

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

85091

**KOJENERASYONUN İKLİM BÖLGELERİNE GÖRE
DEĞERLENDİRİLMESİ**

**T.C. YÜKSEKÖĞRETİM KURULU
DOĞRUKANTASYON MERKEZİ**

Makina Mühendisi Suat SUCUOĞLU

**F.B.E Makina Mühendisliği Anabilim Dalı Isı Proses Programında
Hazırlanan**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı : Prof.Dr.İsmail TEKE

Jüri Üyesi : Prof.Dr.Bahri ŞAHİN

Jüri Üyesi : Doç.Dr.Recep ÖZTÜRK



İSTANBUL, 1999

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ.....	i
KISALTMA LİSTESİ.....	ii
ŞEKİL LİSTESİ.....	iii
ÇİZELGE LİSTESİ.....	v
ÖNSÖZ.....	vii
ÖZET.....	viii
ABSTRACT.....	ix
1. GİRİŞ.....	1
1.1 Kojenerasyonun Gerekliliği.....	1
1.2 Türkiye’ de Elektrik Üretimi.....	2
1.3 Kojenerasyonun İklim Bölgelerine Göre Bilgisayar Programı ile değerlendirilmesi.....	3
2. KOJENERASYON.....	5
2.1 Giriş.....	5
2.2 Kojenerasyona Bakış Açılımları.....	7
2.2.1 Endüstriyel tesisler.....	8
2.2.2 Merkezi kullanımlı tesisler.....	9
2.2.3 Toplam enerji sistemleri.....	9
2.3 Kojenerasyon Teknikleri.....	10
2.3.1 Buhar türbini kojenerasyonu.....	10
2.3.2 Gaz türbini kojenerasyonu.....	12
2.3.2.1 Gaz türbinli basit çevrim.....	12
2.3.2.2 Gaz ve buhar türbinli kombine çevrim.....	14
2.3.3 Gaz veya dizel motorlu kojenerasyon.....	17
2.3.3.1 Gaz motorlu kojenerasyon.....	17
2.3.3.2 Dizel motorlu kojenerasyon.....	20
2.4 Gaz Türbini, Buhar Türbini ve Motorların Karşılaştırılması.....	21
2.4.1 Avantaj ve dezavantajlarına göre.....	21
2.4.2 Değişik yük durumları.....	23
2.4.3 Çevre sıcaklığının etkisi.....	23

2.4.4	Çalışma durumundaki fark.....	23
2.5	Kojenerasyon Sistemlerinde Kullanılan Yakıtlar.....	24
2.6	Elektrik Isı Oranları.....	26
2.7	Kojenerasyon Etkinliklerinin Değerlendirilmesi.....	30
2.8	Enerji Korunum Potansiyeli.....	32
2.9	Bileşik Isı-Güç Sistemi ile Bölgesel Isıtma.....	36
2.9.1	Bölge ısıtması.....	36
2.9.2	Sistem elamanları.....	36
2.9.2.1	Isı merkezi.....	37
2.9.2.2	Primer dağıtım devresi.....	38
2.9.2.3	Eşanjör dairesi.....	40
2.9.3	Bileşik ısı-güç üretimi ile bölge ısıtmasının ekonomik olurluluğu.....	40
3.	BİLEŞİK ISI-GÜÇ SİSTEMİNİN (KOJENERASYON) İKLİM	
	BÖLGELERİNE GÖRE DEĞERLENDİRİLMESİ.....	42
3.1	Giriş.....	42
3.2	Dizel Motorlu Santral.....	42
3.3	Gaz Motorlu Santral.....	49
3.4	Gaz Türbinli Santral.....	53
3.5	Karşı Basıncılı Santral.....	57
3.6	Örnekler.....	60
4.	SONUÇLAR ve ÖNERİLER.....	67
	KAYNAKLAR.....	68
	EKLER.....	
Ek 1	Arka kapakta İki adet disket.....	
	ÖZGEÇMİŞ.....	69

SİMGE LİSTESİ

W	Isı makinasında üretilen iş
Q_H	Isı makinasından alınan ısı enerjisi
η	Isıl verim
Q_L	Çevreye atılan ısı enerjisi
T_H	Yüksek ısı kaynağının sıcaklığı
T_L	Açık ısı kaynağının sıcaklığı
Q_i	Tesisin ısı ihtiyacı
W_i	Tesisin elektrik ihtiyacı
Q_{ko}	Kojenerasyon santralının sağlayabildiği ısı güç
W_{ko}	Kojenerasyon santralının sağlayabildiği elektriksel güç
Kazanç₁	1.Durum için kazanç denklemi
Kazanç₂	2.Durum için kazanç denklemi
n_{Bek}	Ek kazan verimi
F	Yakıt tasarrufu (enerji olarak)
n_{KO}	Kojenerasyon santralının verimi
Q	2.Durum için sistemden alınabilecek ısı güç
F_{ko}	Kojenerasyon santralinde kullanılan yakıt (enerji olarak)
n_{TH}	Kojenerasyon santralının ısı verimi
F_{bek}	Ek kazanda kullanılan yakıt (enerji olarak)
T_{Wko}	Sistemin ürettiği toplam elektrik miktarı
T_{Fbek}	Ek kazanda kullanılan toplam yakıt miktarı
T_{Bsatış}	Satılan toplam buhar miktarı
T_{Esatış}	Satılan toplam elektrik miktarı
T_{Ealış}	Alınan toplam elektrik miktarı
T_{Fko}	Sistemin kullanıldığı toplam yakıt miktarı
n_{WHR}	Isı değiştirgeci verimi
n_{WHB}	Atık ısı kazanı verimi
F_{whb}	Atık ısı kazanına verilen enerji

KISALTMA LİSTESİ

OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu
EYO	Enerjiden yararlanma oranı
EIO	Elektrik ısı oranı
AKÜ	Akümülatör
CHP	Combined Heat and Power – Bileşik ısı ve güç
LPG	Liquefied Petroleum Gas



ŞEKİL LİSTESİ

	Sayfa
Şekil 2.1	Kojenerasyon ve konvansiyonel sistemlerle enerji üretimlerinin Sankey diyagramı ile karşılaştırılması.....6
Şekil 2.2	Bir ısı makinası.....7
Şekil 2.3	Kojenerasyonun formları.....7
Şekil 2.4	Endüstriyel kojenerasyon sistemleri.....8
Şekil 2.5	Merkezi istasyon kojenerasyonu.....9
Şekil 2.6	Karşı basınçlı santral.....11
Şekil 2.7	Ara buhar almalı santral.....11
Şekil 2.8	Gaz türbinli basit çevrimli kojenerasyon tesisi prensip şeması.....13
Şekil 2.9	Gaz türbinli basit çevrimli kojenerasyon sisteminde enerji dağılımı.....14
Şekil 2.10	Gaz ve buhar türbinlerinden oluşan kombine çevrim kojenerasyon tesisi prensip şeması.....15
Şekil 2.11	Kombine çevrimin termodinamiği.....16
Şekil 2.12	Gaz türbinli, kombine çevrimli kojenerasyon sisteminde enerji dağılımı.....16
Şekil 2.13	Gaz motorunda enerji dağılımı.....17
Şekil 2.14	Gaz motorlu kojenerasyon sisteminin prensip şeması.....18
Şekil 2.15	Gaz türbini ve gaz motorunun çevre sıcaklığına göre verim değişimi.....23
Şekil 2.16	Çeşitli birincil yakıtların ısı değerleri.....24
Şekil 2.17	Tipik yıllık yük eğrisi.....27
Şekil 2.18	Isı akümülatörünün çalışma prensibi-Isı akümülatörünün Doldurulması (Faz 1).....28
Şekil 2.19	Isı akümülatörünün çalışma prensibi-Isı akümülatöründeki ısının ısıtma sistemine verilmesi.....28
Şekil 2.20	Gaz türbinli bileşik ısı-güç santralinin elektrik şebekesine paralel bağlanmasının prensip şeması.....29
Şekil 2.21	Back-presure buhar türbinli ideal kojenerasyon çevrimi için T-S diyagramı.....31
Şekil 2.22	Boyer enerji kaybı.....33
Şekil 2.23	Güç tesisi enerji kaybı.....33

- Şekil 2.24	Buhar türbin sistemli kojenerasyon enerji akışı.....	34
Şekil 2.25	Kombine çevrim sistemli kojenerasyon enerji akışı.....	35
Şekil 2.26	Dizel sistemli kojenerasyon enerji akışı.....	35
Şekil 2.27	Yük süre eğrisi.....	41



ÇİZELGE LİSTESİ

	Sayfa
Çizelge 1.1	Türkiye deki elektrik enerjisi üretiminin gelişimi.....4
Çizelge 2.1	Bazı yakıtların metan sayıları.....25
Çizelge 2.2	Primer dağıtım devresindeki akışkanların karşılaştırılması.....38
Çizelge 3.1	Dizel motorlu santral formu.....43
Çizelge 3.2	Termodinamik hesap sonuçları formu.....46
Çizelge 3.3	Amortisman hesabı formu.....47
Çizelge 3.4	Gaz motorlu santral formu.....49
Çizelge 3.5	Gaz türbinli santral formu.....53
Çizelge 3.6	Karşı basınçlı santral formu.....57
Çizelge 3.7	A kuruluşunun 1.İklim bölgesindeki 24 saatlik elektrik ve ısı İhtiyaçları.....62
Çizelge 3.8	1.İklim bölgesindeki dizel motorlu santralin amortisman formuna ait değerler.....62
Çizelge 3.9	1.İklim bölgesindeki gaz motorlu santralin amortisman formuna ait değerler.....62
Çizelge 3.10	1.İklim bölgesindeki gaz türbinli santralin amortisman formuna ait değerler.....63
Çizelge 3.11	A kuruluşunun 2.İklim bölgesindeki 24 saatlik elektrik ve ısı İhtiyaçları.....63
Çizelge 3.12	2.İklim bölgesindeki dizel motorlu santralin amortisman formuna ait değerler.....64
Çizelge 3.13	2.İklim bölgesindeki gaz motorlu santralin amortisman formuna ait değerler.....64
Çizelge 3.14	2.İklim bölgesindeki gaz türbinli santralin amortisman formuna ait değerler.....64
Çizelge 3.15	A kuruluşunun 3.İklim bölgesindeki 24 saatlik elektrik ve ısı İhtiyaçları.....65
Çizelge 3.16	3.İklim bölgesindeki dizel motorlu santralin amortisman formuna ait değerler.....65

Çizelge 3.17	3.İklim bölgesindeki gaz motorlu santralin amortisman formuna ait değerler.....	66
Çizelge 3.18	3.İklim bölgesindeki gaz türbinli santralin amortisman formuna ait değerler.....	66



ÖNSÖZ

Enerji kaynaklarının (Özellikle fosil yakıtların) 50 yıl gibi kısa bir süre içerisinde tükeneceği tahmin edilmektedir. Ayrıca bu yakıtların oluşturduğu çevre kirliliği alternatif kaynaklara yönelmeyi zorunlu kılmıştır. Türkiye 1996' dan sonra bir enerji sıkıntısı içine girmiştir. Dünya ülkeleriyle rekabet edilip mal ve hizmetin satılabilmesi için enerji maliyetlerinin düşürülmesi gerekir. Ülkemizde enerji kullanımının üretim maliyetlerinin %5-50' ini oluşturmaktadır. Bu sebeple enerji tasarrufu politikalarını zorunlu kılmaktadır.

Bana bu konu üzerinde çalışma fırsatı sağlayan ve akademik çalışma titizliğini kazandıran, değerli hocam Prof.Dr. İsmail TEKE' ye teşekkür ederim. Ayrıca bana bu çalışmamda desteklerini esirgemeyen Sönmez Metal Fabrika, Teknik Büro da çalışan mesai arkadaşlarıma ve manevi desteklerini her zaman hissettiğim sevgili ailem ve dostlarıma sonsuz teşekkür ederim.

ÖZET

Endüstriyel ülkelerde enerji açığını kapatmak amacıyla çok çeşitli enerji politikaları uygulanmaktadır. Bu politikalar arasında kömür üretiminin arttırılması, petrol ve doğal gaz araştırılmalarına önem verilmesi, yenilenebilir enerji kaynaklarının özendirilmesi (rüzgar enerjisi, jeotermal kaynaklar gibi), nükleer enerjinin geliştirilmesi ve genel olarak enerji kullanımının iyileştirilmesi vardır. Sonuncu tercih içerisinde bir çok yol mevcuttur, ısı kaynaklarının kullanımında verimliliğın arttırılması, atıkların yakıt olarak kullanımı ve bileşik ısı-güç üretimidir (CHP).

Buna yönelik olarak; burada yapılan bilgisayar programı ile değişik iklim bölgelerinde bulunan, değişken elektrik ve ısı ihtiyacına sahip bir tesisteki dört farklı bileşik ısı-güç (kojenerasyon) sisteminin ekonomiklik analizi yapılmaktadır.

Bilgisayar programı yardımıyla, seçilen kojenerasyon santralının (gaz türbinli, gaz motorlu, dizel motorlu ve karşı basınçlı) amortisman süresi tespit edilir ve hangi santral tipinin seçilmesi gerektiğine karar verilir.

ABSTRACT

In industrial countries lots of energy policies applies in order to cope with energy gap. Increasing coal production, attaching importance oil and natural gas search, using renewable energy sources (wind energy, geothermal sources etc.), developing nuclear energy and a general treatment of energy usage are among these policies. The last one has lots of method like increasing efficiency of heat resources usage, usage of waste materials as fuel, combined heat and power production (CHP).

Therefore in this study, four different combined heat and power (cogeneration) system within a foundation that has fluctuating heat and power demand is found differrent climate zone is analyzed in economical way with computer programme.

Amortization period of selected cogeneration system (gas turbine system, gas engine system, diesel engine system, back-presure steam turbine system) is determined with computer pogramme, and What kind of system must be selected is decided.

1.GİRİŞ

1.1 Kojenerasyonun Gerekliliği

Hidrokarbona dayalı mevcut enerji kaynaklarının 50 yıl gibi kısa bir süre içerisinde tükeneyeceği gerçeği enerjiyi daha verimli kullanmamızı zorunlu kılmaktadır. 1973 ve 1974 yıllarında meydana gelen petrol fiyatlarındaki ani artış, enerji kaynaklarının ve enerji tüketiminde daha hassas olunmasının gerekliliği ortaya çıkmıştır. Bu petrol krizinin en büyük sonucu bir çok ülkeyi enerji politikaları uygulamasına sebep olmuş, bunun sonucunda ülkelerin enerji açığı azalmıştır.

Geçen yüzyıldan bu yana dünyamızda üretim 100 kat, çevre kirliliği ise 50 kat artmıştır. Bu artışların ortalama %55' i son yirmi yıl içerisinde olmuştur. Yine geçen yüzyıldan bu yana fosil yakıt kullanımı ve hava kirliliği 30 kat artmıştır; bu artışın %60'ı 1970-90 yılları arasında gerçekleşmiştir. Bu arada bitki ve hayvan türlerinin %20 si yok olmuştur. Orman yüzölçümü %25 azalmış, 480 milyon hektar toprak erozyona uğramıştır. Ozon tabakasında %3-6 arası incelme olmuştur. Nükleer reaktörler yılda 85 milyon m³ radyoaktif atık üretmekte, yalnızca OECD ülkelerinde ,yılda 20 milyon ton oksijen tüketici madde deniz, göl ve nehirlere evsel ve endüstriyel atık olarak atılmaktadır. 1980-90 yılları arasında ortalama yıllık nüfus artışı %2,5 olan ülkemizdeki durumda hiç farklı değildir. Bu olumsuzluklar enerjiyi özellikle ısıyı yanlış kullanmamızdan ve en önemlisi yanlış yöntemlerle üretmemizden kaynaklanmaktadır.(Eğrican,1998)

Sanayi ülkelerinde enerji açığını kapatmak amacıyla çok çeşitli enerji politikaları uygulanmaktadır. Bu politikalar arasında yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılmasının özendirilmesi önemli bir yer tutmaktadır. Bunlar; rüzgar, jeotermal kaynaklar, dalga enerjisi ve benzeridir. Ayrıca doğal gaz ve petrol kaynaklarının araştırılmasına önem verilmesi, kömür üretiminin artırılması, nükleer enerjinin geliştirilmesi ve genel olarak enerjiyi en verimli şekilde kullanmanın iyileştirilmesi vardır. Bunlara ilave olarak, atıkların yakıt olarak kullanımı, ısı kaynaklarının kullanımında verimliliğin artırılması ve bu tezin konusu olan bileşik ısı-güç üretimidir (KOJENERASYON).

Günümüzde konvansiyonel santraller, enerji kaynağı olarak nükleer yakıttaki fizyon enerjisini veya bir hidrokarbon yakıt içerisindeki kimyasal enerjiyi kullanır. Yenilenebilir kaynakların kullanıldığı santrallerde ise enerji kaynağı olarak potansiyel enerji, kinetik enerji veya yüksek entalpiye sahip bir akışkan enerjisi kullanılır. Ancak hem ısı hem güç üretmek için bileşik ısı-güç santralleri daha verimlidir.

1.2 Türkiye' de Elektrik Üretimi

Bugün Türkiye' de kişi başına elektrik enerjisi tüketimi, Avrupa'ya göre dörtte biridir ve hızla artmaktadır. Yapılan tahminlere göre kişi başına tüketimin yıllık artışı, önümüzdeki senelerde %9 civarında olacaktır. Bu artışın, ülkenin ekonomik gelişmesinden çok, Türk insanının sosyal ihtiyacından kaynaklandığı 1994 yılının durumundan anlaşılmaktadır. 1994 yılında ekonomi %4 gerilerken elektrik enerjisi tüketimi %7 artmıştır. Ayrıca 1995 senesinde %10' dan fazla bir artış izlenmiştir. Bu durumda önümüzdeki senelerin yıllık %9 tüketim artış tahminin gelecekteki ekonomik konjonktürü fazla bağlı olmayacağına inanılmaktadır. Bu artış yılda en az 3000 MW' lık üretim kapasitesi kurulması anlamına gelmektedir.

1970 yılında Türkiye' de toplam kurulu güç 2234.9 MW iken yıllık ortalama %9.42' lik bir artış ile 1997 yılı sonu itibariyle 21901 MW' a ulaşmıştır. Çizelge 1-1' de detayları yer almaktadır. Sanayi toplumlarında bir gelişmişlik endeksi olan kişi başına elektrik enerjisi tüketimi 1970 yılında 244 kWh iken bu değer 1997 yılı için 1543 kWh' a ulaşmıştır ve diğer gelişmiş ülkelerin endekslerine göre oldukça düşük bir değerdir.(Sinar,1998)

Son 5 sene içinde tüketim artışı %43 iken, üretim artışının %23' te kaldığı düşünüldüğünde, elektrik sıkıntısı yaşanacağı ortadadır. 1990 yılında güvenilir yedek üretim kapasitesi %40 iken (Bulgaristan' a ihracat söz konusu idi) 1995 'te %5' e düşmüştür. Halen kurulmakta olan santrallerin devreye alınma programını dikkate alınca önümüzdeki 2-3 sene içerisinde elektrik enerjisi darboğazı kaçınılmazdır.

En hızlı kurulabilen enerji santrallerinin, teknik açıdan ancak 24 ay içerisinde devreye girebileceği düşünülürse, her yıl 3 adet 1000 MW' lık bir santral ihalesi sağlansa bile ancak 2001 senesinden sonraki dönem enerji sıkıntısından kurtarılmış olur.

Bu durumda kısa vadede sorunun tek çözümü, özel sektörün çok sayıda ve kısa bir süre içerisinde kurabileceği küçük boy kojenerasyon tesisleridir. Ancak bu çözüm sanayici için kısa vadede cazip görülse bile, büyük santrallerden verim alınamayacağından, ülkemiz için maliyeti yüksek olan bir çözüm olduğunu hatırlatmak gerekir.

Diğer önemli bir nokta ise TEK' ten alınan elektrik fiyatı ve kojenerasyon sisteminde kullanılacak yakıt fiyatının arasındaki fark azaldıkça karlılık azalacak ve belki de zarar gündeme gelecektir. Bu yüzden elektrik ve yakıt fiyatlarının yıllara göre değişimini incelemek gerekmektedir. Fiyatların devlet tarafından belirlenmesi yerine piyasa

şartlarında belirlenmesi sonucu 1989' dan sonra fiyatlarda büyük artışlar olmuştur. Elektrik ve yakıt fiyatları her ay değişmektedir.

1.3 Kojenerasyonun İklim Bölgelerine Göre Bilgisayar Programı ile Değerlendirilmesi

Geliştirilen bilgisayar programı farklı iklim bölgelerinde bulunan tesislerin farklı ısı ve elektrik ihtiyaçlarını almakta ve bu değerleri kullanarak çeşitli bileşik ısı-güç sistemlerinin geri ödeme (amortisman) süresini belirlemektedir.

Bilgisayar programında gerekli veriler girildikten sonra program öncelikli olarak termodinamik analizleri daha sonrada ekonomik analizlerin sonucunda uygun bileşik ısı-güç santralini seçimini yapmaktadır. Bu programda dört tip bileşik ısı-güç santrali için simülasyon yapılmıştır. Bunlar; dizel motorlu santral, gaz motorlu santral, gaz türbinli santral ve karşı basınçlı santraldir.

Programın kullanılışını kısaca anlatacak olursak; ilk olarak hangi santral için simülasyon yapılacağı belirlenir. Santral tipi belirlendikten sonra santrale ait gerekli bilgiler girilir. Daha sonra tesisin hangi iklim bölgesinde bulunuyorsa eldeki verilere göre elektrik ve ısı ihtiyaçları 24 saatlik (kW), 365 günlük (MW), 52 haftalık (MW), 12 aylık (MW) veya 3 yıllık (MW) değerlerinden herhangi biri girilir. Bundan sonraki aşamada ise termodinamik sonuçlar elde edilir(kullanılan yakıt miktarı, alınan elektrik miktarı, satılan elektrik miktarı, üretilen elektrik miktarı, yakılan ek kazan yakıt miktarı ve satılan buhar miktarı). Termodinamik sonuçlar yardımıyla ve seçilen santrale ait bazı verilerin (santralin yatırım miktarı, santralin iç tüketim değeri, santralin saatlik yağ tüketimi vb) girilmesi ile santralin geri ödeme (amortisman) süresi bulunur.

Çizelge 1.1 Türkiye' deki elektrik enerjisi üretiminin gelişimi (Sınar,1998)

Yıllar	Termik Güç (MW)	Artış Oranı (%)	Hidrolik Güç(MW)	Artış Oranı (%)	Toplam Güç(MW)	Artış Oranı (%)
1970	1509.5	9.19	725.4	4.41	2234.9	13.6
1971	1706.3	10.16	871.6	5.19	2577.9	15.35
1972	1818.7	3.47	892.6	1.7	2711.3	5.17
1973	2207.1	12.27	985.4	5.48	3192.5	17.75
1974	2282.8	10.34	1449.2	6.56	3732.1	16.9
1975	2407.0	7.00	1779.6	5.18	4186.6	12.18
1976	2491.5	2.42	1872.5	1.82	4364.2	4.24
1977	2854.6	5.02	1872.6	3.3	4727.2	8.32
1978	2987.9	1.83	1880.8	1.16	4868.7	2.99
1979	2987.9	2.99	2130.8	2.14	5118.7	5.13
1980	2887.9	0.00	2130.8	0.00	5118.7	0.00
1981	2181.3	-5.46	2356.3	-5.89	4537.6	-11.35
1982	3556.3	24.8	3082.3	21.5	6638.6	46.30
1983	3695.8	2.38	3239.3	2.09	6935.1	4.47
1984	4584.3	11.91	3874.8	10.07	8459.1	21.98
1985	5244.3	4.49	3874.8	3.31	9119.1	7.8
1986	6235.2	6.72	3877.5	4.18	10112.7	10.9
1987	7489.3	14.11	5003.3	9.42	12492.6	23.53
1988	8299.8	9.27	6218.3	6.94	14518.1	16.21
1989	9208.4	5.17	6597.3	3.70	15805.7	8.87
1990	9550.8	1.88	6764.3	1.34	16315.1	3.22
1991	10092.8	3.2	7113.8	2.26	17206.6	5.46
1992	10334.9	4.84	8378.7	3.92	18713.6	8.76
1993	10653.4	4.54	9881.7	4.12	20335.1	8.66
1994	10992.7	1.35	9864.6	1.22	20857.3	2.57
1995	11089.0	0.24	9862.8	0.21	20951.8	0.45
1996	11312.1	0.75	9934.8	0.66	21246.9	1.41
1997	11795.0	0.66	10106.3	1.42	21901	3.08

2. KOJENERASYON

2.1 Giriş

Bileşik ısı ve güç üretimi olarak da tanımlanan kojenerasyon, tek bir sistemden eş zamanlı olarak elektrik ve/veya mekanik güç ile kullanılabilir. Kojenerasyon tekniğinde ana kaynak; kullanılan gaz türbini veya gaz motorunun jeneratör gücü ile motor soğutma ısısı, yağlama yağı ve egzost gazının ısısıdır. Ana amaç güç üretimi ise çevrim, Topping-cycle kojenerasyon sistemi olarak adlandırılır. Eğer ana amaç, bir prosesten geri kazanılan düşük seviyeli enerjiden güç üretmek ise Bottoming-cycle kojenerasyon sistemi adı verilir. Kojenerasyon sistemleri genellikle yüksek sıcaklıkta çalışan çevrimler için uygundur. Bu çevrimlerde yüksek sıcaklıktaki ısı enerjisi, mekanik güç üretiminde kullanılır. Mekanik enerji üretiminde değerlendirilmeyen atık ısı ise kızgın ve/veya doymuş buhar üretiminde veya doğrudan kurutma amacıyla kullanılabilir. Isı enerjisinin iletimi sırasında, ortam olarak sıcak su veya buhar kullanılmaktadır. Bu seçim tüketicinin ihtiyacına ve iletim hattının içinde bulunduğu duruma göre değişmektedir.(Ağabay,1994)

Konvansiyonel enerji üretim sistemleri (termik santrallerde elektrik, kazanlarda ısı üretimi) çevreyi kirletmekte ve primer enerjinin yaklaşık %55 - 65' i atık ısı olarak ziyan olduğundan hiç ekonomik olmamaktadır. Buna karşılık bir kojenerasyon sisteminde elektrik ve ısının eş zamanlı üretilmesiyle %80 - 90 oranında verim elde edilmektedir. Böylece primer enerjinin atılan kısmı minimize edilmektedir. Bu yüksek sistem verimi sayesinde kojenerasyon sistemi, ilk yatırım tesisin giderini 1,5 – 3 yıl gibi çok kısa bir sürede geri öder.

Şekil 2.1' de konvansiyonel ve kojenerasyon sistemleri ile enerji üretimi bir sankey diyagramı üzerinde karşılaştırılmıştır. Görüleceği üzere; 40 birim elektriksel, 50 birim ısıl güce ihtiyacı olan tesisin bu ihtiyaçlarını karşılamak için; konvansiyonel sistemde 168 birim enerji gerekirken, kojenerasyon sistemiyle 100 birim enerji yeterli olmaktadır. Kojenerasyon sisteminin ana amacı tüm ısı makinalarının çevreye vermek zorunda oldukları atık ısıdan yararlanmayı amaçlar.

Şekil 2.2' deki ısı makinasından da görüleceği üzere, bir ısı makinasında üretilen işin (W), alınan ısı enerjisine (Q_H) oranı, ısı verim, η 'dir.

$$\eta = W/Q_H \quad (2.1)$$

Bu ısı verime kojenerasyon uygulamalarında elektrik çevrim verimi adı verilmektedir.

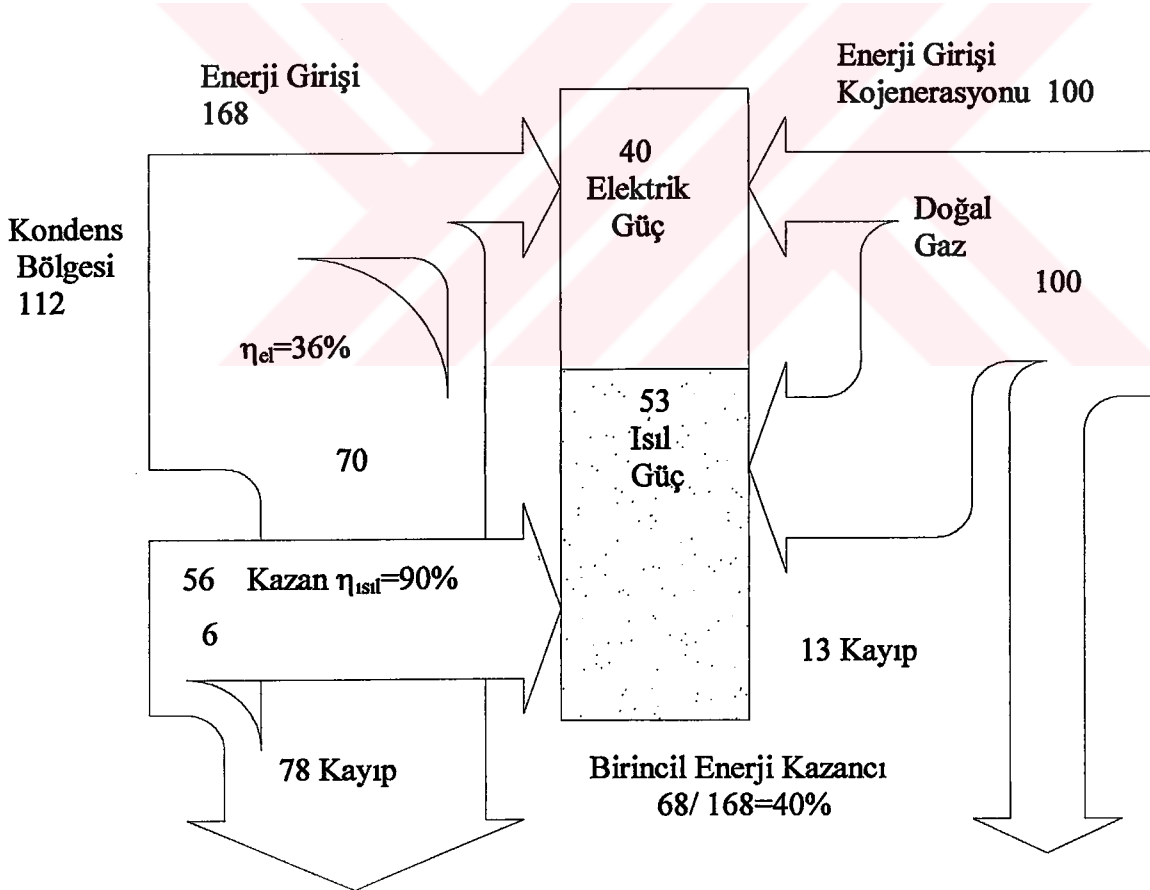
Çevreye aktarılan ısı enerji, Q_L , kojenerasyon sisteminde kullanılan ısıdır. Böylece enerjiden yararlanma oranı (EYO) maksimum düzeye çıkartılmaktadır.

$$EYO = (W+Q_L) / Q_H \quad (2.2)$$

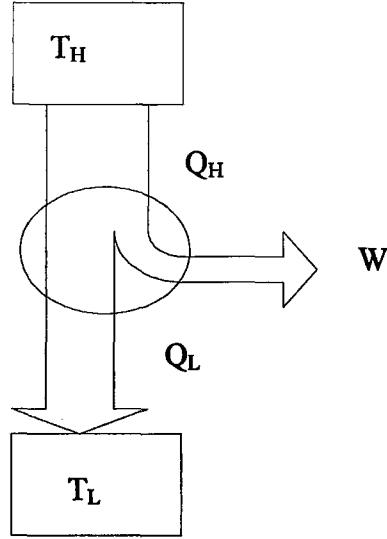
Enerjiden yararlanma oranına kojenerasyon uygulamalarında toplam verim de denilmektedir. Her ne kadar EYO, termodinamiğin birinci yasasına göre "1" olsa da, uygulamada atık ısının tamamından yararlanılmadığından bu mümkün olmamaktadır. Bu atık ısıdan, doğrudan ısı olarak yararlanmadıkça %35-55 aralığında uygulamalar gerçekleşmektedir. Atık ısıdan, gene ısı olarak faydalanılan kojenerasyon sisteminde toplam sistem verimi yani enerjiden yararlanma oranı (EYO) %80-90'lara dek çıkarmak mümkün olmuştur.

Bileşik ısı-güç santrallerinde üretilen işin (elektriğin) faydalanılan ısıya oranı, elektrik ısı oranı, EIO diye tanımlanır. EIO, kojenerasyon sisteminin önemli özelliklerinden biridir.

$$EIO = W / Q_L = \eta / 1-\eta \quad (2.3)$$



Şekil 2.1 Kojenerasyon ve konvansiyonel sistemlerle enerji üretimlerinin Sankey diyagramıyla karşılaştırılması (Koçak ve Gülşen,1998)



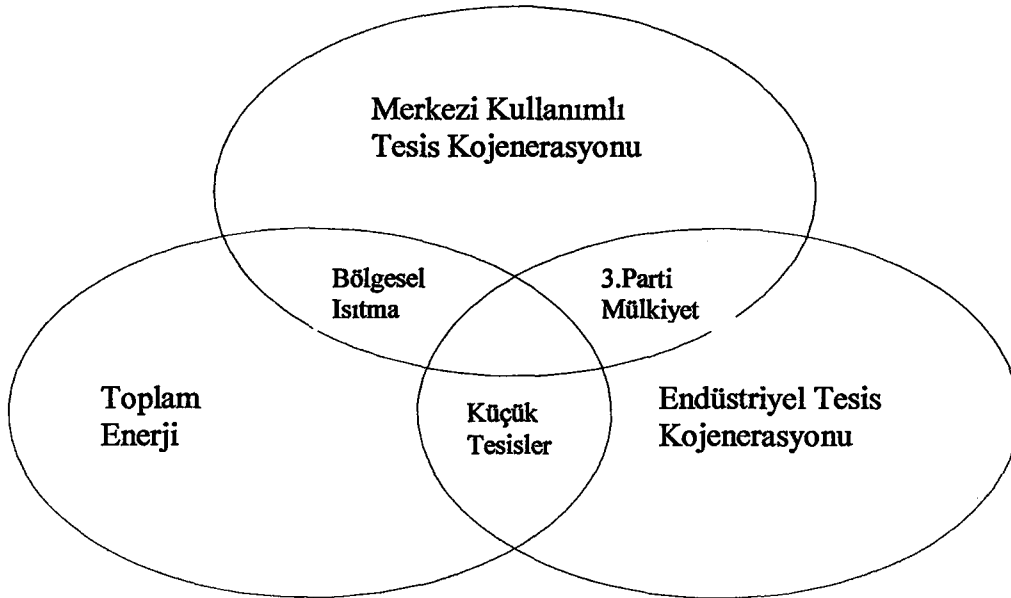
Şekil 2.2 Bir ısı makinası (Koçak ve Gülşen,1998)

2.2 Kojenerasyona Bakış Açıları

Kojenerasyonun üç ayrı bakış açısı vardır: (Wilkinson and Barnes,1993)

- Endüstriyel Tesis Sistemleri
- Merkezi Kullanımlı Tesis Sistemleri
- Toplam Enerji Sistemleri

Bu üç formdaki kojenerasyon sistemlerinin major nitelikleri Şekil 2.3' de görülmektedir. Hiçbirinin nitelikleri tam değildir. Çoğu uygulamalarda, birbirleri ile kesişebilirler.



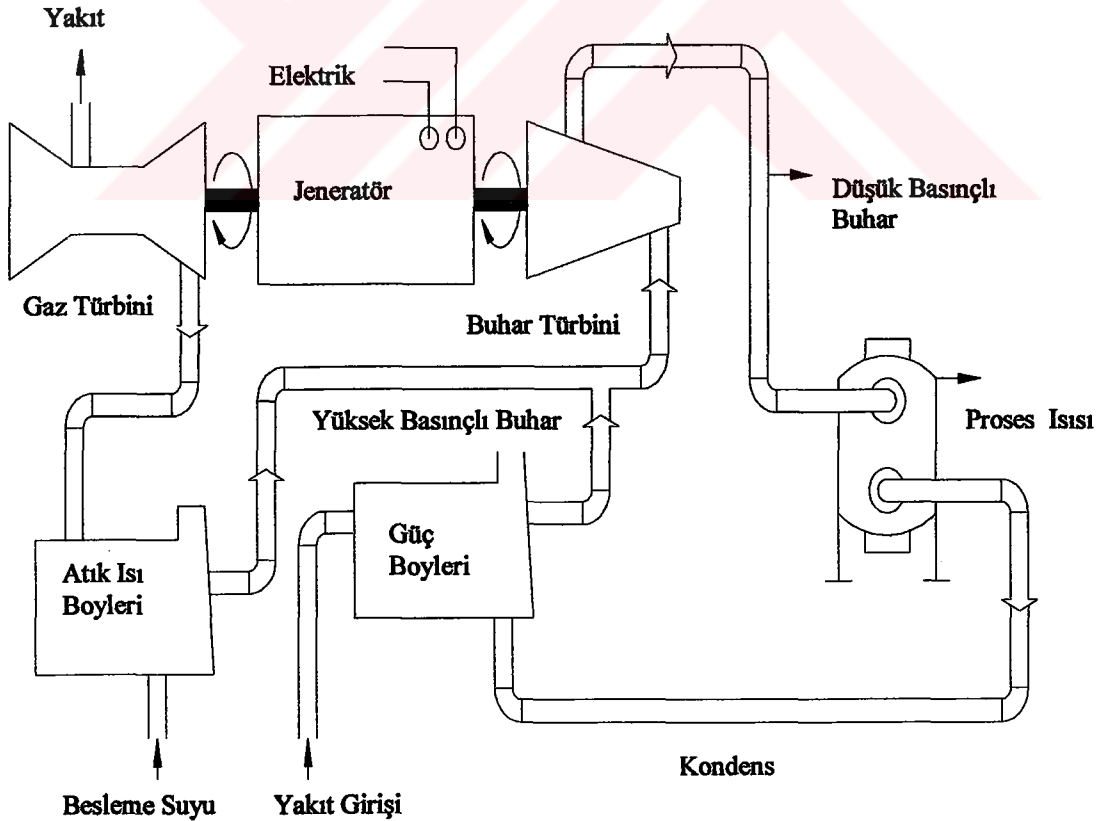
Şekil 2.3 Kojenerasyonun formları

Kojenerasyon terimi, çift amaç için üretilen ısı cinsinden enerji dönüşüm prosesini karakterize eder. Genellikle elektrik ve yararlı ısı (sıcak su veya buhar formunda) üretmek için kullanılır. Çoğu çift amaçlı proses, elektrik güç üretimi için enerjinin kullanım verimliliğini artırır.

Merkezi ısıtma buharı / elektrik kojenerasyonu ve endüstriyel tesislerdeki kojenerasyon 50 yıldan fazladır kullanılmaktadır. Ancak Toplam Enerji Sistemi gibi bazı kavramlar yeni yeni ele alınmaktadır.

2.2.1 Endüstriyel tesisler

Bir çok tesiste (petrol, kağıt, kimya gibi elektriğin ve buharın büyük ölçülerde kullanıldığı tesislerde) kojenerasyon tercih edilmektedir. Mevcut tesislerde yeni yada daha verimli çift amaçlı kojenerasyon sistemleri kurulmaktadır. Örnek olarak kombine çevrim kojenerasyon sistemi kullanan bir kimya fabrikası (Şekil 2.4) 30 yıl önceki tesisinden %30 daha fazla yakıt tasarrufuyla çalışır. Yıllık yaklaşık 50 milyon kWh elektrik üretilen bir tesiste, yılda 74 milyar kWh tasarruf sağlanacaktır.

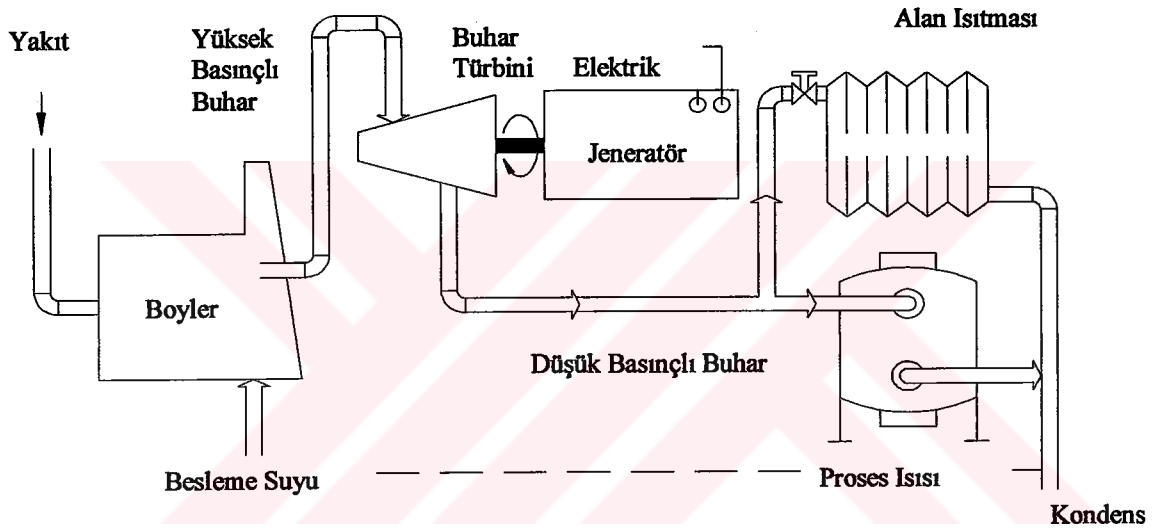


Şekil 2.4 Endüstriyel kojenerasyon sistemleri

2.2.2 Merkezi kullanımlı tesisler

Büyük merkezi istasyon güç tesislerinde kojenerasyon (Şekil 2.5), ticari ve konutsal binalarda alan ısıtması ve sıcak su eldesi ve endüstri tesislerinde düşük sıcaklıkta proses ısısı veya her ikisini sağlar.

Bu sistemler aynı anda buhar ve elektrik üretirler. Son yıllarda bölgesel ısıtmada küçük, tek amaçlı, düşük basınçlı buhar üretimi yerine, büyük, yüksek basınçlı elektrik üretim istasyonları tercih edilmektedir. Çift amaçlı sistemlerin yatırım, işletme ve bakım maliyetlerinin daha kompleks ve yüksek olmasına rağmen, yakıt fiyatlarındaki artışlara bakılırsa karlılığı arttırmaktadır.



Şekil 2.5 Merkezi istasyon kojenerasyonu

2.2.3 Toplam enerji sistemleri

Elektrik ve ısı üretimini sağlayan çift amaçlı sistemler apartmanlarda, üniversitelerde, alışveriş merkezlerinde kullanılmaktadır. Ancak bu küçük sistemler yüksek maliyetlere sahiptir. Küçük boyler ve jeneratörler için birim buhar yada elektrik çıkışı başına yatırım maliyeti, büyük endüstriyel yada merkezi sistemlere göre %50-100 daha fazladır. Yüksek bakım ve işçilik maliyetleri de işletim maliyetini artırır. Elektrik ve ısı için kullanıcı talebi saatlik, günlük, haftalık, aylık, yıllık olarak değişmektedir. Çoğu ekipmanlar aralıklı olarak çalışırlar. Ancak pik talebini de güvenli olarak karşılamak için ekipmanlar hazır beklemelidir. Gerekenden fazla ekipman da elektrik ve ısının birim maliyetini artırır.

Gelişen teknolojilerde küçük sistemler daha ekonomik hale gelmektedirler. Bu tip uygulamalarda küçük bir gaz türbini, boyler ve bir buhar türbini güvenilir ve düşük işlem ve bakım maliyetleri ile üretim yapabilirler.

2.3 Kojenerasyon Teknikleri

Bu sistemler en genel halde üç başlık altında incelenebilir: Buhar türbini, gaz türbini ve gaz veya dizel motorlu kojenerasyon teknikleri.

2.3.1 Buhar türbini kojenerasyonu

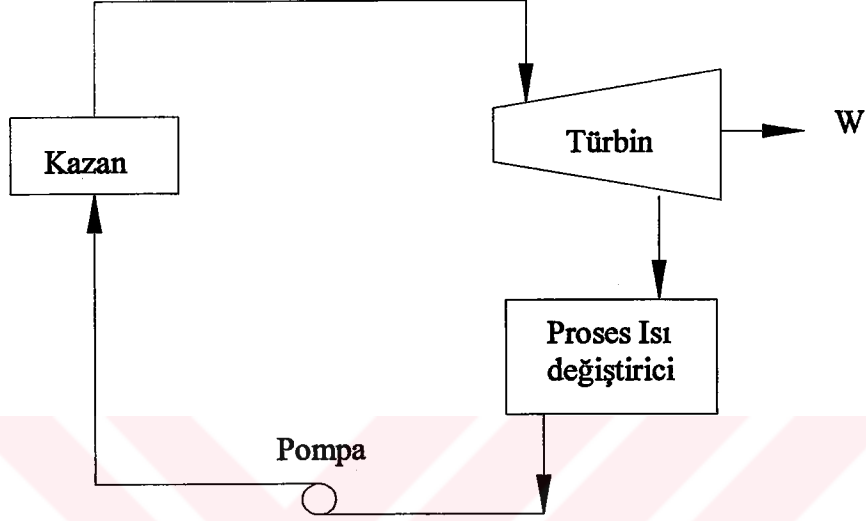
Buhar türbini sistemleri genel olarak bir boyler ve bir back-pressure buhar türbinin den oluşmuştur. Bu sistemde 42-106 ATÜ basınçlarda 400 ve 510 °C sıcaklıklar arasında boylerde buhar üretmek için fosil yakıtlar veya atık yakıtlar yakılır. Bu yüksek basınçlı buhar, bir rotoru döndürmek üzere buhar türbinine gönderilir. Türbin bir jeneratörü tahrik eder ve elektrik üretilir. Türbini terk eden düşük sıcaklık ve düşük basınçtaki buhar bir proses uygulamasında kullanılabilir. Karşı basınçlı türbinin alternatifi olarak aynı tarzda çalışan, ancak endüstriyel bir proseste kullanmak için orta kademelerde farklı basınç ve sıcaklıklarda buhar çekilen ara buhar almalı türbinlerde kullanılabilir.

Karşı basınçlı türbinin çıkışındaki basıncın yüksek tutulması prensibine dayanır. Türbin çıkışında akışkan yoğuşturucu yerine ısı değiştiricisine girer. Çıkış basıncı yüksek olduğundan yüksek entalpi değerine sahip akışkan ısı değiştiricisinde kullanılır. Buna karşılık sistemden elde edilen iş miktarı azalır. Bu sistemler, sadece proses buharı üreten klasik buhar türbinlerinden ve yalnız elektrik üreten güç tesislerinden %10-30 daha verimlidirler. Buhar türbinleri, gaz türbinleri yada dizel motorlarda üretilen birim güç başına daha az yakıtı ihtiyaç duyarlar. Ancak birim proses buharı başına diğer iki sistem kadar elektrik üretemezler. Örneğin; 293 bin kWh proses buharı başına buhar türbini yaklaşık 43 kWh elektrik üretirken, gaz türbini 175 kWh elektrik üretir. Topping-cycle sisteminde üretilen elektrik, türbine giren buhar basıncıyla orantılı olarak artar. Şekil 2.6 'de karşı basınçlı bir sistem görülmektedir.

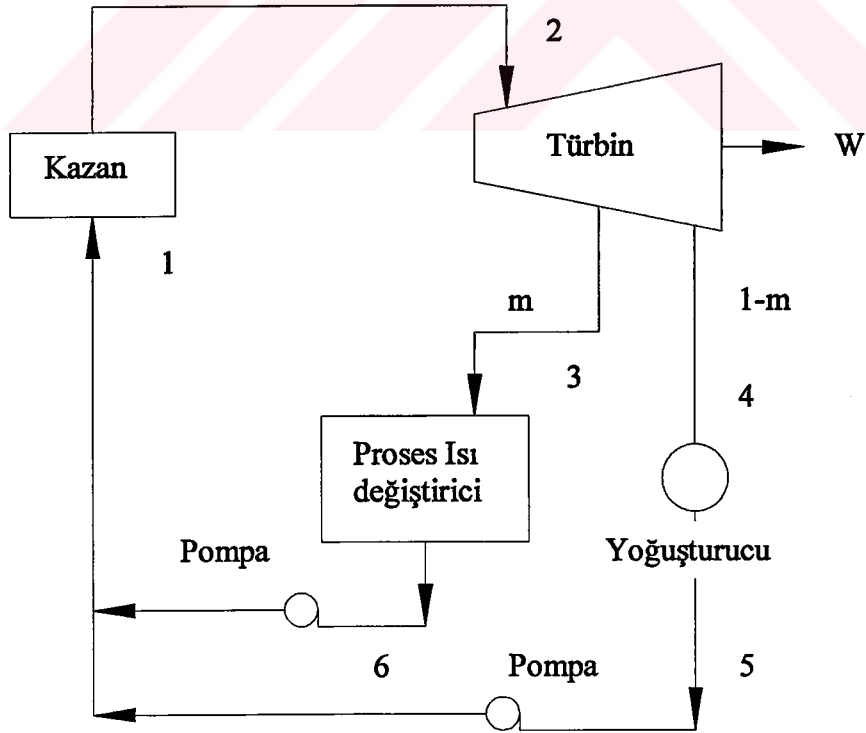
Ara buhar almalı santrallerde türbine giren buhar belirli bir basınca kadar genişledikten sonra bir kısmı proses ısı değiştiricisine gönderilmekte ve burada kuruluşun ısı ihtiyacının bir kısmının karşılanmasında kullanılmaktadır. Elektrik üretimi ise türbine giren birim akışkan için, h entalpi olmak üzere,

$$W = (h_2 - h_3) + (1 - m)(h_3 - h_4) \quad (2.4)$$

şeklinde olmaktadır. Ara buhar almalı santraller sistemden çekilen buhar miktarını (m) değiştirmek suretiyle değişik ısı elektrik oranı değerlerinde çalıştırılabilir dolayısıyla ısı gereksiniminin değişken olduğu kuruluşlarda kullanılabilir. Şekil 2.7' de ara buhar almalı santral görülmektedir.



Şekil 2.6 Karşı basınçlı santral (Eğrican,1987)



Şekil 2.7 Ara buhar almalı santral (Eğrican,1987)

Buhar türbinleri sadece yüksek basınç ve sıcaklıkta buhar girişi ve nispeten düşük mertebede ısı çıkışından önemli miktarda güç üretirler. Tesis buhar boyler ihtiyacından dolayı pahalıdır. Bu yüzden buhar türbin uygulamaları, gaz türbinlerinden ve gaz motorlarından daha sınırlıdır. Çok ucuz bir yakıtın buhara ilk dönüşümünden sonra kullanımı daha sık bir uygulamadır. Türbin giriş basıncı ne kadar yüksek ise üretilen güçte o kadar yüksek olur. Ancak yüksek buhar basıncı, yüksek boyler yatırımı ve çalışma maliyeti getirir. Tesisin büyüklüğüne ve buhar ihtiyacına göre bir optimizasyon yapılır. Endüstride elektrik kullanımının artması, kullanılabilir ısı /güç oranının 3/1' den daha az olması mümkün olmayan belki 10/1 yada daha fazla olan buhar türbinleri kullanımını azalan buhar kullanımı pahasına sınırlamıştır. Buhar türbinleri, gaz türbinlerinin bir çok özelliklerini paylaşır; güvenilirlik, yüksek hız ve yersiz tesis gereksinimleri yoktur.

2.3.2 Gaz türbini kojenerasyonu

Gaz türbini son yıllarda geniş ölçekli ısı ve elektriğin birlikte üretildiği sistemler için kullanılan en yaygın ana makina olmuştur. Gaz türbini, bir veya daha fazla yanma odasında yakılan yakıttan üretilen basınçlı yanma gazları ile bir rotorun ve buna bağlı shaftın dönmesiyle mekanik güç üretir. Aynı veya başka bir güç türbini de yakma havasını sıkıştırmak için kullanılır.

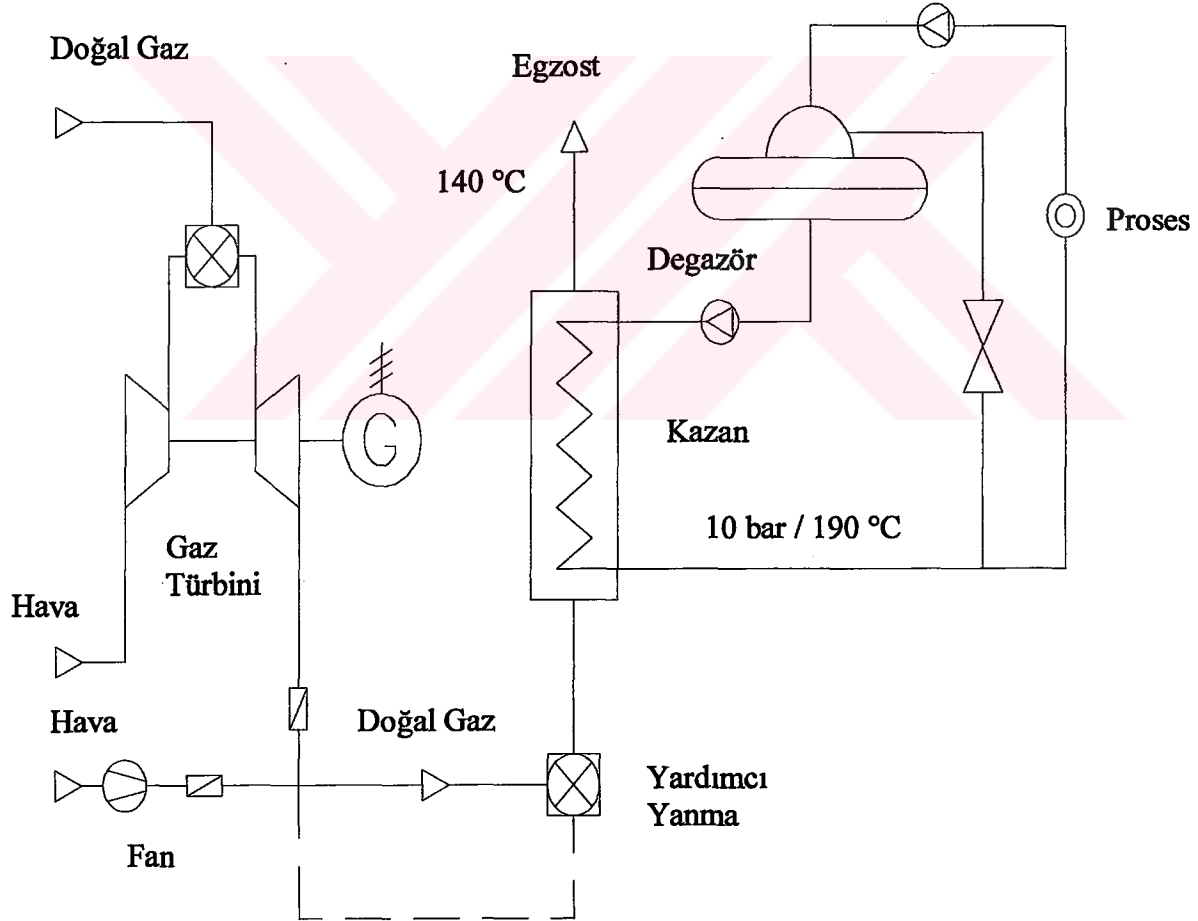
Yanma gazları güç türbinine 900–1200 °C sıcaklıkta girerler ve 450-550 °C sıcaklıklarda egzost edilirler. Egzost gazlarının sahip olduğu bu enerji çevresi için bir ısı enerjisi kaynağıdır. Kullanılır ısı / güç oranı aralığı gaz türbinin karakteristiklerine bağlı olarak 1,5/1 ile 3/1 arasındadır. Gaz türbini yakıtı yakmak için gerekli olan hava miktarından daha fazlasını içine alır. Bu yüzden egzost gazları fazla miktarda oksijen içerirler. Bu fazla oksijen ile extra yakıt yakılabilir. Böylece ilave yanma, toplam ısı/ güç oranını 10/1 kadar yüksek değerlere çıkarabilir. Bu değişken ısı yüklerinde bir sistemde esneklik sağlar ve yüksek sıcaklık uygulamalarında akışkan gaz sıcaklığının artırılmasını mümkün kılar. Gaz türbinleri yüksek güvenilirlikte ve minimum bakım ihtiyacıyla çalışırlar. Gaz türbinleri 500 kWe' den 20 MWe' a kadar geniş bir güç aralığında üretilirler. Ancak 1 MWe' den küçük türbinler, düşük verimlilikte çalışırlar ve birim kWe başına yüksek yatırım maliyeti gerektirirler. Yıllık çalışma saatinin %96'sını çalışma garantisiyle üretilirler.

2.3.2.1 Gaz türbinli basit çevrim

Gaz türbinli basit çevrim kojenerasyon tesisinin prensip şeması Şekil 2.8' de görülmektedir. Yakıt ve hava karışımının (12-35 bar) yanma odasında yakılması ile oluşan

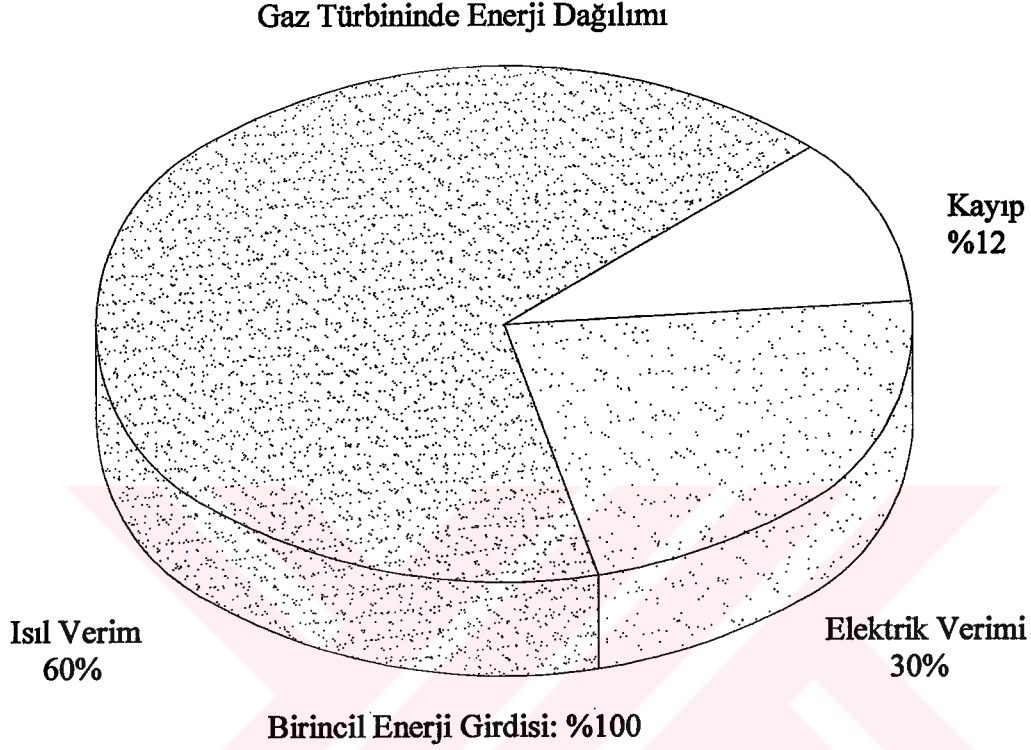
kinetik enerji, türbin ve şanzıman aracılığıyla jeneratörü tahrik eder. Jeneratörden de böylece elektrik enerjisi elde edilir.

Gaz türbini çıkışında 450-550 °C 'de elde edilen egzost gazı direkt bir ısı eşanjörü (atık ısı kazanı) aracılığıyla istenen şartlarda doymuş buhar ve/veya sıcak su elde edilir. Buradan elde edilen buhar ve/veya sıcak suyun doğrudan proseste kullanılması verimin maksimum olduğu en ekonomik çözümdür. Özellikle Avrupa'da elektrik sisteminin şebekeyle senkronize çalışabilmesi için gerekli yasal düzenlemeler tamamlanmış olduğundan, firmaların fazla elektriği şebekeye satması veya şebekeden elektrik takviyesi alabilmesi mümkün olmaktadır. Şebeke elektrik fiyatı da kaçakların az olmasından dolayı ucuz olduğu için sistem seçimi, atık ısının tamamını kullanılabilecek şekilde yapılır.(Koçak ve Gülşen,1998)



Şekil 2.8 Gaz türbinli basit çevrimli kojenerasyon tesisi prensip şeması

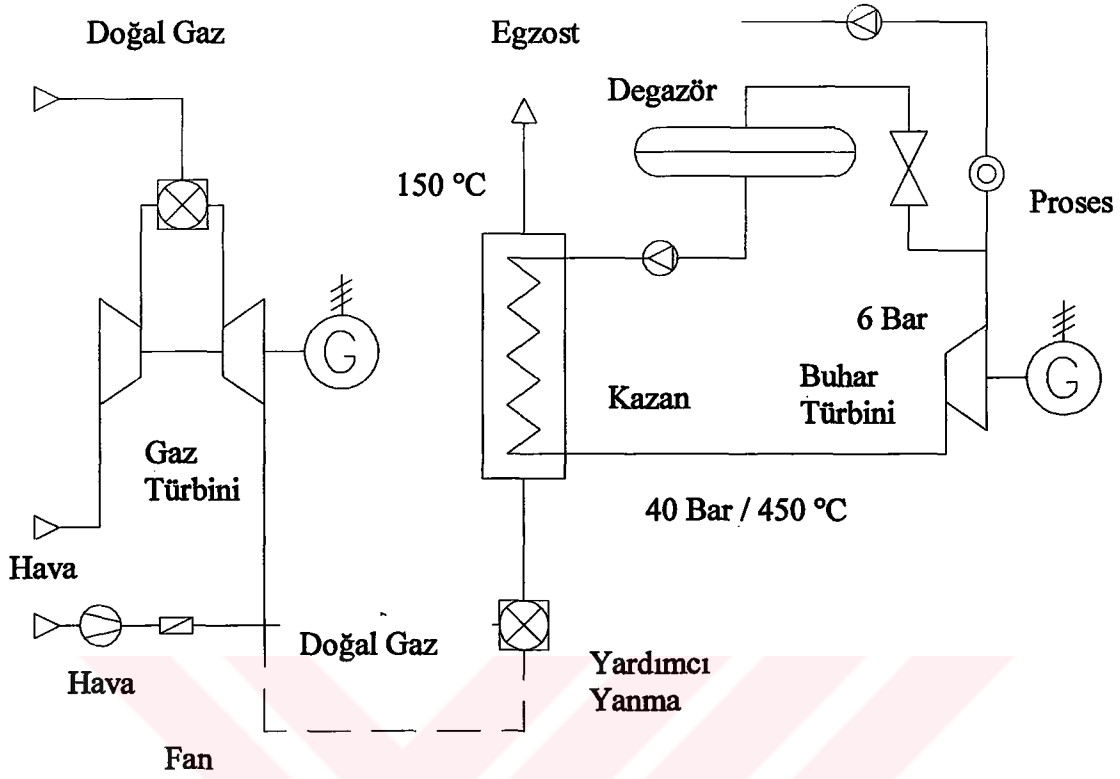
Gaz türbinlerinde basit çevrimli sistemlerin enerji dağılımı (primer enerjinin dönüştüğü şekiller) Şekil 2.9' da gösterilmiştir. Buna göre birincil enerji girdisi %100 alındığında elektrik verimi %30, ısıl verim %60, kayıp ise %10 olmaktadır.



Şekil 2.9 Gaz türbinli basit çevrimli kojenerasyon sisteminde enerji dağılımı

2.3.2.2 Gaz ve buhar türbinli kombine çevrim

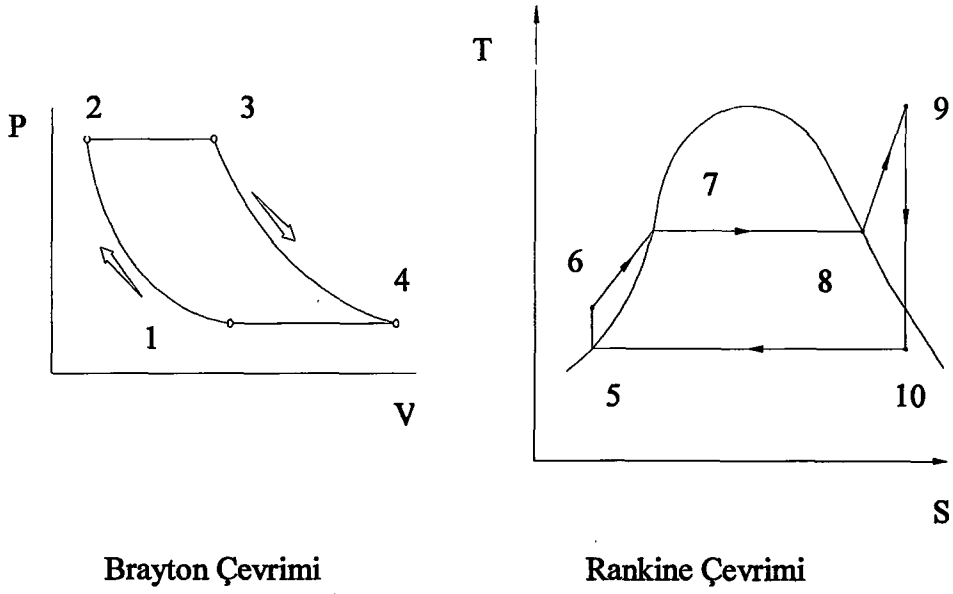
Tekil çevrimler yüksek ısı çıkışı sağlarlar. Bu ısı buhar üretmek için kullanılabilir. Üretilen buhar, elektrik üretimini arttırmak için bir buhar türbine kısmen veya tamamen gönderilebilir ki bu sisteme kombine çevrim denir. Bu gaz türbin sistemlerinde sıkça uygulanmaktadır. Gaz türbinleri yüksek derecede ısı üretirler. Yani buhar türbin gücünü maksimize edecek kadar yüksek basınçta buhar üretilir ve hala bölge için düşük basınçlı buhar yada onun eşdeğeri sıcak su sağlanabilir. Kombine çevrimler yakıt enerjisinin %40 yada daha fazlasını elektriğe çevirebilmektedir. Eğer ilave yanma kullanılıyorsa kombine sistem, ısı ve elektriğin birlikte çok esnek üretimini sağlar. Gaz ve buhar türbininden oluşan kombine çevrim kojenerasyon tesisinin prensip şeması Şekil 2.9' da görülmektedir.



Şekil 2.10 Gaz ve buhar türbinlerinden oluşan kombine çevrim kojenerasyon tesisi prensip şeması

Termodinamik olarak kombine çevrim, Brayton gaz türbin çevrimi ile bir Rankine buhar türbin çevrimi içerir (Şekil 2.10). Brayton çevriminden açığa çıkan egzost gazındaki atık ısı, Rankine çevrimi için ısı kaynağıdır. Buhar türbininden atılan ısının düşük sıcaklıkta olmasından dolayı da kullanılan yakıt yüksek bir verimle değerlendirilmiş olur. Elde edilen düşük basınç ve düşük sıcaklıklı buhar da alan ısıtmasında kullanılabilir.

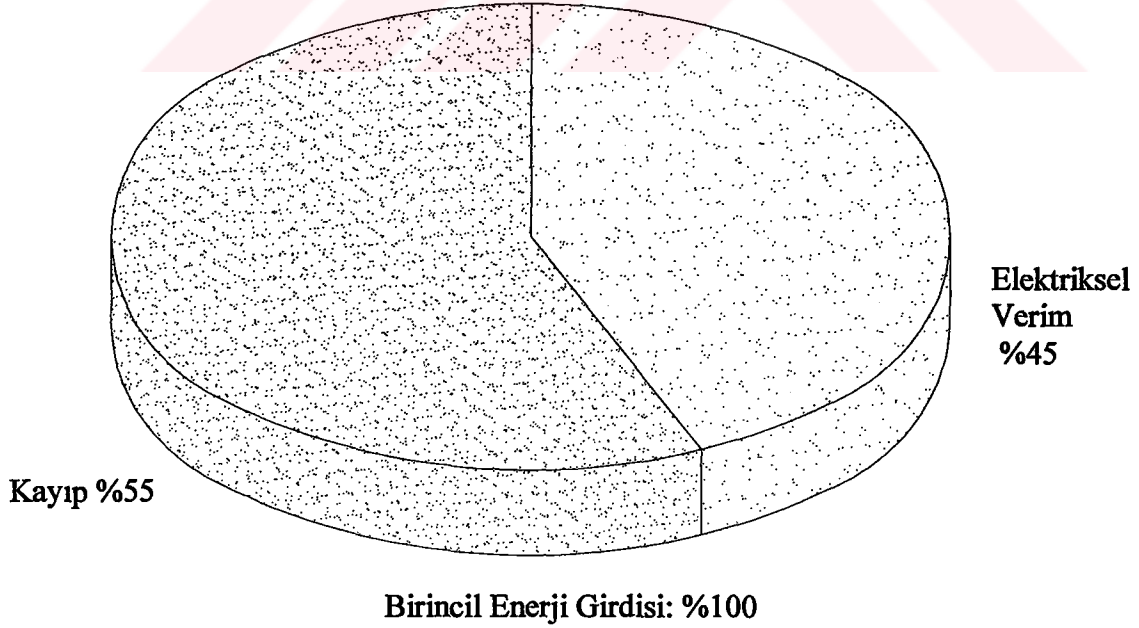
Kojenerasyon sisteminde atık ısı kazanı prosese gerekli buharın en az bir miktarını sağlar. Yada elektrik üretimini arttırmak için ve egzost gazı içerisindeki Nox emisyonunu azaltmak için gaz türbinine, buharın kalitesinin iyi olması kaydı ile, buhar enjekte edilebilir. Enjekte edilen buhar miktarı arttıkça üretilen elektrik miktarı da artar. Atık ısı kazanında üretilen buharın bir kısmını doğrudan gaz türbinine enjekte etmenin en önemli avantajlarından biri değişen proses gereksinimlerine göre sistemin uyum gösterebilmesidir.



Şekil 2.11 Kombine çevrimin termodinamiği (Kaya,1995)

Kombine çevrimli kojenerasyon sisteminin enerji dağılımı Şekil 2.12’ de gösterilmiştir. Bu sistemde birincil enerji girdisi %100 alındığında elektrik verimi %45, kayıplar ise %55 olmaktadır.

Kombine Santrallerde Enerji Dağılımı



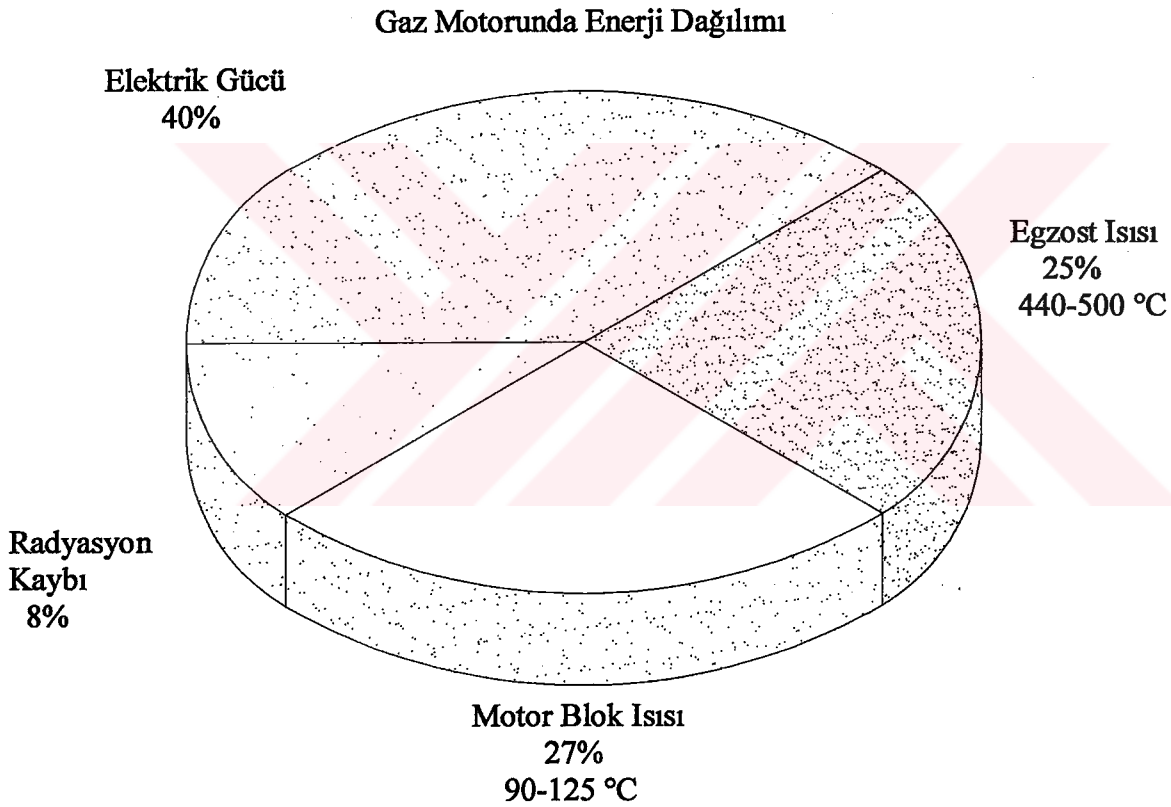
Şekil 2.12 Gaz türbinli, kombine çevrimli kojenerasyon sisteminde enerji dağılımı

2.3.3 Gaz veya dizel motorlu kojenerasyon

2.3.3.1 Gaz motorlu kojenerasyon

Daha düşük sıcaklıkta ve kütlerde atık ısı sağladıklarından ve çok çeşitli güçlerde üretildiklerinden dolayı, özellikle elektrik ihtiyacı, ısı ihtiyacından daha fazla olan yani elektrik ısı oranı yüksek endüstriyel uygulamalarda, toplu konut, tatil köyleri, büyük oteller gibi sıcak su ve soğutma gereksinimi olan uygulamalarda, optimum çözümler olarak karşımıza çıkmaktadır.

Gaz motorundaki enerji dağılımı Şekil 2.13' de gösterildiği gibidir.

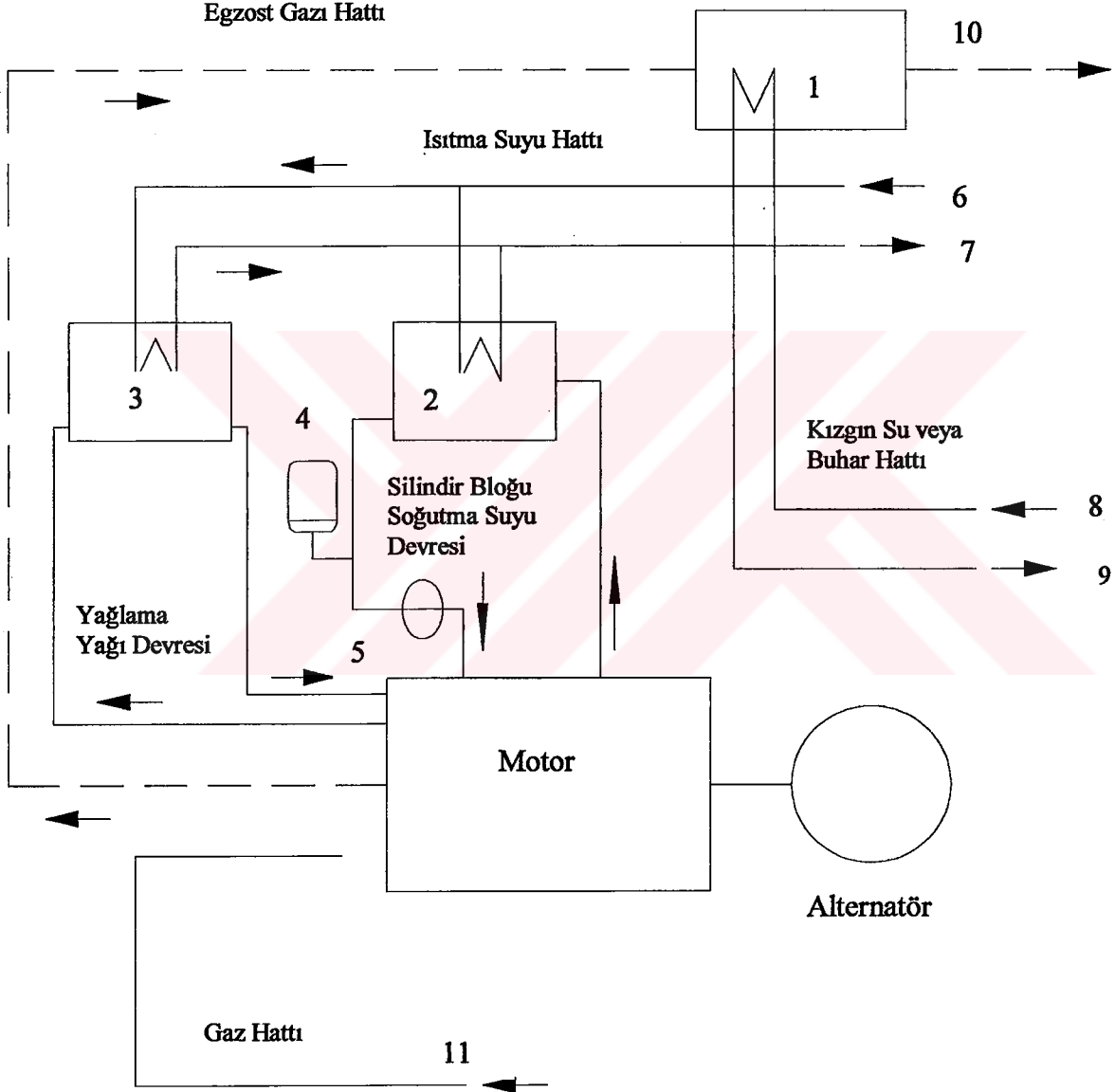


Şekil 2.13 Gaz motorunda enerji dağılımı

Grafikten de görüleceği üzere, pistonlu bir gaz motorunda yakıtın enerjisinin (birincil enerjinin) dönüştüğü enerji türlerini şöyle sıralayabiliriz :

- %35 –40'lık bir kısmı mekanik güce,
- %30 –35'lik bir kısmı motor gömlek ısısına,
- %25 – 30' u egzost ısısına ve

- %7 –10'luk bir kısmı radyasyon enerjisi şeklinde kayıp enerjiye dönüşmektedir.
- Yukarıda bahsedilen enerji dağılımından yola çıkarak, ortaya çıkan atık ısılardan gaz motorunun, kojenerasyon amaçlı kullanımında sistem verilen ısı enerjisi üç unsurdan elde edilir. Bunlar; gaz motorunun yağlama devresi, egzost gazları ve şarj havası, silindir bloğu soğutma devresidir.



Şekil 2.14 Gaz motorlu kojenerasyon sisteminin prensip şeması (Koçak ve Gülşen,1998)

Şekil 2.14' de gaz motorlu kojenerasyon sisteminin prensip şeması gösterilmiştir. Burada;
1- Egzost gazı eşanjörü

- 2- Silindir bloğu soğutma suyu devresi plakalı tipi (su/su) eşanjörü
- 3- Yağlama devresi soğutması ısı değıştiricisi
- 4- Genleşme tankı
- 5- Soğutma suyu pompası
- 6- Isıtma suyu girişı
- 7- Isıtma suyu çıkışı
- 8- Kızgın su veya buhar girişı
- 9- Kızgın su veya buhar çıkışı
- 10- Egzost gazı çıkışı
- 11- Gaz girişini ifade etmektedir.

Gaz motoru uygulamalarının en önemli avantajları şunlardır:

- En yüksek miktarda elektriğı üretebilecek (elektrik ısı oranı = 0.8) toplam %40 varan elektrik çevrim verimi ile elektrik tüketiminin ısı tüketimine oranla daha yüksek olduğu durumlarda seçilmesi uygun olan çözüm alternatifleridir. Bu özellikleri ile gaz motorları elektrik ihtiyacının yanı sıra, ısıtma ve /veya soğutma amaçlı ısı enerjisi gereksinimi duyan; toplu konut, tatil köyleri, oteller, yüzme havuzlu spor kompleksleri, üniversite kamp üsleri gibi uygulama alanlarında çok uygun çözümler olarak karşımıza çıkmaktadır.
- %85 ile %91 arasında değışen toplam çevrim verimi türbinli sistemlerle karşılaştırıldığında, türbinli CHP (Combined Heat and Power – Bileşik ısı ve güç) sistemlerinde elektrik çevrim verimi arttıkça toplam çevrim veriminin önemli miktarda düştüğü görülmektedir.
- Fakir karışım veya katalizörlü yakma sistemlerinin çevre dostu temiz doğal gazla kombinasyonu sayesinde, çok düşük zararlı emisyon seviyesi. Modern fakir karışım yanma sistemlerine haiz motorlar NOx emisyonlarını azaltmak için katalizöre ihtiyaç göstermeksizin, binlerce saat izin verilen emisyon değerlerinin altında çalışabilmektedir.
- Kısmi yük verimlilikleri ve çok modüllü konfigürasyon, gaz motorlu kojenerasyon sistemlerini en esnek CHP sistemi yapmaktadır. Kısmi yükte çalışma durumunda verimin önemli miktarda etkilenmemesi ve modüllerin gerektiğinde sırayla devreye girip çıkma imkanları, sistemin elektrik ve ısı talebinde gün içinde olagelen talep

değişikliklerini ve EIO değişimlerini rahatça kompanse etmesine izin verir. Bu da gün bazında enerji maliyetlerinin minimize edilmesine yardımcı olur.

- Gaz motorunun kısa zamanda devreye alınıp, yine kısa zamanda devre dışı bırakabilmesi, bir kolaylıştır. Aynı zamanda, gaz motoru, tesisin az devre elamanı içermesinden dolayı, diğer sistemlere göre daha kısa zaman sürelerinde tesis edilebilmesi ve tesisin iç tüketimlerinin az olması da gaz motorunun yıllar boyu %98' in üzerinde bir emre amadelik oranı sağlar.
- Gaz motorları denilince, yakıt olarak ilk önce doğal gaz akla gelmekte fakat atık arıtma tesislerinden kanalizasyon gazı (sewage gas), çöp depolama tesislerinden çöplük gazı (landfill gas) ve benzer şekilde biyogaz, kok gazı vb. yakıtlar da kullanılabilir. Üstelik atıklardan elde edilen bu gaz türleri elektrik ve ısı üretmek için direkt olarak kullanılabilir. Bunların direkt olarak motorlarda yakılmasıyla, değerlendirilmeleri için önce yakıp buhar üretmek, bununla da bir buhar türbini çevirmek gibi ara işlemler gerekmemektedir.

2.3.3.2 Dizel motorlu kojenerasyon

Hafif yakıt olarak değerlendirilen ve 2 numaralı yakıt ile adlandırılan motorin (dizel) yakıtı ile çalışan dizel motorlar, yetmişli yıllarda yaşanan petrol krizinin ardından köklü ve büyük motor üreticisi firmalar tarafından akışkanlığı 700 cSt' a kadar olan tüm akaryakıtlarla çalışabilen yeni nesil dizel motorları geliştirip üretmeye başladılar.

Dizel motorlarda kullanılacak yakıtların çeşitliliğinin artırılması ile, dünyada rafineriler ham petrolü işlerken arta kalan ağır yakıtlar dünya ekonomisine kazandırılmıştır.

Rafinelerde bir ton yakıtın işlenmesi sonucu yaklaşık 300 kg ağır yakıt ve daha ağır atıklar elde edilebilmektedir. Bu yakıtların yüksek verimde kullanılır enerjiye dönüşmesi, fosil kaynaklı enerji kaynakları kullanımında yaklaşık %30 enerji tasarrufu sağlamaktadır.

Ağır yakıt ile çalışan dizel motorlu elektrik santralleri, basit (açık) çevrimde çalışan tüm elektrik üretim sistemleri arasında en yüksek verimli sistemlerdir.

Dizel motorlar iki zamanlı ve dört zamanlı olmak üzere iki türde üretilirler. Dört zamanlı motorlarla iki zamanlı motorları özelliklerine göre karşılaştıracak olursak:

Hızlarına göre: Dört zamanlı 1500 d/d' dan 428 d/d' ya kadar, iki zamanlı motorların büyük güçleri ise 250 d/d' dan 75 d/d' ya kadar hızlarda üretilirler.

Güçlerine göre: Dört zamanlı motorlar modül başına azami 20 MW' a kadar üretilirken, iki zamanlı motorlar modül başına azami 70 MW' a kadar üretim yapacak şekilde imal edilirler.

Elektrik verimlerine göre: Dört zamanlı motorlar %44-45 civarında iken, iki zamanlı motorlar %46-47 civarındadırlar.

Ağırlıklarına göre: 20 MW' lık bir dört zamanlı motorun kuru ağırlığı 270 ton iken, 20 MW' lık bir iki zamanlı motorun kuru ağırlığı 2100 ton civarındadır.

İki zamanlı motorların iki birimlik verim yüksekliklerine rağmen ağır ve büyük olmaları ayrıca devir sayılarının düşük olması sonucu tahrik edilecek jeneratörün çok kutuplu olması nedeniyle, elektrik enerjisi üretmek için kara uygulamalarında daha az karşımıza çıkarlar.

Düşük hızlarından dolayı, iki zamanlı motorlar daha çok gemi uygulamalarında kullanılırlar. Büyük tonajlı gemilerle motordan sonra hiçbir hız düşürücü (redüktör dişli) sisteme gerek kalmadan, doğrudan pervane tahriğinde kullanılabilirdiği için çok uygun çözümlerdir.

İki zamanlı motorların elektrik santrallerindeki uygulamaları, dört zamanlı motorlara göre sayıca az olmasına rağmen birkaç uygulaması vardır. Ağır yakıtla çalışan dizel motorların, yakıtlarının ucuz, verimlerinin yüksek olması gibi üstün özelliklerine rağmen yakıtın içeriğindeki yüksek oranlı kükürt (sülfür,S), yanma sonrasında egzoz gazında kükürt oksitleri (SO₂) oluşmasına sebeptir ve bu kükürt oksitler ozon tabakasının incelmeye sebep olmaktadır. İlk yatırımın yaklaşık %10-15'i civarında bir ilave maliyet ile baca gazı arıtma tesisi yapılarak baca gazındaki kükürt oksit emisyonu otoriteler tarafından belirlenen sınırlara çok rahatlıkla inebilir. (Topuz,1997)

2.4 Gaz Türbini, Buhar Türbini ve Motorların Karşılaştırılması

2.4.1 Avantaj ve dezavantajlarına göre

Gaz türbinlerinin avantajları şöyle sıralanabilir:

- Isı / güç oranında işletim esnekliği potansiyeli
- Uzun süreli kesintisiz çalışma güvenilirliği
- Yüksek kalitede ısı sağlaması
- Elektrik çıkışı frekans kontrol unu yüksek hızlarda da sabit kılma
- Yüksek güç / ağırlık oranı
- Soğutma suyuna ihtiyaç duymaması

- Yüksek O₂ ihtiva eden gazlar

Dezavantajları ise:

- Çıkış aralığı içindeki sınırlı ünite hacimleri
- Motorlara göre daha düşük mekanik verim
- Eğer gaz yanmalı ise yüksek basınçlara ihtiyaç duyması
- Yüksek gürültü seviyeleri
- Düşük yüklerde verim düşüklüğü
- Yakıt seçiminde sınırlama
- Daha kısa işletim ömrü

Buhar türbinin avantajları :

- Çok yüksek toplam verim
- Yüksek emniyet
- Tüm yakıt türlerini kullanabilme
- Uzun işletme ömrü
- Geniş aralıklarda güç üretimi

Dezavantajları ise:

- Düşük elektrik / ısı oranı
- Yüksek elektrik üretimi
- Yüksek maliyet
- Yavaş kalkış

Motorların avantajları ise şöyle sıralanabilir:

- Geniş yük aralığında bile yüksek güç verimlilik
- Geniş ünite çıkış aralığı
- Yüksek elektrik ısı / oranı
- Düşük maliyet
- Uzun işletme ömrü
- Talepteki dalgalanmalara adapte

Dezavantajları :

- Geri kazanılan ısı değerlendirilmese bile soğutulma zorunluluğu
- Düşük güç / ağırlık oranı ve dengeleme kuvvetlerinin dayanıklı tesislere ihtiyaç göstermesi.
- Yüksek bakım maliyeti

2.4.2 Değişik yük durumları

Gaz türbinleri ve gaz motorları bütün yükü sabit miktarda çalıştırmak üzere dizayn edilmişlerdir. Halbuki yükteki bir azalma gaz türbinini daha çok etkiler. Yük azaldığı zaman toplam verim, özellikle elektrik verimi hızla düşer.

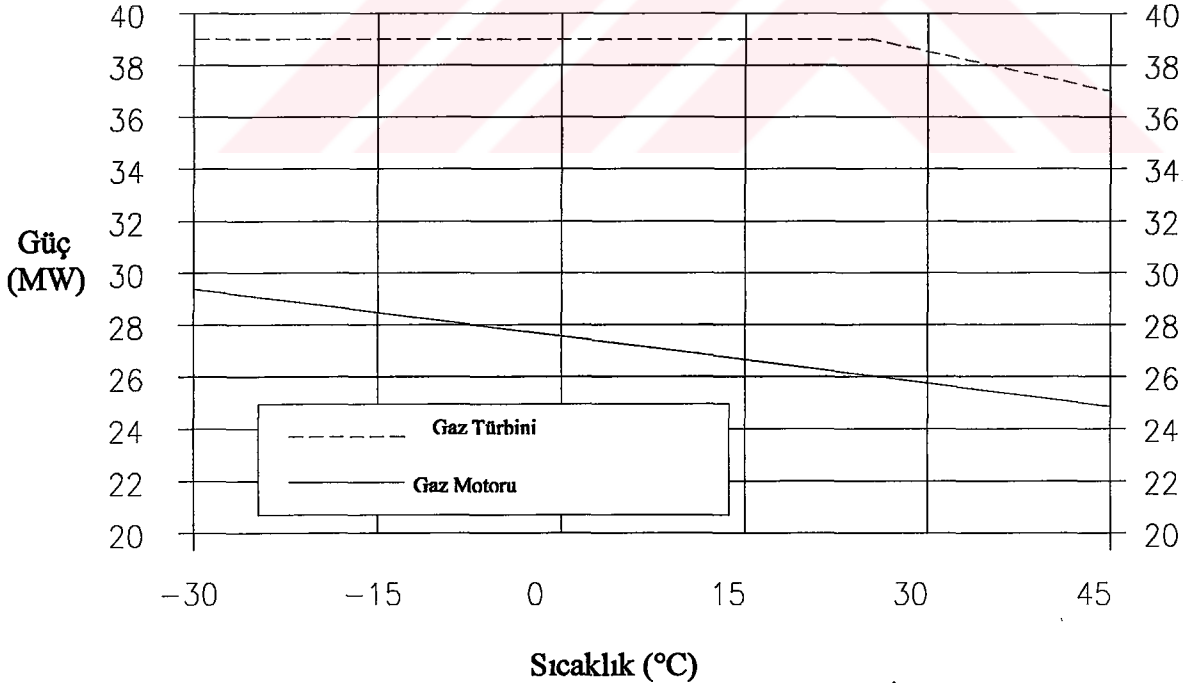
2.4.3 Çevre sıcaklığının etkisi

Gaz motorları yüksek sıcaklıklarda bile elektrik verimini korurken gaz türbinlerinin verimi $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ 'nin üzerinde %15-20 kadar düşer. Şekil 2.15'e göre gaz türbinin elektrik verimindeki azalma $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$ 'den $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$ 'ye kadar sabittir. Ancak daha yüksek sıcaklıklarda eğrinin eğimi artar.

2.4.4 Çalışma durumundaki fark

Start ve stop sayısındaki sıklık gaz türbinini daha fazla etkiler. Başlama zamanı ve çalışma modunda yükü kabul edecek aşamaya kadar ki zaman gaz türbininde daha fazladır. Bu değer gaz türbininde 15 , 17 dakika iken gaz motorunda 2-3 dakikadır. Gaz motorlarının çalışma ömrü daha fazladır ve bakımı daha kolaydır.

Gaz motoru için minimum 4 barlık gaz basıncı gerekirken, gaz türbininde 16-20 bar basınç gerekir.

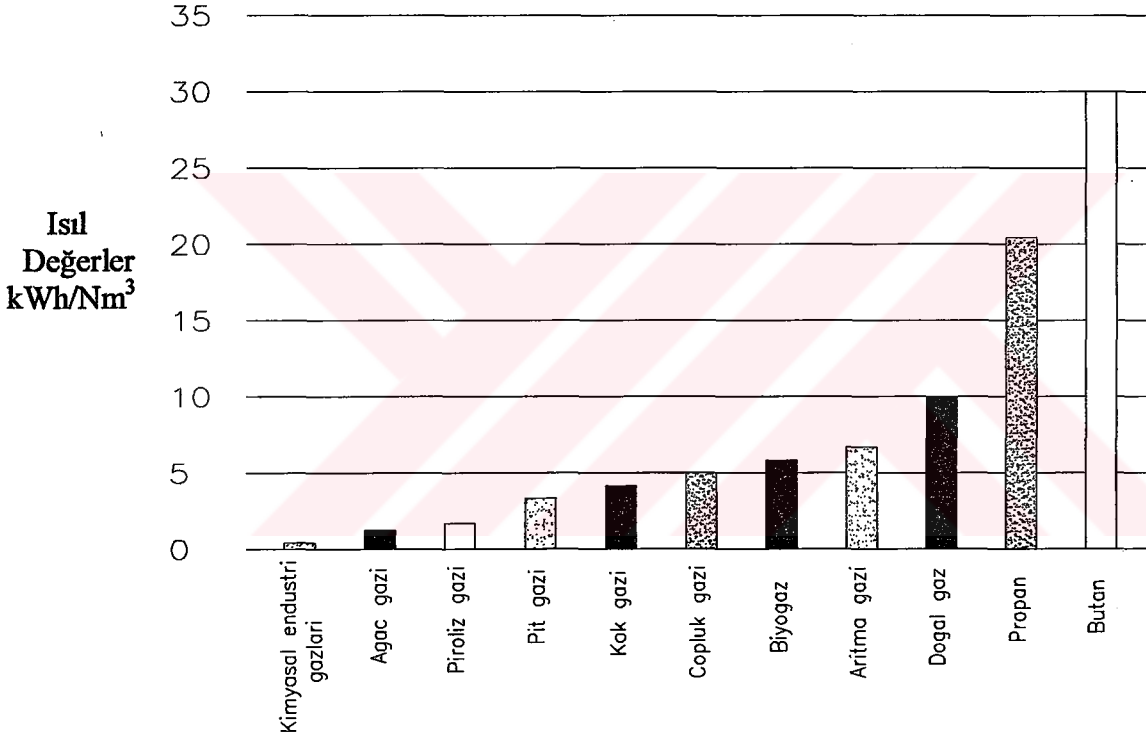


Şekil 2.15 Gaz türbinini ve gaz motorunun çevre sıcaklığına göre verim değişimleri

2.5 Kojenerasyon Sistemlerinde Kullanılan Yakıtlar

Kojenerasyon teknolojisi kaynakların yeniden üretilmesinden kazanılan biyogaz kullanımının ekolojik ve ekonomik bir cazip olasılığını sunar. 0.54 kWh/Nm^3 'lük bir ısı değere sahip düşük metan sayılı kimyasal endüstriden elde edilen gazlardan, 34 kWh/Nm^3 'lük bir ısı değere sahip bütana kadar birçok yakıt kullanmak olasıdır. Bu yakıt türlerinden bazı örnekler ve ısı değerleri Şekil 2.16' de görülmektedir.

Isıl değerler incelendiğinde çöplüklerde kanalizasyonlarda ve bu gibi atıklarda adeta enerji hazinelerinin yatmakta olduğu görülmektedir. Bu atıkları kontrolsüzce çevreye atarak, sadece çevreyi kirletmekle kalmıyor, aynı zamanda enerji kaynaklarını da kullanamamış oluyoruz.



Şekil 2.16 Çeşitli birincil yakıtların ısı değerleri

Şekil 2.16'deki yakıtların yanı sıra dizel türü ağır yakıtlar, fuel-oil, motorin ve gaz olarak da LPG kullanılmaktadır. Fuel-oil 'in ısı değeri $10,7 \text{ kWh/kg}$, motorinin ısı değeri $11,86 \text{ kWh/kg}$ ve LPG' nin ise 12.8 kWh/kg dir.

Şekil 2.15' deki değerlerden yola çıkarak :

2 kWh elektrik enerjisi ve 1.23 kWh ısı enerjisi için

- 5-7 kg. bio-atık

2.6 Elektrik Isı Oranları

Elektrik ısı oranları, gaz motorlarında %80 civarındadır. Yani 100 kW elektrik enerjisi üreten bir gaz motoru, aynı zamanda ilave bir primer enerji (gaz-yakıt) kullanmaksızın 125 kW ısı enerjisi üretmektedir. Yada daha basit bir biçimde, 90-70 °C sıcak su ile çalışan bir sistemde yaklaşık 22.500 kg/h debisinde sıcak su üretir. 125 kW'lık bir ısı enerjisi de, İstanbul kış şartlarında orta büyüklükte 10-12 dairelik bir binanın ısıtmasını karşılayabilecek bir kapasitedir. Gaz türbinlerinde ise EIO, %40 civarındadır. Yani 1MW'lık elektrik enerjisi üreten bir gaz türbini eş zamanlı olarak ilave bir primer enerji (gaz-yakıt) kullanmaksızın 2.5 MW ısı enerjisi (sıcak su veya buhar) üretme kapasitesine de sahiptir. Daha fazla elektrik enerjisi üretebilmek için gaz türbini egzost çıkışına bir de buhar türbini ilave edilirse EIO %67'ye çıkartılabilir. Son halde 1MW elektrik enerjisi üreten bir kombine çevrimli gaz buhar türbini eş zamanlı olarak yaklaşık 1.50 MW ısı enerjisi üretecektir.

Görüldüğü gibi elektrik enerjisi ısı enerjisi ihtiyacına göre izafen en fazla olduğu durumlarda gaz motorları kullanmak, bu oran azaldıkça da sırasıyla kombine çevrimli santral veya gaz türbini kullanmak daha ekonomik olacaktır.

EIO, sistem seçiminde önemli etkenlerden biri olduğu gibi daha başka etkenleri de göz önünde bulundurmaksızın tek kriter de değildir.

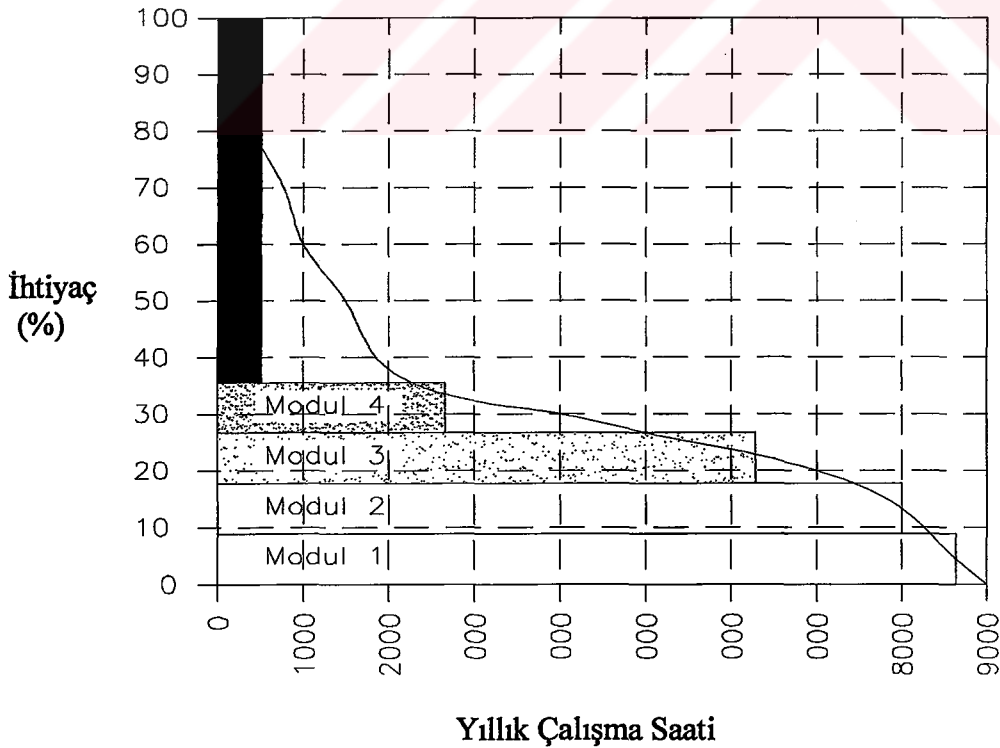
Fakat kojenerasyonu asıl verimli kılan ; çalışma saatinin maksimuma çıkarılıp, elektrik ve atık ısının da sürekli kullanılmasını sağlamaktır. Bu yüzden elektrik ve ısı ihtiyaçları ile elektrik ısı oranı değiştiğinde bu değişimi kompanse edebilecek sistemlere ihtiyaç vardır. Bu sistemlerin başlıcaları şunlardır:

a- Birden fazla modül kullanmak : Kojenerasyon sistem seçiminde Şekil 2.17' da ki gibi bir yıllık yük eğrisini belirlemek çok önemlidir. Bu eğriden yola çıkarak özellikle gaz motoru kullanılacak sistemlerde birden fazla modül kullanmak daha ekonomik olabilmektedir. Bunu daha kaba ve basit anlatacak olursak; gece-gündüz , yaz-kış, hafta sonu-hafta içi elektrik ve ısı kullanımlarında büyük farklar olmasıdır. Fakat Şekil 2.17'daki modüllerden 1.Modül kendini en önce amorti ederken yukarı doğru diğer modüllerin amortisman süreleri sırasıyla artmaktadır.

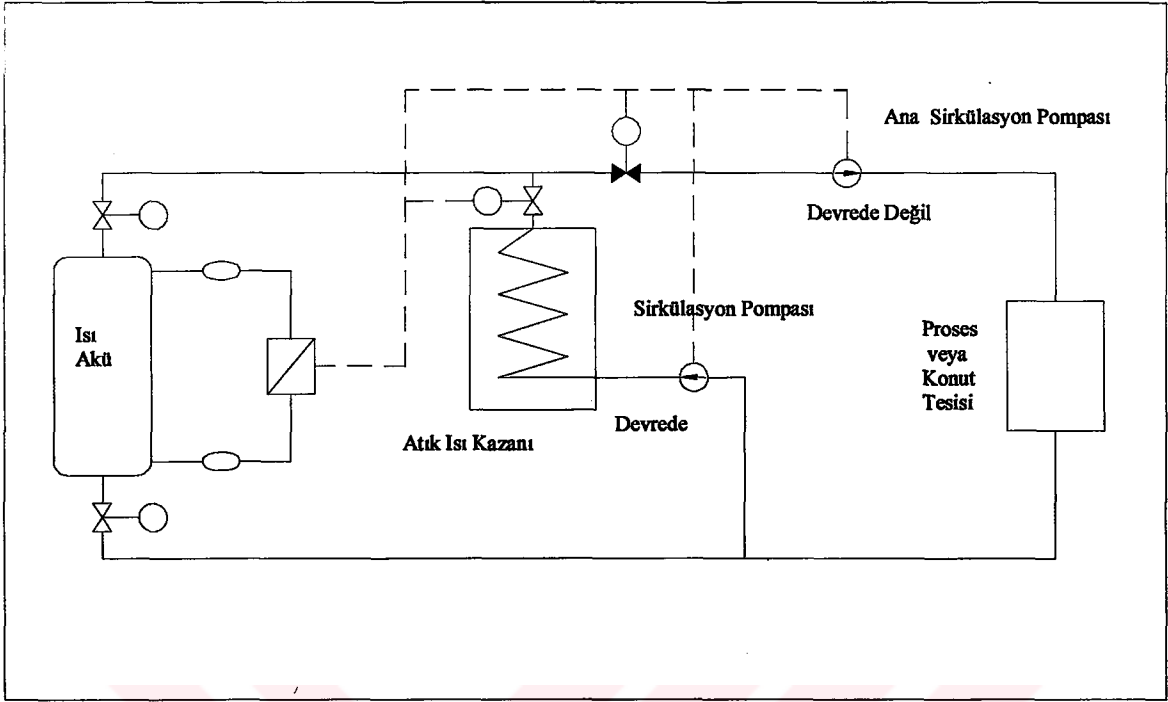
b- Isı akümülatörleri kullanmak: Özellikle konut tesislerinde, bileşik ısı-güç santralleri yaz aylarında elektrik enerjisi öncelikli çalışmak zorundadır. Bu durumda atık gazlar by-pass bacasından dışarı atılarak santral veriminin düşük olmasına sebep olmaktadır. Bunu

önlemek için sisteme bir ısı akümülatörünün konulması yeterlidir. Şekil 2.18 ve Şekil 2.19'de ısı akümülatörünün çalışma prensibi faz1 ve faz2 durumları gösterilmektedir. Bu işletme şeklinde önce ısı akümülatörü, istenilen sistem dizayn işletme sıcaklığına kadar ısıyla doldurulur. Bu doldurma işlemi esnasında gaz türbini ve atık ısı kazanı nominal elektrik ve ısı güçlerini üretecek şekilde en yüksek verimle işletmede tutulabilir. Isı akümülatörü devre dışına alınarak konut sistemine elektrik enerjisi mahalli şebekeden alınabilir. Dolu ısı akümülatöründen alınan ısı sirkülasyon pompası ile konut sistemine verilir. Bu şekilde konut sisteminin ısıtılması (kullanma suyu temini için) ısı akümülatörü boşalınca kadar (sıcaklık düşene kadar) devam eder. Isı akümülatörü boşalınca gaz türbini tekrar devreye alınarak ısı akümülatörü yüksek sistem verimiyle yeniden doldurulur.

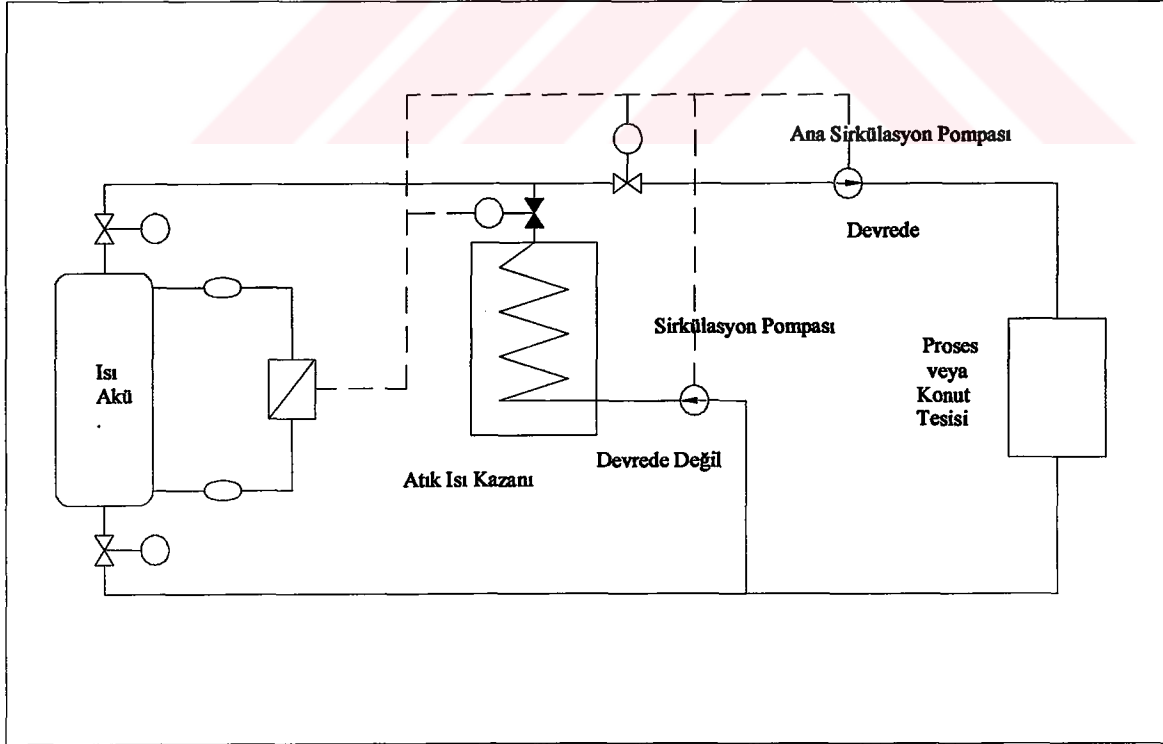
Bu işletme şeklinde önemli olan, yaz aylarında konut sistemi için gerekli olan elektriğin mahalli şebekeden alınabilmesidir. Bu da yaz aylarında kolaylıkla mümkün olabilmektedir. Proses tesislerinde de yaz aylarında kullanılan sıcak su veya buharın azalması durumunda ısı akümülatörleri kullanılabilir. Buhar durumunda ısı akümülatörü yerine buhar akümülatörü kullanılacaktır ve işletme şekli evvelce tarif edilen ısı akümülatöründeki gibi olacaktır.



Şekil 2.17 Tipik yıllık yük eğrisi



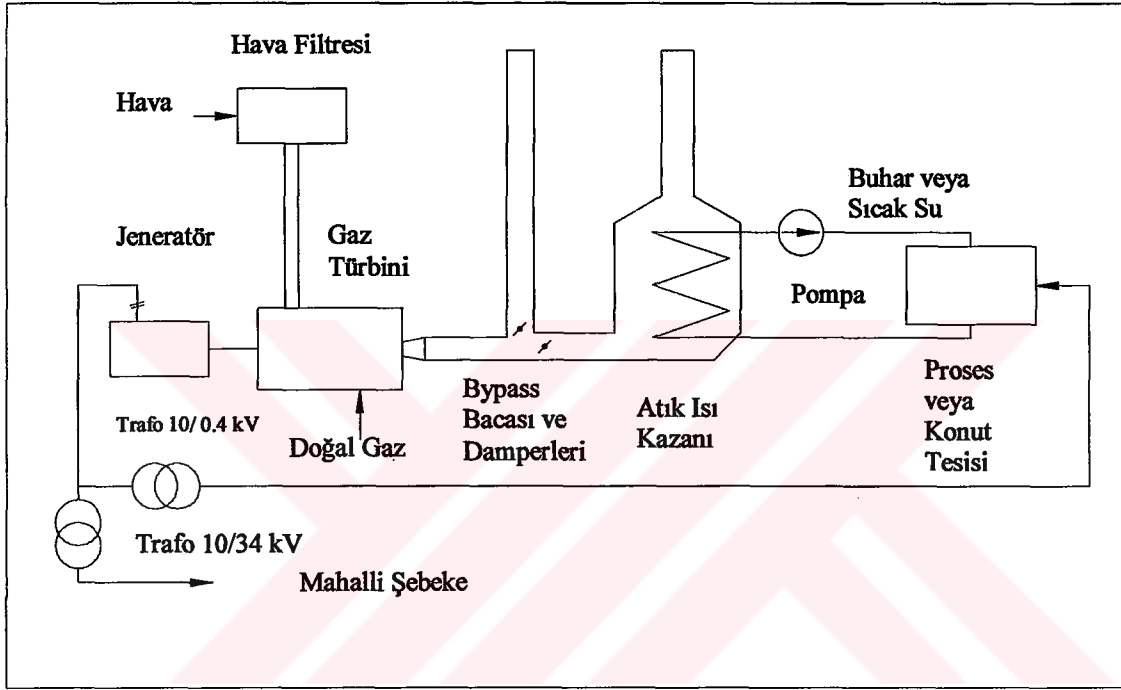
Şekil 2.18 Isı akümülatörünün çalışma prensibi- Isı akümülatörünün doldurulması (Faz 1) (Özel,1996)



Şekil 2.19 Isı akümülatörünün çalışma prensibi- Isı akümülatöründeki ısının ısıtma sistemine verilmesi (Faz 2) (Özel,1996)

c- Şebekeyle senkron ize (paralel) çalışmak:

Elektrik üretiminin tüketimi karşılayamadığı durumlarda şebekeden elektrik çekerek, fazla üretim halinde de şebekeye elektrik satarak, sistemin tam yük ve maksimum verimde çalışmasını sağlar. Fakat bu sistem Türkiye’ de yasal zorluklar bulunması ve de şebeke elektriğinin çok düzensiz olması dolayısıyla fazla uygulanmamaktadır. Şekil 2.20’da gaz türbinli bileşik güç – ısı santralinin elektrik şebekesine paralel bağlantısının prensip şeması gösterilmiştir.



Şekil 2.20 Gaz türbinli bileşik ısı güç santralinin elektrik şebekesine paralel bağlanmasının prensip şeması

d-By-pass'lı kombine çevrim kullanmak: Türbinli kojenerasyon sistemlerinde, atık ısı kazanından elde edilen buharı;

- Elektrik ihtiyacı arttığında ikinci bir buhar türbininde kullanarak, üretilen toplam elektrik miktarı artırılabilir. Bu şekilde elektrik çevrim verimi % 45 civarlarına çıkartılabilir.
- Isı enerjisi ihtiyacı arttığında by-pass yolunu açarak buharın tamamen ısıtma amaçlı kullanımı sağlanabilir.
- Isı ihtiyacının bazı pik durumlarında; türbin egzost çıkışına ilave yakıt enjekte edilerek bir art yanma (post-combustion) ile ısı üretimi artırılabilir.

e- Buhar türbini kullanıldığında da, türbinden ara buhar çekerek değişen elektrik ısı oranları kompanse edilebilir.

f- Doğrudan by-pass bacası ve damper sistemi kullanarak, ısı gerekli olmadığında ısıyı dışarı atmak. En verimsiz işletme şekli bu şekilde olur ki, tüm ısının atılması halinde %80 civarında olan toplam verim (enerjiden yararlanma oranı) %30' lara düşer.

g-Pik yük boyleri ve/veya chilleri kullanmak: Şekil 2.17'deki yıllık ısı gereksinimi eğrisinden görüleceği üzere, toplamda az bir süre olsa da, bazı zamanlarda ısı gereksinimi toplam kojenerasyon ısı üretimini aşmaktadır. Bu pik durumları karşılamak için ilave kojenerasyon modülü koymak verimsiz olacaktır. Çünkü kojenerasyon modülleri yılda 365 gün, günde 24 saat (bakım için durmalar hariç) işletecek şekilde tasarlanmıştır. Bu çalışma şartlarında kendisini yaklaşık 2.5 yılda amorti edecektir. Oysa çalışma süresi azaldığında, bu amortisman süresi çok artacaktır.

Bu tür pik durumlar için ilave bir boyler veya soğutma ihtiyacı için pistonlu bir chiller kullanmak daha ekonomik olacaktır.

2.7 Kojenerasyon Etkinliklerinin Değerlendirilmesi

İlk metot, Yakıt Kullanım Faktörü (Fuel Utilization Factor, FUF) veya toplam termal verimliliğe (η_t) dayanır ki bu da çevrimde elde edilen kullanılabilir enerjinin giren yakıt oranıdır. η_t ' in değeri aşağıda gösterilmiştir. (Limaye,1992)

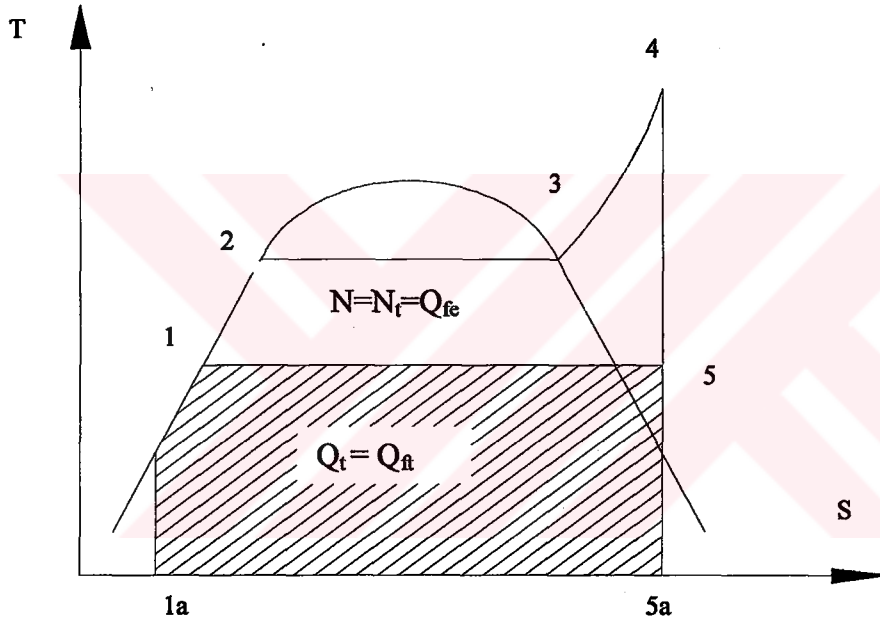
$$\eta_t = (N + Q_t) / Q_f \quad (2.5)$$

Bu metot termodinamiğin birinci kanununa dayanır. Bu metot örnekleme amaçlı kullanılmasına rağmen çoğu durumlarda kojenerasyon verimini değerlendirmede kullanılmaz. Şu nokta önemlidir ki, daha çok yakıt kullanmak daha verimli çevrim anlamına gelmez. Kojenerasyon sistemlerinin çoğunda η_t %70-80 arasındadır. Oysa sadece termal enerji sağlayan tesislerde genelde $\eta_t > 0,8$ ' dir.

η_t değerlerini farklı kojenerasyon tesislerinde karşılaştırma amaçlı kullanmak genelde kabul edilemez ve yanlış sonuçlar verebilir. Örneğin back-pressure buhar türbinli bir tesisin η_t değeri mekanik ve elektriksel üretim kayıplarını, boyler kayıplarını ve diğer termal kayıpları içerir. Buhar türbinlerinin iç kayıpları egzost entalpisinde artışlara yol açar ve termal enerji formuna girmesine rağmen η_t değerini etkilemez.

İdeal bir kojenerasyon çevrimi için (Şekil 2.21) η_b , $N + Q_t$ ' in oranıdır. Bu oran 1a-2-3-4-5a alanının yine aynı alanla tanımlanmış Q_f 'e oranıdır. Bu yüzden ideal çevrimlerde daima $\eta_t=1$ 'dir.

Back-pressure buhar türbini kullanan klasik buhar tesisi ve ilave yanmalı kombine çevrim güç tesisi karşılaştırıldığında, her iki işletmede de aynı buhar türbini giriş parametreleri ve buharın aynı miktarda ve basınçta girdiği düşünüldüğünde kombine çevrimin toplam termal verimi diğer sisteme göre önemli ölçüde düşüktür. Çünkü gaz türbini hava / yakıt oranı, klasik boylerden 3 kat daha fazladır. Bu yüzden elektrik üretimi için egzost gazı kayıpları 2,5-3 kat daha fazladır. Bu kayıplar η_i ' de görülür.



Şekil 2.21 Back-presure buhar türbinli ideal kojenerasyon çevrimi için T-S diyagramı

Kojenerasyon etkinliğinin değerlendirilmesi için kullanılan başka bir metot ise işletmenin elektriksel etkinliğidir ki bu da termodinamiğin birinci kanununa dayanır.

$$\eta_{ef} = N / (Q_f - Q_t / \eta_b) \quad (2.6)$$

Burada;

$$Q_t = 0$$

$\eta_{ef} = \eta_{ec}$ (Yoğuşmalı güç tesislerinin termal etkinliği)

$$Q_{ft} = Q_t / \eta_b \text{ (Boylerde } Q_t \text{ 'yi (termal enerjiyi) üretmek için gerekli yakıt miktarı)} \quad (2.7)$$

Q_{fe} : Elektrik üretimini sağlayan yakıt miktarı

$$Q_{fe} = Q_f - (Q_f / \eta_b) = Q_f - Q_{ft} \quad (2.8)$$

$$\eta_{et} = N / Q_{fe} \quad (2.9)$$

Giren yakıt ikiye bölünür. Q_{fe} ve Q_{ft}

$$Q_f = Q_{fe} + Q_{ft} \quad (2.10)$$

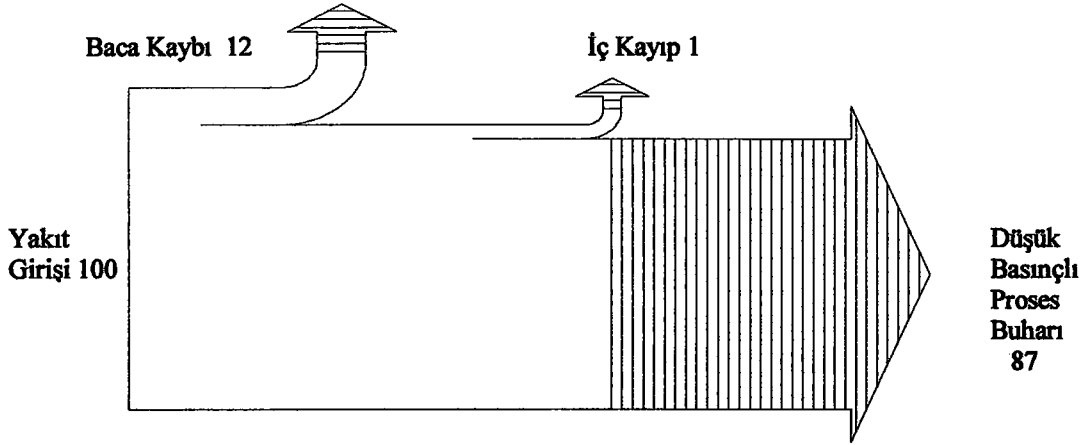
Bu metot da kojenerasyon dan sağlanan fayda, elektrik üretimi verme amaçlı olsa da, düşük potansiyelli termal enerji üretim tesisi kadar termal enerji sağlar. Şekil 2.20' de görüldüğü gibi back –pressure buhar türbini kullanan ideal kojenerasyon tesislerinde η_t ve Q_{fe} aynı alanla (1-2-3-4-5) tanımlanır ve bu yüzden $\eta_{et} = 1$ 'dir. η_t gibi η_{et} ' de buhar giriş ve egzost parametreleri ile türbin içi veriminden etkilenmez.

Aynı zamanda N_t ' de olduğu gibi elektrik üretimini etkileyen ve termal enerji olarak açığa çıkmayan kayıplar η_{et} ' yi etkiler. Bu sebeplerden dolayı konvansiyonel güç işletmelerindeki güç değeri kombine çevrimli tesislerden daha yüksektir.

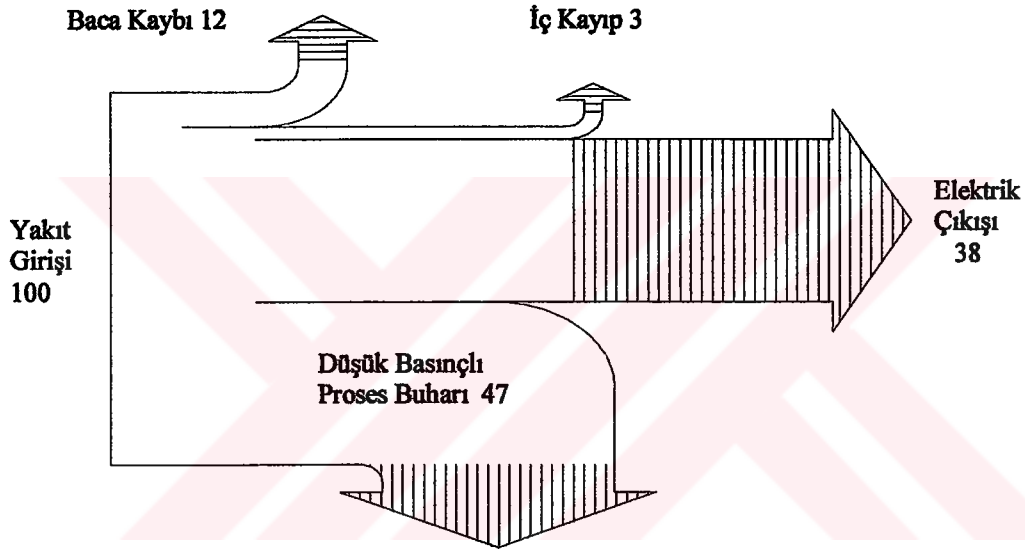
Kombine çevrim tesisi, konvansiyonel güç tesisine göre daha etkin bir kaynaktır. Ayrıca daha yüksek buhar giriş parametreleri veya daha düşük buhar türbini çıkış değerlerine sahip işletmeler, daha düşük buhar parametrelerine ve daha yüksek çıkış değerlerine sahip işletmelere göre daha verimlidirler.

2.8 Enerji Korunum Potansiyeli

Enerji korunum potansiyeli, kullanıcının ısı ve elektrik talebine kojenerasyon sistem tipine bağlıdır. Buhar türbinleri, gaz türbinleri ve dizel motorlar farklı elektrik / ısı oranında üretim yaparlar. Yakıt korunumu, kojenerasyon sisteminin enerji çıkış tipiyle, kullanıcının bütün ihtiyaçlarını eşleme yeteneğine bağlıdır. Kojenerasyon sistemlerinde ısı çıkışı için kullanılan başlıca form buhardır. Endüstriyel yakıt kullanan tesislerin hemen hemen yarısında kolay buhar üretilir. İyi dizayn edilmiş endüstriyel bir boyler, yakıt enerjisinin %85-90'nını ısı enerjisine (buhara) dönüştürebilir (Şekil 2.22). Halbuki yüksek basınçlı, yüksek sıcaklıkta ve tek amaçlı modern bir tesiste elektrik üretmek için buhar elde edildiğinde yakıtın yanma ısısının yalnızca %37-40' ı elektriğe dönüştürülür. Geri kalan %60-63'lük enerjinin büyük bir kısmı egzost buharı ile taşınır (Şekil 2.23). Bu miktar yakıt enerjisinin %45-48' i civarındadır. Üretilen elektrik, atılan düşük basınçlı buhardan elde edilebilir yüksek sıcaklıklar üretecek yada daha fazla iş yapacak kapasiteli yüksek kaliteli enerjidir. (Wilkinson and Barnes,1993)



Şekil 2.22 Boyler enerji kaybı



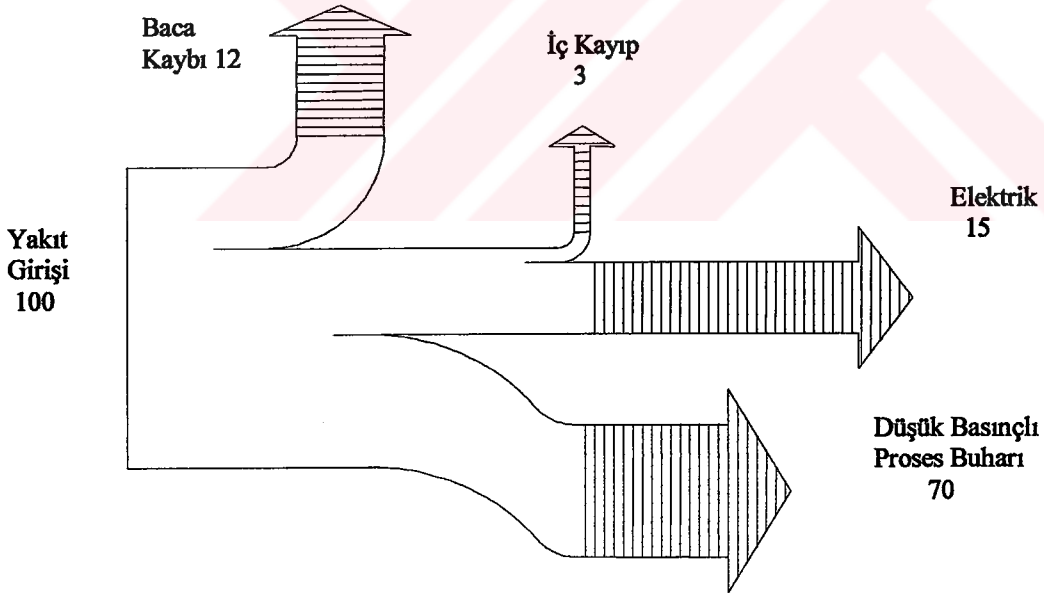
Şekil 2.23 Güç tesisi enerji akışı

Kojenerasyon sistemleri yakıt kullanımının toplam verimliliğini artırırken kazancın bir kısmı elektrik güç üretiminin zararındadır. Isıtma amaçlı kullanım için türbinden atılan buhar yüksek basınçlı olduğunda, elektrik güç çıkışı oransal olarak azalır. 3.5 bar basınçta buhar üreten bir kojenerasyon tesisinde giren yakıt enerjisinin %15'i elektriğe dönüşür. Hemen hemen %70 civarında enerji buhar olarak atılır.(Şekil 2.24)

Dizel motorlara yada gaz türbinlerine dayalı kojenerasyon sistemleri daha yüksek elektrik/ısı oranına sahiptirler. Bununla birlikte verilen bir sistem için oran, nispeten sabit ve kuruluş ihtiyacını eşlemek zorundadır yada enerji koruma potansiyelini kısıtlayacaktır. Eğer gerçek talep oranı, sistem dizayn oranından %1-2 daha fazla değişirse, genellikle atmayı basitleştirmek gerekli olur ve fazla enerji çıkışı değerlendirilmeden atılır.

Kojenerasyon sistemleri, mekanik iş, aydınlatma yada ısıtma amaçlı kullanılan elektrik ve buharın değişken taleplerini karşılayabilir. Isıtma yükü kışın artar, elektrik ihtiyacı geceleri daha fazladır. Endüstriyel bir tesis günden bir vardiyası boyunca pik buhar ve elektrik talebi olabilir. Sonuç olarak ısı ve elektrik talepleri aynı anda birbirleriyle rastlaşmayabilirler. Yararlı yakıt korumalı bir kojenerasyon sistemi, yükleri eşlemek için oransal olarak elektrik ve ısıyı üretebilme yada ihtiyaçlara göre düzenleyebilmelidir. Proses buharı yada elektrik üretimi gibi tek amaçlı sistemlerde yakıt girişi ve işletim karakteristikleri yalnız bir çıkış talebine göre kontrol edilir.

Farklı kojenerasyon modları, elektrik / yüksek ve düşük sıcaklıklı ısı oranlarını çeşitlendirebilir. Basit bir buhar türbin kojenerasyon sistemi her 0.02 kWh buhar için yalnızca 0.0044 kWh elektrik üretebilir (Şekil 2.24). Gaz türbini ve egzost ısı boyları kullanan bir kombine çevrim kojenerasyon sistemi ise 0.0138 kWh buhar yüküyle 0.0088 kWh elektrik üretir (Şekil 2.25). Egzost ısı boyları kullanan dizel kojenerasyon sistemi ise her 0.0079 kWh buhar yükü için 0.0088 kWh elektrik üretir. (Şekil 2.26)

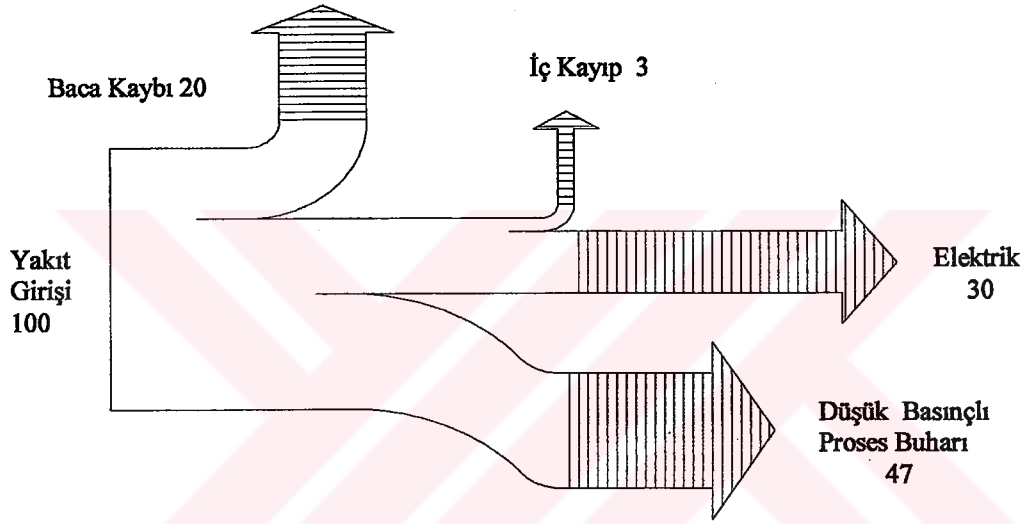


Şekil 2.24 Buhar türbin sistemli kojenerasyon enerji akışı

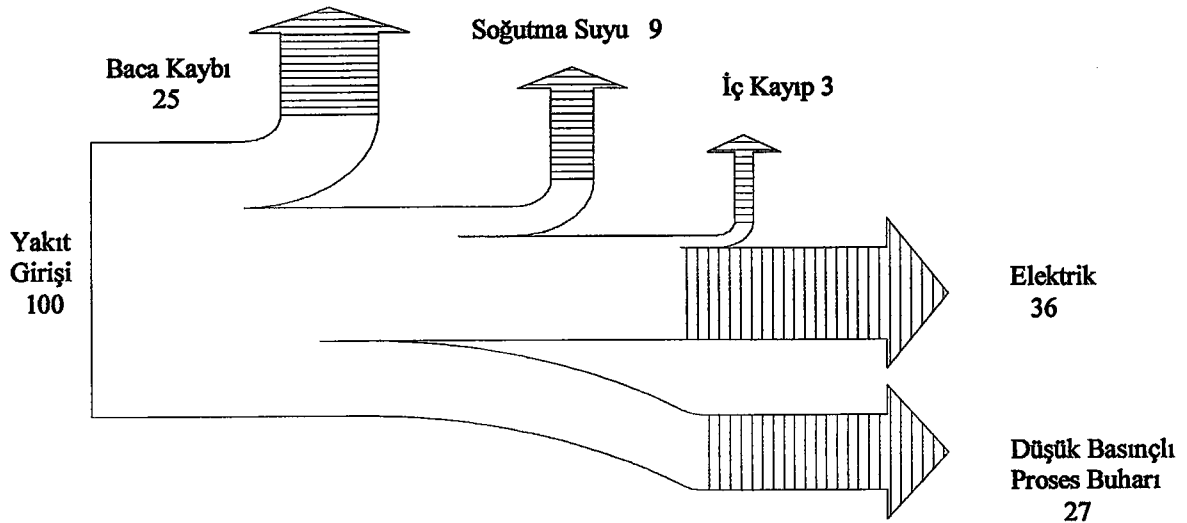
Bu elektrik/buhar oranları, genel bir endüstriyel kullanım için gerekli 3.5 bar buhar basıncına dayalıdır. Daha yüksek basınç ihtiyacı olan çoğu buhar sistemi için elektrik/buhar oranı, buhar türbini kojenerasyonunda daha düşüktür, gaz türbini yada dizel

motor için ise daha artacaktır. Bununla birlikte yüksek elektrik/buhar oranı için sistem dizaynında, birim elektrik başına yakıt tüketimi artar ve enerji korunum potansiyeli azalır. Bu yüzden bir kojenerasyon sisteminde tüm yakıt kullanım verimliliği, kullanıcının elektrik ve yüksek yada düşük basınçlı buhar ihtiyacına göre kurulan sistemin tipine bağlıdır.

Kojenerasyon son zamanlarda endüstriyel bir tesisin, basit bir boiler ve buhar türbini ile elektrik ve buhar ihtiyacını karşılayan favori sistem olmuştur. Çoğu tesis enerji talebinin %65-80'i düşük basınçlı (1.7-10.3 bar) buhar olarak ve %20-35' i de elektrik olarak kullanılır.



Şekil 2.25 Kombine çevrim sistemli kojenerasyon enerji akışı



Şekil 2.26 Dizel sistemli kojenerasyon enerji akışı

2.9 Bileşik Isı – Güç Sistemi İle Bölgesel Isıtma

2.9.1 Bölge Isıtması

Bölge ısıtması, bir yerleşim biriminin bir veya birkaç merkezde kurulan santrallerle ısıtılmasıdır. Yerleşim birimi bir site olabileceği gibi, bir mahalle veya bir kent de olabilir. Bazı uygulamalarda ısı santralleri sıcak su veya buhar üreten kazanlardan oluşur. Başka bir deyişle santral da sadece ısı üretilir. Bazı santraller ise ısı ve elektrik birlikte üretilir. Bu tür santrallerde buhar türbini, gaz türbini veya dizel (gaz) motoru kuruludur. İkinci uygulama bileşik ısı-güç üretimi veya kojenerasyondur.

Bölge ısıtmasının, her apartmanın veya konutun ayrı ayrı ısıtılmasına oranla bazı avantajları vardır. Bunların arasında atıkların denetlenerek çevre kirliliğinin önlenmesi, yakıtın ekonomik yakılması, yakıt seçeneklerinin fazlalığı öncelikle belirtilmelidir. Bölge ısıtmasının en büyük dezavantajı ise ilk yatırım maliyetinin yüksek olmasıdır. Ancak planlı ve düzenli yerleşim bölgeleri ile maliyet azaltmak olanaklıdır.

Bir bölge ısıtma sistemi, ısı üretim merkezi, dağıtım şebekesi ve kullanıcı bağlantılarından oluşur. Isı üretim merkezi, kazanlardan oluşan bir ısı santrali olabileceği gibi, bir bileşik ısı-güç santrali de olabilir. Santral da, ısının dağıtım için aracı akışkan işlevini gören sıcak su veya buhar üretilir. Günümüzde aracı akışkan olarak sıcak su kullanımı çok daha yaygındır. Santral da ayrıca aracı akışkanın şebekeden dolaşımını sağlayan pompalar bulunur.

Santral da üretilen sıcak su veya buhar bir boru şebekesinde dolaşarak, ısı enerjisinin dağıtımını sağlar. Suyun santral dan çıkış sıcaklığı 90 ile 120 °C arasında olabilir. Şebekedeki sıcaklık düşümü ise 10 ile 30 °C arasındadır. Boru şebekesi kanalların içine yerleştirilebileceği gibi, yer üstünde veya toprağa gömülde olabilir. Günümüzde çelik bir koruyucu kılıf içinde yalıtılmış plastik veya çelik borular yaygın olarak kullanılmaktadır. Dağıtım sisteminde ayrıca genleşme elamanları, vanalar, yardımcı pompalar yer alır. Kullanıcı bağlantıları, şebeke ile konut arasında ısı enerjisi aktarımını sağlayan eşanjör ve konut içindeki ısıtma tesisatından oluşur. (Arısoy,1998)

2.9.2 Sistem elemanları

Bir bölgesel ısıtma sisteminin ana elemanları.

- Isı merkezi
- Primer dağıtım devresi
- Eşanjör dairesi
- Blok içi dağıtım devresi (sekonder devre)

olarak sıralanabilir. Sekonder devre genelde sıcak sulu bir kalorifer devresidir. Dolayısıyla burada bu konuya değinilmeyecektir.

2.9.2.1 Isı merkezi

Genellikle binaların bodrum katında tesis edilir. Ancak atmosfere kapalı sistemler tesis edildiği takdirde, kazanların kapasitelerine ve işletme basıncına bağlı olarak, belirli sınırlar aşıldığı takdirde, ısı santralini müstakil bir bina olarak tesis etmek gerekir. Bölgesel ısıtma sistemlerinde genellikle bu durumla karşılaşmaktadır. Isı merkezlerinde başta ısıtma kazanları olmak üzere denge tankları, sirkülasyon pompaları, su yumuşatma sistemi, yakıt depoları ve sistemi, kontrol ve kumanda tabloları yer alır.

Isı merkezindeki ana eleman ısı üreticisidir. Bu ısı üretici, buhar kazanı, kaynar su kazanı (110 °C üstünde), sıcak su kazanı (110 °C altında), atık ısı kazanı (kojenerasyon tesislerinde) olabilir. Ayrıca jeotermal enerji de bölge ısıtmasında kaynak olarak kullanılmaktadır. Bu tip uygulamalarda ısı üretici bir eşanjör olmaktadır. Jeotermal kaynaktan gelen sıcak su ile bu eşanjörde primer devre akışkanı ısıtılmaktadır. Buhar ve kaynar su kazanları yüksek basınçlı kazanlardır ve genellikle bağımsız tesis edilmeleri zorunludur. Pahalı ve çok sıkı güvenlik önlemlerinin alınmasını gerektirirler. Sıcak su kazanları sistemdeki suyun statik basıncı altındadır. Dolayısıyla basınç düşük, ısı merkezindeki sistem ucuz ve emniyetlidir.

Sistem seçiminin ekonomisinde primer devre dağıtım şebekesinin maliyeti ile ısı merkezi maliyetinin toplamının optimize edilmesi söz konusudur. Prensipte olarak ısı merkezi pahalılaştıkça, dağıtım sistemi ucuzlamaktadır. Seçimde rol oynayan faktör toplam maliyetin farklı parametrelere, örneğin şebeke uzunluğuna bağlı olarak optimize edilmesidir. Şebekenin oluşturulmasında ters yönde etkiyen temel hedefler:

- Boru çapları mümkün olduğu kadar küçük olmalıdır. Boru çapı boru maliyeti yanında izolasyon maliyeti, armatür maliyeti ve bağlantı parçaları maliyeti üzerinde de etkilidir.
- Dolaşım pompalarının çektiği enerji mümkün olduğu kadar az olmalıdır. Boru çapı küçüldükçe enerji maliyeti artar.
- Özgül ısı kaybı küçük olmalıdır. Boru çapı, izolasyon kalınlığı ve taşınan enerji yoğunluğuna bağlıdır.
- Taşınan özgül ısı miktarı (kW/kg veya kW/m³) büyük olmalıdır. Bu sıcak su ve kaynar suda su gidiş ve dönüş sıcaklıkları farkın büyük olması anlamına gelir. Bu farkı büyütme üzere su gidiş sıcaklığı artırıldığında, sistemdeki basınç artar. (Pompa gidişte

olduğunda sulu sistemde, kazandaki basınç = statik basınç + su sıcaklığına karşı gelen suyun doyma basıncı ifadesi geçerlidir.) Basıncın artması kazan ve kazan sisteminin pahalılaşmasını gerektirir.

- Su sıcaklığı yüksek olduğunda, dolayısı ile eşanjörlerde sıcaklık farkı büyüdüğünde eşanjör boyutları ve maliyeti azalır.

2.9.2.2 Primer dağıtım devresi

Primer dağıtım devresinde üç farklı akışkan kullanmak mümkündür. Bu akışkanların avantaj ve dezavantajları Çizelge 2.2' de verilmiştir.

Çizelge 2.2 Primer dağıtım devresindeki akışkanların karşılaştırılması (Arısoy,1998)

Karşılaştırma Konusu	Buhar	Kaynar Su	Sıcak su
Kondens borusu, deposu Ve pompaları ve bunların yarattığı kayıplar ve korozyon problemi	Mevcuttur	Yoktur	Yoktur
Boru şebekesi döşenmesi	Zor ve pahalıdır. Buhar borusu sürekli yükselen eğimli olmalıdır. Bu nedenle (yoğuşan suyu almak üzere) testere dişi oluşturmak gerekir. Kondens hattı ise sürekli alçalan eğimde veya pompalı olmalıdır.	Eğimin önemi Yoktur	Eğimin önemi Yoktur
Isı kaybı	En fazladır	Daha azdır	En azdır
Sistemin ısıl ataleti	En azdır	En fazladır	Daha azdır
Ömür	En azdır	Daha fazladır	En fazladır
Servis bakım gereksinimi	En fazladır	Daha fazladır	En azdır
Taşınabilen ısı miktarı	Daha az	En fazla	En az
Merkezi kontrol imkanı	Yoktur	Vardır	Vardır
Isı merkezi ilk yatırım miktarı	Daha az	En fazla	En az
İşletme maliyeti	Pompa gerektirmez. Sadece kondens pompalamak gerekir.	Pompa enerji Tüketimi	Pompa enerji tüketimi
Korozyon riski	En fazla	Daha az	En az

Akışkan seçimi ile ilgili olarak bir fizibilite çalışmasına gerek vardır. Bunlar;

- Isı merkezinden yaklaşık 1 km mesafe içinde kalan kullanıcılar halinde sıcak sulu primer devre kullanılmalıdır. Sıcak su gidiş sıcaklığı 110 °C' ye kadar seçilebilir. Yaygın uygulama 110/70 °C ve 90/70 °C şeklindedir.
- Daha büyük bölgelerde kaynar su tercih edilmelidir. Kaynar su sıcaklığı da uygulamada 180 °C değerini aşmamaktadır.
- Endüstriyel amaçlarla zaten buhar üretilen fabrikalarda bölge ısıtması için kullanılabilir. Ancak buharla ısıtma yapılacak yer fazla uzak ise (mertebe olarak 1-2 km' den daha fazla) tekrar kaynar su veya sıcak suya dönmenin ekonomik ve teknik değerlendirilmesi yapılmalıdır. Sadece ısıtma amacıyla buhar üretimi artık terk edilmiştir. Buharlı bölge ısıtması sisteminin seçilmesini gerektiren bir başka zorunlu durum ise bölge içinde kazanla en yüksekteki kullanıcı (blok) arasındaki kot farkının çok fazla (100 m' den fazla) olmasıdır. Bu durumda kaynar su sistemindeki basınçlar çok artacağından çok pahalı duruma gelecektir.

Sıcak sulu bölge ısıtmasında genelde iki borulu sistem kullanılır. Üç, hatta dört borulu dağıtım sistemleri bulunmakla birlikte bunlar aynı zamanda merkezi kullanma sıcak suyu sistemleri içindir ve Türkiye' de uygulanmaktadır. İki borulu sıcak sulu bölge ısıtması sistemindeki iki çalışma biçimi uygulamak mümkündür:

- Değişken su sıcaklıklı primer devre dış sıcaklığa bağlı olarak kapasitenin azaltılması merkezde gerçekleştirilir. Dış sıcaklık arttıkça gönderilen su sıcaklığı azaltılır. Apartmanların ısıtılmasında bu sistem kullanılabilir. Primer devre aynı zamanda blok altındaki boylerlerde kullanma sıcak suyu üretiminde kullanılıyorsa, bu sistem sakıncalıdır. Ancak eşanjör dairelerinin her birindeki dış hava kompanseyonlu sıcaklık kontrolü sistemlerini ortadan kaldırdığından ucuz ve basittir.
- Sabit su sıcaklıklı primer devre. Bu devrede gidiş su sıcaklığı sabittir. Her bloktaki dış sıcaklığa bağlı kapasite kontrolü bağımsızdır. Dolayısıyla her blok altına kontrol paneli yerleştirilir.

Su ile dağıtım yapıldığında, dengeleme en önemli tasarım parametresidir. Tek merkezli bölge ısıtması su dağıtım şebekesi gidiş ve dönüş borusu olarak iki borulu olacaktır. İki borulu dağıtım sisteminde, düz geri dönüşlü, ters geri dönüşlü (tişelman sistemi) olmak üzere iki temel çözüm vardır. Ters geri dönüşlü sistem daha pahalı olmasına rağmen dengeleme açısından mükemmel bir çözüm getirir. Bu nedenle dağıtımın mümkün olduğu

kadar ters geri dönüşlü olması tercih edilir. Düz geri dönüşlü sistemde ise tasarım ve uygulama daha kolaydır ve bu sistem daha ucuzdur. Bölgenin durumuna göre bu iki sistemin karışımı da kullanılabilir.

Kazanların bağlandığı gidiş kolektöründen genelde tek çıkış olmaz Sistem zonlara ayrılarak her zona bir çıkış gerçekleştirilir. Bütün zonlar gidiş tarafındaki tek bir sirkülasyon pompası ile beslenebilirse de, uygun çözüm her bir zona ayrı sirkülasyon pompa grubu tahsis etmektir. Her bir zon yukarıda tariflenen düz veya ters geri dönüşlü teşkil edilebilir.

2.9.2.3 Eşanjör dairesi

Burada dolaylı ve dolaysız olarak iki ana çözüm geçerlidir. Dolaysız bağlantı daha basittir ve ısı kaybı daha azdır. Bu sistemi ancak sıcak sulu bölge ısıtmasında kullanmak mümkündür. Dolaysız bağlantıyı büyük sistemlerde kullanmak önemli sakıncalar yaratır. Bu sakıncaların en önemlileri, sistemde dengeleme yapmak zorlaşır, su hacmi çok fazlalaşır.

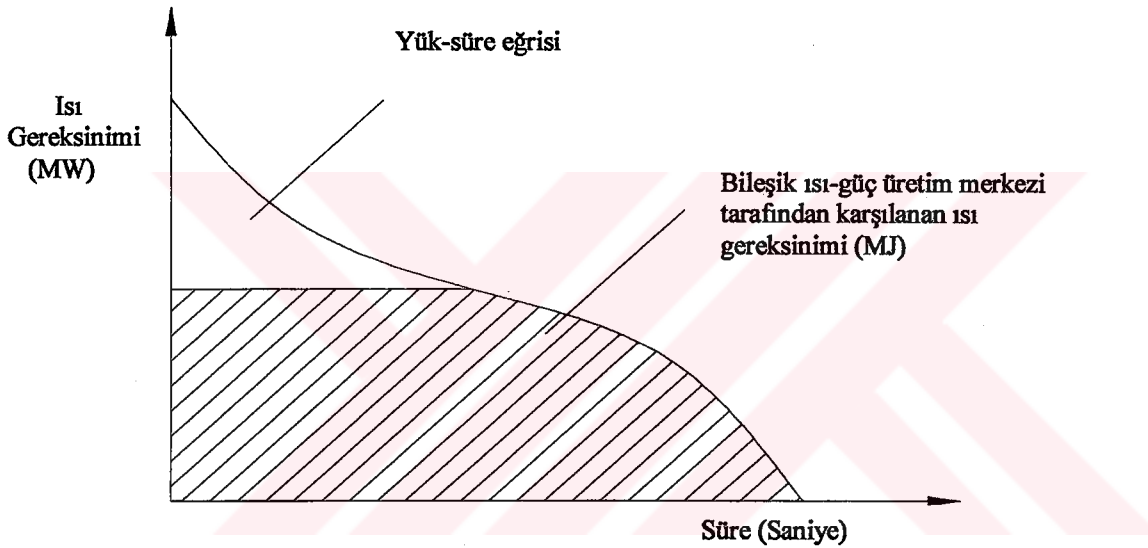
Bölge ısıtması ticari bir şirketin bloklara ısı satışı şeklinde gerçekleşiyorsa, sisteme ısı pay ölçeri kaçınılmazdır. Ancak bölge ısıtması bir site için yapılmışsa ve bir site yönetimi varsa , bu durumda dairelere yakıt gideri paylaştırılması bu yönetimce yapılabilir ve blok bazında ısı pay ölçere gerek kalmaz. Ancak ısı pay ölçer kullanılmadığında özellikle bu doğrudan sistemlerde pratikte ısıtma sıcak suyunun amaç dışı kullanımı söz konusu olmaktadır. Bunun da önüne geçebilmelidir. Bu amaç dışı kullanım sorunu dolaysız sistemlerin en önemli dezavantajlarıdır.

2.9.3 Bileşik ısı-güç üretimi ile bölge ısıtmasının ekonomik olurluluğu

Bileşik ısı-güç üretimi kullanarak yapılan bölge ısıtmasının olurluluğuna termodinamik, ekonomik ve iklimsel parametreler birlikte göz önüne alınarak karar verilir.(Derbent,1998) Ekonomik olurluluğunun belirlenebilmesi için sistemin yıllık net işletme geliri ile yatırım giderinin hesaplanması gerekir. Yıllık net işletme geliri, bölgenin ısı ve elektrik gereksinimlerinin ayrı ayrı karşılanması durumunda yıllık olarak ödenecek ısıtma, elektrik ,personel, bakım onarım giderlerinin toplamından, bileşik ısı-güç santralının yıllık yakıt, personel, bakım onarım giderlerinin toplamını çıkartarak bulunur. Yatırım gideri ise bileşik ısı-güç santralının satın alınması ve kurulması ile ilgili olarak başlangıçta ödenen paradır. Bu değerler belirlendikten sonra geri ödeme süresi, şimdiki değer, yıllık net kazanç gibi ekonomik analiz yöntemlerinden biri ile yatırımın karlılığına karar verilebilir.

Uygulamanın yapılacağı bölgenin ısı ve elektrik gereksiniminin, bileşik ısı-güç santralının elektrik ısı oranı ile uyumlu olması göz önünde bulundurulması gereken bir husustur. Bu uyumu tam olarak sağlamak mümkün değildir. Üretilen elektrik fazla olduğu zaman şebekeye satılabilmesi, elektrik açığı olduğu zaman şebekeden alınabilmesi anlaşmalar çerçevesinde mümkün olabilir. Isı enerjisi açığı yardımcı kazanlarla, ısı enerjisi fazlası ise ısı depolayan akümülatörlerle belirli ölçüler içinde dengelenebilir.

Bileşik ısı-güç santralının kullanılma oranı (yük faktörü) göz önüne alınması gereken bir başka parametredir. Yük faktörü iklim koşullarına bağlıdır. Bileşik ısı-güç santralının kapasitesi belirlenirken yük süre eğrisinden yararlanır. (Şekil 2.27)



Şekil 2.27 Yük - süre eğrisi

Bir bölge ısıtma sistemi tasarlanırken, bileşik ısı-güç santralının ısı üretim kapasitesi genellikle, ısıtma sisteminin maksimum ısı gereksiniminin yüzde ellisini karşılayacak biçimde seçilir. Böylece bileşik ısı-güç santralının yılın büyük bir bölümünde tam yüke yakın kapasitede çalışması sağlanır. Isı gereksiniminin büyük olduğu kısa bir süre içinse yardımcı kazanlar devreye girer.

Şebekeye elektrik satış fiyatı, şebekeden elektrik alış fiyatı, bileşik ısı-güç santralinde yakılan yakıtın fiyatı olurluluk hesaplarında göze alınması gereken ekonomik parametrelerdir. Ayrıca bileşik ısı-güç santrali, yardımcı kazanlar, dağıtım şebekesi, konut bağlantıları için sabit yatırım değerleri, faiz oranı, bakım, onarım ve işletme giderleri de olurluluk hesapları için gereklidir.

3.BİLEŞİK ISI-GÜÇ SİSTEMİNİN (KOJENERASYON) İKLİM BÖLGELERİNE GÖRE DEĞERLENDİRİLMESİ

3.1 Giriş

Burada yapılan çalışma değişik bileşik ısı-güç santrallerinde (dizel motor, gaz motor, gaz türbini, karşı basınçlı santral) ve iklim bölgelerine göre farklı çalışma koşullarındaki tesislerin, termodinamik ve ekonomik (amortisman hesabı) çözümlemesini yapan bir bilgisayar programı yapılmıştır. Visual basic' te yapılan bu bilgisayar programı yardımıyla termodinamik sonuçlara ve amortisman hesabına göre uygun santral seçimi yapılmaktadır.

Programın ana çalışma prensibi şöyledir: programda öncelikli olarak santral tipi seçimi yapılır. Seçilen santral tipine göre öncelikli olarak girilecek fiyatların hangi para birimde (DM veya \$) olacağı tespit edilir: Daha sonra santrale ait termodinamik özellikler (santralin elektriksel gücü, ısı gücü, elektriksel verim, ısı verim) girilir. Bu değerler girildikten sonra tesise ait elektriksel ve ısı ihtiyaçları eldeki verilere göre 24 saatlik, 365 günlük, 52 haftalık, 12 aylık veya son 3 yıllık verilerden herhangi biri girilir. Bütün veriler girildikten sonra sırasıyla termodinamik sonuçlar ve amortisman hesabı yapılır.

Aşağıda sırasıyla dizel motor, gaz motoru, gaz türbini ve karşı basınçlı santraller için yapılan işlemler anlatılmaktadır.

3.2 Dizel Motorlu Santral

Bilgisayar programı çalıştırıldıktan sonra dizel motorlu santral tipi seçilir. Dizel motorlu santral tipine benzer bir form Çizelge 3.1 'de verilmiştir. Sırasıyla çizelgedeki değerler girilir.

- a- Elektriksel güç (kW): Buraya seçilen santral tipinin elektriksel gücü girilir. Santralin elektriksel gücü belirlenirken ortalama elektrik ihtiyacı göz önünde tutulur.
- b- Isıl güç (kW): Santralin ısı gücü girilir.
- c- Elektriksel verim : Santralin elektriksel verimi.
- d- Isıl verim: Santralin ısı verimi.
- e- Ek kazan verimi: Santralin ısı gereksinimi karşılamadığında devreye girecek olan ek kazanın verimi.
- f- Elektrik satış fiyatı (\$/kWh, DM/kWh): Fazla elektriğin ulusal şebekeye satış fiyatıdır. Bu değer otomatik olarak elektrik alış fiyatının %70 dir.
- g- Elektrik alış fiyatı (\$/kWh, DM/kWh): Ulusal şebekeden elektrik alış fiyatıdır.

- h- Buhar satış fiyatı (\$/kWh, DM/kWh) : Fazla ısının minimum satış değeridir. Buradaki değerde otomatik olarak hesaplanır. Buhar satış fiyatı = $(3600 * \text{Yakıt fiyatı}) / (0.95 * \text{Yakıtın alt ısı değerini} * 2)$. Burada seçilen yakıt tipine göre buhar satış fiyatı hesaplanır.
- i- Çalışma süresi (h/Yıl): Sistemin yıllık çalışma süresi.
- j- Yakıt fiyatı (\$/kg, DM/kg, \$/m³, DM/m³): Seçilen yakıtın fiyatı.
- k- Yakıtın alt ısı değeri (Kj/kg, KJ/m³): Seçilen yakıt tipine göre bu değer otomatik olarak yerleştirilir.
- Tüm veriler girildikten sonra program kendi içinde 1 kWh Yakıtın'ın bedelini $= (3600 / \text{Alt ısı değeri}) * \text{Yakıt fiyatı}$, bağıntısına göre hesaplanır ve ilgili değişkene atanır.

Çizelge 3.1 Dizel motorlu santral formu

ELEKTRİKSEL GÜÇ:	kW
ISIL GÜÇ:	kW
ELEKTRİKSEL VERİM:	
ISIL VERİM:	
EK KAZAN VERİMİ:	
ELEKTRİK SATIŞ FİYATI:	\$/kWh
ELEKTRİK ALIŞ FİYATI:	\$/kWh
BUHAR SATIŞ FİYATI:	\$/kWh
ÇALIŞMA SÜRESİ:	h/Yıl
YAKIT FİYATI:	\$/kg
YAKITIN ALT ISIL DEĞERİ:	Kj/kg

Bundan sonraki aşamada bir döngüye girilir. Bu döngüde çok çeşitli koşullar ele alınarak ısı ve elektrik ihtiyacına göre kurulması düşünülen sistemle mukayese edilerek tesisin maddi yönden kar ve zarar durumu belirlenir.

$$W_{ko} = W_{ko} \quad (3.1)$$

$$F_{ko} = W_{ko}/n_{KO} \quad (3.2)$$

$$Q_{ko} = F_{ko} \cdot n_{TH} \quad (3.3)$$

Yukarıdaki denklemler vasıtası ile sisteme giren primer enerji değeri bulunur. Bundan sonra kurulması düşünülen sistem ile elektrik ve ısı ihtiyaçları karşılaştırılır.

$Q_i > Q_{ko}$ ve $W_i > W_{ko}$:

Ulusal şebekeden elektrik alınır.

$$\text{Elektrik alış} = (W_i - W_{ko}) \quad (3.4)$$

Ek kazandaki yakıt enerjisi:

$$F_{bek} = (Q_i - Q_{ko})/n_{Bek} \quad (3.5)$$

$Q_i > Q_{ko}$ ve $W_i < W_{ko}$:

Bu şartlarda iki durum söz konusudur. 1.durum W_{ko} kadar elektrik üretilirse :

$$\text{Kazanç}_1 = (W_{ko} - W_i) \cdot \text{Elektrik satış fiyatı} - ((Q_i - Q_{ko})/n_{Bek}) \cdot \text{Yakıt bedeli} \quad (3.6)$$

Ancak $W_i < W_{ko}$ olduğunda sistem W_i kadar elektrik üretirse 2.durum olarak adlandırılır.

Yapılan yakıt tasarrufu,

$$F = (W_{ko} - W_i) / n_{KO} \quad (3.7)$$

Bu durumda sistemden alınabilecek ısı güç,

$$Q = (F_{ko} - F) \cdot n_{TH} \quad (3.8)$$

Ek kazana verilmesi gereken enerji,

$$F_{bek} = (Q_i - Q) / n_{Bek} \quad (3.9)$$

Kazanç₂ ise,

$$\text{Kazanç}_2 = (F - F_{bek}) \cdot \text{Yakıt Bedeli} \quad (3.10)$$

şeklinde olur.

3.6 ve 3.10 denklemlerinin pozitif ve negatif sonuç vermelerine göre bu iki değer mukayese edilerek en uygun durumda kalınır. Örnek olarak $\text{kazanç}_1 > 0$ ve $\text{kazanç}_2 > 0$ olursa aynı zamanda $\text{kazanç}_1 > \text{kazanç}_2$ olsun bu durumda sistem W_{ko} kadar iş üretecek $(W_{ko} - W_i)$ kadarlık fazla elektriği satacak ve ek kazanda da $F_{bek} = (Q_i - Q_{ko})/n_{Bek}$ kadarlık enerji harcayacaktır. Eğer $\text{kazanç}_1 < 0$ ve $\text{kazanç}_2 < 0$ olursa mutlak değerce küçük olan hangisi ise onun durumunda kalınır böylece tesisin zararı diğer duruma göre daha az olmuş olur.

$Q_i > Q_{ko}$ ve $W_i = W_{ko}$:

Bu durumda sadece ek kazan kullanılır. Ek kazana verilmesi gereken enerji (3.5) denklemi ile hesaplanır.

$Q_i < Q_{ko}$ ve $W_i < W_{ko}$:

Bu şartlarda çalışmasında 1.durumda kazanç denklemi,

$$\text{Kazanç}_1 = (W_{ko} - W_i) * \text{Elektrik satış fiyatı} + (Q_{ko} - Q_i) * \text{Buhar satış fiyatı} \quad (3.11)$$

şeklindedir.

Sistemin 2.durumunda yani W_i 'yi ancak karşılayacak kadar iş üretmesi durumunda (3.7) denklemi ile ifade edilen bir yakıt tasarrufu sağlanır ve bu durumda (3.8) denklemi ile ifade edilen miktarda ısı üretilir. Sistemin 2.durumuna göre kazanç2 denklemi değişiklik gösterir. Eğer $Q > Q_i$ ise fazla ısı satılabilir.

$$B_{\text{Satış}} = (Q - Q_i) \quad (3.12)$$

Bu durumda kazanç2 denklemi,

$$\text{Kazanç}_2 = (F * \text{Yakıt Bedeli} + B_{\text{Satış}} * \text{Buhar satış fiyatı}) \quad (3.13)$$

haline gelir.(3.11) ve (3.13) denklemleri yardımı ile hangi durumda kalınacağı belirlenir.

Eğer $Q < Q_i$ ise bu durumda ek kazan devreye girer. Bu durum (3.9) denklemi ile ifade edilmiştir. Kazanç denklemi ise (3.10) denklemi ile ifade edilmiştir. (3.11) ile (3.10) denklemleri mukayesesi edilerek durum belirlenir.

$Q = Q_i$ olması durumunda ise kazanç2 denklemi

$$\text{Kazanç}_2 = F * \text{Yakıt Bedeli} \quad (3.14)$$

halini alır.

$Q_i < Q_{ko}$ ve $W_i > W_{ko}$:

Bu pozisyonda elektrik alınırken fazla buhar satılmaktadır.

$Q_i < Q_{ko}$ ve $W_i = W_{ko}$:

Bu pozisyonda sadece fazla buhar satılır.

$Q_i = Q_{ko}$ ve $W_i < W_{ko}$:

Sistem 1.durumda kalır, buna göre kazanç denklemi

$$\text{Kazanç1} = (W_{ko} - W_i) * \text{Elektrik satış fiyatı} \quad (3.15)$$

şeklinde olur, 2.durumda iken kazanç denklemi,

$$\text{Kazanç2} = (F - F_{bek}) * \text{Yakıt bedeli} \quad (3.16)$$

haline gelir

Kazanç1 ve kazanç2 nin mukayesesi yapılarak hangi durumda kalınacağı tespit edilmektedir.

$$Q_i = Q_{ko} \text{ ve } W_i > W_{ko}:$$

Bu durumda ulusal şebekeden elektrik alınmaktadır.

$$Q_i = Q_{ko} \text{ ve } W_i = W_{ko}:$$

Sistem ısı ve elektrik ihtiyacı tam karşılanmaktadır.

Bu döngünün sonunda Çizelge 3.2 'de gösterilen veriler elde edilir. Bunlar; Toplam elektrik üretimi, toplam ek kazanda yakılan yakıt enerjisi, toplam buhar satış enerjisi, toplam satılan elektrik enerjisi , toplam alınan elektrik enerjisi ve toplam yakıt tüketimi enerjisi.

Çizelge 3.2 Termodinamik hesap sonuçları formu

TW _{ko}	kWh/Yıl
TF _{bek}	kWh/Yıl
TBSatış	kWh/Yıl
TESatış	kWh/Yıl
TEAlış	kWh/Yıl
TF _{ko}	kWh/Yıl

Bundan sonraki aşamada amortisman hesabına geçilir. Çizelge 3.3'de bulunan değerlerin bir kısmı otomatik olarak değerini alırken diğer kısmı hesaplanmaktadır.

Çizelge 3.3 Amortisman hesabı formu

TOPLAM YATIRIM BEDELİ:	\$
YILLIK YAKIT GİDERİ:	\$/Yıl
YILLIK ELEKTRİK GİDERİ:	\$/Yıl
YAĞ TÜKETİM MİKTARI:	kg/h
BİRİM YAĞ FİYATI:	\$/kg
YAĞ TÜKETİM GİDERİ:	\$/Yıl
İÇ TÜKETİM MİKTARI:	kW
İÇ TÜKETİM GİDERİ:	\$/Yıl
PERSONEL GİDERİ:	\$/Yıl
SİGORTA GİDERİ:	\$/Yıl
BAKIM GİDERİ:	\$/Yıl
YILLIK ELEKTRİK GELİRİ:	\$/Yıl
YILLIK ISI GELİRİ:	\$/Yıl
AMORTİSMAN SÜRESİ:	Yıl

Toplam yatırım bedeli bilgisayar programına dışarıdan girilmekte veya program kendisi otomatik olarak bu değeri hesaplamaktadır.

Yıllık giderler sırasıyla şunlardır;

Yıllık yakıt gideri: Santralde kullanılan toplam yakıt enerjisi termodinamik sonuç formundan alınarak daha önceden hesaplanmış olan yakıt bedeli ile çarpılır.

$$\text{Yıllık yakıt gideri} = (TF_{ko} + TF_{bek}) * \text{Yakıt bedeli} \quad (3.17)$$

Yıllık elektrik gideri: Ulusal şebekeden alınan elektrik enerjisinin bedelidir.

$$\text{Yıllık elektrik gideri} = TE_{Alış} * \text{Elektrik satış fiyatı} \quad (3.18)$$

Yıllık yağ tüketim gideri: Amortisman formuna santralin saatlik yağ tüketim miktarı ve yağın birim fiyatı girilir. Buna göre;

Yıllık yağ tüketim gideri = Yağ tüketim miktarı * Çalışma süresi * Yağın birim fiyatı (3.19)
olarak hesaplanır.

İç tüketim gideri: Santralin iç tüketim miktarı girildikten sonra iç tüketim gideri aşağıdaki gibi hesaplanır;

$$\text{İç tüketim gideri} = (\text{İç tüketim} * \text{Çalışma süresi} * \text{Yakıt bedeli}) / \text{Elektriksel verim} \quad (3.20)$$

Personel gideri: Yatırım miktarının %1'i kabul edilmiştir.

Sigorta gideri: Yatırım miktarının %2'i kabul edilmiştir.

Bakım gideri: Yatırım miktarının %2,5'u kabul edilmiştir.

Yıllık elektrik geliri: Santralde üretilen toplam elektrik enerjisinin bedelidir.

$$\text{Yıllık elektrik geliri} = (\text{TWko} + \text{TESatış}) * \text{Elektrik alış fiyatı} \quad (3.21)$$

Yıllık ısı geliri: Santral tarafından üretilen toplam ısı enerjisinin bedelidir.

$$\text{Yıllık ısı geliri} = (\text{Qko} * \text{Çalışma süresi} * \text{Isı üretim bedeli}) + \text{TBSatış} * \text{Buhar satış fiyatı} \quad (3.22)$$

Yukarıdaki förmülde ısı üretim bedeli kojenerasyon santralinde üretilen ısı enerjisinin bir kazanda üretilmesi durumunda 1 kWh ısı enerjisinin maliyetidir.

$$\text{Isı üretim bedeli} = \text{Yakıt bedeli} / 0.93 \quad (3.23)$$

Yukarıda hesaplanan değerler yardımıyla toplam gelir ve toplam giderler bulunur. Buna göre;

$$\text{Yıllık kar} = \text{Toplam gelir} - \text{Toplam gider} \quad (3.24)$$

dir.

Amortisman süresi ise;

$$\text{Amortisman süresi} = \text{Yatırım bedeli} / \text{Yıllık kar} \quad (3.25)$$

olarak bilgisayar programı tarafından hesaplanmaktadır.

3.3 Gaz Motorlu Santral

Bilgisayar programı çalıştırdıktan sonra gaz motorlu santral tipi seçilir. Gaz motorlu santral tipine benzer bir form Çizelge 3.4 verilmiştir. Sırasıyla bu çizelgeye;

- a- Elektriksel güç (kW): Buraya seçilen santral tipinin elektriksel gücü girilir. Santralin elektriksel gücü belirlenirken ortalama elektrik ihtiyacı göz önünde tutulur.
- b- Isıl güç (kW): Santralin ısı gücü girilir.
- c- Elektriksel verim : Santralin elektriksel verimi
- d- Isıl verim: Santralin ısı verimi
- e- Ek kazan verimi: Santralin ısıl gereksinimi karşılamadığında devreye girecek olan ek kazanın verimi
- f- Elektrik satış fiyatı (\$/kWh, DM/kWh): Fazla elektriğin ulusal şebekeye satış fiyatıdır. Bu değer otomatik olarak elektrik alış fiyatının %70 dir.
- g- Elektrik alış fiyatı(\$/kWh, DM/kWh): Ulusal şebekeden elektrik alış fiyatı.
- h- Buhar satış fiyatı (\$/kWh, DM/kWh) : Fazla ısının minimum satış değeridir. Buradaki değerde otomatik olarak hesaplanır. Buhar satış fiyatı = $(3600 * \text{Yakıt fiyatı}) / (0.85 * \text{Yakıtın alt ısıl değeri})$. Burada seçilen yakıt tipine göre buhar satış fiyatı hesaplanır.

Çizelge 3.4 Gaz motorlu santral formu

ELEKTRİKSEL GÜÇ:	kW
ISIL GÜÇ:	kW
ELEKTRİKSEL VERİM:	
ISIL VERİM:	
EK KAZAN VERİMİ:	
ELEKTRİK SATIŞ FİYATI:	\$/kWh
ELEKTRİK ALIŞ FİYATI:	\$/kWh
BUHAR SATIŞ FİYATI:	\$/kWh
ÇALIŞMA SÜRESİ:	h/Yıl
YAKIT FİYATI:	\$/kg
YAKITIN ALT ISIL DEĞERİ:	Kj/kg

- i- Çalışma süresi (h/Yıl): Sistemin yıllık çalışma süresi
- j- Yakıt fiyatı (\$/kg ,DM/kg, \$/m³, DM/m³): Seçilen yakıtın fiyatı.
- k- Yakıtın alt ısı değeri (Kj/kg, Kj/m³): Seçilen yakıt tipine göre bu değer otomatik olarak yerleştirilir.

Tüm veriler girildikten sonra program kendi içinde 1 kWh Yakıtın'ın bedelini =(3600/Alt ısı değeri) *Yakıt fiyatı, bağıntısına göre hesaplanır ve ilgili değişkene atanır.

Bundan sonraki aşamada bir döngüye girilir. Bu döngüde çok çeşitli koşullar ele alınarak ısı ve elektrik ihtiyacına göre kurulması düşünülen sistemle mukayese edilerek tesisin maddi yönden kar ve zarar durumu belirlenir.

$$W_{ko} = W_{ko} \quad (3.26)$$

$$F_{ko} = W_{ko}/n_{KO} \quad (3.27)$$

$$Q_{ko} = F_{ko} * n_{TH} \quad (3.28)$$

Yukarıdaki denklemler vasıtası ile sisteme giren primer enerji değeri bulunur. Bundan sonra kurulması düşünülen sistem ile elektrik ve ısı ihtiyaçları karşılaştırılır.

$Q_i > Q_{ko}$ ve $W_i > W_{ko}$:

Ulusal şebekeden elektrik alınır.

$$\text{Elektrik alış} = (W_i - W_{ko}) \quad (3.29)$$

Ek kazandaki yakıt enerjisi:

$$F_{bek} = (Q_i - Q_{ko})/n_{Bek} \quad (3.30)$$

$Q_i > Q_{ko}$ ve $W_i < W_{ko}$:

Bu şartlarda iki durum söz konusudur. 1.durum W_{ko} kadar elektrik üretilirse :

$$\text{Kazanç}_1 = (W_{ko} - W_i) * \text{Elektrik satış fiyatı} - ((Q_i - Q_{ko})/n_{Bek}) * \text{Yakıt bedeli} \quad (3.31)$$

Ancak $W_i < W_{ko}$ olduğunda sistem W_i kadar elektrik üretirse 2.durum olarak adlandırılır.

Yapılan yakıt tasarrufu,

$$F = (W_{ko} - W_i) / n_{KO} \quad (3.32)$$

Bu durumda sistemden alınabilecek ısı gücü,

$$Q = (F_{ko} - F) * n_{TH} \quad (3.33)$$

Ek kazana verilmesi gereken enerji,

$$F_{bek} = (Q_i - Q) / n_{Bek} \quad (3.34)$$

Kazanç2 ise,

$$Kazanç2 = (F - F_{bek}) * \text{Yakıt Bedeli} \quad (3.35)$$

şeklinde olur.

(3.31) ve (3.35) denklemlerinin pozitif ve negatif sonuç vermelerine göre bu iki değer mukayese edilerek en uygun durumda kalınır. Örnek olarak $kazanç1 > 0$ ve $kazanç2 > 0$ olursa aynı zamanda $kazanç1 > kazanç2$ olsun bu durumda sistem W_{ko} kadar iş üretecek ($W_{ko} - W_i$) kadarlık fazla elektriği satacak ve ek kazanda da $F_{bek} = (Q_i - Q_{ko}) / n_{Bek}$ kadarlık enerji harcayacaktır. Eğer $kazanç1 < 0$ ve $kazanç2 < 0$ olursa mutlak değerce küçük olan hangisi ise onun durumunda kalınır böylece tesisin zararı diğer duruma göre daha az olmuş olur.

$Q_i > Q_{ko}$ ve $W_i = W_{ko}$:

Bu durumda sadece ek kazan kullanılır. Ek kazana verilmesi gereken enerji (3.30) denklemi ile hesaplanır.

$Q_i < Q_{ko}$ ve $W_i < W_{ko}$:

Bu şartlarda çalışmasında 1.durumda kazanç denklemi,

$$Kazanç1 = (W_{ko} - W_i) * \text{Elektrik satış fiyatı} + (Q_{ko} - Q_i) * \text{Buhar satış fiyatı} \quad (3.36)$$

şeklindedir.

Sistemin 2.durumunda yani W_i 'yi ancak karşılayacak kadar iş üretmesi durumunda (3.32) denklemi ile ifade edilen bir yakıt tasarrufu sağlanır ve bu durumda (3.33) denklemi ile ifade edilen miktarda ısı üretilir. Sistemin 2.durumuna göre $kazanç2$ denklemi değişiklik gösterir. Eğer $Q > Q_i$ ise fazla ısı satılabilir.

$$B_{Satış} = (Q - Q_i) \quad (3.37)$$

Bu durumda $kazanç2$ denklemi,

$$Kazanç2 = (F * \text{Yakıt Bedeli} + B_{Satış} * \text{Buhar satış fiyatı}) \quad (3.38)$$

haline gelir.(3.36) ve (3.38) denklemleri yardımı ile hangi durumda kalınacağı belirlenir.

Eğer $Q < Q_i$ ise bu durumda ek kazan devreye girer. Bu durum (3.34) denklemi ile ifade edilmiştir. Kazanç denklemi ise (3.35) denklemi ile ifade edilmiştir. (3.36) ile (3.35) denklemleri mukayesesi edilerek durum belirlenir.

$Q = Q_i$ olması durumunda ise $kazanç2$ denklemi

$$\text{Kazanç2} = F \cdot \text{Yakıt Bedeli} \quad (3.39)$$

halini alır.

$$Q_i < Q_{ko} \text{ ve } W_i > W_{ko}:$$

Bu pozisyonda elektrik alınırken fazla buhar satılmaktadır.

$$Q_i < Q_{ko} \text{ ve } W_i = W_{ko}:$$

Bu pozisyonda sadece fazla buhar satılır.

$$Q_i = Q_{ko} \text{ ve } W_i < W_{ko}:$$

Sistem 1.durumda kalır, buna göre kazanç denklemi

$$\text{Kazanç1} = (W_{ko} - W_i) \cdot \text{Elektrik satış fiyatı} \quad (3.40)$$

şeklinde olur, 2.durumda iken kazanç denklemi,

$$\text{Kazanç2} = (F - F_{bek}) \cdot \text{Yakıt bedeli} \quad (3.41)$$

haline gelir

Kazanç1 ve kazanç2 nin mukayesesi yapılarak hangi durumda kalınacağı tespit edilmektedir.

$$Q_i = Q_{ko} \text{ ve } W_i > W_{ko}:$$

Bu durumda ulusal şebekeden elektrik alınmaktadır.

$$Q_i = Q_{ko} \text{ ve } W_i = W_{ko}:$$

Sistemin ısı ve elektrik ihtiyacı tam karşılanmaktadır.

Bu döngünün sonunda Çizelge 3.2 'de gösterilen veriler elde edilir. Bunlar; Toplam elektrik üretimi, toplam ek kazanda yakılan yakıt enerjisi, toplam buhar satış enerjisi, toplam satılan elektrik enerjisi , toplam alınan elektrik enerjisi ve toplam yakıt tüketimi enerjisi.

Daha sonra (3.17), (3.18), (3.19), (3.20), (3.21), (3.22), (3.23), (3.24), (3.25) denklemleri yardımıyla amortisman süresi bulunur.

3.4 Gaz Türbinli Santral

Bilgisayar programı çalıştırıldıktan sonra gaz türbinli santral tipi seçilir. Gaz türbinli santral tipine benzer bir form Çizelge 3.5 verilmiştir. Sırasıyla bu çizelgeye;

- a- Elektriksel güç (kW): Buraya seçilen santral tipinin elektriksel gücü girilir. Santralin elektriksel gücü belirlenirken ortalama elektrik ihtiyacı göz önünde tutulur.
- b- Elektriksel verim : Santralin elektriksel verimi
- c- WHB'nin verimi: Atık ısı kazanının verimi
- d- WHR'nin verimi: Isı değiştiricinin verimi
- e- Elektrik satış fiyatı (\$/kWh, DM/kWh): Fazla elektriğin ulusal şebekeye satış fiyatıdır. Bu değer otomatik olarak elektrik alış fiyatının %70 dir.
- f- Elektrik alış fiyatı(\$/kWh, DM/kWh): Ulusal şebekeden elektrik alış fiyatı.
- g- Buhar satış fiyatı (\$/kWh, DM/kWh) : Fazla ısının minimum satış değeridir. Buradaki değerde otomatik olarak hesaplanır. Buhar satış fiyatı = $(3600 * \text{Yakıt fiyatı}) / (0.85 * \text{Yakıtın alt ısıl değeri})$. Burada seçilen yakıt tipine göre buhar satış fiyatı hesaplanır.

Çizelge 3.5 Gaz türbinli santral formu

ELEKTRİKSEL GÜÇ:	kW
ELEKTRİKSEL VERİM:	
WHB' NİN VERİMİ:	
WHR' NİN VERİMİ:	
ELEKTRİK SATIŞ FİYATI:	\$/kWh
ELEKTRİK ALIŞ FİYATI:	\$/kWh
BUHAR SATIŞ FİYATI:	\$/kWh
ÇALIŞMA SÜRESİ:	h/Yıl
YAKIT FİYATI:	\$/kg
YAKITIN ALT ISIL DEĞERİ:	\$/kg

- h- Çalışma süresi (h/Yıl): Sistemin yıllık çalışma süresi
i- Yakıt fiyatı (\$/kg, DM/kg, \$/m³, DM/m³): Seçilen yakıtın fiyatı.
j- Yakıtın alt ısı değeri (Kj/kg, Kj/m³): Seçilen yakıt tipine göre bu değer otomatik olarak yerleştirilir.

Tüm veriler girildikten sonra program kendi içinde 1 kWh Yakıtın'ın bedelini $= (3600/\text{Alt ısı değeri}) * \text{Yakıt fiyatı}$, bağıntısına göre hesaplanır ve ilgili değişkene atanır.

Bundan sonraki aşamada bir döngüye girilir. Bu döngüde çok çeşitli koşullar ele alınarak ısı ve elektrik ihtiyacına göre kurulması düşünülen sistemle mukayese edilerek tesisin maddi yönden kar ve zarar durumu belirlenir.

$$W_{ko} = W_{ko} \quad (3.42)$$

$$F_{ko} = W_{ko}/n_{KO} \quad (3.43)$$

$$Q = F_{ko} - W_{ko} \quad (3.44)$$

$$Q_{ko} = Q * n_{WHR} \quad (3.45)$$

Yukarıdaki denklemler vasıtası ile bileşik ısı-güç tesisinin temel özellikleri belirlenir.

Bundan sonra kurulması düşünülen sistem ile elektrik ve ısı ihtiyaçları karşılaştırılır.

$$Q_i > Q_{ko} \text{ ve } W_i < W_{ko}:$$

Burada iki durum söz konusudur. 1.durum fazla elektriğin satıldığı durum, 2.durum ise talep edilen elektrik kadar elektrik üretmektir. Bu iki farklı durum için iki farklı kazanç vardır. 1.durum için atık ısı kazanına verilmesi gereken enerji,

$$F_{whb1} = (Q_i - Q_{ko})/n_{WHB} \quad (3.46)$$

ve buna göre kazanç denklemi,

$$\text{Kazanç}_1 = (W_{ko} - W_i) \text{ Elektrik Satış fiyatı} - F_{whb1} * \text{Yakıt bedeli} \quad (3.47)$$

şeklinde olur.

Sistemin 2.durumunun 1.duruma göre

$$F = (W_{ko} - W_i)/n_{KO} \quad (3.48)$$

Kadarlık yakıt tasarrufu sağlanır. Bu tasarrufa karşılık sistemin üretebileceği ısı enerjisi ise

$$Q = W_i * (1 - n_{KO})/n_{KO} \quad (3.49)$$

dolayısıyla

$$Q_{ko} = Q * n_{WHR} \quad (3.50)$$

kadar olur.

Bu pozisyonda atık ısı kazanına verilmesi gereken enerji,

$$F_{whb2} = (Q_i - Q_{ko})/n_{WHB} \quad (3.51)$$

olurken kazanç denklemi,

$$\text{Kazanç}_2 = (F - F_{whb2}) * \text{Yakıt bedeli} \quad (3.52)$$

halini alır.

Bu iki kazanç denkleminin verdiği sonuçlar mukayesesi yapılarak hangi durumda kalınacağı tesbit edilir.

$$Q_i > Q_{ko} \text{ ve } W_i > W_{ko}$$

Bu koşul için atık ısı kazanı devreye girerken ulusal şebekeden elektrik satın alınır.

$$Q_i > Q_{ko} \text{ ve } W_i = W_{ko}$$

Sistem elektrik talebini tamamen karşılarken, ısı ihtiyacını karşılayamadığından atık ısı kazanı devreye girer.

$$Q_i < Q_{ko} \text{ ve } W_i < W_{ko}$$

Birinci durum için kazanç denklemi

$$\text{Kazanç}_1 = (W_{ko} - W_i) * \text{Elektrik Satış fiyatı} + (Q_{ko} - Q_i) * \text{Buhar Satış fiyatı} \quad (3.53)$$

şeklindedir.

(3.48), (3.49), (3.50) nolu denklemler vasıtası ile F, Q ve dolayısıyla Q_{ko} nin 2.durumundaki değerlerin hesaplanması ile Kazanç_2 denklemi oluşturulabilir. Ancak burada Q_{ko} 'nin yeni değerinin Q_i ile mukayesesi yapılarak Kazanç_2 denkleminde ulaşılr

$Q_{ko} > Q_d$ ise buhar satışı söz konusudur

$$B_{satış} = (Q_{ko} - Q_i) \quad (3.54)$$

$$\text{Kazanç}_2 = (F * \text{Yakıt bedeli} + B_{satış} * \text{Buhar satış fiyatı}) \quad (3.55)$$

olur.

$Q_{ko} < Q_i$ ise atık ısı kazanı devreye girer

$$F_{whb2} = (Q_i - Q_{ko})/n_{WHB} \quad (3.56)$$

$$\text{Kazanç}_2 = (F - F_{whb2}) * \text{Yakıt bedeli} \quad (3.57)$$

haline gelir.

$Q_{ko} = Q_i$ ise

$$\text{Kazanç}_2 = F \cdot \text{Yakıt bedeli} \quad (3.58)$$

şeklinde olur.

Uygun kazanç₂ denklemi tespit edildikten sonra bu denklemin verdiği sonuç kazanç₁ denkleminden gelen sonuçla mukayese edilerek hangi pozisyonda kalınacağı tespit edilir.

$Q_i < Q_{ko}$ ve $W_i > W_{ko}$:

$(W_i - W_{ko})$ kadar elektrik alınırken, $(Q_{ko} - Q_i)$ kadar buhar satılmaktadır.

$Q_i < Q_{ko}$ ve $W_i = W_{ko}$:

$$\text{Kazanç}_1 = (W_{ko} - W_d) \cdot \text{Elektrik satış fiyatı} \quad (3.59)$$

şeklindedir.

(3.48), (3.49), (3.50) denklemleri ile F, Q ve dolayısıyla Q_{ko} bulunduktan sonra

$$F_{whb2} = (Q_i - Q_{ko}) / n_{WHB} \quad (3.60)$$

elde edilir. Burada ikinci durum için gelir denklemi,

$$\text{Kazanç}_2 = (F - F_{whb2}) \cdot \text{Yakıt Bedeli} \quad (3.61)$$

bulunur.

(3.59) ve (3.60) denklemleri vasıtasıyla uygun durum belirlenir.

$Q_i = Q_{ko}$ ve $W_i > W_{ko}$:

Sistem ısı talebini karşılarken, $(W_i - W_{ko})$ kadarlık elektrik alımı gerçekleştirilir.

$Q_i = Q_{ko}$ ve $W_i = W_{ko}$:

Sistem tüm talepleri karşılanmaktadır.

Bu döngünün sonunda Çizelge 3.2 'de gösterilen veriler elde edilir. Bunlar; Toplam elektrik üretimi, toplam ek kazanda yakılan yakıt enerjisi, toplam buhar satış enerjisi, toplam satılan elektrik enerjisi , toplam alınan elektrik enerjisi ve toplam yakıt tüketimi enerjisi.

Daha sonra (3.17), (3.18), (3.19), (3.20), (3.21), (3.22), (3.23), (3.24), (3.25) denklemleri yardımıyla amortisman süresi bulunur.

3.4 Karşı Basınçlı Santral

Bilgisayar programı çalıştırıldıktan sonra karşı basınçlı santral tipi seçilir. Karşı basınçlı santral tipine benzer bir form Çizelge 3.6 verilmiştir. Sırasıyla bu çizelgeye;

- a- Elektriksel güç (kW): Buraya seçilen santral tipinin elektriksel gücü girilir. Santralin elektriksel gücü belirlenirken ortalama elektrik ihtiyacı göz önünde tutulur.
- b- Elektriksel verim : Santralin elektriksel verimi
- c- Ek kazan verimi: Ek kazanın verimi
- d- Buhar debisi(Kg/s): Türbin buhar debisi
- e- Türbine giriş entalpisi (Kj/kg): Buharın giriş entalpisi
- f- Türbinden çıkış entalpisi (Kj/kg): Buharın çıkış entalpisi
- g- Elektrik satış fiyatı (\$/kWh, DM/kWh): Fazla elektriğin ulusal şebekeye satış fiyatıdır. Bu değer otomatik olarak elektrik alış fiyatının %70 dir.
- h- Elektrik alış fiyatı(\$/kWh, DM/kWh): Ulusal şebekeden elektrik alış fiyatı.
- i- Buhar satış fiyatı (\$/kWh, DM/kWh) : Fazla ısının minimum satış değeridir. Buradaki değerde otomatik olarak hesaplanır. Buhar satış fiyatı = $(3600 * \text{Yakıt fiyatı}) / (0.85 * \text{Yakıtın alt ısıl değeri})$. Burada seçilen yakıt tipine göre buhar satış fiyatı hesaplanır.

Çizelge 3.6 Karşı basınçlı santral formu

ELEKTRİKSEL GÜÇ:	kW
ELEKTRİKSEL VERİM:	
EK KAZAN VERİMİ:	
BUHAR DEBİSİ:	kg/s
TÜRÜBİNE GİRİŞ ENTALPİSİ:	Kj/kg
TÜRÜBİNDEN ÇIKIŞ ENTALPİSİ:	Kj/kg
ELEKTRİK SATIŞ FİYATI:	\$/kWh
ELEKTRİK ALIŞ FİYATI:	\$/kWh
BUHAR SATIŞ FİYATI:	\$/kWh
ÇALIŞMA SÜRESİ:	h/Yıl
YAKIT FİYATI:	\$/kg
YAKITIN ALT ISIL DEĞERİ:	Kj/kg

- j- Çalışma süresi (h/Yıl): Sistemin yıllık çalışma süresi
- k- Yakıt fiyatı (\$/kg ,DM/kg, \$/m³, DM/m³): Seçilen yakıtın fiyatı.
- l- Yakıtın alt ısı değer (Kj/kg, Kj/m³): Seçilen yakıt tipine göre bu değer otomatik olarak yerleştirilir.

Tüm veriler girildikten sonra program kendi içinde 1 kWh Yakıtın'ın bedelini $= (3600/\text{Alt ısı değer}) * \text{Yakıt fiyatı}$, bağıntısına göre hesaplanır ve ilgili değişkene atanır.

Bundan sonraki aşamada bir döngüye girilir. Bu döngüde çok çeşitli koşullar ele alınarak ısı ve elektrik ihtiyacına göre kurulması düşünülen sistemle mukayese edilerek tesisin maddi yönden kar ve zarar durumu belirlenir.

$$W_{ko} = W_{ko} \quad (3.62)$$

$$F_{ko} = W_{ko}/n_{KO} \quad (3.63)$$

$$Q_{ko} = F_{ko} - W_{ko} \quad (3.64)$$

Yukarıdaki denklemler vasıtası ile bileşik ısı-güç tesisinin temel özellikleri belirlenir. Bundan sonra kurulması düşünülen sistem ile elektrik ve ısı ihtiyaçları karşılaştırılır.

$$Q_i > Q_{ko} \text{ ve } W_i < W_{ko}:$$

Burada iki durum söz konusudur. 1.durum fazla elektriğin satıldığı durum, 2.durum ise talep edilen elektrik kadar elektrik üretmektir. Bu iki farklı durum için iki farklı kazanç vardır. 1.durum için kazanç denklemi,

$$\text{Kazanç}_1 = (W_{ko} - W_i) * \text{Elektrik satış fiyatı} - ((Q_i - Q_{ko})/n_{Bek}) * \text{Yakıt bedeli} \quad (3.65)$$

2.durum için,

$$F = (W_{ko} - W_i) n_{KO} \quad (3.66)$$

$$Q = W_i * (1 - n_{KO}) / n_{KO} \quad (3.67)$$

Ek kazana verilmesi gereken enerji,

$$F_{bek} = (Q_i - Q) / n_{Bek} \quad (3.68)$$

Kazanç denklemi,

$$\text{Kazanç}_2 = (F - F_{bek}) * \text{Yakıt bedeli} \quad (3.69)$$

$$Q_i > Q_{ko} \text{ ve } W_i > W_{ko}$$

Bu koşul için atık ısı kazanı devreye girerken ulusal şebekeden elektrik satın alınır.

$Q_i > Q_{ko}$ ve $W_i = W_{ko}$:

Sistem elektrik talebini tamamen karşılarken, ısı ihtiyacını karşılayamadığından atık ısı kazanı devreye girer.

$Q_i < Q_{ko}$ ve $W_i < W_{ko}$:

Birinci durum için kazanç denklemi

$$\text{Kazanç}_1 = (W_{ko} - W_i) \cdot \text{Elektrik satış fiyatı} + (Q_{ko} - Q_i) \cdot \text{Buhar satış fiyatı} \quad (3.70)$$

şeklindedir.

(3.66), (3.67) nolu denklemler vasıtası ile F ve Q bulunur.

$Q > Q_i$ ise buhar satışı söz konusudur

$$B_{\text{satış}} = (Q - Q_i) \quad (3.71)$$

$$\text{Kazanç}_2 = (F \cdot \text{Yakıt bedeli} + B_{\text{satış}} \cdot \text{Buhar satış fiyatı}) \quad (3.72)$$

olur.

$Q < Q_i$ ise atık ısı kazanı devreye girer

$$F_{\text{bek}} = (Q_i - Q) / n_{\text{Bek}} \quad (3.73)$$

$$\text{Kazanç}_2 = (F - F_{\text{bek}}) \cdot \text{Yakıt bedeli} \quad (3.74)$$

haline gelir.

$Q = Q_i$ ise

$$\text{Kazanç}_2 = F \cdot \text{Yakıt bedeli} \quad (3.75)$$

şeklinde olur.

$Q_i < Q_{ko}$ ve $W_i > W_{ko}$

$(W_i - W_{ko})$ kadar elektrik alınırken, $(Q_{ko} - Q_i)$ kadar buhar satılmaktadır.

$Q_i < Q_{ko}$ ve $W_i = W_{ko}$:

Elektrik yükü tam olarak karşılanırken, $(Q_{ko} - Q_i)$ kadar buhar satılmaktadır.

$Q_i = Q_{ko}$ ve $W_i < W_{ko}$:

1.durumda için kazanç denklemi

$$\text{Kazanç}_1 = (W_{ko} - W_i) \cdot \text{Elektrik satış fiyatı} \quad (3.76)$$

2.durumda,

$$F = (W_{ko} - W_i) / n_{KO} \quad (3.77)$$

Kadarlık kazana verilen enerjiden tasarruf edilirken ısıl gücü

$$Q = W_i \cdot (1 - n_{KO}) / n_{KO} \quad (3.78)$$

şeklindedir. Bu durumda devreye ek kazan devreye girer. Çünkü $Q < Q_d$ durumu oluşmuştur. Dolayısıyla ek kazana verilmesi gereken enerji miktarı,

$$F_{bek} = (Q_i - Q) / n_{Bek} \quad (3.79)$$

Buna göre kazanç denklemi,

$$\text{Kazanç}_2 = (F - F_{bek}) \cdot \text{Yakıt bedeli} \quad (3.80)$$

hesaplandıktan sonra, iki kazanç denklemi mukayese edilerek uygun pozisyon seçilir.

$$Q_i = Q_{ko} \text{ ve } W_i > W_{ko}$$

Sistem ısıl yükünü karşılarken elektrik yükünü $(W_i - W_{ko})$ kadarlık elektrik alımı söz konusudur.

$$Q_i = Q_{ko} \text{ ve } W_i = W_{ko}$$

Sistemin tüm gereksinimleri karşılanmaktadır.

Bu döngünün sonunda Çizelge 3.2 'de gösterilen veriler elde edilir. Bunlar; Toplam elektrik üretimi, toplam ek kazanda yakılan yakıt enerjisi, toplam buhar satış enerjisi, toplam satılan elektrik enerjisi, toplam alınan elektrik enerjisi ve toplam yakıt tüketimi enerjisi.

Daha sonra (3.17), (3.18), (3.19), (3.20), (3.21), (3.22), (3.23), (3.24), (3.25) denklemleri yardımıyla amortisman süresi bulunur.

3.5 Örnekler

Burada yapılan örnek uygulamada bir A kuruluşunun 3 iklim bölgesindeki 24 saatlik farklı elektrik ve ısı ihtiyaçlarına göre santral seçimleri yapılarak bu santrallerin amortisman süreleri tesbit edilmiştir.

Örnek uygulamada kullanılacak olan santral tipleri dizel motorlu santral, gaz motorlu santral ve gaz türbinli santraldir. Hesaplama yapılacak olan bazı değerler şunlardır; Çalışma süresi = 8500 h/Yıl, Ek kazan verimi = 0.92, Elektrik alış fiyatı = 0.07 \$/kWh, Motorin yakıt fiyatı = 0.363 \$/kg, Doğal gaz yakıt fiyatı = 0.16682 \$/M³, Fuel-oil yakıt fiyatı = 0.14688 \$/kg dir. Santrallerin genel özellikleri ise aşağıda belirtilmiştir.

Dizel motorlu santral:

$$W_{ko} = 4000 \text{ kW}$$

$$Q_{ko} = 3555 \text{ kW}$$

$$n_{Ko} = 0.45$$

$$n_{TH} = 0.40$$

Kullanılan yakıt = Motorin

Gaz motorlu santral:

$$W_{ko} = 4000 \text{ kW}$$

$$Q_{ko} = 4500 \text{ kW}$$

$$n_{Ko} = 0.40$$

$$n_{TH} = 0.45$$

Kullanılan yakıt = Doğal gaz

Gaz türbinli santral :

$$W_{ko} = 4000 \text{ kW}$$

$$Q_{ko} = 8586 \text{ kW}$$

$$n_{Ko} = 0.30$$

$$WHR = 0.92$$

$$WHB = 0.92$$

Kullanılan yakıt = Doğal gaz

Üç farklı iklim bölgesine göre yukarıdaki santraller için amortisman hesabı yapılmıştır.

1.İklim bölgesi için A kuruluşunun 24 saatlik elektrik ve ısı ihtiyaçları Çizelge 3.7'de verilmiştir. Bilgisayar programı yardımıyla hesaplanan amortisman değerleri, dizel motorlu santral için Çizelge 3.8, gaz motorlu santral için Çizelge 3.9 ve gaz türbinli santral için Çizelge 3.10'da gösterilmiştir. Buna göre amortisman süreleri, dizel motorlu santral için 1.62, gaz motorlu santral için 1.43, gaz türbinli santral için 1.27 yıl bulunmuştur. Amortisman sürelerine göre kendini en kısa zamanda amorti eden santral gaz türbinli santraldir.

Çizelge 3.7 A kuruluşunun 1. İklim bölgesindeki 24 saatlik elektrik ve ısı ihtiyaçları

Saat	1.h	2.h	3.h	4.h	5.h	6.h	7.h	8.h	9.h	10.h	11.h	12.h
Wi(kW)	4100	4200	4500	4000	4000	3900	3900	3800	3800	3700	3600	3750
Saat	13.h	14.h	15.h	16.h	17.h	18.h	19.h	20.h	21.h	22.h	23.h	24.h
Wi(kW)	1250	1500	1450	1600	3750	4250	4500	4400	1400	1600	1750	2250

Saat	1.h	2.h	3.h	4.h	5.h	6.h	7.h	8.h	9.h	10.h	11.h	12.h
Qi(kW)	5500	5400	5400	5350	5200	5250	5300	5300	5350	5350	5400	5400
Saat	13.h	14.h	15.h	16.h	17.h	18.h	19.h	20.h	21.h	22.h	23.h	24.h
Qi(kW)	5250	5200	5200	5200	1950	2500	2550	1750	1750	2150	2150	2400

Çizelge 3.8 1. İklim bölgesindeki dizel motorlu santralin amortisman formuna ait değerler

Toplam Yatırım Bedeli (\$)	Yıllık Yakıt Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Gideri (\$)	Yağ Tüketim Miktarı(Kg/h)	Yağ Birim Fiyatı(\$/Kg)	Yağ Tüketim Gideri (\$)	İç Tüketim Miktarı(kW)
2.400.000	2.147.074	48.343	3.5	1.2	35.700	135
İç Tüketim Gideri (\$)	Personel Gideri (\$)	Siğorta Gideri (\$)	Bakım Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Geliri (\$)	Yıllık Isı Geliri (\$)	Amortisman Süresi (Yıl)
78.270	24.000	48.000	60.000	2.560.979	566.323	3.49

Çizelge 3.9 1. İklim bölgesindeki gaz motorlu santralin amortisman formuna ait değerler

Toplam Yatırım Bedeli (\$)	Yıllık Yakıt Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Gideri (\$)	Yağ Tüketim Miktarı(Kg/h)	Yağ Birim Fiyatı(\$/Kg)	Yağ Tüketim Gideri (\$)	İç Tüketim Miktarı(kW)
2.800.000	1.565.211	48.343	3.5	1.2	35.700	135
İç Tüketim Gideri (\$)	Personel Gideri (\$)	Siğorta Gideri (\$)	Bakım Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Geliri (\$)	Yıllık Isı Geliri (\$)	Amortisman Süresi (Yıl)
50.147	28.000	56.000	70.000	2.900.625	441.279	1,88

Çizelge 3.10 1.İklim bölgesindeki gaz türbinli santral için amortisman formuna ait değerler

Toplam Yatırım Bedeli (\$)	Yıllık Yakıt Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Gideri (\$)	Yağ Tüketim Miktarı(Kg/h)	Yağ Birim Fiyatı(\$/Kg)	Yağ Tüketim Gideri (\$)	İç Tüketim Miktarı(kW)
2.800.000	1.970.486	48.343	3.5	1.2	35.700	135
İç Tüketim Gideri (\$)	Personel Gideri (\$)	Siğorta Gideri (\$)	Bakım Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Geliri (\$)	Yıllık Isı Geliri (\$)	Amortisman Süresi (Yıl)
66.773	28.000	56.000	70.000	2.900.625	1.160.080	1,56

2.İklim bölgesi için A kuruluşunun 24 saatlik elektrik ve ısı ihtiyaçları Çizelge 3.11’de verilmiştir. Bilgisayar programı yardımıyla hesaplanan amortisman değerleri, dizel motorlu santral için Çizelge 3.12, gaz motorlu santral için Çizelge 3.13 ve gaz türbinli santral için Çizelge 3.14’da gösterilmiştir. Buna göre amortisman süreleri, dizel motorlu santral için 1.75, gaz motorlu santral için 1.77, gaz türbinli santral için 1.55 yıl bulunmuştur. Amortisman sürelerine göre kendini en kısa zamanda amorti eden santral gaz türbinli santraldir.

Çizelge 3.11 A kuruluşunun 2. İklim bölgesindeki 24 saatlik elektrik ve ısı ihtiyaçları

Saat	1.h	2.h	3.h	4.h	5.h	6.h	7.h	8.h	9.h	10.h	11.h	12.h
Wi(kW)	4100	4200	4500	4000	4000	3900	3900	3800	3800	3700	3600	3750
Saat	13.h	14.h	15.h	16.h	17.h	18.h	19.h	20.h	21.h	22.h	23.h	24.h
Wi(kW)	1250	1500	1450	1600	3750	4250	4500	4400	1400	1600	1750	2250

Saat	1.h	2.h	3.h	4.h	5.h	6.h	7.h	8.h	9.h	10.h	11.h	12.h
Qi(kW)	8500	8275	8300	8250	8000	8100	8150	8200	8250	8275	8300	8300
Saat	13.h	14.h	15.h	16.h	17.h	18.h	19.h	20.h	21.h	22.h	23.h	24.h
Qi(kW)	8100	8000	8000	8000	3000	3800	3900	2750	2750	3300	3350	3700

Çizelge 3.12 2.İklim bölgesindeki dizel motorlu santralin amortisman formuna ait değerler

Toplam Yatırım Bedeli (\$)	Yıllık Yakıt Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Gideri (\$)	Yağ Tüketim Miktarı(Kg/h)	Yağ Birim Fiyatı(\$/Kg)	Yağ Tüketim Gideri (\$)	İç Tüketim Miktarı(kW)
2.400.000	2.306.027	48.343	3.5	1.2	35.700	135
İç Tüketim Gideri (\$)	Personel Gideri (\$)	Siğorta Gideri (\$)	Bakım Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Geliri (\$)	Yıllık Isı Geliri (\$)	Amortisman Süresi (Yıl)
78.301	24.000	48.000	60.000	2.888.229	542.089	2,89

Çizelge 3.13 2.İklim bölgesindeki gaz motorlu santralin amortisman formuna ait değerler

Toplam Yatırım Bedeli (\$)	Yıllık Yakıt Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Gideri (\$)	Yağ Tüketim Miktarı(Kg/h)	Yağ Birim Fiyatı(\$/Kg)	Yağ Tüketim Gideri (\$)	İç Tüketim Miktarı(kW)
2.800.000	1.872.765	48.343	3.5	1.2	35.700	135
İç Tüketim Gideri (\$)	Personel Gideri (\$)	Siğorta Gideri (\$)	Bakım Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Geliri (\$)	Yıllık Isı Geliri (\$)	Amortisman Süresi (Yıl)
50.147	28.000	56.000	70.000	2.900.625	410.813	2,43

Çizelge 3.14 2.İklim bölgesindeki gaz türbinli santral için amortisman formuna ait değerler

Toplam Yatırım Bedeli (\$)	Yıllık Yakıt Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Gideri (\$)	Yağ Tüketim Miktarı(Kg/h)	Yağ Birim Fiyatı(\$/Kg)	Yağ Tüketim Gideri (\$)	İç Tüketim Miktarı(kW)
2.800.000	1.970.486	48.343	3.5	1.2	35.700	135
İç Tüketim Gideri (\$)	Personel Gideri (\$)	Siğorta Gideri (\$)	Bakım Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Geliri (\$)	Yıllık Isı Geliri (\$)	Amortisman Süresi (Yıl)
66.773	28.000	56.000	70.000	2.900.625	566.017	2,3

3. İklim bölgesi için A kuruluşunun 24 saatlik elektrik ve ısı ihtiyaçları Çizelge 3.15’de verilmiştir. Bilgisayar programı yardımıyla hesaplanan amortisman değerleri, dizel motorlu santral için Çizelge 3.16, gaz motorlu santral için Çizelge 3.17 ve gaz türbinli santral için Çizelge 3.18’de gösterilmiştir. Buna göre amortisman süreleri, dizel motorlu santral için 1.79, gaz motorlu santral için 2.32, gaz türbinli santral için 2,59 yıl bulunmuştur. Amortisman sürelerine göre kendini en kısa zamanda amorti eden santral dizel motorlu santraldir.

Çizelge 3.15 A kuruluşunun 3. İklim bölgesindeki 24 saatlik elektrik ve ısı ihtiyaçları

Saat	1.h	2.h	3.h	4.h	5.h	6.h	7.h	8.h	9.h	10.h	11.h	12.h
Wi(kW)	4100	4200	4500	4000	4000	3900	3900	3800	3800	3700	3600	3750
Saat	13.h	14.h	15.h	16.h	17.h	18.h	19.h	20.h	21.h	22.h	23.h	24.h
Wi(kW)	1250	1500	1450	1600	3750	4250	4500	4400	1400	1600	1750	2250

Saat	1.h	2.h	3.h	4.h	5.h	6.h	7.h	8.h	9.h	10.h	11.h	12.h
Qi(kW)	11500	11200	11200	11150	10500	11000	11000	11000	11150	11150	11200	11200
Saat	13.h	14.h	15.h	16.h	17.h	18.h	19.h	20.h	21.h	22.h	23.h	24.h
Qi(kW)	11000	11000	11000	11000	4000	5150	5250	3750	3700	4450	4500	5000

Çizelge 3.16 3. İklim bölgesindeki dizel motorlu santralin amortisman formuna ait değerler

Toplam Yatırım Bedeli (\$)	Yıllık Yakıt Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Gideri (\$)	Yağ Tüketim Miktarı(Kg/h)	Yağ Birim Fiyatı(\$/Kg)	Yağ Tüketim Gideri (\$)	İç Tüketim Miktarı(kW)
2.400.000	2.312.048	48.343	3.5	1.2	35.700	135
İç Tüketim Gideri (\$)	Personel Gideri (\$)	Siğorta Gideri (\$)	Bakım Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Geliri (\$)	Yıllık Isı Geliri (\$)	Amortisman Süresi (Yıl)
78.301	24.000	48.000	60.000	2.900.625	528.385	2,9

Çizelge 3.17 3.İklim bölgesindeki gaz motorlu santralin amortisman formuna ait değerler

Toplam Yatırım Bedeli (\$)	Yıllık Yakıt Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Gideri (\$)	Yağ Tüketim Miktarı(Kg/h)	Yağ Birim Fiyatı(\$/Kg)	Yağ Tüketim Gideri (\$)	İç Tüketim Miktarı(kW)
2.800.000	2.195.044	48.343	3.5	1.2	35.700	135
İç Tüketim Gideri (\$)	Personel Gideri (\$)	Siğorta Gideri (\$)	Bakım Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Geliri (\$)	Yıllık Isı Geliri (\$)	Amortisman Süresi (Yıl)
50.147	28.000	56.000	70.000	2.900.625	386.864	3,48

Çizelge 3.18 3.İklim bölgesindeki gaz türbinli santralin amortisman formuna ait değerler

Toplam Yatırım Bedeli (\$)	Yıllık Yakıt Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Gideri (\$)	Yağ Tüketim Miktarı(Kg/h)	Yağ Birim Fiyatı(\$/Kg)	Yağ Tüketim Gideri (\$)	İç Tüketim Miktarı(kW)
2.800.000	1.996.121	48.343	3.5	1.2	35.700	135
İç Tüketim Gideri (\$)	Personel Gideri (\$)	Siğorta Gideri (\$)	Bakım Gideri (\$)	Yıllık Elektrik Geliri (\$)	Yıllık Isı Geliri (\$)	Amortisman Süresi (Yıl)
66.773	28.000	56.000	70.000	2.318.020	646.184	4,22

4. SONUÇ ve ÖNERİLER

Farklı uygulama alanları için farklı bileşik ısı-güç santrali kullanımı gerekmektedir. Santralin seçimini tesisin elektrik ve ısı gereksinimi değerlerinin büyük veya küçük oluşu etkilemektedir. Bundan anlaşılacağı gibi sadece IEO (ısı-elektrik oranı) değerine göre santral seçiminin yapılamayacağı ortaya çıkmaktadır.

Farklı iklim bölgelerinde farklı elektrik ve ısı ihtiyacı olan tesisler için santral seçiminde genel bir yargıya varmak güçtür. Bununla beraber dizel motorlu santraller genellikle 0.5-10 MW arası gaz motorlu santraller ise 0.1-3.5 MW arası güçlerde üretilmektedir. Gaz türbinli santraller ise 2-20 MW güç aralığında üretilip daha fazla elektrik gereksinimi olan tesislerde tercih edilir. Ayrıca gaz türbininde ilave yanma yoluyla ek ısı üretimi yapılabilmesi gaz türbinini son derece esnek hale getirmektedir. Karşı basınçlı sistemler de ise ısı gereksiniminin elektrik gereksiniminden daha fazla olduğu tesislerde tercih edilmelidir. Karşı basınçlı santrallerin güç aralığı ise 1-20 MW arasında değişmektedir.

Şu anda enerji darboğazında bulunan ülkemizde bileşik ısı-güç sistemlerinin uygulama alanları gittikçe artmaktadır. Burada dikkat edilmesi gereken en önemli nokta santralde kullanılacak yakıt tipinin doğru belirlenmesidir. Ülkemizde kullanılan yakıtların çoğu ithal edilmektedir. Dolayısıyla yakıtlar dövize endekslidir. En çok kullanılan yakıt tipi doğal gazdır. Doğal gazın tamamına yakını dış ülkelere ithal edildiğinden dolayı bu ülkelere bağımlı kalınmaktadır. Bu yüzden santral seçimi yapılırken birkaç yakıtla çalışabilen olmasına dikkat edilmelidir.

Kojenerasyon tesislerin ekonomik olurluğunu etkileyen faktörler sadece termodinamik analiz sonucu bulunan değerler değildir. Aynı zaman da ekonomik faktörlerde etkilidir. Faiz oranları, yakıt ve elektrik fiyatları başlıca ekonomik faktörler olarak sıralanabilir.

Yapılan analizler sonucunda görülmüştür ki değişik iklim bölgelerinde bulunan farklı elektrik ve ısı ihtiyacına sahip tesislerin santral seçiminde en önemli etkenler; Elektrik ve ısı ihtiyacı ile yakıt fiyatı olup. Bunlar geri ödeme (amortisman) süresini birinci derecede etkilemektedir.

KAYNAKLAR

Ağabay,Ö.(1994),”Kojenerasyon Teknolojileri”,Energy with All Aspects in 21.st Century Symposium, April 28-30 1994 İstanbul.

Arısoy,A. (1998), “Bölgesel Isıtma Sisteminin Elemanları ”, Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyon Konferansı, 24-25 Ekim 1998 İstanbul

De Renzo,D.J. (1983), Cogeneration Technology and Economics for the Process Industries, Noyes Data Corporation, New Jersey

Derbentli,T (1998), “Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyonun Ekonomik Olurluluğu ”, Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyon Konferansı, 24-25 Ekim 1998 İstanbul

Eğrican,N. (1998), “ Kojenerasyonun Gerekliliği”, Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyon Konferansı ,24-25 Ekim 1998 İstanbul

Eğrican,N. (1987),Çözümlü Termodinamik Problemleri,1987

Horlock,J.H.(1987), Cogeneration-Combined Heat and Power (CHP),Pergamon Press

Kaya,O. (1995), Gaz Türbini Atık Isı Kazanları

Koçak,T. ve Gülşen, O. (1998), “Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyon”, Bölgesel Isıtma ve Kojenerasyon Konferansı 24-25 Ekim 1998 İstanbul

Limaye,D.R. (1992), Planning Cogeneration Systems,Atlanta

Manning, K. (1996), “ Opportunity for Cogeneration”, ASHRAE Technology Award Case Study.

Özel,Z. (1996), “Bileşik Güç ve Isı Santrallerinde İşletim Şekilleri ve Isı Akümülatörü Kullanılması”, İstanbul 2.Uluslararası Bileşik Isı Güç Üretim Konferansı, Haziran 1996, İstanbul

Özgürel,B. ve Şahin, S.(1994),” Kojenerasyon (Kombine Isı ve Güç Üretimi)”,Energy with All Aspects in 21.st Century Symposium April 28-30 1994 İstanbul.

Topuz,G.(1997), ”Bileşik ısı güç santralleri ve Türkiye deki durumu Bölüm-2”,Termodinamik Dergisi,S 83-87 Eylül 1997,İstanbul

Wilkinson,B.W and Barnes,R.W (1993) Cogeneration of Electricity and Useful Heat, Florida

ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi	13.09.1973
Doğum yeri	İstanbul
Lise	1987-1990 Paşabahçe Ferit İnal Lisesi
Lisans Fakültesi	1991-1995 Yıldız Teknik Üniversitesi Mühendislik Makina Mühendisliği Bölümü
Yüksek Lisans Enstitüsü	1995-1999 Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Makina Müh. Anabilim Dalı, Isı Proses
Programı	
Çalıştığı kurum(lar)	
	1997-1997 Doğru Isı Müh.Ltd.Şti.
	1998- Devam ediyor Sönmez Metal End. ve Tic. A.Ş