

YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**MEVCUT BİR TERMİK SANTRALİN KOMBİNE ÇEVİRİM
SANTRALİNE DÖNÜŞTÜRÜLMESİ, ANALİZİ**

Makine Müh. Emrah BİNAY

FBE Makine Mühendisliği Anabilim Dalında Enerji Programında Hazırlanan

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı: Y.Doç. Dr. Hasan Hüseyin ERDEM

İSTANBUL,2009

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ	v
KISALTMA LİSTESİ	vii
ŞEKİL LİSTESİ	viii
ÇİZELGE LİSTESİ	ix
ÖNSÖZ	xi
ÖZET	xii
ABSTRACT	xiii
1. GİRİŞ	1
2. LİTERATÜR ÇALIŞMALARI	4
3. CYCLE TEMPO	8
4. SANTRAL İYİLEŞTİRME YÖNTEMLERİ (REPOWERING)	10
4.1 Santral İyileştirme Yöntemi	10
4.2 Santral İyileştirme Seçenekleri	10
4.2.1 Gaz Türbiniyle Santral İyileştirme Seçenekleri	11
4.2.1.1 Üretim Sisteminin Tamamına Santral İyileştirme Uygulanması	11
4.2.1.2 Kombine Çevrimle Santral İyileştirme	11
4.2.1.3 Windbox ile Santral İyileştirme	12
4.2.1.4 Besleme Suyu Isıtıcısı ile Santral İyileştirme	12
4.2.1.5 Ek Kazan ile Santral İyileştirme	13
4.2.2 Katı Yakıtlı Santrallere Uygulanan Santral İyileştirme Seçenekleri	14
4.2.2.1 Atmosferik Akışkan Yataklı Yakma ile Santral İyileştirme	14
4.2.2.2 Basınçlı Akışkan Yataklı Yakma ile Santral İyileştirme	15
4.2.2.3 Gazlaştırmalı Kombine Çevrim ile Santral İyileştirme	16
5. KOMBİNE ÇEVİRİM	17
5.1 Kombine Çevrim Santrallerinin Sistem Özellikleri	18
5.2 Kombine Çevrim Sistemlerinin Santral İyileştirme Uygulamalarındaki Yeri	19
6. İYİLEŞTİRME UYGULANACAK SANTRALİN MEVCUT DURUMU	21
6.1 Ambarlı Termik Santrali	21
6.2 Mevcut Ünitenin Özellikleri	21
6.3 Mevcut Ünitenin Simülasyonu	23
7. İYİLEŞTİRME UYGULANMIŞ SANTRALİN SİMÜLASYONU	28

8.	YAPILAN ÇALIŞMANIN EKONOMİK ANALİZİ.....	48
8.1	Santral Yatırım Maliyetleri.....	48
8.1.1	Kapasite - Maliyet İlişkisi.....	48
8.1.2	Gaz Türbini Yatırım Maliyetinin Hesaplanması	50
8.1.3	Atık Isı Kazanlarının Yatırım Maliyetlerinin Hesaplanması.....	52
8.1.4	Yıllık Sermaye Masrafları	56
8.1.5	Sabit Yıllık Sermaye Masrafı	56
8.1.6	Birim Enerji Sermaye Maliyeti.....	57
8.2	Santral Yakıt Maliyeti.....	60
8.3	Santral İşletme ve Bakım Maliyeti	64
8.4	Birim Elektrik Enerjisi Üretim Maliyeti.....	66
8.5	Duyarlılık Analizi	71
9.	SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	75
	KAYNAKLAR.....	77
	İNTERNET KAYNAKLARI.....	78
	ÖZGEÇMİŞ.....	79

SİMGE LİSTESİ

α	Kapasite- maliyet üssü
a	Amortisman faktörü
be	Özgül yakıt tüketimi (kg/kWh veya m ³ /kWh)
cf	Birim enerji yakıt maliyeti (\$/kWh)
Cfo	Referans yılı yıllık yakıt masrafı (\$/yıl)
Cft	t yılındaki yıllık yakıt masrafıdır (\$/yıl)
Ck	Yıllık sermaye maliyeti (\$/yıl)
Cmo	Referans yıllık işletme ve bakım masrafı (\$/kW)
Cmt	t yılındaki yıllık işletme ve bakım masrafıdır (\$/yıl)
cmt	t yılındaki yıllık spesifik işletme ve bakım masrafıdır (\$/kW)
Cs	N kapasitesindeki tesise ait spesifik yatırım maliyeti
Cso	Referans tesise ait spesifik yatırım maliyeti
e	Eskalasyon değeri
ef	Yakıt eskalasyon değeri
EGT	Gaz türbini yıllık elektrik üretimi(kWh/yıl)
em	İşletme ve bakım eskalasyon değeridir
Et	Santralin yıllık elektrik üretimi(kWh/yıl)
F	Yakıt fiyatıdır (\$/kg veya \$/m ³)
gf	Bir değere getirilmiş birim enerji yakıt maliyeti (\$/kWh)
gk	Birim enerji sermaye masrafıdır. (\$/kWh ya da mills/kWh)
gm	Birim elektrik işletme ve bakım maliyeti (\$/kWh)
g_n	n yılına ait birim elektrik enerjisi üretim maliyeti
g_0	Birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin bugünkü değeri(TL/kWh)
Hu	Yakıtın alt ısı değeri (kJ/kg veya kJ/m ³)
I	N kapasitesindeki tesise ait maliyet
Ik	Değeri aranan N kapasitedeki tesisin toplam yatırım maliyeti
I0	Referans tesise ait maliyet
i	Faiz oranı
Lf	Yük faktörü
ms	Gaza ait ısı transfer bölgesi sayısı
n	Ekonomik ömür
N	Maliyeti aranan tesis kapasitesi
NGT	Gaz türbini gücü(kW)

n_s	Suya ait ısı transfer bölgesi sayısı
N_0	Referans tesise ait kapasite
P	Kapital(TL)
r	Iskonto oranı
η_t	Termik verim(%)
\dot{Q}	Transfer olan ısı miktarı(kW)
ΔT_1	Aynı ısı transfer bölgesine ait gaz çıkışı ile su girişinin sıcaklık farkı
ΔT_2	Aynı ısı transfer bölgesine ait gaz girişi ile su çıkışının sıcaklık farkı
ΔT_{\log}	Ortalama logaritmik sıcaklık farkı(C,K)

KISALTMA LİSTESİ

AİK	Atık Isı Kazanı
BSİ	Besleme Suyu Isıtıcısı
EÜAŞ	Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GE	General Elektrik Şirketi
TEAŞ	Türkiye Elektrik Anonim Şirketi
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 3.1 Cycle Tempo programının genel görüntüsü.....	8
Şekil 4.1 Kombine çevrimle santral iyileştirme uygulaması.....	11
Şekil 4.2 Windbox ile santral iyileştirme uygulaması.....	12
Şekil 4.3 Besleme suyu ısıtıcısı ile santral iyileştirme uygulaması.....	13
Şekil 4.4 Ek kazan ile santral iyileştirme uygulaması.....	14
Şekil 4.5 Atmosferik akışkan yataklı yakma ile santral iyileştirme uygulaması.....	15
Şekil 4.6 Basınçlı akışkan yataklı yakma ile santral iyileştirme uygulaması.....	15
Şekil 4.7 Gazlaştırmalı kombine çevrim ile santral iyileştirme uygulaması.....	16
Şekil 5.1 Kombine çevrim şeması.....	18
Şekil 6.1 Ambarlı Termik Santrali 4.ünite şeması.....	23
Şekil 6.2 Ambarlı Termik Santrali 4. üniteye ait Molier diyagramı.....	26
Şekil 6.3 Ambarlı Termik Santrali 4. üniteye ait T-S diyagramı.....	27
Şekil 7.1 İki adet gaz türbini kullanılarak oluşturulan kombine çevrim santrali şeması.....	30
Şekil 7.2 Üç adet gaz türbini kullanılarak oluşturulan kombine çevrim santrali şeması.....	31
Şekil 8.1 Atık ısı kazanlarının ısı transfer bölgeleri ve sıcaklık farkları.....	53
Şekil 8.2 Sistem 14'ün geometrik artan ve sabit yıllık yakıt maliyet serileri.....	71
Şekil 8.3 Birim e.enerjisi üretim maliyetinin yakıt eskalasyonuna (%5;10;15) göre değişimi	74
Şekil 8.4 Birim e.enerjisi üretim maliyetinin yakıt eskalasyonuna(%20;25) göre değişimi....	74

ÇİZELGE LİSTESİ

Çizelge 1.1 Elektrik enerjisi talep projeksiyonu.....	1
Çizelge 5.1 GE tarafından uygulanmış kombine çevrim sistemlerinin tarihsel görünümü.....	20
Çizelge 6.1 Ambarlı Termik Santrali 4. ve 5. ünite değerleri	22
Çizelge 6.2 Ambarlı Termik Santrali 4.ünite sistem girdileri	24
Çizelge 6.3 Ambarlı T. S. 4. ünite için kabul edilen türbin ve pompa izentropik verimleri	25
Çizelge 6.4 Ambarlı Termik Santrali 4. ünite sistem verim, güç giriş ve çıkış değerleri	25
Çizelge 7.1 İyileştirme şartlarını sağlayan türbin grupları ve özellikleri	28
Çizelge 7.2 Mitsubishi 701 G2 gaz türbinli kombine çevrim santrali girdileri.....	32
Çizelge 7.3 Mitsubishi 701 G2 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi.....	33
Çizelge 7.4 Mitsubishi 701 F2 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi	33
Çizelge 7.5 GE PS 9351 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi.....	34
Çizelge 7.6 EGT PG 9351 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi.....	35
Çizelge 7.7 Thomassen PG 9351 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi .	35
Çizelge 7.8 Siemens V94.3A gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi	36
Çizelge 7.9 Mitsubishi 701G1 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi.....	37
Çizelge 7.10 Thomassen PG 9311 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi	37
Çizelge 7.11 Nuovo MS9001 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi	38
Çizelge 7.12 ABB GT 26 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi	39
Çizelge 7.13 Westinghouse 501G gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi	39
Çizelge 7.14 Mitsubishi 501G gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi.....	40
Çizelge 7.15 Westinghouse 501F gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi .	41
Çizelge 7.16 GE PS PG 7231 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi.....	41
Çizelge 7.17 Siemens V84.3A gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi	42
Çizelge 7.18 Mitsubishi 501F gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi	43
Çizelge 7.19 Mitsubishi 501F2 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi	43
Çizelge 7.20 Hitachi PG7231 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi.....	44
Çizelge 7.21 ABB GT 24 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi	45
Çizelge 7.22 Westinghouse 701F gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi .	45
Çizelge 7.23 FiatAvio 701F gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi.....	46
Çizelge 7.24 Ansaldo V94.3A gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi.....	47
Çizelge 8.1Gaz türbinleri spesifik ve toplam yatırım maliyetleri	51
Çizelge 8.2 Atık ısı kazanlarına ait veriler	53
Çizelge 8.3 Atık ısı kazanlarına ait yatırım maliyetleri.....	55

Çizelge 8.4 Gaz türbini ve atık ısı kazanı toplam sabit yıllık sermaye maliyeti	56
Çizelge 8.5 TEİAŞ'ın aday termik santraller için kullandığı veriler.....	58
Çizelge 8.6 Birim enerji sermaye masrafları	59
Çizelge 8.7 Birim enerji yakıt maliyeti	61
Çizelge 8.8 Bir değere getirilmiş birim enerji yakıt maliyeti	63
Çizelge 8.9 Birim elektrik enerjisi işletme ve bakım maliyetleri	65
Çizelge 8.10 Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti	66
Çizelge 8.11 Birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin bugünkü değeri	68
Çizelge 8.12 Sistem 14'ün elektrik enerjisi üretim maliyetinin yıllara göre değişimini.....	70
Çizelge 8.13 Birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin yüzdesel oranları.....	71
Çizelge 8.14 Birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin yakıt eskalasyonuna göre değişimi...	73
Çizelge 9.1 Mevcut ve iyileştirilmiş sistemin gücü ve verimi	76

ÖNSÖZ

Bu çalışma, Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü'ne bağlı Makine Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Programında hazırladığım yüksek lisans tezidir. Çalışmada termik santrallerin güç ve verim artırma yöntemleri irdelenmiş ve bu yöntemlerden biri olan gaz türbini eklenerek kombine çevrim santraline dönüşüm örneklenerek açıklanmıştır. Mevcut santral ile kombine çevrim uygulanmış santral arasında ekonomik analiz yapılmıştır.

Yapmış olduğum tez çalışmamda katkılarından dolayı hocam Yrd. Doç. Dr. Hasan Hüseyin ERDEM'E teşekkürlerimi sunarım.

Ocak 2009

ÖZET

Enerji talebinin artışı, rekabetçi piyasa şartları, müsaade edilen düşük emisyon oranları, yakıt türündeki fiyatların hızlı değişimi eski santrallerin verim ve güç değerlerinin iyileştirilmesini zorunlu kılar.

Bu çalışmada mevcut Fuel-Oil yakıtlı bir termik santralin, güç ve verim artırma yöntemlerinden biri olan gaz türbini eklenerek doğal gazlı kombine çevrim santraline dönüştürülmesi ve bunun sonucunda ortaya çıkan durumun ekonomik analizi incelenmiştir. Bu inceleme için Hollanda Delft Üniversitesince hazırlanan CYCLE-TEMPO programı kullanılmıştır.

Programda mevcut santral ile iyileştirilen santralin simülasyonları yapılmış elde edilen verilerle ekonomik analiz yapılmıştır.

Anahtar Kelimeler: Kombine Çevrim, Santral İyileştirme, Cycle Tempo.

ABSTRACT

Increase of energy demand, competitive market conditions, lower emission limits, changing of fuel varieties have to been improved to the old power plant's efficiency and power values.

In this study; as a results of economical analysis for the recent fuel-oil power station which is converted to natural gas- combined power station by adding gas turbine with method of repowering. For this analysis CYCLE-TEMPO program which was prepared at DELT UNIVERSITY in Holland was used.

At program, current station and improved station simulated. After that simulation some data has occurred. Economical analysis was done with that data.

Keywords: Combine Cycle, Repowering, Cycle Tempo

1. GİRİŞ

Hızlı nüfus artışı, gelişen teknoloji, hızlı sanayileşme elektrik tüketimini artırmaktadır. Artış ülkelerin sosyal durumlarına ve gelişmişlik düzeylerine göre değişim göstermektedir. Gelişmekte olan ülkelerin enerji talepleri daha hızlı artmaktadır. Türkiye de gelişmekte olan ülkeler sınıfındadır. Ülkemizdeki talep artışını karşılayacak şekilde arz oluşturulması gerekmektedir. TEAŞ tarafından 2020 yılına kadar öngörülen enerji talebi tablo halinde sunulmuştur (TEAŞ 2007). Çizelge 1.1'e göre Türkiye için önümüzdeki yıllarda hızlı bir talep artışı olacağı açıktır.

Çizelge 1.1 Elektrik enerjisi talep projeksiyonu

Yıl	Brüt talep (GWh)	Net talep (GWh)	Sanayi (GWh)	Konut (GWh)	Ulaştırma (GWh)	Tarım (GWh)	Kişi başına tüketim (kWh/kişi)
2008	206400	168600	83558	79050	1377	4615	2722
2009	223500	184400	91823	86250	1507	4820	2897
2010	242020	201652	100882	94093	1651	5026	3085
2011	262000	220600	110665	102900	1810	5225	3299
2012	283500	240700	120786	112500	1982	5432	3527
2013	306100	262000	131682	122500	2168	5650	3763
2014	330300	284100	142853	133000	2372	5875	4011
2015	356200	307071	154940	143430	2593	6108	4274
2016	383000	330900	168110	153600	2835	6356	4548
2017	410700	355600	182087	163800	3100	6613	4827
2018	439600	381700	197431	174000	3388	6881	5114
2019	469500	408000	212438	184700	3703	7159	5405
2020	499490	434565	227767	195302	4047	7449	5692

Dünya genelinde önceleri arzı istenilen düzeye çıkarmak için yeni santraller kurulmuştur. Bu durum zaman içinde değişmiştir. Önceleri değişimin nedeni yaşanan petrol krizlerinin oluşturduğu ekonomik şartlar, daha sonraları artan çevre bilinci ve ekolojik şartlar olmuştur. Yeni şartlar altında eski teknolojiye sahip santrallerin çevreye olan olumsuz etkileri belirgin hale gelmesine rağmen kısıtlı enerji kaynaklarını ve ekonomik gerekçeler nedeni ile bu santraller kullanılmaya devam edilmiştir.

Bugün enerji politikaları belirlenirken; ekonomiklik, enerji temininde güvenilirlik ve çevrenin korunması temel hususlar olarak ele alınmaktadır. Gelişmiş ülkelerin enerji politikaları, daha temiz ve güvenilir enerji sağlanması, enerjinin tüm tüketim sektörlerinde daha verimli kullanılması üzerine yoğunlaşmıştır. Gelişmekte olan ülkelerde enerji politikaları; kişi başına tüketiminin artırılmasını, enerji sektörünün kaynak temininden son tüketiciye kadar olan tüm sektörlerinde çevre faktörünü dikkate alınmasını, yerli-ithal kaynak oranının dengesini ve enerji güvenliğini sağlanmasını, rekabete dayalı yeni piyasaların oluşturulmasını ve tüm bunlar yapılırken en ekonomik seçeneklerin kullanılmasını kendine hedef edinmiştir (H.H.Erdem,2002).

Bu şartlar altında eski santrallerin kapasitelerini artırmak, çevreye zararlarını azaltmak ve tesis ömrünü uzatmak gerekmektedir. Bu çalışmada da dünya literatüründe “repowering” olarak anılan enerji santrallerinin iyileştirilme yöntemlerini irdelenmiştir. Gelişmiş ülkelerde yaygın olarak kullanılan bu sistemler, santrallerin verimlerini ve güçlerini artırmayı hedeflemektedir. Sağlanan ekonomi yanında, santralde yapılan iyileştirmeler ve verim artışı üretilen birim enerji başına çevreye olan zararı azaltmaktadır.

Santral iyileştirilme yöntemlerinde, katı ve sıvı yakıtlı buhar türbinli termik santrallere gaz türbinleri eklenerek kombine çevrim santrallerine dönüştürme öne çıkmaktadır. Bunda en önemli etken ise kombine çevrim santrallerinde yüksek verimle üretilen birim elektrik enerjisine karşılık atılan CO₂ miktarının diğer termik santrallere göre % 40–45 oranında daha az olması ve özellikle doğal gaz ile çalışan kombine çevrim santrallerinde katı madde emisyonunun sıfır, NO₂ emisyonunun ise kabul edilebilir limit değerlerin çok altında olmasıdır (Özgürel ve Egeli, 1994).

Buhar türbinli güç üretim tesislerinde, buharın türbine giriş sıcaklığının düşük olması termik verim yönünden bir dezavantaj iken türbin çıkışında ulaşılan düşük sıcaklık bir avantaj sağlamaktadır. Günümüzde gaz türbinli tesislerde elde edilebilen termik verim değeri, termodinamik şartlara bağlı olarak %26 - %33, buhar türbinli tesislerde ise %30- %40

arasında değişmektedir. Gaz türbinli ve buhar türbinli güç üretim tesislerinin yukarıda belirtilen termodinamik avantajlarının birleştirilmesi ile oluşturulan Kombine çevrim tesislerinde ise %45- %52 mertebesinde bir termik verime ulaşmak mümkün olabilmektedir (Karakaş,2002).

Ülkemizde de bu gelişmeler ışığında çalışmalar yapılmaktadır. EÜAŞ Ambarlı Termik Santrali için iyileştirme yapılmasına karar vermiştir. Ambarlı 2x150 MW gücündeki Fuel-Oil yakıtlı 4. ve 5. ünitelerin kazanlarının sökülmesi, buhar türbinleri, generatörler ve yardımcılarının iyileştirilmesi, yeni iki adet 250–300 MW aralığında gaz türbini konulması, 2 adet yeni atık ısı kazanı konulması, gaz türbin generatör çıkışı için uygun şalt teçhizat tesisi suretiyle kombine çevrim santraline dönüştürülmesi projesi için ihale açmıştır. 15 Temmuz 2008'de ihale tekliflerini almıştır. İhale sonucunda proje 10.11.2008 tarihinde Ekon Endüstri ve Ticaret A.Ş.,Prokon Müşavirlik A.Ş ve Prokon İmalat A.Ş iş ortaklığına verilmiştir.

Bu çalışmada da Ambarlı Termik Santrali 4. ve 5. üniteleri için yapılacak iyileştirme çalışmalarının enerji ve ekonomik analizleri yapılmıştır.

2. LİTERATÜR ÇALIŞMALARI

G. Heyen ve B. Kalitventzeff 1997 yılında yayınlanan “İyileştirilme Uygulanmış Enerji Üretim Santrallerinin Termik Çevrimlerinin Kıyaslanması” konulu çalışmada, artan elektrik tüketimini karşılamak için nükleer güçten faydalanılmasının toplum tarafından sıcak karşılanmadığını belirtmişler. Bu durumda da çözümün mevcut fosil yakıtlı santrallerin kapasitelerini artırmaktan geçtiğini ortaya konulmuştur.

Kombine çevrim santrallerinin termik verimleri % 50–55 gibi yüksek seviyededir. Yeni tesis kurulması da büyük yatırımlar gerektirmektedir. Mevcut sistemleri iyileştirerek daha küçük yatırımlarla çözüm oluşturulabilir. Çalışmalarında yatırım maliyeti, verimlilik ve esneklik konuları buhar türbininden kombine çevrime dönüşümde irdeledikleri parametreler olmuştur.

Doğalgaz yakıtlı bir buhar çevrimi referans alınmış. BELSIM simulasyon programında bu çevrim simüle edilmiştir. Daha sonra aeroderative bir gaz türbini sisteme eklenerek kombine çevrim oluşturulmuştur. Bunun haricinde gaz türbini buhar türbini sisteminin ön hava ısıtıcısı olarak da kullanılmıştır. Toplamda 3 farklı sistem incelenmiştir. Referans çevrimle kombine çevrim karşılaştırıldığında net güçte yaklaşık %20’lik bir artış görülmüş, yakıt tüketiminde de % 12’lik bir artış görülmüştür. Ekserji verimi ise %40’dan %43’e çıkmıştır.

S.F. Wu ve R.Mckinsey 1997 yılında yayınlanan “Yüksek Performanslı Bir Güç Sistemine İyileştirmeyle Performans Uygulaması” konulu makalelerinde 94 MW kurulu gücü olan kömür yakıtlı bir termik santralin iyileştirmesini ele almışlardır. Mevcut santral kombine çevrime dönüştürülmüşlerdir. Eski kömür yakıtlı kazan da kombine çevrimde gaz türbininin egzoz gazı sıcaklığını artırmak için kullanılmıştır. Gaz türbininin egzoz gazı sıcaklığı 760⁰C den pyrolyzer ile 538⁰C’e düşürülmüş ve filtre edilmiştir. Filtre edilmiş egzoz gazı kömür yakıtlı kazan ile sıcaklığı 1288⁰C’e çıkartılmış ve atık ısı kazanına gönderilmiştir. Bu uygulama sonrasında genel verim %33,6’dan %39,2’e çıkmıştır ve güçte de %20 civarında artış gözlemlenmiştir.

J. Szargut 1999 yılında yayınlanan “Kömür Yakıtlı Santrale Gaz Türbini Eklenmesinin Enerji ve Ekolojik Etkisi” konulu makalesinde kömür yakıtlı santrale gaz türbini eklenmesiyle besleme suyunun ön ısıtılması sağlandığını belirtmiştir. Bu durumu enerji ve ekolojik açıdan irdelemiştir. Çalışmasında bu sistemi formulize etmiş ve örnek hesaplama yapmıştır. Sonuç olarak genel verimde artış elde etmiş ama bunun gaz yakıt kullanılmasından kaynaklanmadığı belirtmiştir. Verim ve güç artışıyla CO₂ emisyonunda azalma da gözlemlenmiştir. Ekolojik etkiyi daha da aşağıya çekmeye çalıştığımızda birim enerji maliyetinde artış meydana

geleceği belirtmiştir.

J. Szargut 2000 yılında yayınlanan “Kömür Yakıtlı Buhar Santraline Nemli Hava Türbini Eklenme” konulu makalesinde nemli hava türbininin egzoz gazları kömür yakıtlı buhar santralinde, besleme suyunun ön ısıtılması için kullanılabileceğini belirtmiştir. Böylece verimin artacağını ve ekolojik verilerde de iyileşme olacağını söylemiştir. Oluşan kombine çevrimin genel verimi 3 farklı ara buhar çekme durumu için bulunmuş ve verimler birbirlerine yakın çıktığı gözlemlenmiştir. Gaz türbinlerinden vasıtasıyla elde edilen besleme suyu sıcaklığının nemli hava türbinlerine oranla daha yüksek olduğu görülmüş. Böylelikle santral veriminin de daha da yüksek olabileceği, ama verimler ayrı ayrı incelendiğinde gaz türbinlerinden elde edilen verim daha az olduğu anlaşılmıştır. Bu sebepten bu tip sistemlerde gaz türbinlerinin kullanımları nemli hava türbinlerine göre daha azdır.

Z. Yongzun, C. Honngmei, M. Waters, D. M. Mavris 2003 yılında yayınlanan “Atık Isı Kazanlı Kombine Çevrim Sistemlerinin Modellenmesi ve Maliyet Optimizasyonu” konulu makalelerinde kombine çevrim sistemlerinin üç ana kısımdan oluştuğunu belirtmişlerdir. Bunlar atık ısı kazanı, gaz türbini ve buhar türbinidir. Gaz türbinleri ve buhar türbinlerinin tasarımları üreticiye endekslidir. Atık ısı kazanların da ise farklı tasarım imkânları mevcuttur. Çalışmalarında atık ısı kazanı tasarım ve maliyet incelemelerini ele almışlardır. Atık ısı kazanı tasarımını etkileyen çok sayıda parametre olduğu belirtilmiştir. Bu parametrelerden egzoz gazı basınç düşüş parametresi değişken olarak kullanılmıştır. Bu parametreye bağlı olarak türbinlerin net güçleri, yakıt tüketimleri, net sistem verimleri, atık ısı kazanı maliyetleri, toplam yatırım maliyetleri ve birim enerji maliyetleri karşılaştırılmıştır. Karşılaştırma sonucunda egzoz gazı sıcaklık artışı, atık ısı kazanı basınç geçiş sayısı, NOx ve CO katalizörleri, sıcaklık ve debiye bağlı tasarım şartlarının etkili olduğu gözlemlenmiştir. Ortak optimizasyon uygulayarak en etkili tasarım şartlarının oluşturulabileceği kanısına varılmıştır.

M. Modesto ve S.A Nebra 2006 yılında yayınlanan “Bir Çelik Fabrikasının Enerji Üretiminin Ekserjik Maliyet Metoduyla Güç İyileştirme Önerisinin Analizi” konulu makalelerinde Brezilya’da bulunan yarı mamul çelik üreten bir fabrikanın enerji üretim sistemini incelemişlerdir. Enerji üretim sistemi rejeneratif Rankine çevrimiyle çalışan üç ünitelerden oluşmaktadır. Bu ünitelerden ikisi 68 MW gücünde diğeri ise 75 MW gücündedir.

Bu sisteme iki gaz türbini ve iki atık ısı kazanı ilavesiyle kombine çevrim dönüşümü uygulanması önerilmiştir. Bu önerinin termoekonomik ve ekserji analizleri yapılmıştır. Yapılan analizler sonucunda kombine çevrim uygulamasıyla enerji maliyetinin düştüğü ve

yüksek verim sağlandığı görülmüştür. Bu durum maliyet açısından olumlu bir çekicilik sağlamıştır.

M.Liszka ve A.Ziebig 2008 yılında yayınlanan “Çok Ürünli Gazlaştırma Sistemi Eklenmiş Kombine Çevrimin Ekonomik Optimizasyonu” konulu makalelerinde sekiz farklı senaryoya göre GateCycle programında kombine çevrim sistemlerini modellemişlerdir. Bu modelleri 16 bağımsız değişkene göre kıyaslamışlardır. Bu sistemlerin ekonomik analizleri yapılmış ve birim enerji maliyetleri de bulunmuştur. Çalışma sonucunda bu sistemlerin tasarımcılar tarafından olumsuz yönlerinin bertaraf edilmesi gerektiği, hassas analizler yapılması gerektiği ve ekonomik değerlerin sistemler üzerinde belirleyici olduğu vurgulanmıştır.

J.M. Beer 2006 yılında yayınlanan “Yüksek Verimli Elektrik Üretiminde, Çevresel Rol” konulu makalesinde farklı enerji üretimin sistemlerini çevresel etkileri açısından incelemiştir. İnceleme sonrasında;

- Verim artışı ve düşük enerji maliyeti CO2 dahil bütün emisyonların düşüşüne neden olur.
- Verim, kullanılan teknolojinin gelişmesiyle artar.
- Gaz türbinli sistemler yüksek verimli ve daha temiz olmalarına karşın doğalgaz yakıt fiyatlarının belirsizliğinden etkilenebilir.
- Gelişen temiz kömür yakma teknolojileri çevresel kontrole fayda sağlar.
- Birim enerji başına kirlilik göz önüne alındığında yüksek verimli sistemler öne çıkar.

Sonuçlarına ulaşmıştır.

R. Carapellucci ve A. Milazzo 2006 yılında yayınlanan “Buhar Enjekteli Gaz Türbiniyle Kombine Çevrim İyileştirmesi” konulu çalışmada endüstriyel ülkelerin temel sorununun enerji gereksimi olduğunu ortaya koymuş ve yeni enerji alanları oluşturmanın zorluğu belirtilmiştir. Çevresel etkenler de yeni enerji alanları oluşturmamızda belirleyici olacağı belirtilmiştir.

Avrupa ülkelerinde nüfusun fazla olduğu yerleşim yerlerinde ve çevreye önem verilen yerlerde, emisyon oranlarındaki uygunluktan dolayı kombine çevrim santralleri tercih sebebidir. Bu tip nedenlerden dolayı mevcut enerji tesislerini iyileştirmek ve revize etmek gerekebileceği belirtilmiştir. Revize edilen enerji tesisinde üretilen enerjinin birim maliyetini düşürmek birincil kuraldır. Bunun da buhar üretimini iyileştirmekle sağlanacağı belirtilmiştir.

Buhar üretiminin iyileştirilmesinde 2 yol vardır. Besleme suyunun ısıtılması ve kazanın iyileştirilmesi.

Besleme suyunun ısıtılması için türbin egzoz ısısından yararlanılabileceği, kazanın iyileştirilmesi için yeni tasarıma ihtiyaç olduğu belirtilmiştir. Öngörülen iyileştirme şeması gaz türbini ve atık ısı kazanından oluşmaktadır. Bu sisteme buhar enjekte düzeneği eklenerek buhar enjekteli gaz türbini oluşturulmuştur. Artık üretim sistemi gaz türbini ve buhar çevriminden oluşmaktadır. Basıncı türbin basıncından daha yüksek olan belli miktarda buhar gaz türbinine enjekte edilmektedir.

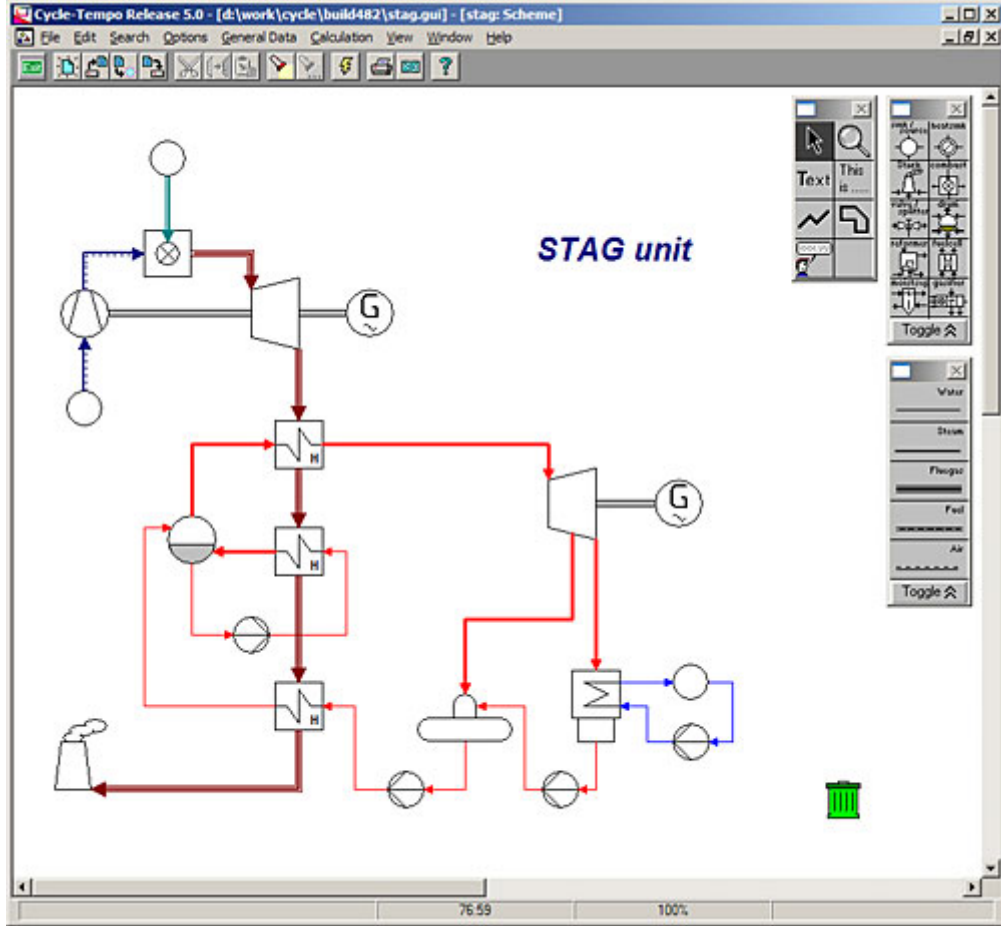
Sistemde sıcaklık, basınç değerlerinin değişimi olduğu giriş ve çıkış noktaları kodlanarak kütle ve enerji dengeleri yazılmış. Her gaz türbini tek başına modellenmiştir. Kompresör, türbin basınçları ve akış oranı modellemede belirleyicidir. Verim ortalama değerlerden hesaplanmıştır. Yanma odasına ait değerler de; termodinamik özellikler, termodinamik denge ve kimyasal özelliklere göre hesaplanmıştır.

Yaygın olarak kullanılan gaz türbinleri ve atık ısı kazanları kullanılarak hesaplamalar yapılmıştır. Buhar enjekteli kombine çevrimin termodinamik özellikleri, gaz türbini egzoz gazı sıcaklığına ve basınç oranına bağlıdır. Verimde girişe eklenen parçanın durumu da etkilidir. Ama en etkin olan sistemin genel verimidir. Günümüzün santrallerinde verim üzerine bütün parçalar etkilidir. Aeroderivative gaz türbinleri daha verimlidir. Doğal gaz kombine çevrim santraline eklenen kısımların basit ve ucuz olmadıkça ekonomik fayda sağlayacağı beklenmemektedir.

Önerilen kombine çevrimde bir gaz türbini ve tek basınçlı bir atık ısı kazanı mevcuttur. Egzoz sıcaklığı da iyi ayarlandığında verim %50'nin üzerinde olması beklenmektedir. Gaz türbinine özel donanımlar eklendiğinde verim %3–6 artacağı ve kısmi yükte çalışmanın verim üzerinde etkili olacağı belirtilmiştir.

3. CYCLE TEMPO

Bu çalışmada santrallerin modellenmesi için Cycle Tempo programı kullanılmıştır. Cycle Tempo programı Delft Teknoloji Üniversitesi tarafından geliştirilmiştir. Enerji sistemlerinin termodinamik analizi ve optimizasyonu için modern bir araçtır. Program 30 yıllık bir süreçten sonra mevcut halini almıştır. Programa ait genel ekran görüntüsü aşağıdaki gibidir (Şekil 3.1).



Şekil 3.1 Cycle Tempo programının genel görüntüsü

Enerji üretim sistemleri genellikle çok sayıda elemandan birleşiminden oluşan bir çevrimdir. Bu elemanlar birbirlerine boru ve kanallarla birleşerek karmaşık kütle ve enerji akışları oluşturur. Cycle Tempo programı da sistem içindeki enerji ve kütle akışlarını hesaplayarak çalışır. Eklenen özellikler de sistemin daha detaylı analizi ve optimizasyonuna izin verir.

3.1 Programın Özellikleri

Programda sistem elemanlarının her birine değişiklik uygulanabildiği gibi birbirlerine bağlı alt sistemlere de değişik uygulanabilir. Böylelikle Cycle Tempo sisteminizi istediğimiz şekilde ilerletmenize imkân sağlar. Her şeyden önce bağımsız modeller oluşturulması

mümkündür. Bu da pratik olarak esneklik sağlamaktadır.

Cycle Tempo tamamen açık bir programdır; sadece sistem ayarları olarak değil, proses akış diyagramları eklenebilir ve sonuç, tablo ve çizimlere göre diyalog kutuları oluşturulabilir. Alt sistemlerin ekserji akışını ve kayıplarını anlamak için analize imkan sağlar ve optimum sistem ayarı kolaylıkla bulunur.

3.2 Kullanım Alanları

Program aşağıdaki enerji dönüşüm proseslerinde ve sistemlerinde kullanılabilir;

- Buhar türbini çevrimleri
- Gaz türbini çevrimleri
- Kombine çevrim santralleri
- Yanma ve gazlaştırma sistemleri
- Isı transfer sistemleri
- Yakıt hücresi sistemleri
- Organik Rankine çevrimleri
- Soğutma çevrimleri
- Isı pompaları

Bu sistemlerin birleşiminden oluşan karmaşık sistemler kurulabilir.

Bu programı akademik amaçla kullanmak için ücretsiz sahip olunabilir. Bunun için programın internet sayfasında bulunan bir formla Delft Teknoloji Üniversite'sine başvuru yapıp, üniversitenin gönderdiği linkten programı indirmek mümkündür.

4. SANTRAL İYİLEŞTİRME YÖNTEMLERİ (REPOWERING)

Santral iyileştirme (repowering) santrallerde güç ve verim artırma uygulamalarına verilen genel addır. Üretim ve sistem gelişimi için önemli bir seçenektir. En önemli bazı faydaları:

- Yakıt tüketim giderlerinin azaltılması
- Bakım ve işletme giderlerinin azaltılması
- Emisyonlar ve diğer atıkların azaltılması
- Birim enerji maliyetinin azaltılması
- Yatırım maliyetinin azaltılmasıdır

Güç ve verim artırma uygulamaları maddi imkân, çevresel düzenleme ve yasal prosedürlere de bağlıdır. Enerji pazarında rekabet edilebilirlik için güç ve verim artırma uygulamaları gereklidir (W.Stenzel v.d.).

4.1 Santral İyileştirme Yöntemi

Santral iyileştirme yönteminin analizinde aşağıdaki adımlar takip edilir:

- Sistemin amaçlarının belirlenmesi; ihtiyaç olan gücün miktarı ve önemi, emisyon düşüş miktarı, yakıt seçenekleri ve fiyatları, ulaştırma gereksinimleri, tahmini devreye alma süresi, hedeflenen elektrik satış ücreti ve diğer gereksinimler.
- Bölgesel etkenlerin ve ihtiyaçların belirlenmesi,
- Uygulanacak güç ve verim artırma teknolojisinin belirlenmesi,
- İşletme parametreleri, yatırım miktarı, süre ve ekonomik duruma göre tasarım geliştirilmesi.
- Ekonomik ve diğer etkenler ışığında en uygun yöntemin belirlenmesi

Öncelikle piyasa şartlarıyla en çok rekabet edebilir sistem tercih edilmelidir. Mevcut sistemde bulunan ve artık kullanılmayacak olan kısımlar dezavantajdır.

4.2 Santral İyileştirme Seçenekleri

Santral iyileştirme uygulamalarında genelde gaz türbinleri kullanılır. Uygulanabilecek santral iyileştirme yöntemleri;

- Üretim tesisinin tamamına iyileştirme uygulaması (Gaz Türbini/Atık Isı Kazanı/Buhar Türbini)

- Kazanın kombine çevrim ünitesiyle yer değiştirmesi (Gaz Türbini/Atık Isı Kazanı)
- Hava ısıtıcısı ile iyileştirme uygulaması (Atık Isı Kazanı)
- Besleme suyu ısıtıcısı ile iyileştirme uygulaması

Bu yöntemlerin dışında katı yakıtlı santrallere uygulanan iyileştirme seçenekleri;

- Kazanın atmosferik akışkan yataklı sistemle revize edilmesi
- Kazanın basınçlı akışkan yataklı sistemle revize edilmesi
- Kazanın yerine gazlaştırmalı kombine çevrim uygulanması

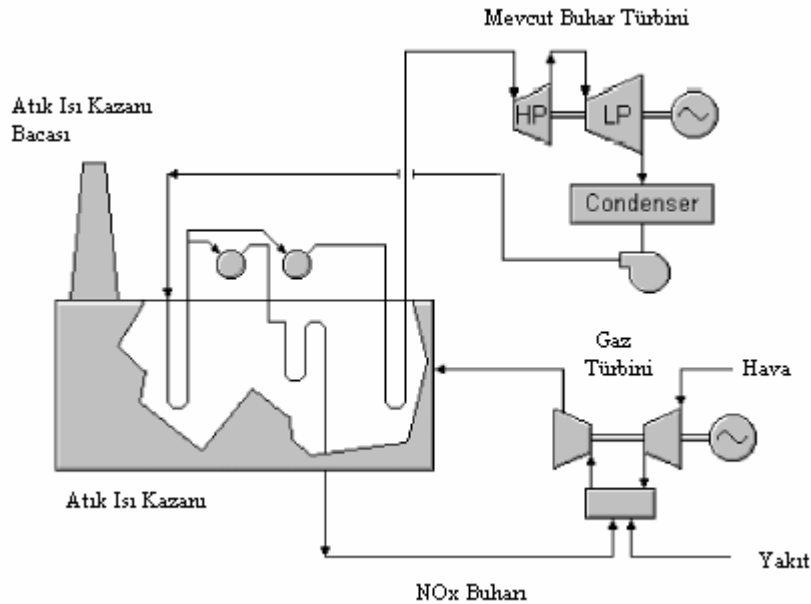
4.2.1 Gaz Türbiniyle Santral İyileştirme Seçenekleri

4.2.1.1 Üretim Sisteminin Tamamına Santral İyileştirme Uygulanması

Bu yöntemde soğutma suyu sistemi ve şalt sahası haricinde bütün üniteler kaldırılır. Yerine en uygun kombine çevrim uygulaması yapılır. Yeni yapılan üniteler çevreye karşı daha duyarlı olması sağlanır. Genellikle yatırım kazancı 100–300\$/kW civarındadır.

4.2.1.2 Kombine evrimle Santral İyileştirme

En çok uygulanan g ve verim artırma uygulamasıdır. Mevcut sistemdeki kazanın yerini gaz türbini ve atık ısı kazanı alır. şematik gösterimi aşağıdaki gibidir.(şekil 4.1)

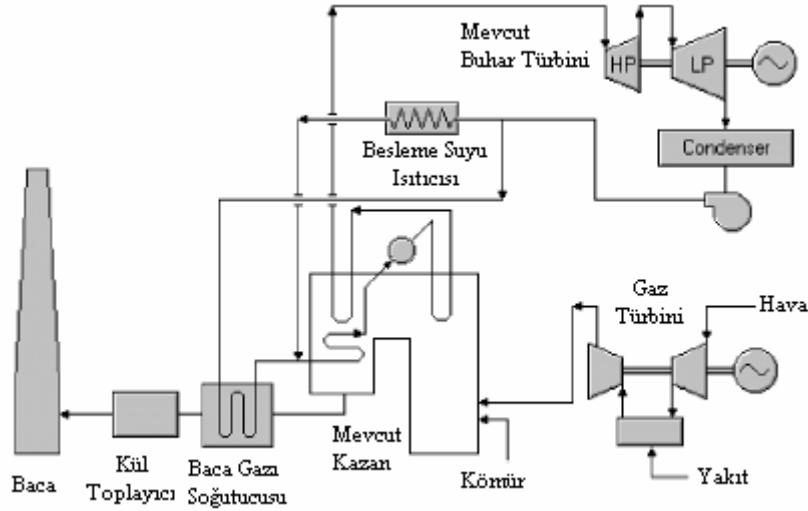


şekil 4.1 Kombine çevrimle santral iyileştirme uygulaması

Net güç kapasitesi %150 ila %200 civarında artar. NO_x emisyonları azalır. Eski sistemin teknolojisine göre kapasite artışı sınırlıdır. Buhar türbinlerinden maksimum gücü elde etmek için besleme suyu ısıtıcılarını da optimize etmek gerekmektedir veya yeni buhar türbinleri kullanmak gerekebilir. Yeni buhar türbinleri ve yardımcı ekipmanlar verim açısından faydalı olabileceği gibi yatırım maliyetinin de artmasına neden olur. Bu karara iyi bir optimizasyon hesaplamasından sonra ulaşılabilir. Genellikle yatırım maliyetleri 450–750\$/kW civarındadır.

4.2.1.3 Windbox ile Santral İyileştirme

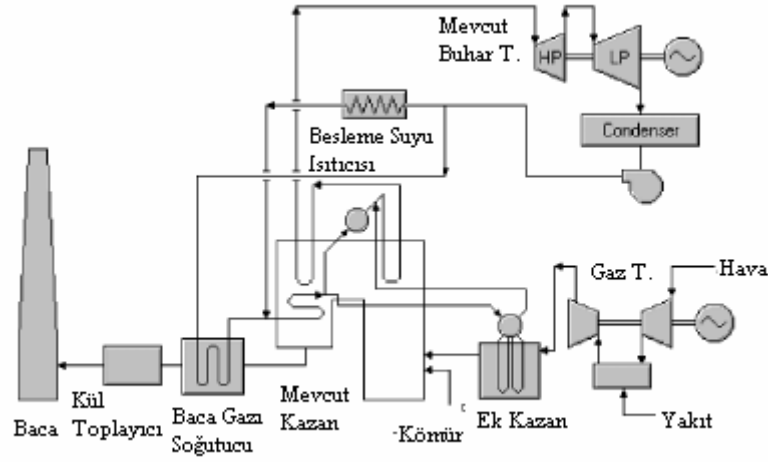
Windbox sistemleri ünite kapasitesini %25 kadar artırır verim de %10–20 oranında artar ve NO_x emisyonlarında azalma görülür. Sadece sıvı veya gaz yakıtlı sistemlerde kullanılmakla kalmaz geniş uygulama alanları vardır. Verim ve kapasite artışı bu sistemlerde asıl amaçtır. Diğer seçeneklere göre gaz türbinlerine uygulanması en zor olandır. Türbin egzozuna ya da havalandırma kanalının içine yerleştirilir. Hava ısıtıcılarının ve havalandırma kanallarının yüksek sıcaklık ve debiye göre modifiye edilmesi gereklidir. Tahmini yatırım bedeli 150–250\$/kW civarındadır. Şematik gösterimi aşağıdaki gibidir.(Şekil 4.2)



Şekil 4.2 Windbox ile santral iyileştirme uygulaması

4.2.1.4 Besleme Suyu Isıtıcısı ile Santral İyileştirme

Bu sistemde gaz türbininin egzoz gazı ısısı Rankine çevriminin besleme suyunun ön ısıtılmasında kullanılır. Egzoz gazı ısısı buhar türbini tasarım sınırlarını aşmamalıdır. Şematik gösterimi aşağıdaki gibidir.(Şekil 4.3)



Şekil 4.4 Ek kazan ile santral iyileştirme uygulaması

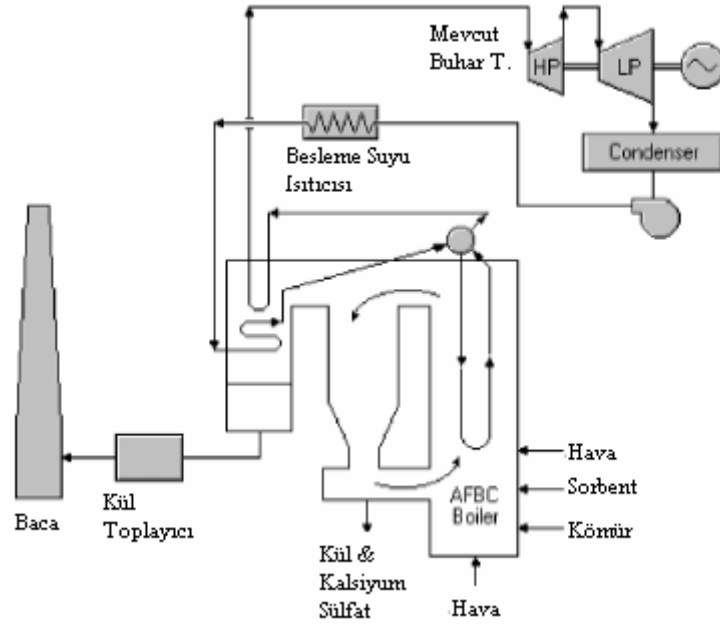
4.2.2 Katı Yakıtlı Santrallere Uygulanan Santral İyileştirme Seçenekleri

Katı yakıt yakma teknolojilerinden faydalanılarak santrallerin iyileştirilmeleri düşük fiyatlı yakıt imkanı sağlar. Bu durumun aynı zamanda diğer yakıt fiyatlarındaki beklenmedik artışlarda esneklik sağladığı için stratejik bir önemi de vardır. Genelde katı yakıtlı santrallere iyileştirme uygulamaları büyük yatırım maliyetleri gerektirir. Bu yüzden iyileştirme uygulanacak santral yüksek kapasite faktörü ile çalıştırılmalıdır.

4.2.2.1 Atmosferik Akışkan Yataklı Yakma ile Santral İyileştirme

Mevcut kazanın büyük bir kısmı veya tamamı atmosferik akışkan yataklı yakma sistemiyle yer değiştirir(Şekil 4.5). Kazan harici diğer donanımlar aynı kalacak ise buhar şartları önceki sistemin şartlarına yakın olmalıdır.

Bu uygulama ile yakıt esnekliği ve NO_x, SO₂ emisyonlarında azalma sağlanır.10 ila 300 MW kapasite için tasarımı uygundur. Türbin değiştirilmediğinde verimleri çok yüksek değil %34 civarındadır ve yatırım maliyeti 800–1200\$/kW civarındadır. Ama yakıt tüketimleri azalır.

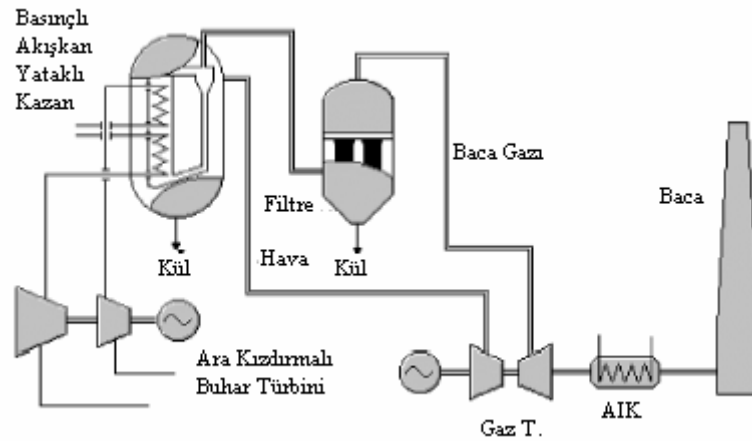


Şekil 4.5 Atmosferik akışkan yataklı yakma ile santral iyileştirme uygulaması

4.2.2.2 Basınçlı Akışkan Yataklı Yakma ile Santral İyileştirme

Mevcut kazan basınçlı akışkan yatak yakma sistemiyle yer değiştirir ve geri kalana üniteler kullanılmaya devam eder(Şekil 4.6).80 ila 350 MW kapasite için tasarımı uygundur. Yakma hücresinin basıncı 8 ila 16 atmosfer basıncı civarındadır.

Santralde %20 civarında kapasite artışı sağlanabilir. NO_x, SO₂ emisyonları düşüktür. Yatırım maliyetleri 900–1500\$/kW civarındadır.



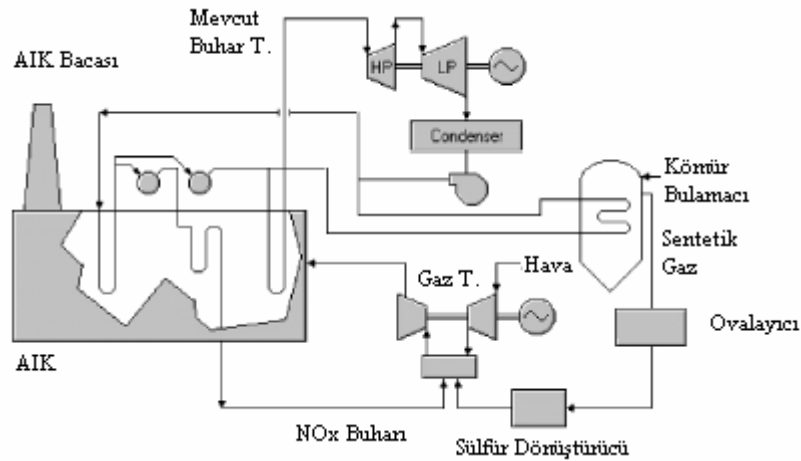
Şekil 4.6 Basınçlı akışkan yataklı yakma ile santral iyileştirme uygulaması

4.2.2.3 Gazlaştırmalı Kombine Çevrim ile Santral İyileştirme

Gazlaştırmalı kombine çevrim mevcut buhar türbinine eklenerek iyileştirme yapılır. Gazlaştırma sistemi kombine çevrime entegre haldedir. Gazlaştırma sistemi katı yakıtı gaz türbini için gaz yakıtı çevirir(Şekil 4.7).

Bu uygulamada mevcut kazanın yerini gazlaştırmalı kombine çevrim alır. Gaz türbini katı yakıttan elde edilen sentetik gaz yakıtı kullanır. Çoğu gazlaştırmalı kombine çevrim 50 ila 100 MW kapasiteli buhar türbinlerine uygulanır. Burada kullanılan gaz türbinlerinin kapasiteleri ise 150 ila 250 MW civarındadır.

Bu uygulamaların yatırım maliyetleri 1200–2000 \$/kW civarındadır. Gazlaştırmalı kombine çevrim ile iyileştirme ısı kapasitesine %30 ila %40 artış sağlar.



Şekil 4.7 Gazlaştırmalı kombine çevrim ile santral iyileştirme uygulaması

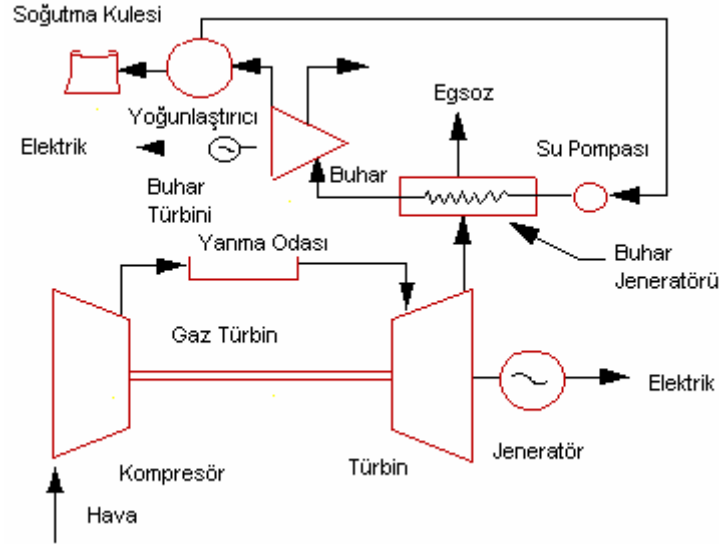
5. KOMBİNE ÇEVİRİM

Gaz akışkanlı bir güç çevriminin buharlı bir güç çevriminin üst çevrimi olarak kullanılmasıyla kombine çevrim oluşturulur. En çok ilgi duyulan kombine çevrim, gaz türbini (Brayton) çevrimiyle buhar türbini çevriminin (Rankine) oluşturduğu çevrimdir. Bu çevrimin ısı verimi her iki çevrimin ısı veriminden yüksektir.

Gaz türbini çevrimleri, buhar türbini çevrimlerinden daha yüksek sıcaklıklarda çalışırlar. Buharlı güç santrallerinde en yüksek türbin giriş sıcaklığı 620°C ile sınırlı iken, bu sınır gaz türbinlerinde 1150°C 'nin üzerindedir. Turbo jet motorlarda yanma odası çıkışındaki sıcaklıklar 1500°C 'nin üzerinde olabilmektedir. Gaz türbinleriyle yüksek sıcaklıklara çıkabilmek, türbin kanatlarında etkin soğutma yapılması ve kanatların seramik gibi yüksek sıcaklığa dayanıklı malzemeyle kaplanması sonucu gerçekleştirilebilmiştir. Isı, çevrime daha yüksek bir ortalama sıcaklıkla verildiği için, gaz türbini çevriminin daha yüksek bir ısı verime sahip olması beklenir. Fakat gaz türbini çevriminin önemli bir kusuru vardır, bu da gazların türbinden çok yüksek bir sıcaklıklar (genellikle 500°C 'in üzerinde) çıkmasıdır. Böylece ısı verimden beklenen iyileşme silinmiş olur. Çevrime rejeneratör eklenmesiyle durum bir ölçüde düzeltilebilir. Bu nedenle gaz türbini santrallerinin ısı verimleri genellikle buharlı güç santrallerinin ısı verimlerinden daha düşüktür (Çengel,Boles 1996) .

Gaz türbini çevriminin yüksek sıcaklıklarda çalışmasının sağladığı kazançlardan yararlanmak ve sıcak yanma sonu gazlarını buharlı güç çevrimi gibi bir alt çevrimde ısı kaynağı olarak değerlendirmek mühendislik yaklaşımının gereğidir. Bu düşünce ürünü Şekil 5.1'de gösterilen kombine çevrimdir. Bu çevrimde egzoz gazlarının enerjisi kazan işlevi yüklenen bir ısı değiştiricisinde buhar üretmek için kullanılır. Alt çevrime gerekli enerjiyi sağlayabilmek için bir kazana genellikle birden çok gaz türbini bağlanır. Ayrıca buhar çevriminde ara ısıtma ve ara buhar alma yapılabilir. Ara ısıtma için enerji, fazladan bir miktar yakıtı oksijen açısından zengin egzoz gazlarıyla yakarak sağlanabilir.

Gaz türbini teknolojisinde son yıllarda olan gelişmeler, kombine çevrim santrallerini ekonomik açıdan çok çekici yapmıştır. Kombine çevrim, yatırım giderlerini çok fazla artırmadan ısı verimi yükseltmektedir. Bunun sonucu olarak birçok yeni güç santrali kombine çevrime göre tasarlanmakta, var olan birçok buharlı veya gaz türbinli santral de kombine çevrime dönüştürülmektedir.



Şekil 5.1 Kombine çevrim şeması

Kombine çevrimle mevcut santralin gücü %30 kadar artırılabilir. Ancak, mümkün olabilen bu güç artışının gerçekleştirilebilmesi için, jeneratör, kondenser, kondenser pompaları v.s. gibi mevcut donanımları kapasitelerinin bu artışı karşılayabilecek büyüklükte olmaları gerekir.

Mevcut donanım kapasitelerinin sınırlarından dolayı ekstra gücün elde edilememesi durumunda, buhar türbini nominal kapasitesinde çalıştırılır ve türbinden yüksek basınçlı ara buhar çekilemeyeceğinden, azalan türbin buhar ihtiyacı nedeniyle, kazanda üretilen buhar ve netice olarak da kazanda yakılacak yakıt miktarı azalır.

5.1 Kombine Çevrim Santrallerinin Sistem Özellikleri

- Yüksek termal verim
- Düşük yatırım maliyeti
- Yakıt esnekliği (Çeşitli gazlar ve sıvı yakıtlar)
- Düşük işletme ve bakım maliyeti
- Kullanım esnekliği (Temel, ortalama, günlük)
- Yüksek güvenilirlik
- Yüksek kullanılabilirlik
- Kısa kuruluş süresi
- Küçük kapasite artırımlarında yüksek verim

5.2 Kombine Çevrim Sistemlerinin Santral İyileştirme Uygulamalarındaki Yeri

İlk kombine çevrim sistemlerinde, buhar türbinlerine uygulanan küçük değişikliklerle az miktarda verim artışı sağlanabiliyordu. Atık ısı kazanlarının kullanılmasıyla, kombine çevrim uygulamaları az miktarda yatırım maliyetiyle yüksek verim ve düşük çevresel etkiye imkan sağlamış oldu. Bu uygulama büyük kapasiteli tesisler için de kullanılabilir hale geldi.

Doksanlı yıllarda verim ve düşük emisyon nedenlerinden dolayı Avrupa'da doğal gaz kombine çevrim alanları oluşmuştur ve giderek sahaları da genişlemektedir. Bu tesislerden arta kalan hurdalar ve ileriki zamanlarda nasıl bir geleceğinin olduğu problemi verim değerleri nedeniyle görmezlikten gelinmektedir.

Mevcut kombine çevrim santrallerinin daha avantajlı hale getirilmesi sorusu cevap beklemektedir. Bunun için doğal gaz kombine çevrim sistemlerinin gelişimini gözden geçirmek yararlı olabilir.

İlk buhar üretim sistemlerinde buhar kazanları kullanılıyordu. Tek veya çift basınçlı sistemlerde ara kızdırma mevcut değildi. 1968 yılına kadar kullanımına devam edildi. 1958 yılında boru teknolojisi iyileştirilerek 2. nesil kombine çevrim sistemler kullanımı başladı. Isı transferindeki gelişmelerle gaz türbininin egzoz ısısından faydalanarak besleme suyunun ısıtılması sağlandı. 1960 yılında ilk uygulama başladı. 2 veya 3 basınçlı sistemler mevcuttu ama ara kızdırma yapılamıyordu. 2. nesil üretim sistemleri 20. yüzyılın sonlarına kadar kullanımı devam etti. Gaz türbinleri kombine çevrim sistemleri için tasarlanmıyordu. Gaz türbinleri yüksek basınçlı tasarlanıyordu bu da egzoz gazının ısını düşürüyor böylelikle kombine çevrim için fayda sağlanamıyordu. Sonunda gaz türbinleri de kombine çevrim enerji endüstrisine giriş yaptı. Gaz türbinlerinin sıkıştırma oranları kombine çevrime uygun olacak şekilde değiştirildi. Diğer yandan gaz türbinlerinde iyileşmeler meydana geldi. Yüksek tutuşma sıcaklığı gaz türbinleri için önemlidir. Gaz türbinlerindeki sıkıştırma oranı ve tutuşma sıcaklığındaki değişimlerle 3. nesil kombine çevrim sistemleri oluştu. Atık ısı kazanları genelde 3 basınçlı ve ara kızdırmalıdır. NOx emisyonlarının kontrolü tasarımda önem arz eder. Gaz türbinlerinin giriş nozullarında soğutma yapılmasıyla 4. nesil kombine çevrim sistemleri hayata geçti.

General Elektrik firması tarafından yapılan santral iyileştirme uygulamalarının tarihsel değişimi Çizelge 5.1'de verilmiştir.

Çizelge 5.1 GE tarafından uygulanmış kombine çevrim sistemlerinin tarihsel görünümü

Kuruluş Adı	Yer	Uygulama Türü	Gaz Türbini	Gücü (MW)	Kombine Güç(MW)	Yıl
Oklahoma Elektrik	Belle Adası	BSI	MS3001	3,5	40	1949
Oklahoma Elektrik	Belle Adası	BSI	MS3001	3,5	40	1952
Batı Teksas Kamu	Rio Pecos	Kazan	MS3001	5	35	1954
Batı Amerika Güç Tesisi	Kansas	BSI	MS5001K	12	65	1961
Kamu Hizmetleri	N.Mexico	AIK	MS5001K	12	20	1961
Wheatland Elektrik	Kansas	AIK	MS5001L	14	21	1967
Carolina Güç	K.Carolina	AIK	MS5001LA	64	90	1969
Güney Carolina Elektrik	Parr	AIK	MS5001M	68	128	1971
Çin Aydınlatma ve Güç	Hong Kong	AIK	MS5001M	17	25	1972
Dow Kimya Şirketi	Ontario	AIK	MS7001B	102	120	1972
Gulf Oil Şirketi	Teksas	Kazan	MS5001N	23	23	1974
Sivil ve Kamu Hizmetleri	Hawai	AIK	MS5001N	46	70	1978
Anchorage	Alaska	AIK	MS7001E	71	105	1979
Dow Kimya Şirketi	Teksas	AIK	MS7001E	213	260	1982
Gaylord Konteynır	California	AIK	MS6001A	36	42	1983
Virginia Güç	Chesterfield	AIK	MS7001F	150	225	1990
Virginia Güç	Chesterfield	AIK	MS7001F	150	225	1992
Vero Beach Şehri	Vero Beach	AIK	MS6001B	48	57	1992
LA DWP	California	AIK	MS7001EA	166	249	1993
Imperial Sulama	California	AIK	MS7001EA	83	124	1994

6. İYİLEŞTİRME UYGULANACAK SANTRALİN MEVCUT DURUMU

6.1 Ambarlı Termik Santrali

Ambarlı Fuel-Oil Santrali İstanbul'da Marmara denizi sahilinde kurulmuştur. Tesisin bütün ünitelerinin planı 1960'lı yılların başlarına dayanır.1965 yılında ise kurulmasına başlanmıştır. Ambarlı termik santrali beş üniteden meydana gelmiştir.1-2-3 numaralı ünitelerin her biri 110 MW'lık kapasiteye sahiptir. Bunların ilk ikisi 1967 yılında, diğeri 1970 yılında üretime geçmiştir.4-5 numaralı üniteler 150 MW'lık kapasitelere sahip olup 1970 ve 1971 yıllarında üretime geçmişlerdir. Tüpraş'tan getirilen fuel-oil ile çalışan santralden, üretilen elektrik enerjisi Trakya'ya ve İstanbul'a gönderilmekte, İstanbul'un elektrik ihtiyacının karşılanmasında önemli yer tutmaktadır.

Bütün ünitelerin türbinleri yüksek basınç, orta basınç ve alçak basınç türbinlerinden oluşmuş olup üç karterlidir.1-2-3 ünitelerinin kondenserleri tek geçişli ve iki benzer yarımından oluşmuşlardır.4-5 ünitelerinin kondenserleri de iki benzer yarımından meydana gelmiş olup iki geçişlidir. Yakıt sistemi 4 ayrı sistemden oluşur; hafif yakıt sistemi, ağır yakıt aktarma sistemi, ağır yakıt yakma sistemi ve ağır yakıt boşaltma sistemi şeklindedir.

6.2 Mevcut Ünitelerin Özellikleri

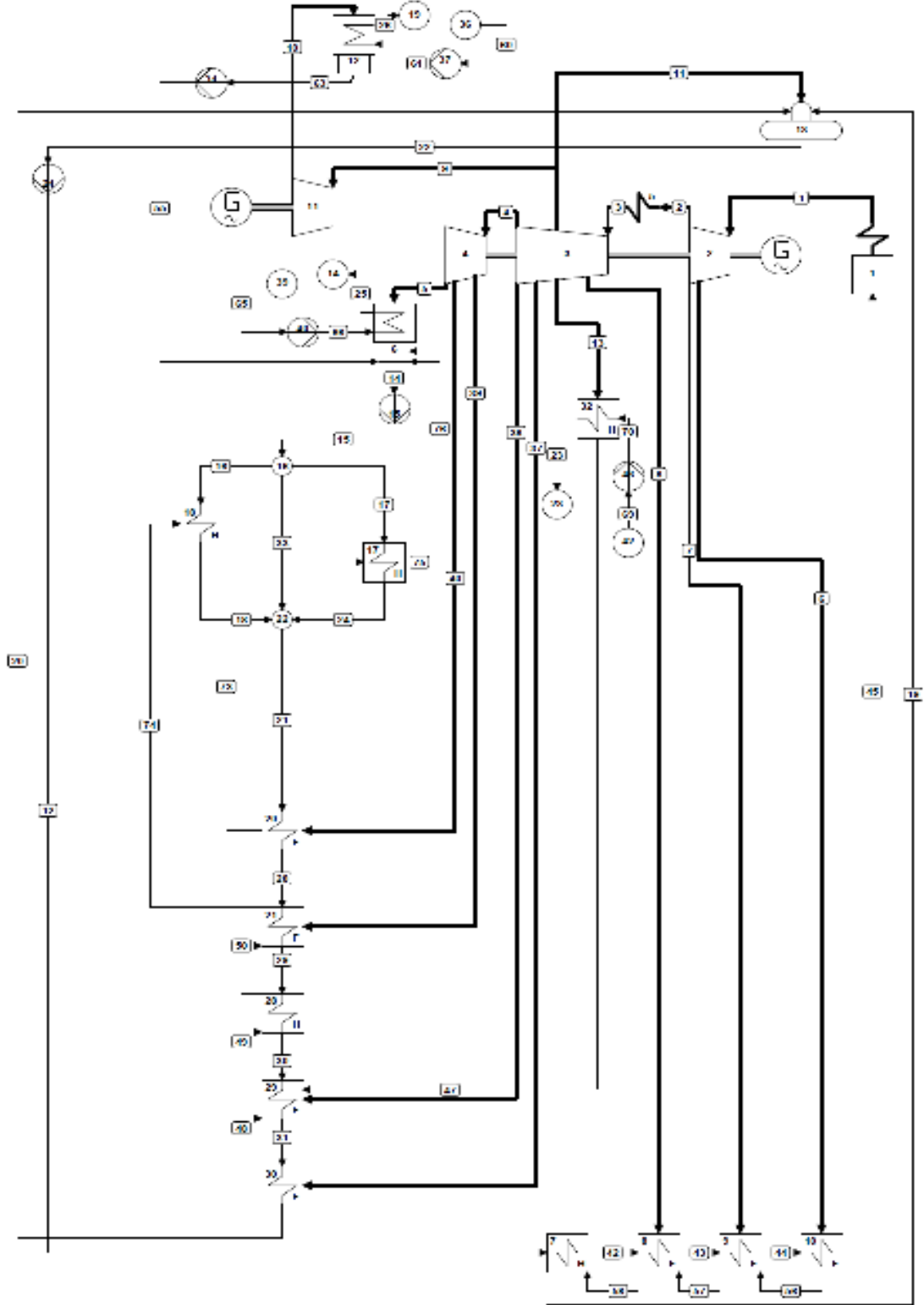
Ambarlı termik santralinin 150 MW gücündeki 4. ünitesi çalışmada referans çevrim olarak alınmıştır. Çevrim hakkında sahip olduğumuz değerler Çizelge 6.1'de belirtilmiştir.

Çizelge 6.1 Ambarlı Termik Santrali 4. ve 5. ünite değerleri

Kazan Özellikleri	
Yapımcı Firma	Sulzer
Kazan Tipi	Cebri Sirkülayonlu, T.Kızdırmalı, Domsuz
Ana Buhar Çıkış Sıcaklığı	535 C
Ana Buhar Çıkış Basıncı	176,5 Bar
Tekrar kızdırıcı Buhar sıcaklığı	535 C
Tekrar kızdırıcı Buhar Basıncı	39,62 Bar
Nominal Debi	478500 kg/saat
Besleme Suyu Eko Giriş Sıcaklığı	257,3 C
Ana Yakıt Yakıcı Sayısı	16 Adet
Türbin Özellikleri	
Yapımcı Firma	ESCHER WYSS-OERLIKON
Türbin Tipi	Silindirli, Çift Egzozlu, Tekrar Kızdırmalı
Türbin Devir Sayısı	3000 d/d
Kondenser Vakum Basıncı	0,0588 Bar
Kondenser Soğutma Suyu Miktarı	21000 Ton/saat
Kondenser Soğutma suyu sıcaklığı	24 C
Generatör Özellikleri	
Yapımcı Firma	ESCHER WYSS-OERLIKON
Gücü	187,5 MVA
Güç Faktörü	0,8
Frekans	50 Hz

6.3 Mevcut Ünitelerin Simülasyonu

Tesis şeması yardımıyla Cycle Tempo programında santral tasarımı yapıldı. Programda santral şeması Şekil 6.1'deki gibi oluşturuldu.



Şekil 6.1 Ambarlı Termik Santrali 4.ünite şeması

Çizelge 6.2 Ambarlı Termik Santrali 4.ünite sistem girdileri

Pipe no.	From apparatus [-]	To apparatus [-]	Pressure [bar]	Enthalpy [kJ/kg]	Pipe no.	From apparatus [-]	To apparatus [-]	Pressure [bar]	Enthalpy [kJ/kg]
1	1	2	176.5 176.5	3379.10 3379.10	39	4	21	0.8500 0.8500	2655.90 2655.90
2	2	5	39.62 39.62	3024.62 3024.62	40	4	20	0.3900 0.3900	2565.68 2565.68
3	5	3	35.74 35.74	3530.12 3530.12	42	7	8	214.5 214.5	712.84 712.84
4	3	4	1.570 1.570	2801.39 2731.41	43	8	9	213.5 213.5	786.03 786.03
5	4	6	0.05880 0.05880	2367.12 2367.12	44	9	10	212.5 212.5	1054.25 1054.25
6	2	10	48.10 48.10	3066.36 3066.36	45	10	1	211.5 211.5	1121.07 1121.07
7	2	9	39.62 39.62	3024.61 3024.61	47	32	29	1.570 1.570	469.84 469.84
8	3	8	11.91 11.91	3231.60 3231.60	48	30	29	3.340 1.570	562.24 562.24
9	3	11	5.860 5.860	3063.94 3063.94	49	29	28	1.570 1.570	458.41 458.41
10	11	12	0.05000 0.05000	2334.04 2334.04	50	28	21	1.570 0.8500	382.50 382.50
11	3	13	5.860 5.860	3063.94 3063.94	55	34	6	0.05880 0.05880	149.15 149.15
12	24	7	215.5 215.5	696.22 696.22	56	10	9	48.10 39.62	1124.89 1124.89
13	3	32	5.860 5.860	3063.94 3063.94	57	9	8	39.62 11.91	1067.79 1067.79
14	6	15	0.05880 0.05880	149.15 149.15	58	8	7	11.91 11.91	781.38 781.38
15	15	16	10.06 10.06	150.47 150.47	60	36	37	1.000 1.000	100.71 100.71
16	16	18	10.06 10.06	150.47 150.47	61	37	12	2.000 2.000	100.84 100.84
17	16	17	10.06 10.06	150.47 150.47	63	12	34	0.05000 0.05000	149.09 149.09
18	18	22	9.360 9.360	197.60 197.60	65	39	40	1.000 1.000	100.71 100.71
19	7	13	11.91 5.860	700.67 700.67	66	40	6	2.000 2.000	100.84 100.84
20	30	13	5.860 5.860	554.30 554.30	69	42	43	1.800 1.800	100.81 100.81
21	22	20	9.360 9.360	192.17 192.17	70	43	32	2.000 2.000	100.84 100.84
22	13	24	5.860 5.860	666.50 666.45	73	20	17	0.3900 0.3900	300.98 300.98
23	32	23	2.000 2.000	419.17 419.17	74	21	18	0.8500 0.8500	383.29 383.29
24	17	22	9.360 9.360	176.72 176.72	75	17	6	0.1900 0.05880	163.37 163.37
25	6	14	1.800 1.800	135.23 135.23	76	18	6	0.6500 0.05880	158.82 158.82
26	12	19	1.800 1.800	128.37 128.37					
28	20	21	8.660 8.660	286.58 286.58					
29	21	28	7.960 7.960	374.59 374.59					
30	28	29	7.260 7.260	381.26 381.26					
31	29	30	6.560 6.560	452.03 452.03					
33	16	22	9.360 9.360	150.40 150.40					
37	3	30	3.340 3.340	2944.38 2944.38					
38	3	29	1.570 1.570	2801.39 2801.39					

Çizelge 6.3 Ambarlı T. S. 4. ünite için kabul edilen türbin ve pompa izentropik verimleri

App. no.	Name	Type	Isentropic efficiency [%]
2	Turbine	3	85
3	Turbine	3	89
4	Turbine	3	75
11	Turbine	3	90
24	Pump	8	77.03
15	Pump	8	76.52
34	Pump	8	77
37	Pump	8	77
40	Pump	8	77
43	Pump	8	77

Şekil 6.1’de oluşturulan şemaya sistem elemanlarına ait basınç ve entalpi değerleri (Çizelge 6.2); kabul edilen türbin ve pompa izentropik verimler (Çizelge 6.3) ile kullanılarak santral çalıştırıldı. Santralin çalışması sonucunda elde edilen sistem verimleri, giriş ve çıkış güçleri Çizelge 6.4’de verilmiştir.

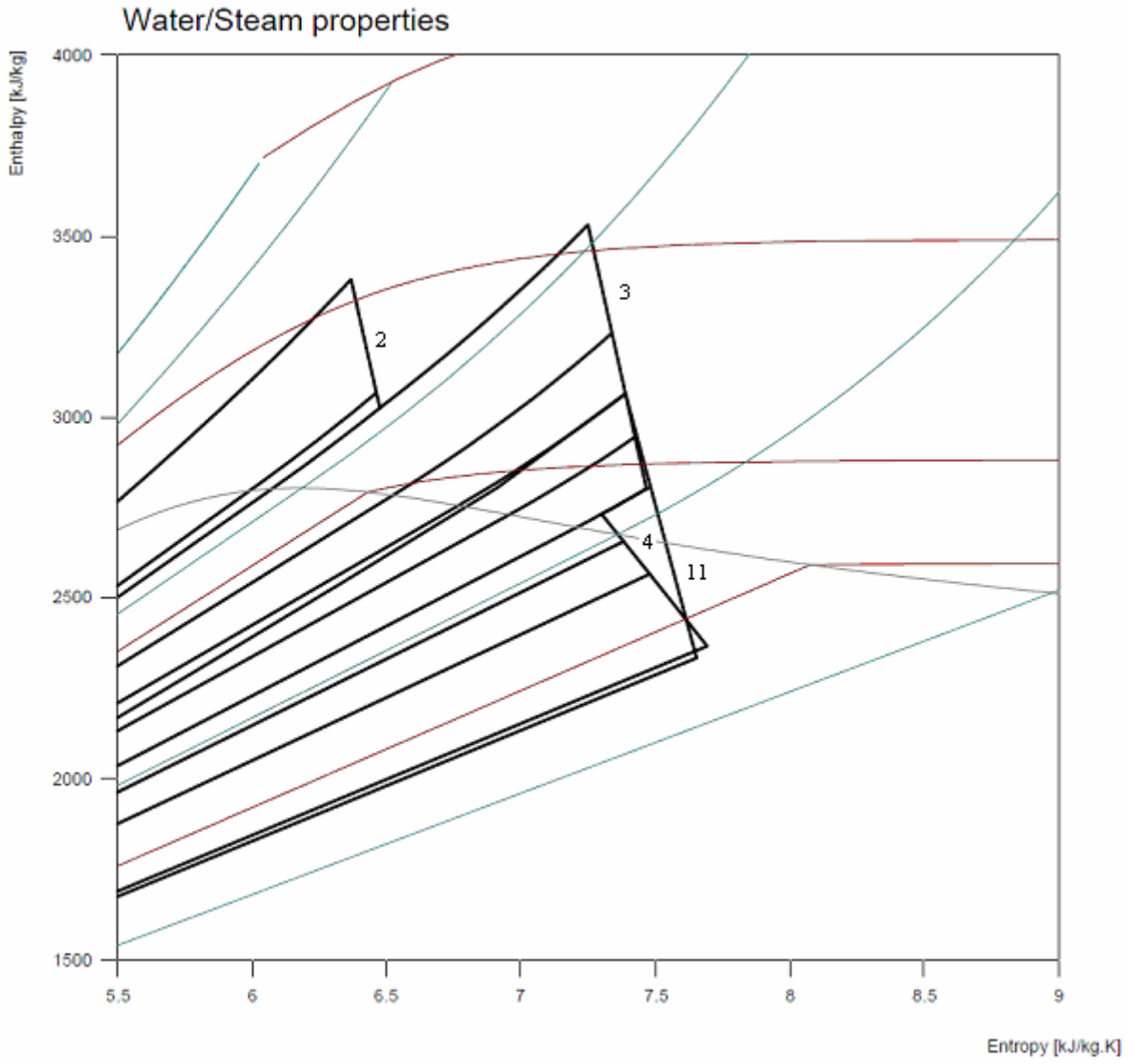
Çizelge 6.4 Ambarlı Termik Santrali 4. ünite sistem verim, güç giriş ve çıkış değerleri

System efficiencies, power input and output

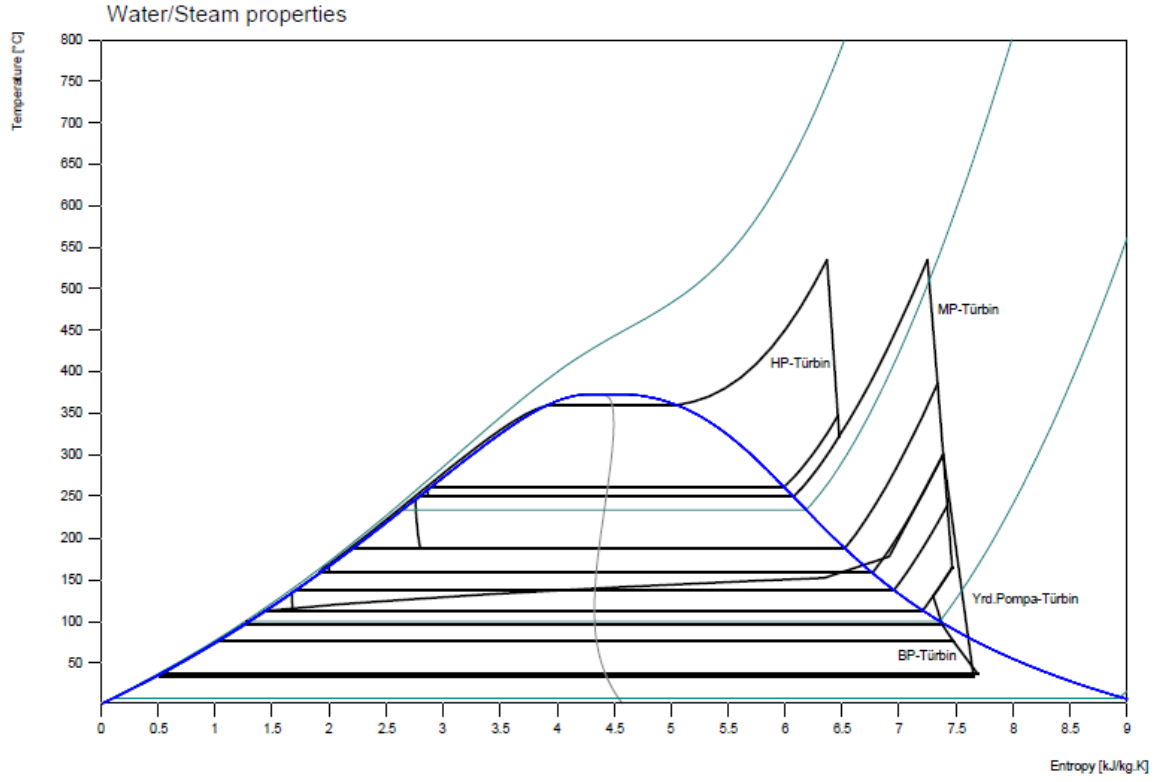
	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed power	1	Boiler	1	367126.16	
	5	Reheater	2	68176.58	
					435302.75
Delivered gross power	2	Generator	G	4598.79	
	1	Generator	G	150021.45	
					154620.25
Aux. power consumption	24	Pump	8	4212.99	
	15	Pump	8	149.71	
	34	Pump	8	0.42	
	37	Pump	8	65.11	
	40	Pump	8	658.39	
	43	Pump	8	1.14	
					5087.75
Delivered net power					149532.50
Efficiencies	gross			35.520 %	
	net			34.351 %	

Çizelge 6.4’de görüldüğü gibi sistemde kullanılan elemanlara ait enerji üretim ve tüketim miktarları kW cinsinden verilmiştir. Sistem elemanlarının şemadaki numaraları da çizelgede görülmektedir. Sağlanan net güç 149532,5 kW olarak bulunmuş ve bu değer santrale ait gerçek değer ile örtüşmektedir.

Modellenmiş santrale ait Molier ve T-S diyagramları Şekil 6.2 ve Şekil 6.3’de verilmiştir.



Şekil 6.2 Ambarlı Termik Santrali 4. üniteye ait Molier diyagramı



Şekil 6.3 Ambarlı Termik Santrali 4. üniteye ait T-S diyagramı

7. İYİLEŞTİRME UYGULANMIŞ SANTRALİN SİMÜLASYONU

Mevcut santral Cycle Tempo programında modellendikten sonra, santrali kombine çevrim santraline dönüştürmek için kazan, hiterler, besleme suyu ön ısıtıcıları ve yakıt ısıtma eşanjörü devre dışı bırakılmış ve yerine gaz türbini grupları ve atık ısı kazanı eklenmiştir.

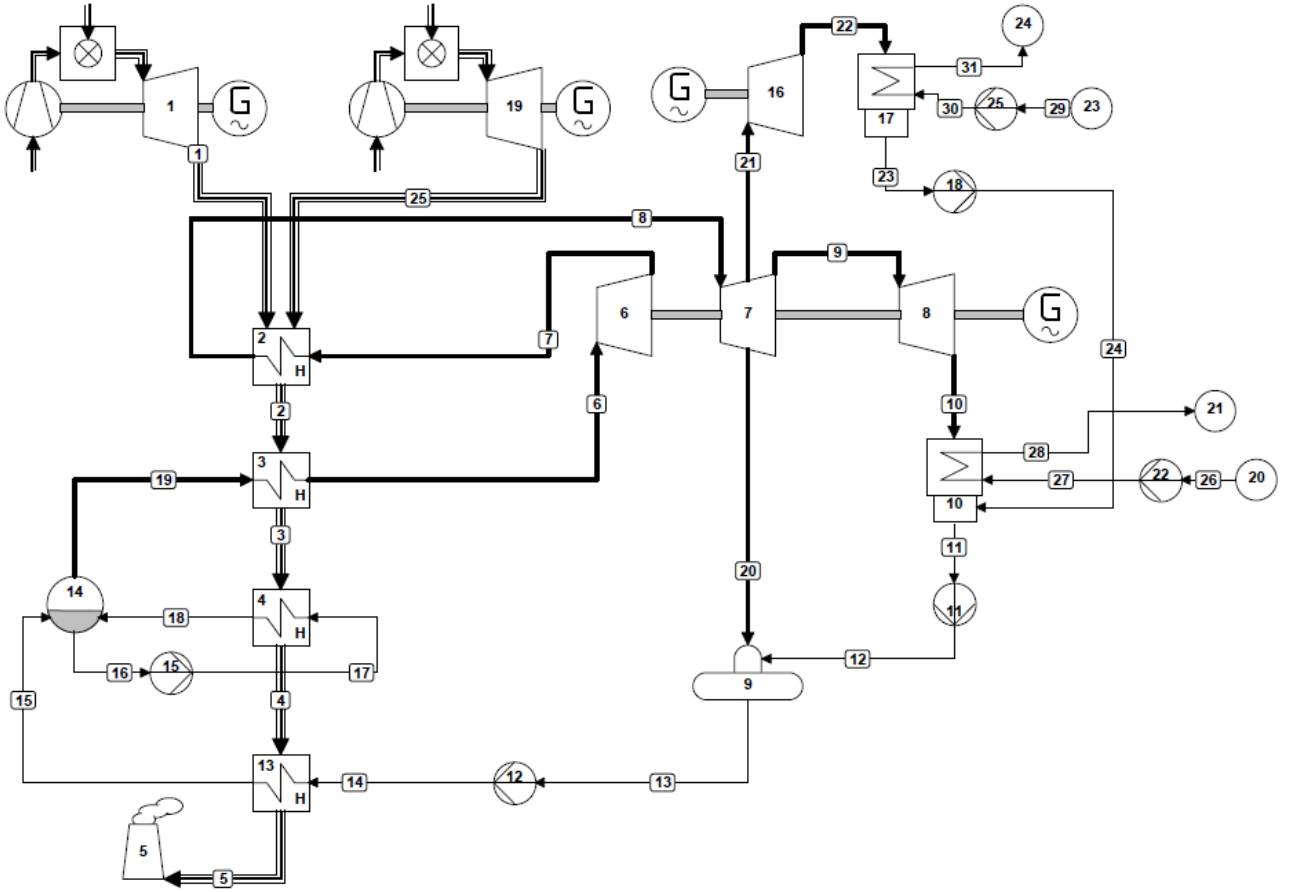
Sisteme eklenecek gaz türbini grupları seçiminde, mevcut buhar türbinlerinin buhar ihtiyaçlarını sağlayabilecek gaz türbinleri egzoz gazı debi ve sıcaklıkları incelenerek belirlendi. Gaz türbinleri araştırılırken Cycle Tempo programında girdileri bulunan 360 kadar gaz türbini araştırıldı. Bu türbinlerden hiç biri tek başına istenilen şartları sağlayamadı. Ekonomik olması için 2 ve 3 türbin kullanarak sistemin çalışmasını sağlayacak türbinler araştırıldı, olumlu sonuç veren türbinler tablo halinde Çizelge 7.1’de belirtilmiştir.

Çizelge 7.1 İyileştirme şartlarını sağlayan türbin grupları ve özellikleri

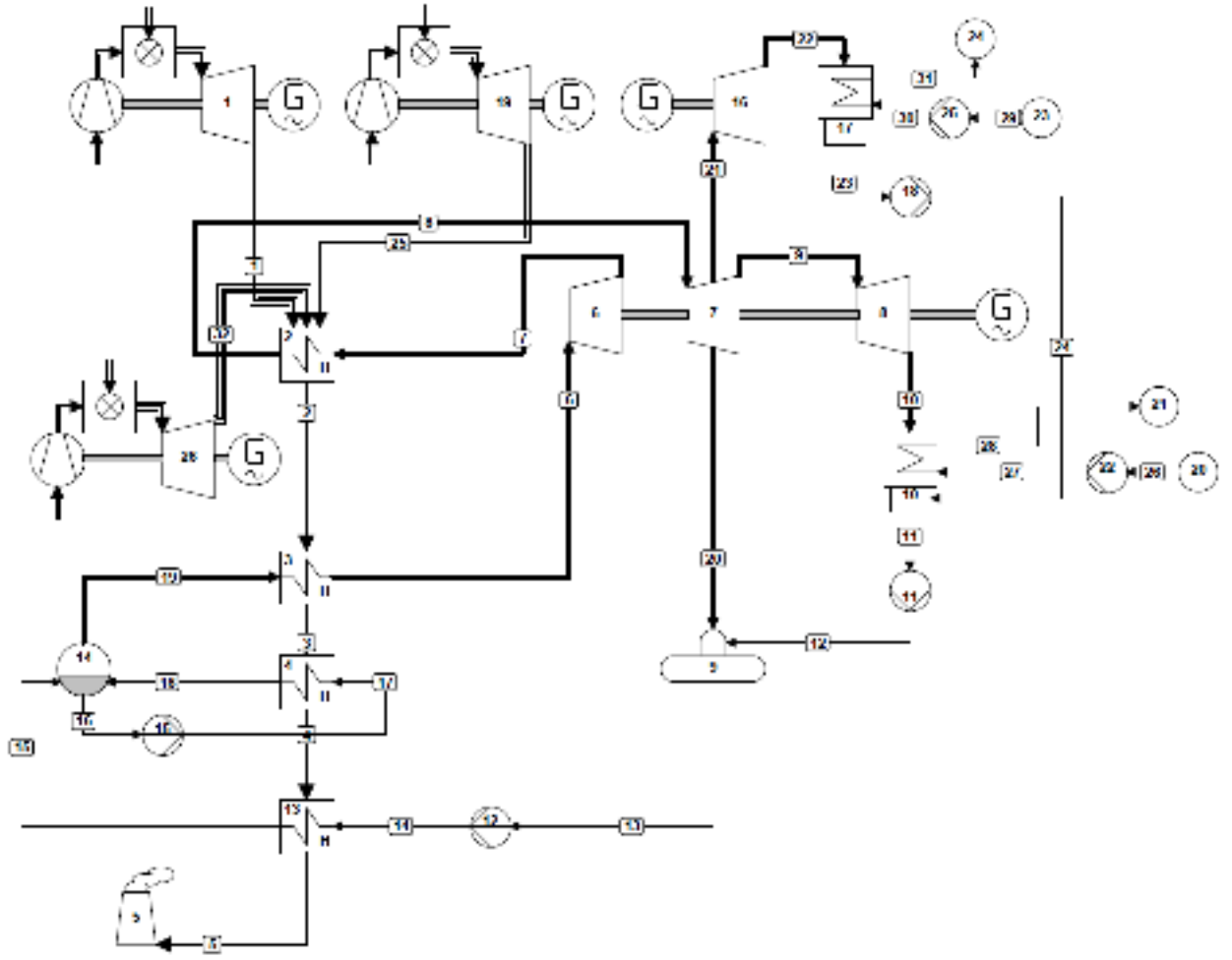
	Gaz	Türbin	Eg. Gazı	Eg. Gazı	Türbin	Genel	Toplam
	Türbini	Gücü(kW)	Debisi(kg/s)	Sıc.(C)	Sayısı	Verim(%)	Güç(kW)
1	Mitsubishi 701G2	308000	724	574	2	48,95	769765
2	Mitsubishi 701F2	253700	651	578	2	48,59	661165
3	GE PS PG 9351	250400	645	609	2	47,96	654565
4	EGT PG 9351	256100	645	609	2	45,38	665965
5	Thomassen PG 9351	250400	645	609	2	47,96	654565
6	Siemens V94.3A	255000	640	641	2	50,34	663765
7	Mitsubishi 701G1	271000	630	588	2	49,96	695765
8	Thomassen PG 9311	226500	622	589	2	48,01	606765
9	Nuovo MS9001	226500	602	589	2	48,08	606765
10	ABB GT 26	251000	561	610	2	50,29	655765
11	Westinghouse 501G	235780	553	597	2	52,30	625325
12	Mitsubishi 501G	230000	531	593	2	51,99	613765

13	Westinghouse 501F	177100	447	600	2	53,39	507965
14	GE PS PG 7231	169900	446	602	2	53,16	493565
15	Siemens V84.3A	180000	444	577	3	49,71	693765
16	Mitsubishi 501F	159000	427	584	3	47,86	630765
17	Mitsubishi 501F2	167000	427	604	3	47,45	654765
18	Hitachi PG7231	167000	417	595	3	47,60	654765
19	ABB GT 24	173000	390	610	3	49,52	672765
20	Westinghouse 701F	252460	660	567	3	45,05	911145
21	FiatAvio 70IF	252168	656	568	3	44,99	910269
22	Ansaldo V94.3A	240000	640	562	3	46,30	873765

Çizelge 7.1’de kullanılan türbinlerle oluşturulan 2 gaz türbinli sistem ve 3 gaz türbinli sisteme ait şemalar Şekil 7.1 ve Şekil 7.2’de verilmiştir.



Şekil 7.1 İki adet gaz türbini kullanılarak oluşturulan kombine çevrim santrali şeması



Şekil 7.2 Üç adet gaz türbini kullanılarak oluşturulan kombine çevrim santrali şeması

Mitsubishi 701 G2 gaz türbininden iki adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrim Çizelge 7.2'deki değerler kullanılarak çalıştırılmış ve Çizelge 7.3'deki sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri elde edilmiştir.

Çizelge 7.2 Mitsubishi 701 G2 gaz türbinli kombine çevrim santrali girdileri

Pipe no.	From apparatus [-]	To apparatus [-]	Pressure [bar]	Enthalpy [kJ/kg]
1	25005	2	1.000 1.000	672.54 672.54
2	2	3	1.000 1.000	711.66 711.66
3	3	4	1.000 1.000	778.60 778.60
4	4	13	1.000 1.000	777.59 777.59
5	13	5	1.000 1.000	921.85 921.85
6	3	6	176.0 176.0	3379.68 3379.68
7	6	2	39.62 39.62	3029.78 3029.78
8	2	7	35.74 35.74	3530.12 3530.12
9	7	8	1.570 1.570	2731.41 2731.41
10	8	10	0.05880 0.05880	2342.84 2342.84
11	10	11	0.05880 0.05880	149.33 149.33
12	11	9	5.860 5.860	150.09 150.09
13	9	12	5.860 5.860	666.50 666.50
14	12	13	177.0 177.0	690.84 690.84
15	13	14	176.5 176.5	2536.02 2536.02
16	14	15	176.5 176.5	1717.08 1717.08
17	15	4	177.0 177.0	1717.20 1717.20
18	4	14	176.5 176.5	1712.65 1712.65
19	14	3	176.5 176.5	2523.38 2523.38
20	7	9	5.860 5.860	3004.77 3004.77
21	7	16	5.860 5.860	3004.77 3004.77
22	16	17	0.05000 0.05000	2298.99 2298.99
23	17	18	0.05000 0.05000	149.09 149.09
24	18	10	0.05880 0.05880	149.15 149.15
25	25014	2	1.000 1.000	672.54 672.54
26	20	22	1.000 1.000	100.71 100.71
27	22	10	2.000 2.000	100.84 100.84
28	10	21	1.800 1.800	135.23 135.23
29	23	25	1.000 1.000	100.71 100.71
30	25	17	2.000 2.000	100.84 100.84
31	17	24	1.800 1.800	128.37 128.37

Çizelge 7.3 Mitsubishi 701 G2 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy	Totals
				[kW]	[kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	789922.12	
power	19	Fuel (GT)	30	789922.12	
					1579844.25
Delivered	19	Gas Turbine	30	308000.00	
gross power	1	Generator	G	308000.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					773410.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					769765.56
Efficiencies	gross			48.955 %	
	net			48.724 %	

Mitsubishi 701G2

Mitsubishi 701 F2 gaz türbininden iki adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.4’de verilmiştir.

Çizelge 7.4 Mitsubishi 701 F2 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy	Totals
				[kW]	[kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	684121.88	
power	19	Fuel (GT)	30	684121.88	
					1368243.75
Delivered	19	Gas Turbine	30	253700.00	
gross power	1	Generator	G	253700.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					664810.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					661165.56
Efficiencies	gross			48.589 %	
	net			48.322 %	

Mitsubishi 701F2

GE PS PG 9351 gaz türbininden iki adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.5’de verilmiştir.

Çizelge 7.5 GE PS 9351 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	686232.38	
power	19	Fuel (GT)	30	686232.38	
					1372464.75
Delivered	19	Gas Turbine	30	250400.00	
gross power	1	Generator	G	250400.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					658210.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					654565.56
Efficiencies	gross			47.958 %	
	net			47.693 %	

GE PS PG 9351

EGT PG 9351 gaz türbininden iki adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.6’da verilmiştir.

Çizelge 7.6 EGT PG 9351 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	738635.62	
power	19	Fuel (GT)	30	738635.62	
					1477271.25
Delivered	19	Gas Turbine	30	256100.00	
gross power	1	Generator	G	256100.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					669610.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					665965.56
Efficiencies	gross			45.328 %	
	net			45.081 %	

EGT PG 9351

Thomassen PG 9351 9351 gaz türbininden iki adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.7’de verilmiştir.

Çizelge 7.7 Thomassen PG 9351 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	686232.38	
power	19	Fuel (GT)	30	686232.38	
					1372464.75
Delivered	19	Gas Turbine	30	250400.00	
gross power	1	Generator	G	250400.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					658210.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					654565.56
Efficiencies	gross			47.958 %	
	net			47.693 %	

Thomassen PG 9351

Siemens V94.3A gaz türbininden iki adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime

ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.8’de verilmiştir.

Çizelge 7.8 Siemens V94.3A gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	662439.62	
power	19	Fuel (GT)	30	662439.62	
					1324879.25
Delivered	19	Gas Turbine	30	255000.00	
gross power	1	Generator	G	255000.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					667410.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					663765.56
Efficiencies	gross			50.375 %	
	net			50.100 %	

Siemens V94.3A

Mitsubishi 701 G1 gaz türbininden iki adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.9’da verilmiştir.

Çizelge 7.9 Mitsubishi 701G1 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	700588.88	
power	19	Fuel (GT)	30	700588.88	
					1401177.75
Delivered	19	Gas Turbine	30	271000.00	
gross power	1	Generator	G	271000.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					699410.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					695765.56
Efficiencies	gross			49.916 %	
	net			49.656 %	

Mitsubishi 701G1

Thomassen PG 9311 gaz türbininden iki adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.10'da verilmiştir.

Çizelge 7.10 Thomassen PG 9311 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	635671.06	
power	19	Fuel (GT)	30	635671.06	
					1271342.12
Delivered	19	Gas Turbine	30	226500.00	
gross power	1	Generator	G	226500.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					610410.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					606765.56
Efficiencies	gross			48.013 %	
	net			47.726 %	

Thomassen PG 9311

Nuovo MS 9001 gaz türbininden iki adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.11’de verilmiştir.

Çizelge 7.11 Nuovo MS9001 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy	Totals
				[kW]	[kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	634676.88	
power	19	Fuel (GT)	30	634676.88	
					1269353.75
Delivered	19	Gas Turbine	30	226500.00	
gross power	1	Generator	G	226500.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					610410.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					606765.56
Efficiencies	gross			48.088 %	
	net			47.801 %	

Nuovo MS9001

ABB GT 26 gaz türbininden iki adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.12’de verilmiştir.

Çizelge 7.12 ABB GT 26 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	655505.94	
power	19	Fuel (GT)	30	655505.94	
					1311011.88
Delivered	19	Gas Turbine	30	251000.00	
gross power	1	Generator	G	251000.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					659410.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					655765.56
Efficiencies	gross			50.298 %	
	net			50.020 %	

ABB GT 26

Westinghouse 501G gaz türbininden iki adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.13’de verilmiştir.

Çizelge 7.13 Westinghouse 501G gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	601244.75	
power	19	Fuel (GT)	30	601244.75	
					1202489.38
Delivered	19	Gas Turbine	30	235780.00	
gross power	1	Generator	G	235780.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					628970.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					625325.56
Efficiencies	gross			52.306 %	
	net			52.003 %	

Westinghouse 501G

Mitsubishi 501G gaz türbininden iki adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.14’de verilmiştir.

Çizelge 7.14 Mitsubishi 501G gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	597292.25	
power	19	Fuel (GT)	30	597292.25	
					1194584.50
Delivered	19	Gas Turbine	30	230000.00	
gross power	1	Generator	G	230000.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					617410.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					613765.56
Efficiencies	gross			51.684 %	
	net			51.379 %	

Mitsubishi 501G

Westinghouse 501F gaz türbininden iki adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.15’de verilmiştir.

Çizelge 7.15 Westinghouse 501F gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	479121.22	
power	19	Fuel (GT)	30	479121.22	
					958242.44
Delivered	19	Gas Turbine	30	177100.00	
gross power	1	Generator	G	177100.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					511610.66
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					507965.59
Efficiencies	gross			53.391 %	
	net			53.010 %	

Westinghouse 501F

GE PS PG 7231 gaz türbininden iki adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.16’da verilmiştir.

Çizelge 7.16 GE PS PG 7231 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	467610.38	
power	19	Fuel (GT)	30	467610.38	
					935220.75
Delivered	19	Gas Turbine	30	169900.00	
gross power	1	Generator	G	169900.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					497210.66
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					493565.59
Efficiencies	gross			53.165 %	
	net			52.775 %	

GE PS PG 7231

Siemens V84.3A gaz türbininden üç adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime

ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.17’de verilmiştir.

Çizelge 7.17 Siemens V84.3A gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	467604.53	
power	19	Fuel (GT)	30	467604.53	
	26	Fuel (GT)	30	467604.53	
					1402813.50
Delivered	26	Gas Turbine	30	180000.00	
gross power	19	Generator	G	180000.00	
	1	Generator	G	180000.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					697410.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					693765.56
Efficiencies	gross			49.715 %	
	net			49.455 %	
Siemens V84.3A					

Mitsubishi 501F gaz türbininden üç adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.18’de verilmiştir.

Çizelge 7.18 Mitsubishi 501F gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy	Totals
				[kW]	[kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	441806.53	
power	19	Fuel (GT)	30	441806.53	
	26	Fuel (GT)	30	441806.53	
					1325419.62
Delivered	26	Gas Turbine	30	159000.00	
gross power	19	Generator	G	159000.00	
	1	Generator	G	159000.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					634410.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					630765.56
Efficiencies	gross			47.865 %	
	net			47.590 %	

Mitsubishi 501F

Mitsubishi 501F2 gaz türbininden üç adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.19’da verilmiştir.

Çizelge 7.19 Mitsubishi 501F2 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy	Totals
				[kW]	[kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	462566.00	
power	19	Fuel (GT)	30	462566.00	
	26	Fuel (GT)	30	462566.00	
					1387698.00
Delivered	26	Gas Turbine	30	167000.00	
gross power	19	Generator	G	167000.00	
	1	Generator	G	167000.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					658410.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					654765.56
Efficiencies	gross			47.446 %	
	net			47.184 %	

Mitsubishi 501F2

Hitachi PG 7231 gaz türbininden üç adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.20’de verilmiştir.

Çizelge 7.20 Hitachi PG7231 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed power	1	Fuel (GT)	30	461097.62	
	19	Fuel (GT)	30	461097.62	
	26	Fuel (GT)	30	461097.62	
					1383292.88
Delivered gross power	26	Gas Turbine	30	167000.00	
	19	Generator	G	167000.00	
	1	Generator	G	167000.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					658410.62
Aux. power consumption	15	Pump	8	38.03	
	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered net power					654765.56
Efficiencies	gross			47.597 %	
	net			47.334 %	

Hitachi PG7231

ABB GT 24 gaz türbininden üç adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.21’de verilmiştir.

Çizelge 7.21 ABB GT 24 gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	455352.53	
power	19	Fuel (GT)	30	455352.53	
	26	Fuel (GT)	30	455352.53	
					1366057.62
Delivered	26	Gas Turbine	30	173000.00	
gross power	19	Generator	G	173000.00	
	1	Generator	G	173000.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					676410.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					672765.56
Efficiencies	gross			49.516 %	
	net			49.249 %	

ABB GT 24

Westinghouse 701F gaz türbininden üç adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.22’de verilmiştir.

Çizelge 7.22 Westinghouse 701F gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	676338.50	
power	19	Fuel (GT)	30	676338.50	
	26	Fuel (GT)	30	676338.50	
					2029015.38
Delivered	26	Gas Turbine	30	252460.00	
gross power	19	Generator	G	252460.00	
	1	Generator	G	252460.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					914790.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					911145.56
Efficiencies	gross			45.085 %	
	net			44.906 %	

Westinghouse 701F

FiatAvio 70IF gaz türbininden üç adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.23’de verilmiştir.

Çizelge 7.23 FiatAvio 70IF gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	677182.19	
power	19	Fuel (GT)	30	677182.19	
	26	Fuel (GT)	30	677182.19	
					2031546.50
Delivered	26	Gas Turbine	30	252168.00	
gross power	19	Generator	G	252168.00	
	1	Generator	G	252168.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					913914.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					910269.56
Efficiencies	gross			44.986 %	
	net			44.807 %	

FiatAvio 70IF

Ansaldo V94.3A gaz türbininden üç adet kullanılması sonucu oluşturulan kombine çevrime ait sistem verimi, güç giriş ve çıkış değerleri Çizelge 7.24’de verilmiştir.

Çizelge 7.24 Ansaldo V94.3A gaz türbinli kombine çevrim santrali kapasitesi ve verimi

System efficiencies, power input and output					
delivered	No.	Apparatus	Type	Energy [kW]	Totals [kW]
Absorbed	1	Fuel (GT)	30	631703.12	
power	19	Fuel (GT)	30	631703.12	
	26	Fuel (GT)	30	631703.12	
					1895109.38
Delivered	26	Gas Turbine	30	240000.00	
gross power	19	Generator	G	240000.00	
	1	Generator	G	240000.00	
	2	Generator	G	4519.25	
	1	Generator	G	152891.39	
					877410.62
Aux. power	15	Pump	8	38.03	
consumption	18	Pump	8	0.43	
	22	Pump	8	716.98	
	25	Pump	8	65.11	
	12	Pump	8	2754.22	
	11	Pump	8	70.28	
					3645.06
Delivered					
net power					873765.56
Efficiencies	gross			46.299 %	
	net			46.106 %	

Ansaldo V94.3A

8. YAPILAN ÇALIŞMANIN EKONOMİK ANALİZİ

22 farklı türbin grubuyla iyileştirme uygulanmış santral modelleri ekonomik olarak analiz edilmiştir.

Güç üretim tesislerinin seçiminde termik verim, yakıt masrafları yönünden etkin bir parametre olmakla beraber, tek başına bir ölçüt kabul edilemez. Doğru bir değerlendirme için diğer teknik ve ekonomik parametrelerin de dikkate alınması gerekmektedir. Alternatif güç üretim tesislerini değerlendirmede kullanılan en önemli kıstas birim enerji üretim maliyetidir. Güç üretim tesisi ile ilgili tüm teknik ve ekonomik parametrelerin etkisi bu ölçütle değerlendirmeye alınmaktadır. Birim enerji üretim maliyetini etkileyen faktörleri; Termik verim, yakıt cinsi ve fiyatı, tesis gücü, yıllık işletme saati veya yük faktörü, tesis ömrü, inşaat süresi ve inşaat süresi boyunca harcama dağılımı, yatırım bedeli, faiz, eskalasyon ve iskonto oranları ile geri ödeme süresi olarak özetleyebiliriz. Bu çalışmada, etken teknik ve ekonomik parametreler göz önüne alınarak, yapılan iyileştirmenin Bir Değere Getirilmiş Masraflar Metodu ile belirlenmesi amaçlanmıştır.

Enerji üretim maliyeti yatırım veya sermaye, yakıt, işletme ve bakım maliyetleri olmak üzere üç ana kısımda toplanabilir. Belirli bir süre içinde yapılan bu masrafların tamamı aynı sürede üretilen elektrik enerjisi miktarına bölünerek, birim enerji başına üretim maliyeti hesaplanabilir.

8.1 Santral Yatırım Maliyetleri

Santrallere ait maliyet hesaplamalarının ilk basamağı, yatırım maliyetlerinin belirlenmesidir. Yatırım maliyetleri üretim miktarından bağımsız olduğu ve bir defa yapıldığı için; sabit maliyet olarak adlandırılır. Yatırım maliyetleri, birçok harcamanın toplamından oluşmaktadır. Harcamaların miktarları, amaçları ve zamanları farklılık gösterdiğinden; yatırım masraflarının tahminini ve hesaplanmasını kolaylaştırmak amacıyla, alt bölümlere ayrılır.

8.1.1 Kapasite - Maliyet İlişkisi

Kısa süreli tahmin çalışmalarında en çok kullanılan yöntem, geçmiş bilgilerden faydalanılarak maliyetlerin tespit edilmesidir. Bu yöntem çalışma amacına bağlı olarak genellikle uygun sonuçlar verir. Tüm sistemlerin kapasiteleri ile maliyetleri arasında bir ilişki vardır. Bu ilişkinin ortaya çıkartılması, maliyet hesaplamaları için önemlidir. Özellikle farklı kapasitelerin seçilmesiyle ilgili ekonomik analizler yapılırken, kapasite maliyet ilişkisi

kullanılmak zorundadır. Enerji santrallerinin tümünde kapasitenin artması ile beraber yatırım maliyetleri de artmaktadır. Fakat yatırım maliyetlerindeki artış kapasite artışından daha azdır.

Büyük kapasitelerde, kapasite ile beraber maliyet artış hızı daha da küçülmektedir. Kapasite - maliyet ilişkisinin belirlenmesinde şu işlem sırası uygulanır.

1. Benzer karakterdeki yakın geçmişe ait bilgiler toplanır ve düzenlenir.
2. Farklı tarihlerdeki ve yerlerdeki projelerin karşılaştırılması için, maliyet indeks yaklaşımı kullanılır. Değişik yer ve tarih bilgilerini içeren maliyet indeksleri, farklı kurumlarca tespit edilip yayımlanmaktadır. Hesaplamanın yapılacağı referans bir yıl seçilir ve santrallerin referans yıla ait maliyetleri, indeksler yardımı ile aşağıdaki gibi hesaplanır (Bejan vd,1995).

$$\text{referans yılı maliyeti} = \text{orjinal maliyet} \frac{\text{referans yılı maliyet indeksi}}{\text{orjinal yıl maliyet indeksi}}$$

3. Kapasite ve maliyet arasındaki ilişkinin bulunması için, bu bilgilerle bir doğru veren log-log grafiği çizilir. Elde edilen doğrunun eğimi kapasite ile maliyetin üstel artışının katsayısını vermektedir. Santraller için bu üs 1 den küçük bir değerdir. Bunun anlamı, kapasite artışı ile meydana gelen maliyet artışının daha az olduğudur.

4. Kapasite ile maliyet arasındaki üstel değişim denkleme dönüştürülür. Bunun için kapasitesi ve maliyeti bilinen bir durum seçilir. Daha sonra aşağıdaki maliyet kapasite denklemi kullanılarak aranan herhangi bir kapasitedeki maliyet bulunur (William ve Park,1973).

$$I = I_0 \left(\frac{N}{N_0} \right)^\alpha \quad (8.1)$$

Burada:

I: değeri aranan N kapasitesindeki tesise ait maliyet(\$),

N: maliyeti aranan tesis kapasitesi(kW),

N0: referans tesise ait kapasite(kW),

I0: referans tesise ait maliyet(\$),

α : kapasite- maliyet üssüdür.

Kapasite-maliyet üs değeri arasında sistemin tipine göre 0.2 ile 1 değişmektedir.

Elektrik üretim sistemlerinin yatırım maliyetleri, genel olarak spesifik yatırım maliyetleri ile gösterilir. Spesifik yatırım maliyeti, birim kapasitedeki (kW) santral için harcanacak yatırım masrafını (\$) göstermektedir. Bu durumda kapasite ile spesifik yatırım masrafı arasındaki matematiksel ilişki aşağıdaki gibi olmaktadır (William ve Park,1973).

$$C_s = C_{so} \left(\frac{N_0}{N} \right)^{1-\alpha} \quad (8.2)$$

Burada:

Cs: değeri aranan N kapasitesindeki tesise ait spesifik yatırım maliyeti(\$/kW)

Cso: referans tesise ait spesifik yatırım maliyetidir(\$/kW).

$$I_k = N.C_s \quad (8.3)$$

Burada:

Ik: değeri aranan N kapasitedeki tesisin toplam yatırım maliyetidir(\$).

Bu çalışmada yatırımlar iki kalemden oluşmaktadır. Bunlar gaz türbini ve atık ısı kazanı yatırımlarıdır.

8.1.2 Gaz Türbini Yatırım Maliyetinin Hesaplanması

Gaz türbini yatırımı için basit gaz türbinli santrallerin spesifik yatırım maliyetleri kullanılmıştır. Basit gaz türbinli gaz türbinli santrallerin kapasiteleri sınırlı ve verimleri düşük olmasına karşın; eleman sayısının ve mühendislik hizmetlerinin azlığı ve inşaat süresinin kısalığından dolayı maliyetleri düşüktür.

Basit gaz türbinli 100 adet üniteye ait bilgiler değerlendirilerek kapasite maliyet üssü (α) için 0,75 elde edilmiştir. Referans kapasite (N_0) 100 MW ve spesifik yatırım maliyeti (C_{so}) 235 \$/kW alınmıştır(H.H.Erdem).

$$N_0=100 \text{ MW}$$

$$C_{so}=235 \text{ \$/kW}$$

$$\alpha=0,75$$

değerleri Denklem 8.2’de türbinlerin güç değerleriyle birlikte kullanılarak gaz türbini spesifik yatırım maliyeti hesaplandı. Denklem 8.3 kullanılarak gaz türbinlerinin toplam yatırım maliyetleri bulundu.(Çizelge 8.1)

Çizelge 8.1Gaz türbinleri spesifik ve toplam yatırım maliyetleri

Sistem	Gaz Türbini	Güç(kW)	T.Sayısı	Cs (\$/kW)	İk-Gaz Türbini
1	Mitsubishi 701G2	308000	2	354,8	\$218.545.008,09
2	Mitsubishi 701F2	253700	2	372,4	\$188.959.270,67
3	GE PS PG 9351	250400	2	373,6	\$187.112.842,78
4	EGT PG 9351	256100	2	371,5	\$190.298.356,46
5	Thomassen PG 9351	250400	2	373,6	\$187.112.842,78
6	Siemens V94.3A	255000	2	371,9	\$189.685.000,01
7	Mitsubishi 701G1	271000	2	366,3	\$198.543.110,61
8	Thomassen PG 9311	226500	2	383,1	\$173.551.754,45
9	Nuovo MS9001	226500	2	383,1	\$173.551.754,45
10	ABB GT 26	251000	2	373,4	\$187.449.007,26
11	Westinghouse 501G	235780	2	379,3	\$178.857.878,91
12	Mitsubishi 501G	230000	2	381,7	\$175.559.255,57
13	Westinghouse 501F	177100	2	407,4	\$144.308.454,15
14	GE PS PG 7231	169900	2	411,7	\$139.885.560,63
15	Siemens V84.3A	180000	3	608,7	\$328.673.546,14
16	Mitsubishi 501F	159000	3	627,8	\$299.473.373,57
17	Mitsubishi 501F2	167000	3	620,2	\$310.704.630,06
18	Hitachi PG7231	167000	3	620,2	\$310.704.630,06

19	ABB GT 24	173000	3	614,7	\$319.039.862,21
20	Westinghouse 701F	252460	3	559,3	\$423.598.881,91
21	FiatAvio 70IF	252168	3	559,5	\$423.231.371,92
22	Ansaldo V94.3A	240000	3	566,4	\$407.820.265,46

8.1.3 Atık Isı Kazanlarının Yatırım Maliyetlerinin Hesaplanması

Atık ısı kazanına ait yatırım maliyetini hesaplamak için enerji santralleri yatırım indekslerinden yararlanılmıştır. Bu indekslere göre atık ısı kazanı yatırım maliyeti, ortalama logaritmik sıcaklık farkı ve transfer olan ısı miktarına bağlı olarak aşağıdaki denklemde verilmiştir.(Vatavuk,2002)

$$I_{AIK} = 21200 \left[\sum_{ns} \left(\frac{Q}{\Delta T_{\log}} \right)_{ns}^{0,6} + \sum_{ms} \left(\frac{Q}{\Delta T_{\log}} \right)_{ms}^{0,79} \right] \quad (8.4)$$

Burada:

\dot{Q} :transfer olan ısı miktarı(kW)

ΔT_{\log} :ortalama logaritmik sıcaklık farkı(C,K)

ns: suya ait ısı transfer bölgesi sayısı

ms: gaza ait ısı transfer bölgesi sayısı

Ortalama logaritmik sıcaklık farkı aşağıdaki formüle göre hesaplanır.

$$\Delta T_{\log} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}} \quad (8.5)$$

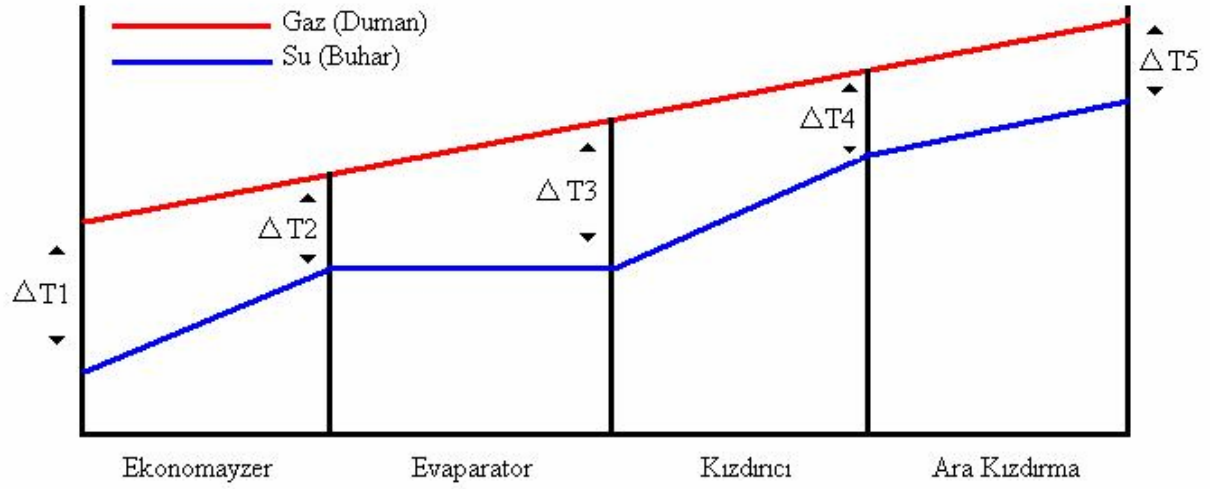
Burada:

ΔT_1 :aynı ısı transfer bölgesine ait gaz çıkışı ile su girişinin sıcaklık farkı(C,K)

ΔT_2 :aynı ısı transfer bölgesine ait gaz girişi ile su çıkışının sıcaklık farkı(C,K)

Sistemlerde kullanılan atık ısı kazanlarının ısı transfer bölgeleri ve sıcaklık farklarının şematik

gösterimi aşağıdaki gibidir(Şekil 8.1).



Şekil 8.1 Atık ısı kazanlarının ısı transfer bölgeleri ve sıcaklık farkları

Sistemlerin simülasyonları sonucu elde edilen atık ısı kazanlarına ait veriler Çizelge 8.2’de verilmiştir.

Çizelge 8.2 Atık ısı kazanlarına ait veriler

Sistem	Gaz Türbini	1.Bölge(eko)	2.Bölge(evap)	3.Bölge(kız)	4.Bölge(ara)
		$\Delta t_{log}(C,K)$	$\Delta t_{log}(C,K)$	$\Delta t_{log}(C,K)$	$\Delta t_{log}(C,K)$
1	Mitsubishi 701G2	159,2	128,1	38,9	103,2
2	Mitsubishi 701F2	147,4	122,8	39,9	108,3
3	GE PS PG 9351	177,8	153,1	81,7	144,1
4	EGT PG 9351	178,5	153,5	82,0	144,1
5	Thomassen PG 9351	177,4	152,6	81,2	143,6
6	Siemens V94.3A	209,4	184,5	117,0	178,8
7	Mitsubishi 701G1	151,3	128,6	52,2	118,7
8	Thomassen PG 9311	149,7	128,2	52,8	120,0

9	Nuovo MS9001	144,0	124,6	50,2	119,4
10	ABB GT 26	153,9	139,0	73,0	142,8
11	Westinghouse 501G	136,8	123,7	55,4	128,0
12	Mitsubishi 501G	124,0	114,3	45,8	122,3
13	Westinghouse 501F	89,4	97,1	38,7	127,0
14	GE PS PG 7231	91,9	99,7	42,6	130,1
15	Siemens V84.3A	149,2	123,2	38,1	106,3
16	Mitsubishi 501F	149,7	126,1	47,3	114,2
17	Mitsubishi 501F2	171,1	146,9	74,7	137,7
18	Hitachi PG7231	158,6	136,1	62,6	127,8
19	ABB GT 24	161,8	143,7	76,1	143,4
20	Westinghouse 701F	191,1	145,0	45,7	96,4
21	FiatAvio 70IF	192,0	146,0	48,0	98,2
22	Ansaldo V94.3A	182,7	138,1	30,8	89,8
		Q(kW)	Q(kW)	Q(kW)	Q(kW)
	Bütün Sistemler	208869,8	1468,5	96930,5	56637,6

Çizelge 8.2'deki veriler, Denklem 8.4 ve Denklem 8.5 kullanılarak atık ısı kazanlarına ait yatırım maliyetleri hesaplanmıştır. Hesaplanan atık ısı kazanları yatırım maliyetleri Çizelge 8.3'de verilmiştir.

Çizelge 8.3 Atık ısı kazanlarına ait yatırım maliyetleri

Sistem	Gaz Türbini	İk-AİK
1	Mitsubishi 701G2	\$24.542.163,84
2	Mitsubishi 701F2	\$24.608.091,28
3	GE PS PG 9351	\$17.634.378,09
4	EGT PG 9351	\$17.597.746,53
5	Thomassen PG 9351	\$17.691.962,21
6	Siemens V94.3A	\$14.631.918,27
7	Mitsubishi 701G1	\$21.942.833,69
8	Thomassen PG 9311	\$21.896.944,06
9	Nuovo MS9001	\$22.537.372,87
10	ABB GT 26	\$19.119.036,40
11	Westinghouse 501G	\$21.939.533,31
12	Mitsubishi 501G	\$24.215.973,85
13	Westinghouse 501F	\$28.268.805,52
14	GE PS PG 7231	\$27.081.156,52
15	Siemens V84.3A	\$25.024.604,96
16	Mitsubishi 501F	\$22.893.904,43
17	Mitsubishi 501F2	\$18.462.641,16
18	Hitachi PG7231	\$20.172.896,45
19	ABB GT 24	\$18.575.473,90
20	Westinghouse 701F	\$22.295.214,22
21	FiatAvio 70IF	\$21.804.218,67
22	Ansaldo V94.3A	\$26.635.019,77

8.1.4 Yıllık Sermaye Masrafları

Yıllık sermaye maliyeti, diğer adıyla amortisman, toplam yatırım masraflarının her yıl gelirden ayrılacak bir pay ile ekonomik ömür boyunca toplanmasıdır. Bu nedenle toplam yatırım masraflarının, birim elektrik üretim maliyetleri hesaplamasında kullanılması için, yıllık sermaye masrafına dönüştürülmesi gereklidir.

8.1.5 Sabit Yıllık Sermaye Masrafı

Gaz türbini masrafı ve atık ısı kazanı masrafı toplamına faiz değerleri de dahil edilerek toplam yatırım masrafı bulunur ve üretime başlama tarihindeki değeri hesaplanır.

Sabit yıllık sermaye maliyeti, toplam yatırım masraflarının amortisman katsayısı ile çarpılması ile hesaplanır ve ekonomik ömür boyunca sabit tutulur (Aybers ve Şahin,1995).

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (8.6)$$

Burada:

C_k : yıllık sermaye maliyeti (\$/yıl),

I_k :toplam sermaye maliyeti (\$),

i :faiz oranı(%),

n :ekonomik ömürdür(yıl).

Ekonomik ömür 25 yıl, faiz oranı %12 seçilmiş ve Denklem 8.6 uygulanarak sabit yıllık sermaye maliyeti bulunmuştur(Çizelge 8.4).

Çizelge 8.4 Gaz türbini ve atık ısı kazanı toplam sabit yıllık sermaye maliyeti

	Gaz Türbini	Ik-Gaz T.	Ik-AIK	Ik-Toplam	Ck(\$/Yıl)
1	Mitsubishi 701G2	\$218.545.008	\$24.542.164	\$243.087.172	\$30.993.607
2	Mitsubishi 701F2	\$188.959.271	\$24.608.091	\$213.567.362	\$27.229.832
3	GE PS PG 9351	\$187.112.843	\$17.634.378	\$204.747.221	\$26.105.264
4	EGT PG 9351	\$190.298.356	\$17.597.747	\$207.896.103	\$26.506.747

5	Thomassen PG 9351	\$187.112.843	\$17.691.962	\$204.804.805	\$26.112.606
6	Siemens V94.3A	\$189.685.000	\$14.631.918	\$204.316.918	\$26.050.401
7	Mitsubishi 701G1	\$198.543.111	\$21.942.834	\$220.485.944	\$28.111.951
8	Thomassen PG 9311	\$173.551.754	\$21.896.944	\$195.448.696	\$24.919.703
9	Nuovo MS9001	\$173.551.754	\$22.537.373	\$196.089.127	\$25.001.358
10	ABB GT 26	\$187.449.007	\$19.119.036	\$206.568.044	\$26.337.419
11	Westinghouse 501G	\$178.857.879	\$21.939.533	\$200.797.412	\$25.601.664
12	Mitsubishi 501G	\$175.559.256	\$24.215.974	\$199.775.229	\$25.471.336
13	Westinghouse 501F	\$144.308.454	\$28.268.806	\$172.577.260	\$22.003.595
14	GE PS PG 7231	\$139.885.561	\$27.081.157	\$166.966.717	\$21.288.251
15	Siemens V84.3A	\$328.673.546	\$25.024.605	\$353.698.151	\$45.096.504
16	Mitsubishi 501F	\$299.473.374	\$22.893.904	\$322.367.278	\$41.101.818
17	Mitsubishi 501F2	\$310.704.630	\$18.462.641	\$329.167.271	\$41.968.817
18	Hitachi PG7231	\$310.704.630	\$20.172.896	\$330.877.527	\$42.186.875
19	ABB GT 24	\$319.039.862	\$18.575.474	\$337.615.336	\$43.045.945
20	Westinghouse 701F	\$423.598.882	\$22.295.214	\$445.894.096	\$56.851.484
21	FiatAvio 70IF	\$423.231.372	\$21.804.219	\$445.035.591	\$56.742.024
22	Ansaldo V94.3A	\$407.820.265	\$26.635.020	\$434.455.285	\$55.393.036

8.1.6 Birim Enerji Sermaye Maliyeti

Bir değere getirilmiş birim enerji sermaye masrafının hesaplanması için, yıllık sermaye masraflarının üretime başlama tarihindeki değerleri toplamı, ömür boyu üretilen elektrik enerjisine bölünür (Aybers ve Şahin,1995).

$$g_k = \frac{\sum_{t=1}^n [C_k](1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t(1+r)^{-t}} \quad (8.7)$$

Burada:

g_k : birim enerji sermaye masrafıdır. (\$/kWh ya da mills/kWh)

E_t : santralin yıllık elektrik üretimi.(kWh/yıl)

$$E_t = 8760.N.L_f \quad (8.8)$$

Burada:

L_f : yük faktörü(%)

Eğer her yıl üretilen elektrik miktarı sabit ise birim enerji sermaye masrafı aşağıdaki şekli alır (Aybers ve Şahin,1995).

$$g_k = \frac{\sum_{t=1}^n [C_k](1+r)^{-t}}{E_t \sum_{t=1}^n (1+r)^{-t}} \quad (8.8)$$

İskonto oranı(r) %14 seçilmiştir. Yük faktörü, TEİAŞ'ın hesaplamalarda kullandığı doğal gazlı santraller için yıllık çalışma süresinin; yıllık toplam saate bölünmesiyle 0,8 olarak alınmıştır(Çizelge 8.5). Her yıl üretilen elektrik miktarı sabit olduğu kabul edilerek Denklem 8.7 ve Denklem 8.8 uygulanmış ve birim enerji sermaye masrafları hesaplanmıştır(Çizelge 8.6).

Çizelge 8.5 TEİAŞ'ın aday termik santraller için kullandığı veriler

		A.Yatak Linyit	Elbistan	Taş Kömürü	İthal Kömür	Doğalgaz	Nükleer
Yıllık Ç.Süresi	Saat	6588	6588	6588	6588	7020	7020
Sabit işletme m.	\$/kW yıl	36	31,44	44,28	53,64	5,64	54,6
Değişken işletme m.	cent/kWh	0,1	0,295	0,148	0,203	0	0

Çizelge 8.6 Birim enerji sermaye masrafları

Sistem	Gaz Türbini	Kapasite(kW)	Ck(\$/Yıl)	Et(kWh/Yıl)	gk(\$/kWh)
1	Mitsubishi 701G2	769765	\$30.993.607,08	5394513120	\$0,005745
2	Mitsubishi 701F2	661165	\$27.229.832,20	4633444320	\$0,005877
3	GE PS PG 9351	654565	\$26.105.264,48	4587191520	\$0,005691
4	EGT PG 9351	665965	\$26.506.746,85	4667082720	\$0,005680
5	Thomassen PG 9351	654565	\$26.112.606,45	4587191520	\$0,005693
6	Siemens V94.3A	663765	\$26.050.400,91	4651665120	\$0,005600
7	Mitsubishi 701G1	695765	\$28.111.951,24	4875921120	\$0,005765
8	Thomassen PG 9311	606765	\$24.919.703,16	4252209120	\$0,005860
9	Nuovo MS9001	606765	\$25.001.357,81	4252209120	\$0,005880
10	ABB GT 26	655765	\$26.337.419,33	4595601120	\$0,005731
11	Westinghouse 501G	625325	\$25.601.664,00	4382277600	\$0,005842
12	Mitsubishi 501G	613765	\$25.471.335,72	4301265120	\$0,005922
13	Westinghouse 501F	507965	\$22.003.595,40	3559818720	\$0,006181
14	GE PS PG 7231	493565	\$21.288.251,40	3458903520	\$0,006155
15	Siemens V84.3A	693765	\$45.096.503,59	4861905120	\$0,009275
16	Mitsubishi 501F	630765	\$41.101.818,21	4420401120	\$0,009298
17	Mitsubishi 501F2	654765	\$41.968.817,14	4588593120	\$0,009146
18	Hitachi PG7231	654765	\$42.186.874,64	4588593120	\$0,009194
19	ABB GT 24	672765	\$43.045.945,16	4714737120	\$0,009130
20	Westinghouse 701F	911145	\$56.851.483,80	6385304160	\$0,008903
21	FiatAvio 701F	910269	\$56.742.024,36	6379165152	\$0,008895
22	Ansaldo V94.3A	873765	\$55.393.035,75	6123345120	\$0,009046

8.2 Santral Yakıt Maliyeti

Fosil yakıt tüketen santrallerde birim elektrik üretim maliyetinin önemli bir kısmını yakıt maliyeti oluşturur. Bu nedenle, kömür, linyit, fuel-oil ve doğalgaz tüketen fosil yakıtlı santrallerde, yıllık ve birim üretim yakıt maliyetinin bulunması gereklidir. Yakıt maliyetinin üzerine en büyük etki, santralin termik verimi ve yakıtın alt ısıl değeridir. Fakat bu iki parametrenin etkisine ilave olarak, mutlaka ekonomik parametreler (yakıt fiyatı ve geleceğe yönelik fiyat artış oranları) dikkate alınmalıdır. Birim enerji maliyeti içindeki yakıt masraflarının payı, fiyata karşı duyarlıdır ve alternatif santrallerin karşılaştırma sonuçlarını etkiler.

Birim enerji yakıt masrafları; santralin karakteristik değeri termik verim, yakıtın karakteristik değeri alt ısıl değer ve ekonomik faktör, yakıt fiyatının fonksiyonu olup sabittir. Yıllık yakıt masrafları ise; değişken maliyettir ve üretilen elektrik enerjisi ile doğrusal olarak artar. Birim enerji için gerekli yakıt miktarı olarak tanımlanan özgül yakıt tüketimi, aşağıdaki bağıntı ile hesaplanır (Eyice,1971).

$$b_e = \frac{3600}{\eta_t \cdot H_u} \quad (8.9)$$

Burada:

b_e : özgül yakıt tüketimi (kg/kWh veya m³/kWh),

H_u : yakıtın alt ısıl değeri (kJ/kg veya kJ/m³),

η_t : termik verimdir (%).

Özgül yakıt tüketimi ile yakıt fiyatının çarpımından, birim enerji yakıt maliyeti elde edilir (Eyice, 1971).

$$c_f = F \cdot b_e \quad (8.10)$$

Burada:

c_f : birim enerji yakıt maliyeti (\$/kWh),

F : yakıt fiyatıdır (\$/kg veya \$/m³) .

Doğalgazın alt ısıl değeri 38600kJ/m³ olarak alındı ve sistemlerin termik verimleriyle birlikte Denklem 8.9'da yerlerine konularak özgül yakıt tüketimleri hesaplandı.1 Ocak 2009 tarihli

doğalgaz fiyatı 0,96704068 TL/m³ (KDV dahil) kullanılarak Denklem 8.10 ile birim enerji yakıt maliyeti hesaplandı(Çizelge 8.7).

Çizelge 8.7 Birim enerji yakıt maliyeti

Sistem	Gaz Türbini	η_{th}	be(m ³ /kWh)	cf(TL/kWh)
1	Mitsubishi 701G2	0,4895	0,190529619	0,18425 TL
2	Mitsubishi 701F2	0,4859	0,19194124	0,18561 TL
3	GE PS PG 9351	0,4796	0,19446257	0,18805 TL
4	EGT PG 9351	0,4538	0,205518397	0,19874 TL
5	Thomassen PG 9351	0,4796	0,19446257	0,18805 TL
6	Siemens V94.3A	0,5034	0,18526867	0,17916 TL
7	Mitsubishi 701G1	0,4996	0,18667784	0,18053 TL
8	Thomassen PG 9311	0,4801	0,194260047	0,18786 TL
9	Nuovo MS9001	0,4808	0,193977223	0,18758 TL
10	ABB GT 26	0,5029	0,185452871	0,17934 TL
11	Westinghouse 501G	0,523	0,178325523	0,17245 TL
12	Mitsubishi 501G	0,5199	0,179388822	0,17348 TL
13	Westinghouse 501F	0,5339	0,174684864	0,16893 TL
14	GE PS PG 7231	0,5316	0,175440648	0,16966 TL
15	Siemens V84.3A	0,4971	0,187616674	0,18143 TL
16	Mitsubishi 501F	0,4786	0,194868886	0,18845 TL
17	Mitsubishi 501F2	0,4745	0,196552684	0,19007 TL
18	Hitachi PG7231	0,476	0,195933296	0,18948 TL
19	ABB GT 24	0,4952	0,188336528	0,18213 TL

20	Westinghouse 701F	0,4505	0,207023859	0,20020 TL
21	FiatAvio 701F	0,4499	0,207299953	0,20047 TL
22	Ansaldo V94.3A	0,463	0,201434662	0,19480 TL

Burada hesaplanan birim enerji yakıt maliyeti, enerji üretimi yapılan yıla aittir. Yakıt fiyatlarındaki artışı gösteren yakıt eskalasyonu her yıl için sabit ise ve referans olarak santralin işletmeye alındığı yıldaki yakıt fiyatı alınır, bir değere getirilmiş birim enerji yakıt maliyeti aşağıdaki denklemle bulunur (Aybers ve Şahin,1995).

$$g_f = \frac{\sum_{t=1}^n C_{f_0} (1 + e_f)^t (1 + r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t (1 + r)^{-t}} \quad (8.11)$$

Burada:

C_{f_0} : referans yılı yıllık yakıt masrafı (\$/yıl),

e_f : yakıt eskalasyonudur (%).

g_f : bir değere getirilmiş birim enerji yakıt maliyeti (\$/kWh),

C_t : t yılındaki yıllık yakıt masrafıdır (\$/yıl) .

$$C_{f_0} = c_f \cdot E_{GT} \quad (8.12)$$

$$E_{GT} = N_{GT} \cdot L_f \cdot 8760 \quad (8.13)$$

Burada:

N_{GT} : gaz türbini gücü(kW)

E_{GT} : gaz türbini yıllık elektrik üretimi(kWh/yıl)

Denklem 8.12 ve Denklem 8.13 kullanılarak referans yılı yıllık yakıt masrafı hesaplandı. Yakıt eskalasyon oranı %10 kabul edildi ve Denklem 8.11 uygulanarak bir değere getirilmiş birim enerji yakıt maliyeti hesaplandı(Çizelge 8.8).

Çizelge 8.8 Bir değere getirilmiş birim enerji yakıt maliyeti

Sistem	Gaz Türbini	Güç(kW)	Egt(kWh/yıl)	cfo(TL/yıl)	gf(TL/kWh)
1	Mitsubishi 701G2	308000 x 2	492800	795.393.521 TL	0,34840 TL
2	Mitsubishi 701F2	253700 x 2	405920	660.020.761 TL	0,33659 TL
3	GE PS PG 9351	250400 x 2	400640	659.992.771 TL	0,33997 TL
4	EGT PG 9351	256100 x 2	409760	713.393.447 TL	0,36119 TL
5	Thomassen PG 9351	250400 x 2	400640	659.992.771 TL	0,33997 TL
6	Siemens V94.3A	255000 x 2	408000	640.340.540 TL	0,32528 TL
7	Mitsubishi 701G1	271000 x 2	433600	685.694.853 TL	0,33230 TL
8	Thomassen PG 9311	226500 x 2	362400	596.376.510 TL	0,33140 TL
9	Nuovo MS9001	226500 x 2	362400	595.508.241 TL	0,33092 TL
10	ABB GT 26	251000 x 2	401600	630.922.644 TL	0,32440 TL
11	Westinghouse 501G	235780 x 2	377248	569.887.726 TL	0,30728 TL
12	Mitsubishi 501G	230000 x 2	368000	559.232.042 TL	0,30722 TL
13	Westinghouse 501F	177100 x 2	283360	419.317.192 TL	0,27833 TL
14	GE PS PG 7231	169900 x 2	271840	404.010.298 TL	0,27600 TL
15	Siemens V84.3A	180000 x 3	432000	686.600.365 TL	0,33369 TL
16	Mitsubishi 501F	159000 x 3	381600	629.940.771 TL	0,33674 TL
17	Mitsubishi 501F2	167000 x 3	400800	667.352.885 TL	0,34366 TL
18	Hitachi PG7231	167000 x 3	400800	665.249.882 TL	0,34258 TL
19	ABB GT 24	173000 x 3	415200	662.431.163 TL	0,33200 TL
20	Westinghouse 701F	252460 x 3	605904	1.062.607.973 TL	0,39323 TL
21	FiatAvio 70IF	252168 x 3	605203,2	1.062.794.427 TL	0,39367 TL
22	Ansaldo V94.3A	240000 x 3	576000	982.891.407 TL	0,37929 TL

8.3 Santral İşletme ve Bakım Maliyeti

Santrallerin üretim yapabilmesi için gerekli olan malzeme, işçilik, yönetim masrafları ile planlı ve zorunlu bakım için gerekli olan malzeme ve işçilik masrafları, işletme ve bakım masrafları olarak adlandırılır. Santral tipleri arasında farklılık gösteren bu grup masraflar, birim güç başına değer olarak (\$/kW) gösterilir. Santrallere ait birim elektrik işletme ve bakım maliyetlerini hesaplamak için, ömür boyu yapılan tüm yıllık işletme ve bakım masrafları, santralin işletmeye alındığı yıla getirilerek, üretilen enerjiye dağıtılır. Birim elektrik işletme ve bakım maliyeti (Aybers ve Şahin,1995);

$$g_m = \frac{\sum_{t=1}^n [C_{mt}](1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t(1+r)^{-t}} \quad (8.14)$$

Burada:

g_m : birim elektrik işletme ve bakım maliyeti (\$/kWh),

C_{mt} : t yılındaki yıllık işletme ve bakım masrafıdır (\$/yıl) .

$$C_m = c_{mt} N \quad (8.15)$$

Burada:

c_{mt} : t yılındaki yıllık spesifik işletme ve bakım masrafıdır (\$/kW) .

Denklem 8.14 kullanılarak birim elektrik işletme ve bakım maliyetinin bulunması için ömür boyu her yıl yapılan işletme ve bakım masraflarının bilinmesi gereklidir. Ülkeler arasında ve ülke içindeki bölgeler arasında değişim gösteren bu değerlerin hesaplanmasında, referans tarihi için bir değer tespit edilir. İleriki yıllara ait işletme ve bakım masraflarının bulunması için eskalasyon değeri kabul edilerek hesaplama yapılır(Aybers ve Şahin,1995).

$$C_{mt} = C_{mo} (1 + e_m)^t \quad (8.16)$$

$$g_m = \frac{\sum_{t=1}^n [C_{mo} (1 + e_m)^t](1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t(1+r)^{-t}} \quad (8.17)$$

Burada:

C_{mo} : referans yıllık işletme ve bakım masrafı (\$/kW)

e_m : işletme ve bakım eskalasyon değeridir. (%)

Alternatif santraller için işletmede olan santrallere ait bilgiler kullanılarak spesifik işletme ve bakım masrafları elde edilir. Doğal gazlı santraller için TEİAŞ'tan alınan verilere göre spesifik işletme ve bakım masrafları 5,64 \$/kW alınmıştır(Çizelge 8.5).

İşletme ve bakım eskalasyon değeri %10 alınmıştır. Denklem 8.15 ve Denklem 8.17 kullanılarak birim elektrik işletme ve bakım maliyeti bulunmuştur(Çizelge 8.9).

Çizelge 8.9 Birim elektrik enerjisi işletme ve bakım maliyetleri

Sistem	Gaz Türbini	Kapasite(kW)	Et(kWh/Yıl)	C_m (\$/yıl)	G_m (\$/ kWh)
1	Mitsubishi 701G2	769765	5394513120	\$4.341.475	\$0,0019
2	Mitsubishi 701F2	661165	4633444320	\$3.728.971	\$0,0019
3	GE PS PG 9351	654565	4587191520	\$3.691.747	\$0,0019
4	EGT PG 9351	665965	4667082720	\$3.756.043	\$0,0019
5	Thomassen PG 9351	654565	4587191520	\$3.691.747	\$0,0019
6	Siemens V94.3A	663765	4651665120	\$3.743.635	\$0,0019
7	Mitsubishi 701G1	695765	4875921120	\$3.924.115	\$0,0019
8	Thomassen PG 9311	606765	4252209120	\$3.422.155	\$0,0019
9	Nuovo MS9001	606765	4252209120	\$3.422.155	\$0,0019
10	ABB GT 26	655765	4595601120	\$3.698.515	\$0,0019
11	Westinghouse 501G	625325	4382277600	\$3.526.833	\$0,0019
12	Mitsubishi 501G	613765	4301265120	\$3.461.635	\$0,0019
13	Westinghouse 501F	507965	3559818720	\$2.864.923	\$0,0019
14	GE PS PG 7231	493565	3458903520	\$2.783.707	\$0,0019
15	Siemens V84.3A	693765	4861905120	\$3.912.835	\$0,0019

16	Mitsubishi 501F	630765	4420401120	\$3.557.515	\$0,0019
17	Mitsubishi 501F2	654765	4588593120	\$3.692.875	\$0,0019
18	Hitachi PG7231	654765	4588593120	\$3.692.875	\$0,0019
19	ABB GT 24	672765	4714737120	\$3.794.395	\$0,0019
20	Westinghouse 701F	911145	6385304160	\$5.138.858	\$0,0019
21	FiatAvio 70IF	910269	6379165152	\$5.133.917	\$0,0019
22	Ansaldo V94.3A	873765	6123345120	\$4.928.035	\$0,0019

8.4 Birim Elektrik Enerjisi Üretim Maliyeti

Sistemlere ait birim enerji yatırım, yakıt, işletme ve bakım maliyetlerinin toplamı(Denklem 8.18) birim elektrik enerjisi üretim maliyetini verir(Çizelge 8.10). (\$/TL kuru 1,6 olarak alınmıştır.)

$$g = g_k + g_f + g_m \quad (8.18)$$

Çizelge 8.10 Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti

Sistem	Gaz Türbini	gk(TL/kWh)	gf(TL/kWh)	gm(TL/kWh)	g(TL/kWh)
1	Mitsubishi 701G2	0,009193 TL	0,348402 TL	0,003043 TL	0,360638 TL
2	Mitsubishi 701F2	0,009403 TL	0,336593 TL	0,003043 TL	0,349038 TL
3	GE PS PG 9351	0,009105 TL	0,339972 TL	0,003043 TL	0,352120 TL
4	EGT PG 9351	0,009087 TL	0,361189 TL	0,003043 TL	0,373319 TL
5	Thomassen PG 9351	0,009108 TL	0,339972 TL	0,003043 TL	0,352123 TL
6	Siemens V94.3A	0,008960 TL	0,325277 TL	0,003043 TL	0,337280 TL
7	Mitsubishi 701G1	0,009225 TL	0,332296 TL	0,003043 TL	0,344564 TL
8	Thomassen PG 9311	0,009377 TL	0,331403 TL	0,003043 TL	0,343823 TL

9	Nuovo MS9001	0,009407 TL	0,330921 TL	0,003043 TL	0,343371 TL
10	ABB GT 26	0,009170 TL	0,324403 TL	0,003043 TL	0,336615 TL
11	Westinghouse 501G	0,009347 TL	0,307284 TL	0,003043 TL	0,319674 TL
12	Mitsubishi 501G	0,009475 TL	0,307218 TL	0,003043 TL	0,319736 TL
13	Westinghouse 501F	0,009890 TL	0,278334 TL	0,003043 TL	0,291266 TL
14	GE PS PG 7231	0,009847 TL	0,275997 TL	0,003043 TL	0,288888 TL
15	Siemens V84.3A	0,014841 TL	0,333694 TL	0,003043 TL	0,351578 TL
16	Mitsubishi 501F	0,014877 TL	0,336736 TL	0,003043 TL	0,354655 TL
17	Mitsubishi 501F2	0,014634 TL	0,343658 TL	0,003043 TL	0,361335 TL
18	Hitachi PG7231	0,014710 TL	0,342576 TL	0,003043 TL	0,360328 TL
19	ABB GT 24	0,014608 TL	0,331997 TL	0,003043 TL	0,349648 TL
20	Westinghouse 701F	0,014246 TL	0,393226 TL	0,003043 TL	0,410515 TL
21	FiatAvio 70IF	0,014232 TL	0,393674 TL	0,003043 TL	0,410948 TL
22	Ansaldo V94.3A	0,014474 TL	0,379287 TL	0,003043 TL	0,396804 TL

Çizelge 8.10'da belirtilen birim elektrik enerjisi üretimi maliyetleri, santral ömrü boyunca sabit devam edecek maliyetleri ifade eder. Gerçekte bu maliyet dağılımı üniform olmayıp, geometrik artan bir seridir. Bir değere getirilmiş seride;

$$P = g / a \quad (8.18)$$

Burada:

P: kapital(TL)

a: amortisman faktörü

Geometrik artan bir seride;

$$P = g_0 \frac{1 - (1+e)^n (1+r)^{-n}}{(r-e)} \quad (8.19)$$

Burada:

g_0 : birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin bugünkü değeri(TL/kWh)

Denklem 8.18 ile Denklem 8.19'i birbirine eşitlersek;

$$g_0 = \frac{g(r-e)}{a(1-(1+e)^n(1+r)^{-n})} \quad (8.20)$$

Amortisman faktörü;

$$a = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (8.21)$$

Denklem 8.20'yi Çizelge 8.10'daki değerler için uygularsak birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin bugünkü değerini bulmuş oluruz($e=13\%$ ve $r=14\%$) olarak alınmıştır).

Çizelge 8.11 Birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin bugünkü değeri

Sistem	Gaz Türbini	g(TL/kWh)	g0(TL/kWh)
1	Mitsubishi 701G2	0,360638 TL	0,165585 TL
2	Mitsubishi 701F2	0,349038 TL	0,160259 TL
3	GE PS PG 9351	0,352120 TL	0,161674 TL
4	EGT PG 9351	0,373319 TL	0,171408 TL
5	Thomassen PG 9351	0,352123 TL	0,161675 TL
6	Siemens V94.3A	0,337280 TL	0,154861 TL
7	Mitsubishi 701G1	0,344564 TL	0,158205 TL
8	Thomassen PG 9311	0,343823 TL	0,157864 TL
9	Nuovo MS9001	0,343371 TL	0,157657 TL
10	ABB GT 26	0,336615 TL	0,154555 TL

11	Westinghouse 501G	0,319674 TL	0,146777 TL
12	Mitsubishi 501G	0,319736 TL	0,146805 TL
13	Westinghouse 501F	0,291266 TL	0,133733 TL
14	GE PS PG 7231	0,288888 TL	0,132641 TL
15	Siemens V84.3A	0,351578 TL	0,161425 TL
16	Mitsubishi 501F	0,354655 TL	0,162838 TL
17	Mitsubishi 501F2	0,361335 TL	0,165905 TL
18	Hitachi PG7231	0,360328 TL	0,165443 TL
19	ABB GT 24	0,349648 TL	0,160539 TL
20	Westinghouse 701F	0,410515 TL	0,188486 TL
21	FiatAvio 70IF	0,410948 TL	0,188685 TL
22	Ansaldo V94.3A	0,396804 TL	0,182190 TL

Birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin santral ömrü boyunca değişimini hesaplamak için;

$$g_n = g_0(1 + e)^n \quad (8.22)$$

Burada:

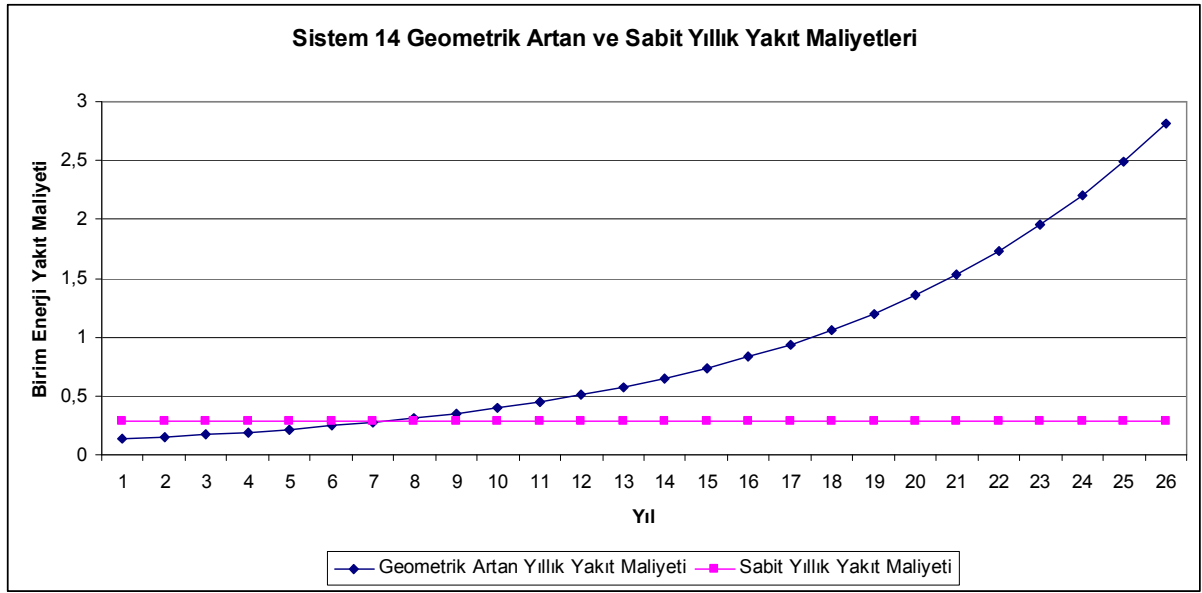
n: birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin bulunması istenen yıl

g_n : n yılına ait birim elektrik enerjisi üretim maliyeti(TL/kWh).

Denklemleri birim elektrik enerjisi üretim maliyeti en düşük olan GE PS PG 7231 gaz türbinli 14.sisteme uyguladığımızda, santral ömrü boyunca birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin değişimini buluruz (Çizelge 8.12).

Çizelge 8.12 Sistem 14'ün elektrik enerjisi üretim maliyetinin yıllara göre değişimini

Sistem 14		GE PS PG 7231	
Yıl(n)	gn (TL/kWh)	Yıl(n)	gn (TL/kWh)
0	0,132641 TL	13	0,649678 TL
1	0,149885 TL	14	0,734136 TL
2	0,169370 TL	15	0,829574 TL
3	0,191388 TL	16	0,937419 TL
4	0,216268 TL	17	1,059283 TL
5	0,244383 TL	18	1,196990 TL
6	0,276153 TL	19	1,352599 TL
7	0,312053 TL	20	1,528437 TL
8	0,352619 TL	21	1,727134 TL
9	0,398460 TL	22	1,951661 TL
10	0,450260 TL	23	2,205377 TL
11	0,508793 TL	24	2,492076 TL
12	0,574937 TL	25	2,816046 TL



Şekil 8.2 Sistem 14'ün geometrik artan ve sabit yıllık yakıt maliyet serileri

8.5 Duyarlılık Analizi

Elektrik enerjisi üretim maliyetleri içindeki geleceğe ait bilgilerde belirsizliklerin olması, duyarlılık analizinin yapılmasını gerektirir. Doğalgaz yakıt fiyatının artışıdaki belirsizlik modellenen sistemler içinde en etkin olandır. Sistemlerin birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin büyük kısmını yakıt maliyeti oluşturur(Çizelge 8.13).

Çizelge 8.13 Birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin yüzdesel oranları

Sistem	Gaz Türbini	%gk	%gf	%gm
1	Mitsubishi 701G2	2,5	96,6	0,8
2	Mitsubishi 701F2	2,7	96,4	0,9
3	GE PS PG 9351	2,6	96,6	0,9
4	EGT PG 9351	2,4	96,8	0,8
5	Thomassen PG 9351	2,6	96,5	0,9
6	Siemens V94.3A	2,7	96,4	0,9
7	Mitsubishi 701G1	2,7	96,4	0,9

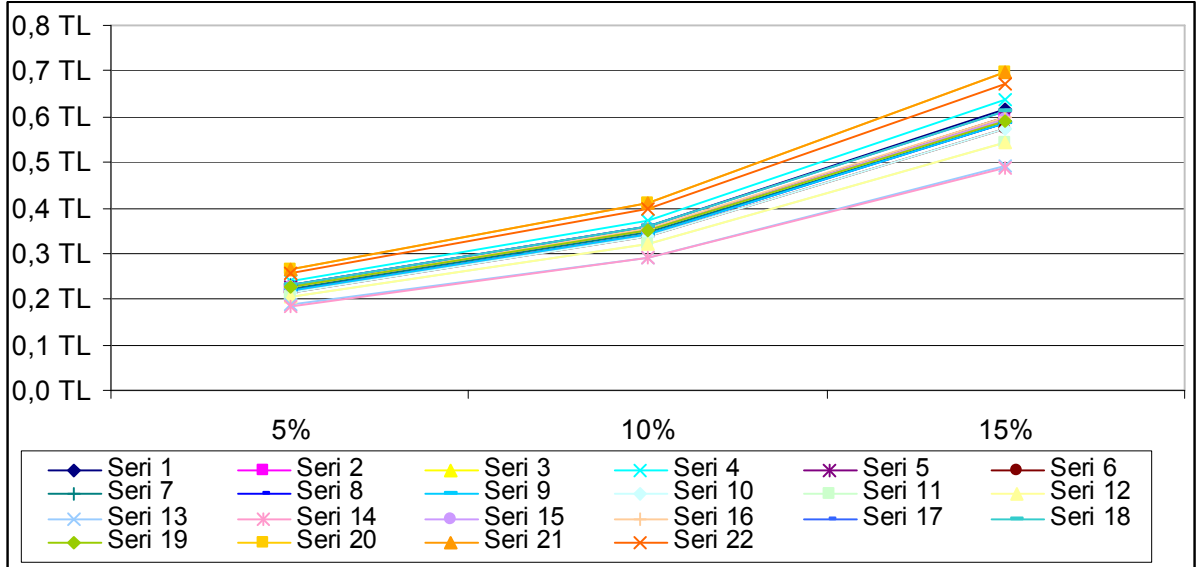
8	Thomassen PG 9311	2,7	96,4	0,9
9	Nuovo MS9001	2,7	96,4	0,9
10	ABB GT 26	2,7	96,4	0,9
11	Westinghouse 501G	2,9	96,1	1,0
12	Mitsubishi 501G	3,0	96,1	1,0
13	Westinghouse 501F	3,4	95,6	1,0
14	GE PS PG 7231	3,4	95,5	1,1
15	Siemens V84.3A	4,2	94,9	0,9
16	Mitsubishi 501F	4,2	94,9	0,9
17	Mitsubishi 501F2	4,1	95,1	0,8
18	Hitachi PG7231	4,1	95,1	0,8
19	ABB GT 24	4,2	95,0	0,9
20	Westinghouse 701F	3,5	95,8	0,7
21	FiatAvio 70IF	3,5	95,8	0,7
22	Ansaldo V94.3A	3,6	95,6	0,8

Yakıt maliyetinin hesaplanmasında eskalasyon oranı %10 olarak alınmıştı. Bu oranın %5,%15,%20 ve %25 olduğu durumlar için birim elektrik enerjisi üretim maliyetleri Çizelge 8.14, Şekil 8.3 ve Şekil 8.4'deki gibidir.

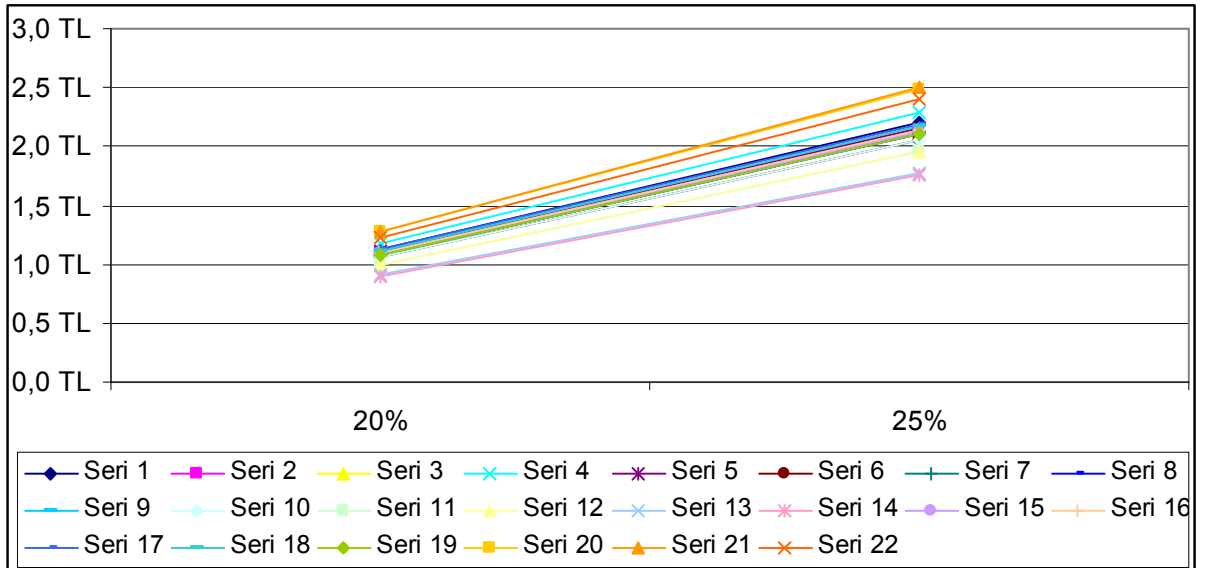
Çizelge 8.14 Birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin yakıt eskalasyonuna göre değişimi

Sistem	Gaz Türbini	g(e:%5)	g(e:%10)	g(e:%15)	g(e:%20)	g(e:%25)
		TL/kWh	TL/kWh	TL/kWh	TL/kWh	TL/kWh
1	Mitsubishi 701G2	0,230491	0,360638	0,614237	1,129953	2,207017
2	Mitsubishi 701F2	0,223303	0,349038	0,594042	1,092277	2,132832
3	GE PS PG 9351	0,225123	0,352120	0,599584	1,102821	2,153824
4	EGT PG 9351	0,238396	0,373319	0,636226	1,170870	2,287463
5	Thomassen PG 9351	0,225126	0,352123	0,599586	1,102824	2,153827
6	Siemens V94.3A	0,215772	0,337280	0,574047	1,055533	2,061107
7	Mitsubishi 701G1	0,220434	0,344564	0,586440	1,078315	2,105588
8	Thomassen PG 9311	0,220026	0,343823	0,585049	1,075603	2,100116
9	Nuovo MS9001	0,219755	0,343371	0,584246	1,074086	2,097107
10	ABB GT 26	0,215434	0,336615	0,572746	1,052938	2,055809
11	Westinghouse 501G	0,204888	0,319674	0,543345	0,998197	1,948147
12	Mitsubishi 501G	0,204974	0,319736	0,543358	0,998112	1,947858
13	Westinghouse 501F	0,187294	0,291266	0,493864	0,905862	1,766313
14	GE PS PG 7231	0,185788	0,288888	0,489784	0,898324	1,751553
15	Siemens V84.3A	0,226925	0,351578	0,594471	1,088416	2,120011
16	Mitsubishi 501F	0,228867	0,354655	0,599763	1,098210	2,139207
17	Mitsubishi 501F2	0,232961	0,361335	0,611482	1,120176	2,182575
18	Hitachi PG7231	0,232359	0,360328	0,609687	1,116778	2,175829
19	ABB GT 24	0,225630	0,349648	0,591307	1,082739	2,109088
20	Westinghouse 701F	0,263624	0,410515	0,696741	1,278807	2,494442

21	FiatAvio 70IF	0,263891	0,410948	0,697501	1,280229	2,497247
22	Ansaldo V94.3A	0,255120	0,396804	0,672884	1,234316	2,406858



Şekil 8.3 Birim e.enerjisi üretim maliyetinin yakıt eskalasyonuna (%5;10;15) göre değişimi



Şekil 8.4 Birim e.enerjisi üretim maliyetinin yakıt eskalasyonuna(%20;25) göre değişimi

9. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Elektrik enerjisinin üretimi ile ilgili projelerin yatırım kararları alınırken ekonomik analiz ve değerlendirmelerin yapılması ülkemiz açısından büyük önem arz etmektedir. Mevcut santrallerin kapasitelerini ve verimlerini artırmak elektrik enerjisi talebini karşılamada ekonomik bir yöntemdir. Santral iyileştirme seçenekleri hem katı yakıtlı hem de sıvı yakıtlı tesislere uygulanabilmektedir.

Çalışmada anlatılanlardan görüleceği üzere, eğer bir gaz türbini ve atık ısı kazan sistemi mevcut buharlı termik santralle uygun şekilde kombine edilirse, santralin toplam gücünün artmasıyla birlikte, seçilecek sisteme bağlı olarak verimi de artacaktır. Verimin artışı; buhar türbinin atık ısı kazanında üretilen buharla çevrilmesi sağlanmaktadır. Santral veriminin iyileştirilmesi, daha az yakıt yakılması ve netice olarak da daha az hava kirliliği ve tabii daha az CO₂ gazı demektir. NO_x emisyonu her türlü limit değerinin altında, çok düşük konsantrasyonlarda tutulabilmektedir. SO_x emisyonu ise doğal gaza bağlı olarak sıfır veya ihmal edilebilecek kadar düşük konsantrasyonlardadır. Bu nedenle fosil yakıtlı santraller içerisinde kombine çevrim santralleri çevreyi en az kirleten santraller olarak kabul edilmektedir.

Bu tip uygulamaların bir başka önemli de, gaz türbin ve atık ısı kazanlarının, mevcut santrallere kombine edilmesi suretiyle yeni kurulacak santrallere kıyasla, sağlanan saha ve parasal ekonomidir. Ayrıca mevcut santral yönetimi ve yardımcı tesisler zaten bulunduğundan ayrı bir yönetim ve idari personel ihtiyacı meydana gelmemektedir.

Son yıllarda özellikle gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerde çevreye karşı duyarlılığın artması neticesinde bir yandan çevreyi en az kirletecek yeni teknolojiler uygulanmaya konulurken diğer taraftan yüksek verimle çalışacak tesisler oluşturuyordur. Avrupa ülkelerinde birçok mevcut kömür yakıtlı buhar santrali kombine çevrim santraline dönüştürülmüştür.

Ülkemizde çalışır durumda bulunan 3 adet kombine çevrim santrali mevcuttur. Bunlar Ambarlı, Hamitabat ve Bursa doğalgaz kombine çevrim santralleridir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının kararıyla Ambarlı Fuel-Oil yakıtlı termik santralinin 4. ve 5. ünitelerinin doğalgaz kombine çevrim santrallerine dönüştürülmesine karar verilmiştir. Bu çalışmada da bu dönüşümün modellenmesi ve ekonomik analizi yapılmıştır.

Cycle-Tempo programında santralin mevcut durumu modellenmiş, bu modele 22 farklı gaz türbini grubu ve atık ısı kazanı eklenerek kombine çevrime dönüştürülmesi sağlanmıştır. Dönüşümden sonra kapasiteleri 493565kW ile 911145 kW arasında değişen, verimleri

%44,99 ile %53,39 arasında 22 santral modellenmiştir.

Bu 22 santrale ait ekonomik analiz yapılmış ve analiz sonucunda 14 numaralı sistem olan GE PS PG 7231 gaz türbinli model 0,132641 TL/kWh ile en düşük birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin bugünkü değerini sağlamıştır.

14 numaralı sistemin kullanılmasıyla iyileştirme uygulaması sonrasında görünüm Çizelge 9.1'deki gibidir. Bu sistem uygulamasıyla kapasite artışı %230 oranında gerçekleşmiştir. Yatırım maliyeti de \$166.966.717 olarak bulunmuştur.

Çizelge 9.1 Mevcut ve iyileştirilmiş sistemin gücü ve verimi

		Mevcut Sistem	İyileştirme Uygulanmış Sistem	Artış
Güç	kW	149532,5	493565	344032,5
Verim	%	34,35	52,78	18,43

Birim elektrik enerjisi üretim maliyeti hesaplamasında en etkin unsur %95 civarında yakıt maliyeti olmuştur. Doğalgaz yakıt fiyatındaki belirsizlik göz önüne alınarak %10 olan yakıt eskalasyon oranı %5,%15,%20 ve %25 için de incelenerek birim elektrik enerjisi üretim maliyetinin duyarlılık analizi yapılmıştır. Analiz sonucunda 14 numaralı sistem en düşük maliyeti tüm oranlar için sağlamayı sürdürmüştür.

KAYNAKLAR

- Eyice S.,(1971),Isı Ekonomisi, Teknik Üniversite Matbaası, İstanbul
- Aybers N. ve Şahin B.(1995), Enerji Maliyeti, Yıldız Teknik Üniversitesi Matbaası, İstanbul
- Erdem H.H.(2002), “Türkiye’de Alternatif Santral Kapasitelerinin ve Bölgelere Göre Dağıtımlarının Optimizasyonu”,İstanbul
- Yücel M.(1995), “Mevcut Termik Santrallerin İlave Sistemlerle Verimlerinin Arttırılması”, Eylül-Ekim 1995 MMO Dergi, İstanbul
- Karakaş K.(2002)”Doğal Gaz ile Elektrik Üretimi ve Ekonomik Analizi”,Isparta
- TEİAŞ,(2004) Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması(2005 – 2020)
- H. Jin, H. Hong, R. Cai , (2006), “A chemically intercooled gas turbine cycle for recovery of low-temperature thermal energy”, Institute of Engineering Thermophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing
- G. Heyen, B. Kalitventze, (1999), “A comparison of advanced thermal cycles suitable for upgrading existing power plant”, Laboratoire d'Analyse et Synthese des Systemes Chimiques, Université de Liege, Liege, BELSIM s.a., Alle des Noisetiers, Angleur.
- M. Modesto, S.A. Nebra, (2006), “Analysis of a repowering proposal to the power generation system of a steel mill plant through the exergetic cost method”, Energy Department, Mechanical Engineering Faculty, State University Campinas, Campinas.
- J. Szargut,(1999)”Energy and Ecological of the Primary Gas-Turbine Supplementing a Coal-Fired Power Plant”,Gliwice Poland.
- J. Szargut,(2000)”Humid Air Turbine as a Primary Link of a Coal-Fired Steam Power Plant”,Gliwice Poland.
- P.A. Czysz, M. J. Richardst, (1999), “Benefits from incorporation of combined cycle propulsion”, Parks College of Engineering and Aviation Saint Louis University, Saint Louis.
- J.M. Beer, (2007), “High efficiency electric power generation:The environmental role”, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge.
- P. Grammelis , N. Koukouzasa, G. Skodrasa, E. Kakaras, A. Tumanovsky, V. Kotler , (2006), “Refurbishment priorities at the Russian coal-fired power sector for cleaner energy production”, Centre for Research and Technology Hellas/Institute of Solid Fuels Technology and Applications, Ptolemaida-Kozani, Laboratory of Steam Boilers and Thermal Plants, Mechanical Engineering Department, National Technical University of Athens, Athens, VTI All Russia Thermal Engineering Institute, Russia.
- R. Carapellucci , A. Milazzo, (2007), “Repowering combined cycle power plants by a modified STIG configuration”, Dipartimento di Ingegneria Meccanica, Energetica e Gestionale, Faculty of Engineering, University of L’Aquila, L’Aquila.
- S. Bracco , A. Pierfederici, A. Trucco, (2007), “The wet compression technology for gas turbine power plants: Thermodynamic model”, DIMSET (Dipartimento di Macchine, Sistemi Energetici e Trasporti), Università degli Studi di Genova, Genova
- JEA Roy-Aikins, “A Second Law Aid In Power Plant Repowering Improvement”, University of KwaZulu-Natal School of Mechanical Engineering, Durban.

W.Stenzel,D.Sopocy,S.Pace, “Repowering Existing Fossil Steam Plants”

S. F. Wu and R. Mckinsey , (2007), “Performance prediction of a repowering application derived from a high- performance power system (HIPPS)”, Foster Wheeler Development Corporation, Livingston, NJ, Bechtel Corporation, San Francisco, CA

William C. Stenzel, Dale M. Sopocy, Stanley E. Pace, Serpil LLC, Mountain View, CA.

İNTERNET KAYNAKLARI

www.botas.com.tr

www.enerji.gov.tr

www.teias.gov.tr

www.euas.gov.tr

www.cycle-tempo.nl

www.gepower.com

ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi 01.01.1984

Doğum yeri Burdur

Lise 1998–2001 Özel Yamanlar Fen Lisesi

Lisans 2001–2006 Yıldız Üniversitesi Makine Fak.
Makine Mühendisliği Bölümü

Yüksek Lisans 2006–2009 Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
Makine Müh. Anabilim Dalı, Enerji Programı

Çalıştığı kurumlar

2007–2008 Üçyıldız Otomotiv San. Ltd Şti.
2008-Devam ediyor Binay Akaryakıt, LPG, Otomotiv A.Ş