt ve hava için girdi değerleri seçilen model için girdi penceresinde sabittir.

Girdi penceresinden Şekil 5.46'daki program kütüphanesinde bulunun birçok türbin arasından seçim yapılabilmektedir. Pencerenin sağ tarafında mevcut türbinlerin listesi ilgili performans dataları ile birlikte verilmektedir. Yatay çubuk vasıtasıyla verilerin detayları, dikey çubuk ile de kütüphanede bulunan türbinler görülebilmektedir. [47]



Şekil 5.46 : Cycle-Tempo gaz türbini kütüphanesi [47].

Listeden istenilen türbin üzerine tıklanarak türbin özelliklerinin seçimi gerçekleştirilir. Seçilen modelin verileri pencerenin sol tarafında metrik birimler ile gösterilmektedir.

Türbinde herhangi bir kullanıcı tarafından tanımlanan girdi parametresi bulunmamaktadır.

Sabit veriler şunlardır:

- Yanma havası : 15 °C sıcaklığında  
Deniz seviyesinden ISO şartları: 1,01325 bar  
Bileşim: Standart Hava
- Yakıt : 15 °C sıcaklığında  
Basınç : 1,2 x basınç oranı [bar]  
Bileşim seçilen modele göre değişmektedir.

Gaz türbini ekipmanı birçok farklı ekipmanın birleşiminden oluşmaktadır. Eğer türbin devamında bir alt çevrim tanımlanmışsa bu durumda sistem matrisine 1 adet kütle eşitliği eklenir. Eğer bir alt çevrim bulunmuyorsa eşitlik sayısı önemli değildir, çünkü gaz türbini kendisi başlı başına bir sistemdir.

Türbin çıkışında:

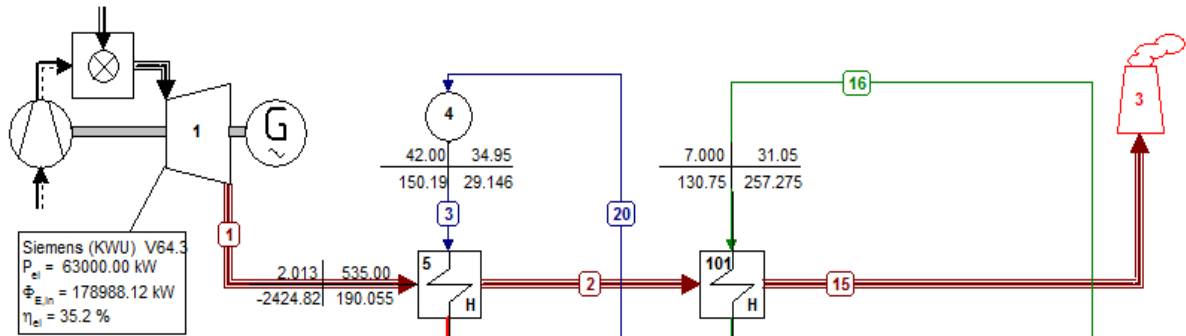
- Eksoz sıcaklığı ve entalpi,
- Kütleli debi,
- Eksoz gazı bileşimi bilgileri mevcuttur.

Çıkış basıncı, eğer türbin devamında bir çevrim tanımlanmışsa, bu alt çevrimce hesaplanır.

#### 5.5.4 Cycle-Tempo ile bölgesel ısıtma sistemi ve sistem tarifi

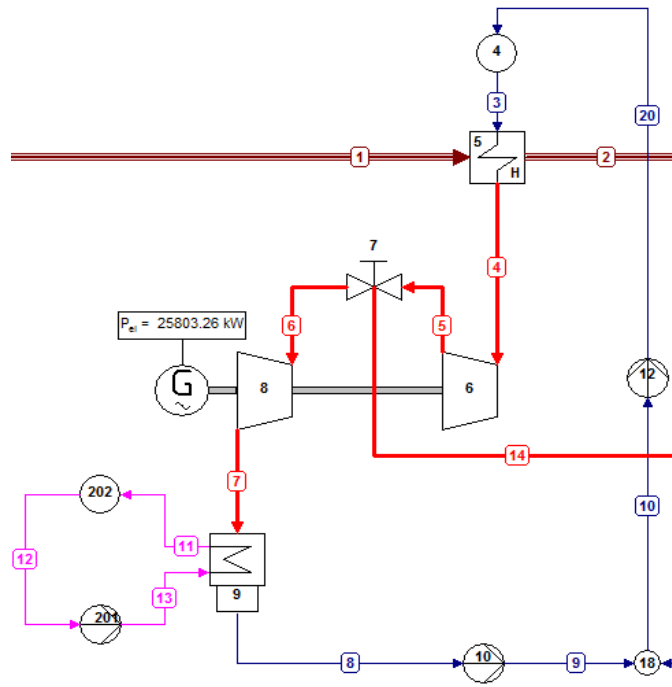
Bölgesel ısıtma sistemini beslemek üzere bir kojenerasyon sistemi üzerinde çalışılmıştır. Sistem bir ünite gaz türbini, buhar üretimi için ısı geri kazanım kazanı, 1 ünite 2 kademedeki oluşan (yüksek basınç, alçak basınç) bölgesel ısıtma için ara buhar alımı yapılabilen buhar türbini ve bölgesel ısıtma çevriminden oluşmaktadır.

Çevrimler ideal olarak ele alınmıştır. Bu yüzden borulardaki ve sistemin belli noktalarındaki basınç ve sıcaklık kayıpları dikkate alınmamıştır. Şekil 5.50'de görülen sistem üzerinde çalışılmıştır. Sisteme bakacak olursak, bölgesel ısıtma sisteminde kullanılmak için buhar türbininden ara buhar alınmaktadır. Alınan ara buharın enerjisi bölgesel ısıtma için ısı üretim ünitesinden tüketiciye ulaştırılmakta ve ısısı alınan bölgesel ısıtma akışkanı (su) tekrar üniteye dönmektedir. Diyagramdan da görüleceği üzere sistemin tamamı 4 tane kapalı 1 tane de açık çevrimden oluşmaktadır. Her çevrimde ekipmanlar birbirlerine yakın ve takip eden sayılar ile numaralandırılmıştır.



Şekil 5.47 : Gaz türbini.

Şekil 5.47 açık çevrim (Brayton Çevrimi) olan gaz türbinini göstermektedir. Brayton Çevrimi 1 numaralı ekipmanda (gaz türbini) gerçekleşmektedir. Sonrasında yüksek enerjili atık yanma ürünlerinden geri kalan enerjisi önce 5 numaralı ısı değiştiricisinde buhar türbinine kızgın buhar üretimi için kullanılmakta sonrasında 101 numaralı ısı değiştiricisinde bölgesel ısıtma sistemine ısının bir miktarını sağlamak için kullanılmaktadır. Ardından enerjisi alınmış atık gazlar 3 numaralı bacadan sistemi terk etmektedir. Önceki bölümde tanıtılan Cycle-Tempo sistem bileşenleri ile bir gaz türbini modellemek de mümkündür. Ancak burada yine bir önceki bölümde tanıtılan gaz türbini kütüphanesinden yararlanılmıştır. Siemens'in 63 000 kW gücündeki KWU V64.3 model gaz türbini sistem için seçilmiştir.

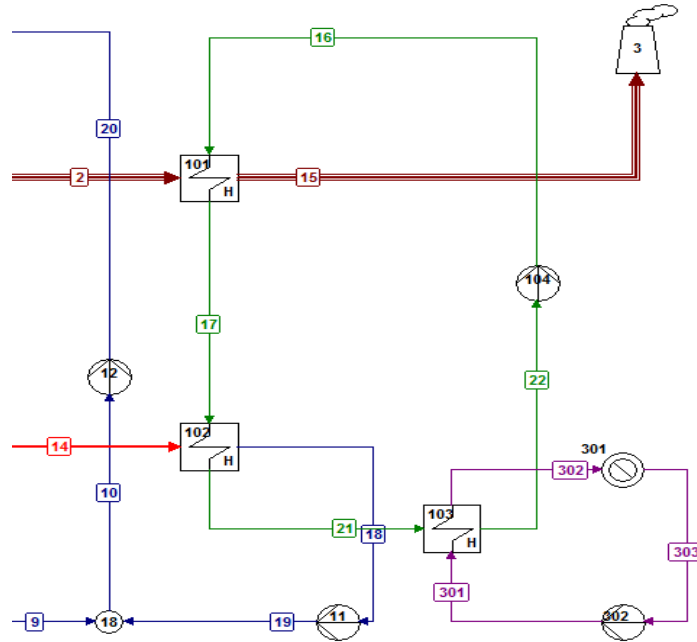


Şekil 5.48 : Buhar türbini.

Gaz türbinini terkeden, hala üzerinde faydalanılabilir miktarda enerji taşıyan gaz 5 numaralı ısı değiştiricisi ile temsil edilen buhar üreticisine girmektedir. Normal şartlarda daha detaylı enerji santrali analizleri için sistem tasarlanırken gaz türbini çıkışına kızgın buhar üretimi için 1 adet, buhar kalitesini artırmak için 1 adet, evaporator olarak da 1 adet toplamda 3 adet ısı değiştiricisi ve 1 adet drum koyularak sistem tasarlanmalıdır. Fakat bu temsili çevrimde 5 numaralı ısı değiştiricisi bütün bunların görevini yerine getirmektedir. Bu çevrimdeki asıl vurgu yapılmak istenen nokta buhar türbininin son kademelerinden alınan ısının (elektrik üretimi için düşük kalitede, bölgesel ısıtma için yüksek kalitede) sistemin toplam verimindeki etkisini ve bölgesel ısıtma için binalarda ortam ısıtma ve sıcak su elde etmek için bu ısının

kullanılabilirliğini göstermektedir. Yani türbin ısı talebi olduğunda karşı-basınç buhar türbini olarak faaliyet gösterecektir.

Şekil 5.48'te buhar türbini (Rankine Çevrimi) çevrimi gösterilmektedir. 5 numaralı ısı değiştiricindeki gazın ısı ısı değiştiriciye beslenen suyu buhar türbinde kullanılabilir seviyedeki kalitede ve sıcaklıkta, aşırı kızdırılmış buhar üretimi gerçekleştirilmektedir. Üretilen buhar 4 numaralı kızgın buhar hattı vasıtasıyla yaklaşık 40 bar basınç ve 465 °C sıcaklık ile 6 numaralı yüksek basınç buhar türbinine verilmektedir. Burada elektrik üretimi için enerjisinin bir kısmı alınan buhar daha sonra 7 numara ile gösterilen ayırıcı valf üzerinden geçerek 8 numaralı alçak basınç türbinine verilmektedir. Alçak basınç türbininden sonra 9 ile gösterilen kondenserde yoğunlaştırılan buhar tekrar besleme pompaları yardımıyla (10 ve 12) 5 numaralı buhar üreticisine yönlendirilmektedir. Ayrıca 7 numaralı ayırıcı valf üzerinden alçak basınç türbini öncesinde buhar alımı gerçekleştirilerek 14 nolu boru vasıtasıyla ısı değiştirici 102'ye yönlendirilmektedir. Burada bölgesel ısıtma için enerjisi alınan buhar ısı değiştirici üzerinde sıvı faza geçtikten sonra kondenserdan gelen sistem akışkanı ile 18 nolu karıştırıcıda birleşmekte ve 12 numaralı ana besleme suyu pompası yardımıyla 5 nolu buhar üreticisine giriş yapmaktadır.



Şekil 5.49 : Bölgesel ısıtma için ısı üretim ünitesi.

Bölgesel ısıtma için ara buhar debisi 7 numaralı ayırıcı valf üzerinden ayarlanmaktadır. Sistem 101 numaralı ısı değiştiriciden başlamaktadır. 5 numaralı buhar üreticisinden sonra üzerinde hala bir miktar faydalı enerji bulunan atık gazlar 101 numaralı ısı değiştiricisi ile bir



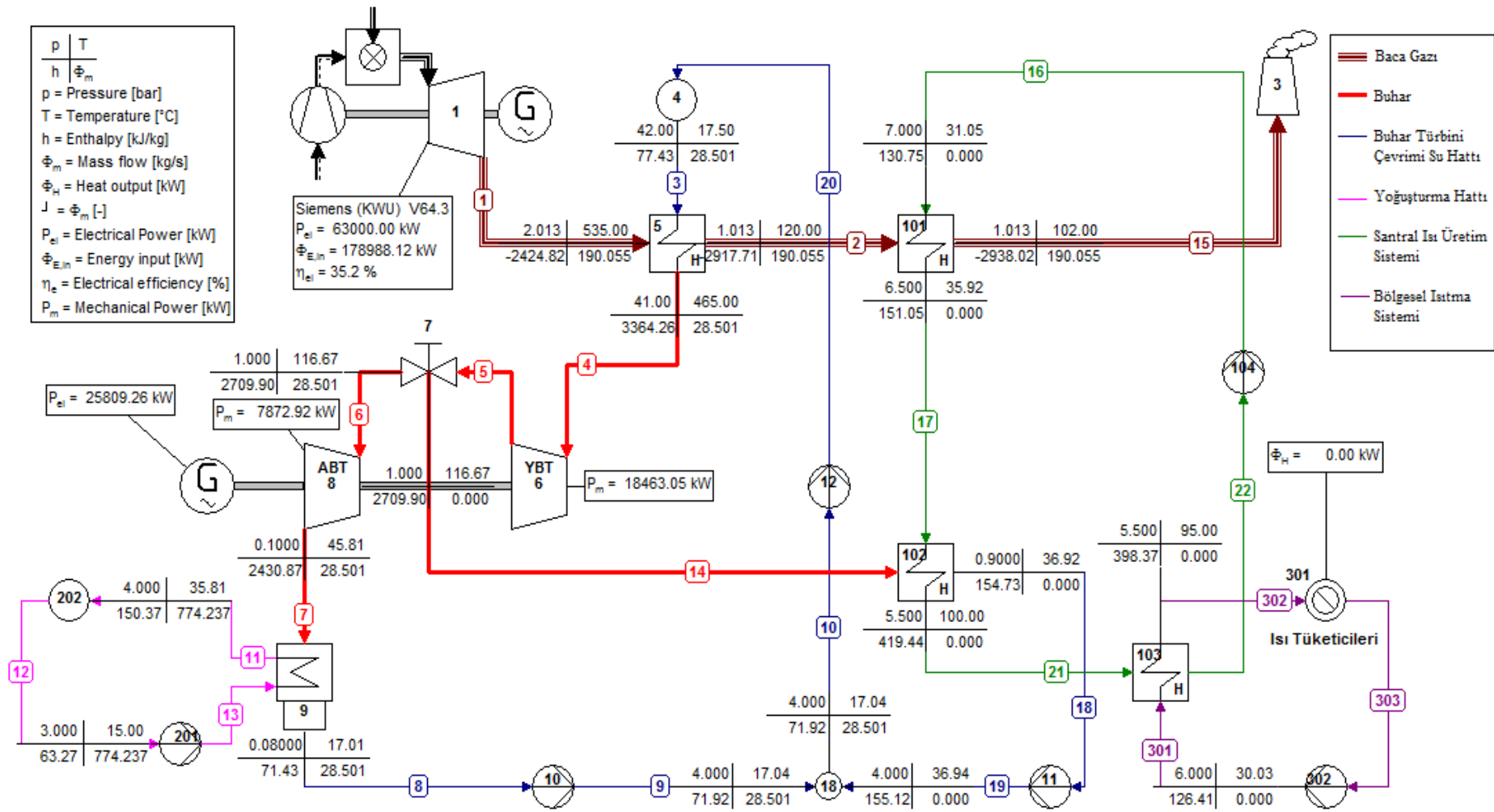
miktar daha kullanılmaktadır. Burada bölgesel ısıtma sistemi için sistemden dönen su bir miktar ısıtılmaktadır. Isı değiştirici üzerinde *Enerji Eşitliği Kodu* EEQCOD = 2 olarak işlem yapılmıştır. Yani debisi belli olan akışkanın alınan ısı ile çıkış entalpisinin ne kadar olacağı burada program tarafından hesaplanmaktadır. 101 numaralı ısı değiştiricisinde sıcaklığı artan akışkan (su) daha sonra ara buharın enerjisinin bölgesel ısıtma akışkanına aktarıldığı 102 nolu ısı değiştiriciye gelmektedir. Burada bölgesel ısıtma sistemi suyunun istediğimiz özellikler 102 nolu ısı değiştiriciye girilmiş ve EEQCOD = 1 tanımlanarak sistem debisi hesaplanmaktadır. Ara buhar debisine bağlı olarak da ısıtma suyu sıcaklıkları aynı kalmak koşuluyla sistem debisi değişmektedir. 102 nolu ısı değiştiriciyi de terk eden akışkan 103 nolu bölgesel ısıtma sistemi ana ısı değiştiricisine gelmektedir. Burada ısı iletim-dağıtım şebekesine santral bünyesindeki kapalı çevrimde ısıtılan suyun enerjisi aktarılmaktadır ve sıcaklığı düşen akışkan 103 nolu ısı değiştiriciyi terk ettikten sonra 104 nolu besleme suyu pompası ile tekrar baca gazlarından yararlanılan ısı değiştirici 101'e verilmektedir. (Şekil 5.49)

Isı tüketicilerine (konut ve hizmet sektöründe ortam ısıtma ve sıcak kullanma suyu amaçlı) 301 numaralı ısı yutağı ile temsil edilmektedir. Bölgesel ısıtma iletim-dağıtım sistemi besleme pompası da 302 ile gösterilmektedir. Tüketicilere 5,5 bar 95 °C'de ısı sağlanmakta ve tüketicilerden su sıcaklığı ve basıncı sırasıyla 30 °C ve 2,5 bar olarak dönmektedir. Enerji miktarı sistemde dolaşan akışkanın debisi ile değişiklik göstermektedir. İletim ve dağıtım şebekesinin tasarımının nasıl yapıldığı ve nelere dikkat edildiği bir önceki bölümde RETScreen üzerinde yapılan analizde gösterilmiştir.

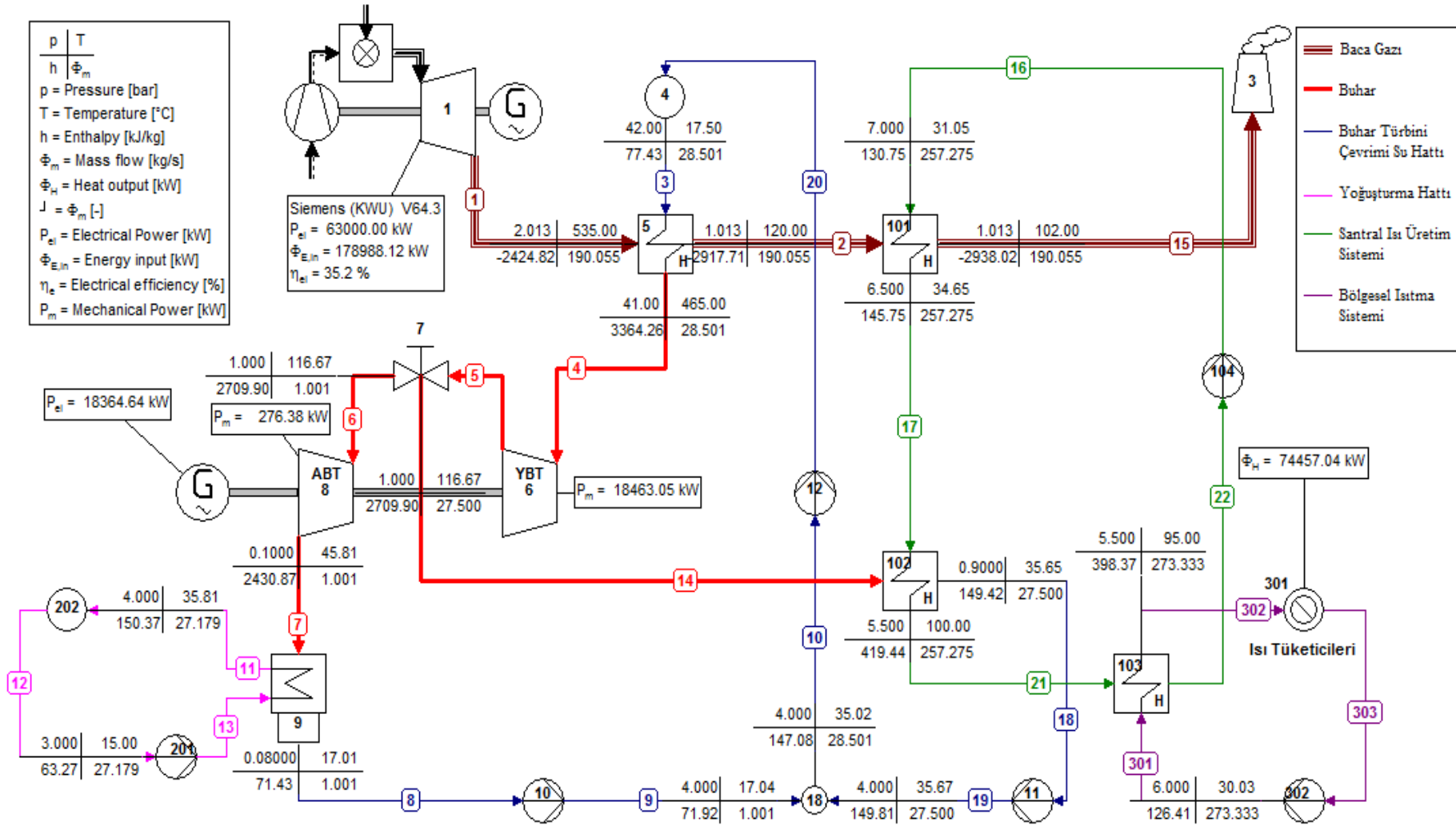
Şekil 5.50'de ve Şekil 5.51'de sistem tüm bileşenleri ve değerleri ile verilmektedir. Şekil 5.50'deki durumda santral maksimum elektrik üretim kapasitesine sahiptir. Bu durumda toplam elektrik üretim kapasitesi toplam 88,8 MW'tır ısı üretimi gerçekleştirilmemektedir. Bu durumda sistem verimi %49,4'tür.

Şekil 5.51'de modellenen durumda santralin ısı üretim kapasitesi de göz önünde bulundurulmuş ve santralin ısı üretim kapasitesi maksimize edilmiş bu bağlamda ısı üretim kapasitesinde bir miktar düşüş gerçekleşmiştir. Bu durumda elektrik üretim kapasite yaklaşık 81,4 MW'tır. Isı üretim kapasitesi ise yaklaşık olarak 74,5 MW'tır. Elektrik üretim kapasitesindeki 7,4 MW düşüşün yanında 74,5 MW ısı üretim kapasitesi elde edilmektedir. Böylece sistemin toplam verimi %86,85 olmaktadır.

Verimlerin hesaplanması, ısı üretim kapasitesindeki değişimin sistem ve elektrik verimi üzerine etkisi ileriki bölümlerde detaylı olarak incelenmiştir.



Şekil 5.50 : Ara buhar alımı ile bölgesel ısıtma yapılan kojenerasyon sistemi çevrimi (Maksimum Elektrik - Minimum Isı Kapasitesi).

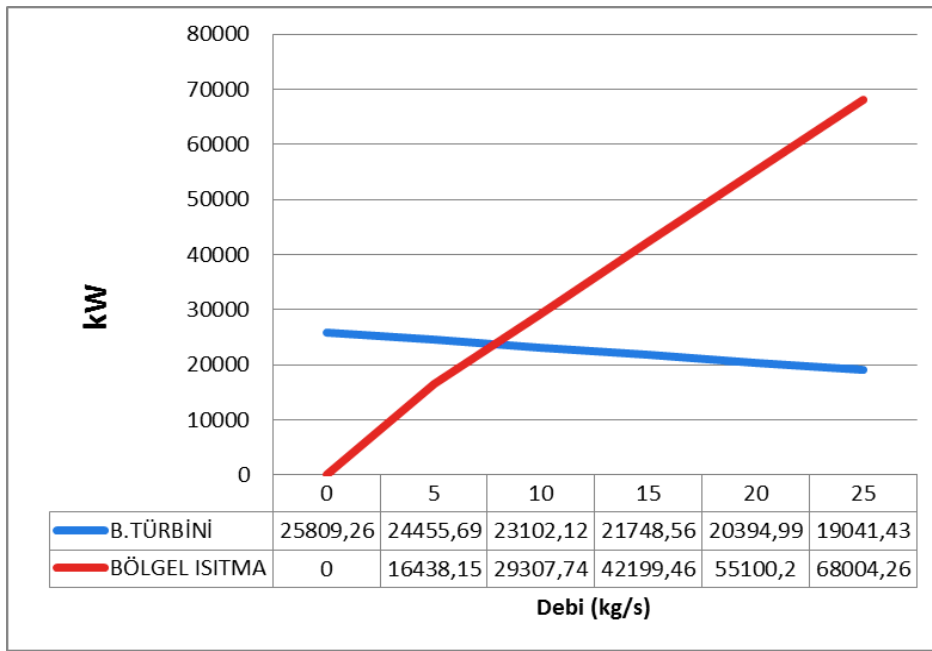


Şekil 5.51 : Ara buhar alımı ile bölgesel ısıtma yapılan kojenerasyon sistemi çevrimi (Maksimum Isı - Minimum Elektrik Kapasitesi).

### 5.5.5 Bölgesel ısıtmanın kojenerasyon santralının verimine etkisi

Kombine Isı-Güç Çevrim Santralleri (KGÇS) bölgesel ısıtma sistemleri yardımıyla elektriğin yanında ısı arzı da sağladıklarında toplam verimleri sadece elektrik ürettikleri duruma göre artış göstermektedir.

Bir önceki bölümde kojenerasyon santralinden ısı sağlama yöntemlerinden biri olarak ara buhar alımı gösterilmişti. Ara buhar alımı ile birlikte elektrik üretiminde belli bir oranda düşüş meydana gelse de bu düşüş ısı üretimindeki artışa oranla çok düşüktür.



**Şekil 5.52 :** Ara buhar debisi değişiminin ısı üretimine ve elektrik üretimine etkisi.

Şekil 5.52'deki grafik Cycle-Tempo üzerinde gerçekleştirilen ve bir önceki bölümde anlatılan analiz sonucunda elde edilen verilerden üretilmiştir. Yatay eksen ara buhar debisini kg/s olarak göstermektedir. İlk durumda ısı üretimi sıfırdır ve bu durumda buhar türbininin elektrik üretimi maksimum değerindedir. Her bir adımda ara buhar debisi maksimum 5 kg/s kadar artırılmaktadır. Görüldüğü üzere elektrik üretiminde maksimumda yaklaşık 6,7 MW kapasite düşüşü ile elde edilen ısı kapasitesi 68 MW'tır. Yine görüleceği üzere elektrik üretimindeki düşüşün eğimi ısı artışındaki eğime kıyasla da oldukça düşüktür.

Santralin bölgesel ısıtma dönüşümü esnasında elektrik verimlerinde ve toplam verimlerde değişiklik meydana gelmektedir. Verimler enerji üretimi için tüketilen yakıtın enerjisi üzerinden hesaplanmaktadır.

$$\eta_{elektrik} = \frac{\sum P_{elektrik}}{P_{verilen}} \quad (38)$$

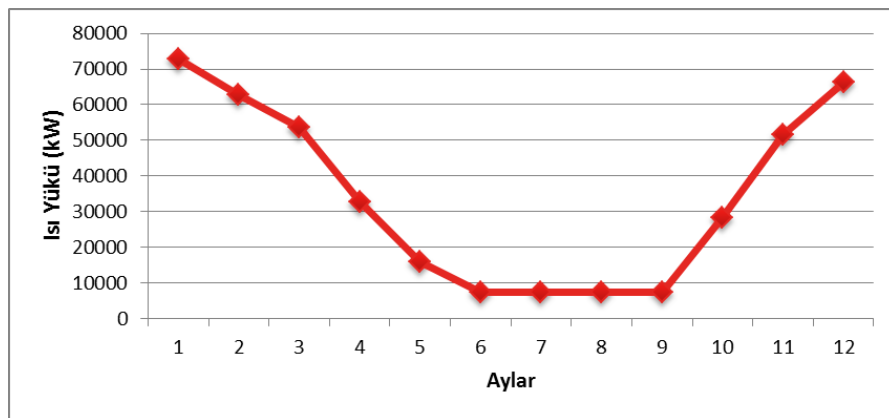
$$\eta_{toplam} = \frac{\sum (P_{elektrik} + P_{Isi})}{P_{verilen}} \quad (39)$$

Bu durumda 178 988,12 kW yakıt girdisi meydana gelmektedir.

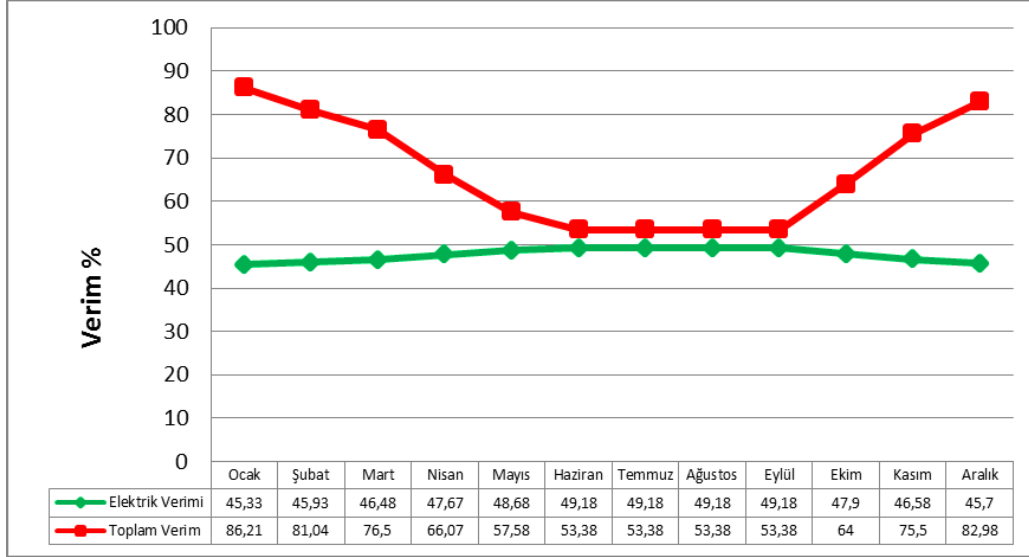
Maksimum elektrik üretim durumunda sistemin 88 809 kW elektrik gücü mevcuttur. Elektrik verimine bakıldığında bu durumda %49,41 elektrik verimi mevcuttur. Isı üretim kapasitesi 0 olduğu için santral toplam verimi elektrik üretim verimi ile aynı olmaktadır.

Maksimum ısı, minimum elektrik üretimi olduğu durumda alçak basınç buhar türbini öncesinden ayırıcı valf vasıtasıyla buhar alımı gerçekleştiği için elektrik kapasitesinde ve elektrik veriminde bir miktar düşüş gerçekleşmektedir. Bu durumda toplam elektrik üretim kapasitesi 81 364 kW olmaktadırken ısı üretim kapasitesi de 74 457 kW olmaktadır. Sadece elektrik üretimi açısından değerlendirildiğinde kapasitede meydana gelen bir miktar düşmeden dolayı elektrik üretim verimi %45,25 olsa da toplam verim %86,85 olmaktadır.

Bölgesel ısı üretiminin bir kojenerasyon santralının toplam verimi üzerinde de önemli ölçüde etkisi olduğu görülmektedir. Aylık ısı yükü Şekil 5.53'teki gibi değişen bir toplu konut yerleşkesinin ısı ihtiyacını karşılamak üzere santral modelinden, talep edilen yük doğrultusunda ısı sağlanmıştır ve bunun sonucunda santralin toplam veriminin büyük oranlarda arttığı gözlemlenmiştir.



Şekil 5.53 : Isı sağlanan yerleşkenin aylık bazda ısı talebi/yükü değişimi.



**Şekil 5.54 :** Bölgesel ısıtma etkisiyle santral toplam verimi ve elektrik verimindeki değişim.

Şekil 5.54'teki elektrik üretim verimindeki değişim ve düşüşün temel nedeni bölgesel ısıtma için türbinden çekilen ara buhardır. Isı üretimi için ara buhar çekildiğinde buhar türbininin elektrik kapasitesindeki azalmadan dolayı sistemin toplam elektrik üretimi düşmektedir. Sadece elektrik açısından bakıldığında elektrik üretimi verimi bir miktar düşmektedir. Fakat toplam verime bakıldığında santralin toplam verimi neredeyse iki katına çıkmaktadır. Ancak çekilen buhar elektrik üretimini bir miktar düşürse de büyük oranda faydalı ısı enerjisi elde etmemize olanak sağlamaktadır. Bu faydalı enerji de binalarda ortam ısıtma, sıcak su, vb. için ihtiyaç duyulan ısıyı sağlayabilecek özelliğindedir.

## 6. SONUÇ VE ÖNERİLER

Talep tarafında enerji verimliliği kadar, arz tarafındaki enerji verimliliği de oldukça önemlidir. Çünkü tüketimde her ne kadar enerji verimliliği yaparsak yapalım uzun vadede tek başına yeterli olmayacaktır. Bunun yanında enerjinin üretiminde de verimli teknolojilerin kullanılması büyük önem arz etmektedir. Teknolojik gelişmeler üretimde de enerji verimliliği yönünde büyük bir hızda ilerlemektedir. Bu gelişmeler ile birlikte kojenerasyon santrallerinin de enerji üretim verimleri artmış ve halen de artmaktadır.

Bölgesel ısıtma sistemlerinin yaygınlaşması için kojenerasyon santralleri önemli teknolojilerden biridir. Fakat mevzuat ve yönetmeliklerle santrallerin şehirleşmenin olduğu bölgelere kurulamamasından dolayı bölgesel ısıtma uygulamaları pek uygun görülmemektedir. Çünkü şehir merkezinden uzak bir noktada kurulacak santralden sağlanan sıcak suyun uzun mesafelere taşınması hem ek bir iletim maliyetini (boru ve pompalama) hem de ısı taşıyıcının ısısının bir kısmını yolda kaybetmesini beraberinde getirmektedir. Bu bağlamda ÇED Raporlama sürecinde yüksek verimliliğe sahip kojenerasyon santrallerinin bölgesel ısıtma sağlamak şartı ile şehir merkezlerine veya merkezlere yakın yerlere kurulmalarında esneklik sağlanmalı veya yasal boşluklar yeniden düzenlenmelidir.

Enerji Kaynaklarının ve Enerjinin Kullanımında Verimliliğin Artırılmasına Dair Yönetmeliğin 27inci maddesi termik santrallerin verim artırma kriterleri ve atık ısılarından yararlanılması ile ilgilidir ve şu ibareler yer almaktadır:

“MADDE 27 – (1) ...

(2) Termik santral atık ısılarının öncelikle binalarda ısıtma ve soğutma amaçlı kullanımının yanı sıra sanayi, tarımsal üretim, su ürünleri yetiştiriciliği, soğuk hava depoları ve tatlı su üretimi gibi sektörlerde de değerlendirilmesine yönelik enerji etütleri yapılır. Geri ödeme süresi en fazla on yıl olan projeler belediye ve özel sektör işbirlikleri ile gerçekleştirilir.

(3) Belediyeler ve Toplu Konut İdaresi yeni toplu konut alanlarını yerleşime açarken varsa termik santral atık ısıları ile merkezi veya bölgesel ısıtma ve soğutma yapılabilecek bölgelere öncelik verir ve ısı dağıtım altyapısı planları için gerekli tedbirleri alır.”

Bu bağlamda enerji verimliliğinin sağlanmasına yönelik termik santrallerin atık ısılarının toplu konutlarda bölgesel ısıtma için kullanımına yönelik yasal dayanak mevcut olup mevzuatın özel sektör veya özel sektör işbirliği ile yürürlüğe konulması gerekmektedir.

Binalarda ısınma amacı ile herhangi bir elektrik ve doğalgaz tüketimi gerçekleşmesi yerine santralden (bir miktarı santralin atmosfere atacağı atık ısı) civardaki tüketicilere ısı sağlanması hem kaynaklarımızı verimli kullanımı açısından hem de çevresel açıdan büyük katkı sağlayacaktır. Binalardaki merkezi doğalgaz sistemi veya her bir dairedaki kombi yerine ana merkezden ısı hem daha konforlu hem de daha ucuza sağlanabilecektir. Aynı zamanda dağınık ve kontrolsüz kirleticiler yerine merkezi ve kontrollü bir karbon salımı gerçekleştirilecektir.

Geleneksel bölgesel ısıtma sistemlerinde bir adet elektrik-ısı, kaynağı, tek iletim sistemi ve çoklu tüketici şeklinde kurgulanmış ve uygulanagelmiştir. Bu tez çalışmasıyla çoklu ısı kaynaklarının tek bir ısı dağıtım sistemini besleyebileceği de çözüm olarak sunulmaktadır. Diğer bir ifadeyle bu çözüm önerisiyle aynı bölgede bulunan, ısı kaynaklarının (çimento, demirçelik fabrikaları, KGÇS, vb.) ısıları da devreye sokulduğunda ısı talebine yönelik arz güvenliği artırılmış olacaktır. Buna paralel olarak enerji verimliliği de artacak, konut kaynaklı emisyonlar da azalacaktır. Özellikle yeni toplu konut ve yeni şehir alanlarında bu yaklaşımın dikkate alınması büyük önem teşkil etmektedir. Bu yüzden gerekli altyapı çalışmaları daha yerleşim ve şehirleşme tam anlamıyla gerçekleşmeden dikkate alınmalı ve bu ölçüde önlemler alınmalıdır. Nasıl ki planlamalarda konutlarda kullanılacak elektrik için altyapı çalışmaları dikkatle yapılıyor ise, bölgesel ısı arz sistemlerinin altyapı çalışmaları da aynı hassasiyetle gerçekleştirilmelidir. Bunun gerekliliği Tez bünyesinde irdelenmiştir.

Bu Tezde tek ısı kaynaklı sistem incelenmiştir. Bir öneri olarak; çoklu ısı kaynakları ile oluşturulan ısı havuzundan (ısı iletim hattından) ısı pompaları ile ısı transferi



yaparak aynı anda ısıtma ve soğutma ihtiyacının karşılanması. Diğer bir ifadeyle bu sistemde ısı tüketicileri aynı zamanda ısı üreticileri de olabilecektir.

RETScreen enerji verimliliği ve ekonomik analiz yazılımı üzerinde beş farklı senaryo üzerinde çalışılmıştır. Isı yükü elektrik yüküne kıyasla fazla olduğu için ve kurulan sistemin elektrik ve ısı kapasiteleri birbirine yakın olduğu için farklı senaryolara ihtiyaç duyulmuştur. İlk senaryoda sistem elektrik talebinin tamamını ısı talebinin bir kısmını karşılayacak bir baz yük santrali olacak şekilde, ikinci senaryo elektriğin tamamının ve ısının bir kısmını karşılandığı ve elektrik yükünü takip eden bir sistem olacak şekilde, üçüncü senaryoda aylık bazda minimum elektrik yüküne göre seçilen ve baz yük santrali olarak çalışacak şekilde, dördüncü senaryo ısının ve elektriğin tamamını karşılayıp elektrik üretim fazlasının şebekeye satıldığı bir senaryo olacak şekilde, beşincisi de dördüncü senaryodaki aynı santralin ısı yükünü takip edecek şekilde göz önünde bulundurulmuş ve analizleri bu doğrultuda yapılmıştır. Geri ödeme süresi ve işletmenin karlılığı bakımından en uygulanabilir olanı ikinci senaryodur. Sürekli zarar eden ve yatırımın bir türlü karşılanamadığı senaryo ise dördüncü senaryodur. Sonuç olarak elektrik ve ısı talebini karşılayacak bir sistem seçildiğinde şebekeye üretim fazlası elektriğin satılması geri ödeme süresini ve yatırımın karlılığını etkilemektedir. Çünkü elektrik satışından elde edilen gelir maliyeti ve yıllık giderleri karşılayamamaktadır. Ayrıca bölgesel ısıtma yapacak kojenerasyon santralleri yatırımlarının ekonomik açıdan uygulanabilir olduğu sonucuna varılmıştır. Ekonomik faydanın yanında çevresel faydaları da mevcuttur. Dördüncü senaryo hariç, diğer tüm senaryoların atmosferdeki karbondioksit derişiminin azaltılmasına yönelik etkisi olduğu görülmüştür. Santralden sağlanan ısı ile ciddi miktarlarda emisyon azaltımı gerçekleşmektedir çünkü bu ısı sayesinde evlerde ısınma amaçlı fosil vb. yakıt tüketimi gerçekleşmemektedir. İlgili bölümlerde detayları verilmiştir.

Detaylı sistem termodinamik analizlerinin yapıldığı Cycle-Tempo üzerinde yapılan analizler sonucu bölgesel ısıtma için bir buhar santralinden veya kombine çevrim santralinden buhar türbininden ara buhar alımı durumunda elektrik üretim veriminde kabul edilebilir olanlarda düşüşler olsa da santralin toplam veriminin arttığı ve bu ara buhar ile bölgesel ısıtma için ihtiyaç duyulan ısının sağlanabildiği gözlemlenmiştir. Model çalışması yapılan bir ünite 63 000 kW Siemens KWU gaz türbini ve bir ünite de 29 000 kW gücünde buhar türbini bulunan bir kombine çevrim ısı-güç santralinin

yıllık bazda aylık ısı talebine göre elektrik ve toplam verimlerdeki değişimler ilgili bölümlerde açıklanmış ve grafikler üzerinde gösterimleri yapılmıştır. Bölgesel ısıtma için ihtiyaç duyulan enerjinin bir miktarı baca gazının atık enerjisinden kalanı da buhar türbininden sağlanan ara buhardan elde edilmektedir. Bu uygulamanın verimler üzerindeki etkisine bakıldığında santralin maksimum elektrik üretiminde elektrik verimi %49,4 iken, maksimum ısı üretiminde elektrik verimi %45,25'e düşse de toplam verim %86,85 olmaktadır. Burada buhar türbinin son kademelerinden veya yüksek basınçtan çıkıp alçak basınç kademesine girmeden alınan buharın bölgesel ısıtma yapmak üzere evlerde ortam ısıtma ve sıcak kullanma suyu ihtiyacını tamamen karşılayabileceği görülmüştür.

Bu tez çalışması ve araştırmalar esnasında yukarıda bahsedilen, yatırım analizi ve sistem tasarımının yapıldığı bilgisayar programları ve yazılımları üzerinde çalışmaların arttığı gözlemlenmiştir. Bu bağlamda bu tip yazılımların geliştirilmesi ve üretilmesi için üniversitemizde ve ülkemizde de çalışmaların yapılması elzemdir.

## KAYNAKLAR

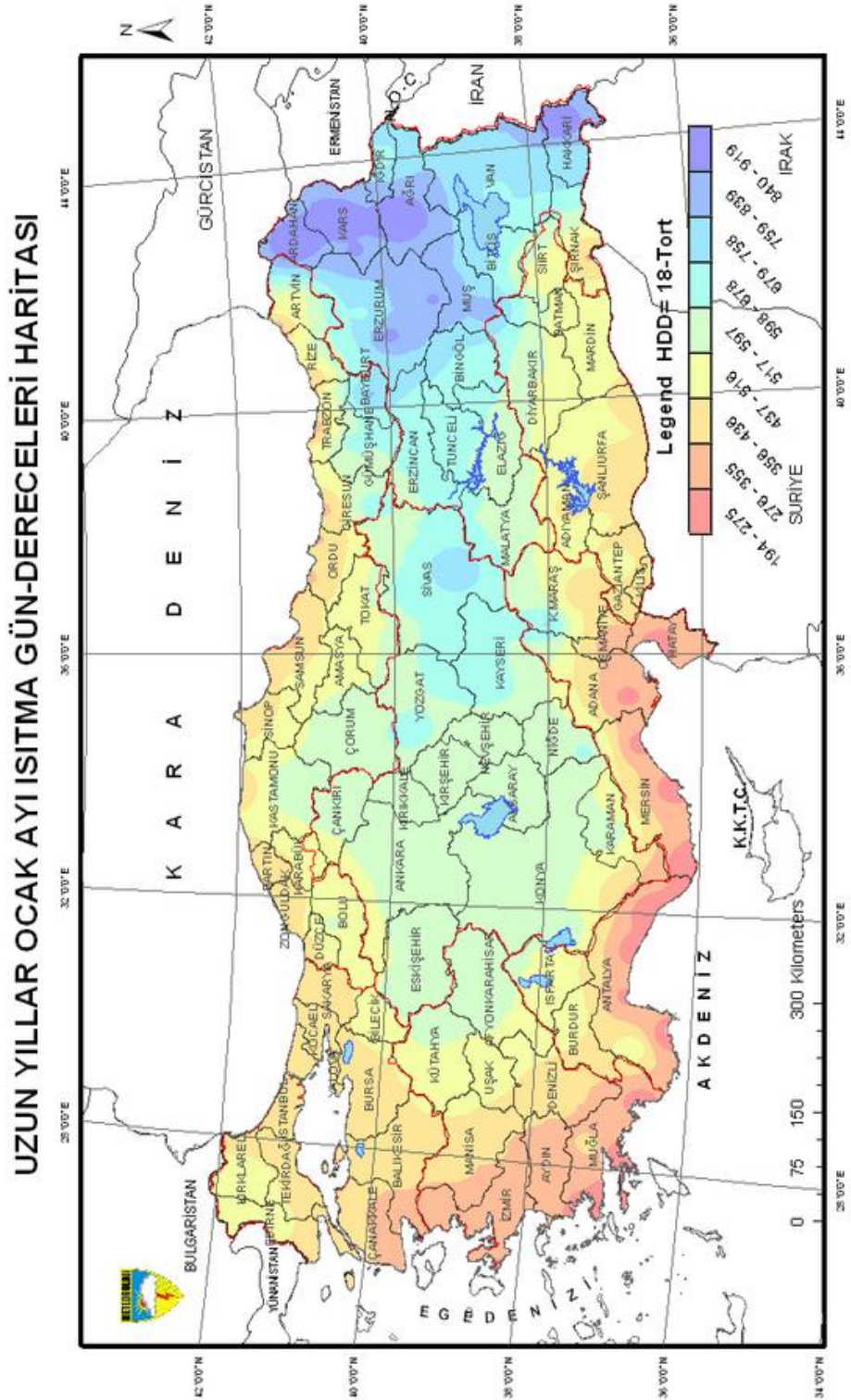
- [1] **Gladysz, P. ve Ziebig, A.** (2013) Complex analysis of the optimal coefficient of the share of cogeneration in district heating systems. *Energy*, Volume 62, Syf: 12-22.
- [2] **Gladysz, P. ve Ziebig, A.** (2012) Optimal coefficient of the share of cogeneration in district heating systems. *Energy*, Volume 45. Syf: 220-227.
- [3] **Liaoa, C. ve Ertesvåg, I.** (2013) Energetic and exergetic efficiencies of coal fired CHP (combined heat and power) plants used in district heating systems of China. *Energy*, Volume 57. Syf: 671-681
- [4] **Wojdyga, K. ve Niemyjski, O.** (2012) Hydraulic analysis for a district heating system supplied from two CHP plants. *Energy*, Volume 54, Syf: 81-87.
- [5] **Angrisani, Roselli ve Sasso** (2012) Distributed microtrigeneration systems. *Progress in Energy and Combution Science*, Volume 38. Syf: 502-521
- [6] **Yan, Zhao, An ve Huang** (2013) Hydraulic performance of a new distric heating systems with distributed variable speed pumps
- [7] **Maria A. Ancona, Michele Bianchi, Lisa Branchini, Francesco Melino** (2014) *District Heating Network Design and Analysis*.
- [8] **IPCC** (2005). *Assesment Report: Energy supply*.
- [9] **IEA** (2013). *World energy Outlook 2013*, International Energy Agency, Paris, France.
- [10] **IEA** (2012). *Energy Technology Perspectives - how to secure a clean energy future*. Paris, France.
- [11] **IEA** (2013). *Primary-to-use World Primary Energy Flows*.  
<<http://www.sankey-diagrams.com/primary-to-use-world-energy-flows/>>, alındığı tarih: 16 Nisan 2014.
- [12] **IEA** (2004). *International Energy Ageny Key World Energy Statistics 2013 Report*.
- [13] **IEA** (2000). *Coming In From The Cold: Improving District Heating Policy in Transition Economies*.
- [14] **IEA** (2013). *CO<sub>2</sub> from fuel combustion edition 2013*.
- [15] **IEA** (2013). *Transition to sustainable buildings strategies and obstacles to 2050*, Paris, France.
- [16] **Euro Heat & Power** (2005). *ECOHEATCOOL Work package 1 The European heat market final report*, Belgium.

- [17] **Euro Heat & Power** (2006). ECOHEATCOOL Work package 3 Guidelines for assessing the efficiency of district heating and district cooling systems. Belgium.
- [18] **IEE** (t.y.). Intelligent Energy Europe: District Heating Manuel for London, Mayor of London, England
- [19] **Froning, S.** (2013) Low Carbon District Heating and CHP in the Future Energy Market: State of the Art and Perspectives in the light of current policies, Euroheat & Power.
- [20] **IEA** (2003). District Heating Policy Priorities in Transition Economies, Paris, France.
- [21] **IEA** (2004). District Heating Policy Priorities in Transition Economies. Enhancing Business Practices: Two paradigms, Paris, France.
- [22] **IEA** (2013). Heat Roadmap Europe 2050.
- [23] **IEA** (2011). Energy Policies of IEA Countries, Denmark, 2011 Review, Paris, France.
- [24] **Danish Energy Agency Web Sitesi** (2014). Alındığı tarih: 1 Haziran 2014, adres: <http://www.ens.dk/en/supply/heat-supply-denmark/basic-facts-heat-supply-denmark>, alındığı tarih: Haziran 2014.
- [25] **Odgaard, O.** (t.y.). District Heating and Biomass in Denmark.
- [26] **Danish Energy Regulatory Authority** (2012) Results & Challenges 2012.
- [27] **IEA** (2011). Energy Policies of IEA Countries, Finland, 2011 Review, Paris, France.
- [28] **IEA** (2011). Energy Policies of IEA Countries, Estonia, 2011 Review, Paris, France.
- [29] **IEA** (2011). Energy Policies of IEA Countries, Sweden, 2011 Review, Paris, France.
- [30] **IEA** (2012). IEA Scorecard, Güney Kore Kojenerasyon ve Bölgesel Isıtma Raporu.
- [31] **IEA** (2012). IEA Scorecard, Japonya Kore Kojenerasyon ve Bölgesel Isıtma Raporu.
- [32] **JRC** (2012). Europe Comission JRC Scientific and Heat and Policy Reports: Cooling Demand and Market Perspective.
- [33] **JRC** (2012). Heat and Cooling Demand and Market Perspective.
- [34] **IPCC** (2007). Climate Change 2007: Impacts, adaptation and vulnerability
- [35] **URL**< <http://www.havaizleme.gov.tr/>>, alındığı tarih: 19.04.2014
- [36] **IEA** (2013). Hava Kirliliği Kontrolü Yönetmeliği. Alındığı tarih: 25 Mayıs 2014, adres: <http://www.mevzuat.gov.tr/Metin.Asp?MevzuatKod=7.5.13184&sourceXmlSearch=&MevzuatIliski=0>>, alındığı tarih: Mayıs 2014
- [37] **Zhang, J.ve Xiong, W.** (2012). District heating in China – now and in the future.

- [38] **Pardo, N ve Vatopoulou, K.** (2013). Methodology to estimate the energy flows of the European Union heating and cooling market.
- [39] **EPDK** (2014). Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu, Enerji Fiyatları Raporu 2014.
- [40] **ETKB** (2012). Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Türkiye Enerji Görünümü 2012.
- [41] **TÜİK** (2012) Türkiye İstatistik Kurumu, Türkiye Enerji İstistikleri Raporu 2012.
- [42] **Esenyurt Termik Santrali.** (2014). Esenyurt termik santrali bölgesel ısıtma tecrübeleri ve gercek hayat uygulamaları.
- [43] **KONUTDER** (t.y) Konut Geliştiricileri ve Yatırımcıları Derneği.
- [44] **RETScreen** (t.y). RETScreen user manuel.
- [45] **RETScreen** (t.y). RETScreen user manuel: Analyses and backgorund of a combined heat & power plant project.
- [46] **Cycle-Tempo** (t.y). Cycle-Tempo Operational Manuel.
- [47] **Cycle-Tempo** (t.y.) Cycle-Tempo Reference Guide.



**EK 1 : TÜRKİYE OCAK AYI ISITMA DERECE-GÜN SAYISI HARİTASI**  
**[35]**







## ÖZGEÇMİŞ



- Ad Soyad** : Burak Yunus ÇETİN
- Doğum Yeri ve Tarihi** : Ankara - 1990
- Adres** : Mustafa Kemal Mah. DSI Loj. 2.Kısım D4 Blok  
Daire: 7 Çankaya/ANKARA
- E-Posta** : burakycetin@gmail.com
- Lisans** : İstanbul Teknik Üniversitesi – Denizcilik Fakültesi -  
Gemi Makineleri İşletme Mühendisliği (2008 – 2012)
- Yüksek Lisans** : İstanbul Teknik Üniversitesi – Enerji Enstitüsü –  
Enerji Bilim ve Teknoloji (2012-2014)
- İstanbul Teknik Üniversitesi – Bilişim Enstitüsü –  
Hesaplamalı Bilim & Mühendislik (Devam Ediyor)

### ÖDÜLLER:

- Lisans Mezuniyet Derecesi: Bölüm Üçüncüsü (2011 – 2012 Akademik Yılı)
- Milli Eğitim Bakanlığı Yurt Dışı Master ve Doktora Bursu (2012 )

### MESLEKİ DENEYİM:

#### Eylül 2012-Şubat 2013

Araştırma Grubu Üyesi,

- İstanbul Teknik Üniversitesi/Enerji Enstitüsü/Zero Energy Buildings Dersi (Yenilenebilir Enerji kaynaklarının İstanbul Kartal’da bulunan Darülaceze Yaşlı Bakım Evine uygulanması).
- Illinois Institute of Technology, Chicago, IL/ Interprofessional Projects Program <http://ipro.iit.edu/>

- Konutlara/Binalara Küçük Ölçekli Rüzgar Türbinlerinin Elektrik Üretim Amacıyla Kurulması Konusundaki Engeller (Market, Teknik ve Kurumsal Engeller) araştırılmıştır.

### **Şubat – Eylül 2011**

Makine Stajyeri (Transatlantic Route – Türkiye, İtalya ve ABD Limanları)  
TURKON Konteyner Taşımacılık ve Denizcilik A.Ş. – 1150 TEU

- Başta 10 500 kW gücündeki Diesel Ana Makine olmak üzere, gemi bünyesindeki her türlü makine sistemlerinin İşletme, Bakım-Tutum ve Sorun-Giderme konularında aktif olarak çalışmalara katılmış ve eğitim almıştır.
- Staj esnasında 2 adet gerekli makine parçasını imal edilmek üzere SolidWorks yardımıyla çizmiştir. Çizimlerdeki parçalar imal edildikten sonra montajları gerçekleştirilmiş ve sorunsuz çalışmaları görülmüştür.

### **Ağustos – Eylül 2010**

Tersane Stajyeri -SNR Holding – İstanbul Tersanesi

- Gemi Teknik Revizyonları, havuzlama sistemleri, operasyon ve gemi inşaa konularında eğitim almıştır.

### **Ocak - Şubat 2010**

İmalat Stajyeri -Türkiye Lokomotif ve Motor Sanayi A.Ş.

- 1.5 – 2.5 MW arası Dizel Makinelerin İmaları, Testleri ve İşletilmeleri konularında çalışmalara katılmış ve eğitim almıştır.
- Isıl İşlem, Galvanizleme, Metal Kaplama, Döküm ve Kalıp Hazırlama çalışmalarını adım adım yerinde incelemiştir.

### **Ağustos – Eylül 2009**

Stajyer - Türkiye Cumhuriyeti Denizcilik Müsteşarlığı

- Deniz Mevzuat ve Kanunlarının hazırlanma süreçleri ve bu konularında Müsteşarlık bünyesindeki Genel Müdürlüklerde eğitim almıştır.

### **Temmuz 10-21, 2009 (haftasonları ve akşamlar dahil)**

Kombine Çevrim Doğalgaz Santrali İşletme ve Revizyon Stajyeri -Esenyurt Termik Santrali (180 MWe – 180 MWth) Edison Mission Energy & Doga Energy İşbirliği

- Santral İşletmesi, Gaz Türbini Revizyonu ve Enerji Verimliliği Artışı çalışmaları ve Bölgesel Isıtma Sistemi (Esenyurt Bölgesindeki 10 000 konutun ısı ihtiyacını sağlamaktadır.) konusunda uygulamalı eğitim almıştır ve çalışmaların bir kısmına katılmıştır.

## **Ocak-Şubat 2009**

Kömür Santrali Teknik Revizyon Stajyeri - Elektrik Üretim A.Ş. Yeniköy Termik Santrali (2 x 210 MW / 420 MWe)

- Elektrik Üretim Verimini Artırmak Üzere Buhar Türbini & Üniteye Ait Kömür Kazanının Revizyon-Optimizasyonu konusunda, Santral Bacagazı Arıtma Sistemleri, Hidrojen Üretim Tesisi, Kömür Maden Yatakları, Kömürün hazırlanması, Saf Su Hazırlama Sistemleri konularında aktif-uygulamalı eğitim almıştır.