

**TERMİK SANTRALLERDE YEDEK GÜCÜN  
TERMODİNAMİK VE EKONOMİK ANALİZİ**

**Hakan PAZARLI**

**Zonguldak Karaelmas Üniversitesi  
Fen Bilimleri Enstitüsü  
Makina Mühendisliği Anabilim Dalında  
Yüksek Lisans Tezi  
Olarak Hazırlanmıştır**

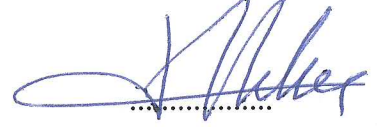
**ZONGULDAK**

**Temmuz 2011**

**KABUL:**

Hakan PAZARLI tarafından hazırlanan “TERMİK SANTRALLERDE YEDEK GÜCÜN TERMODİNAMİK VE EKONOMİK ANALİZİ” başlıklı bu çalışma jürimiz tarafından değerlendirilerek, Zonguldak Karaelmas Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Makina Mühendisliği Anabilim Dalında Yüksek Lisans Tezi olarak oybirliğiyle kabul edilmiştir.  
08/07/2011

Başkan: Prof. Dr. Mehmet KOPAÇ (ZKÜ)



Üye : Prof. Dr. Hasan A. HEPERKAN (YTÜ)



Üye : Yrd. Doç. Dr. Mustafa EYRİBOYUN (ZKÜ)



---

**ONAY:**

Yukarıdaki imzaların, adı geçen öğretim üyelerine ait olduğunu onaylarım. 8./8./2011



Prof. Dr. Kemal BÜYÜKGÜZEL  
Fen Bilimleri Enstitüsü Müdürü

*“Bu tezdeki tüm bilgilerin akademik kurallara ve etik ilkelere uygun olarak elde edildiğini ve sunulduğunu; ayrıca bu kuralların ve ilkelerin gerektirdiği şekilde, bu çalışmadan kaynaklanmayan bütün atıfları yaptığımı beyan ederim.”*

  
Hakan PAZARLI

## **ÖZET**

**Yüksek Lisans Tezi**

### **TERMİK SANTRALLERDE YEDEK GÜCÜN TERMODİNAMİK VE EKONOMİK ANALİZİ**

**Hakan PAZARLI**

**Zonguldak Karaelmas Üniversitesi**

**Fen Bilimleri Enstitüsü**

**Makina Mühendisliği Anabilim Dalı**

**Tez Danışmanı: Yrd.Doç.Dr. Mustafa EYRİBOYUN**

**Temmuz 2011, 87 sayfa**

2010 yılında Türkiye'deki elektrik üretiminin %78,76'sı termik elektrik santrallerinde gerçekleşmiştir. 05 Ağustos 2010 günü saat 14:30'da gerçekleşen 33.391,9 MW büyüklüğündeki bütün zamanların ani puant (tüketim) rekorunda termik elektrik santrallerinin payı %66,2 olmuştur. Bu istatistiklerden, elektrik üretiminde yüksek kalite standartlarını korumak için termik elektrik santrallerinin işletilmesi üzerine yapılacak çalışmaların önemi anlaşılabilir. Elektrik arzında kaliteyi belirleyen üç kriter vardır. Bunlar, elektriğin sabit voltajda tutulması, sabit frekansta tutulması ve ucuz olmasıdır. Voltaj ve frekans salınımları için belirlenmiş uluslararası kriterler bulunmaktadır. Türkiye şebekesinin bu standartlara ulaşması için yoğun çalışmalar sürdürülmektedir.

Enterkonekte elektrik sisteminde voltaj ve frekansı sabit tutmak için muhtemel ani güç taleplerine ani cevap verilmesi gerekmektedir. Bu amaçla sisteme bağlı ve hazır bekletilmekte olan büyük bir yedek güce ihtiyaç vardır. Elektrik santrallerinde yedek güç, santrallerin kısmi

## **ÖZET (devam ediyor)**

güçte çalıştırılmasıyla sağlanır. Bu yedek güç hidroelektrik ve termik elektrik santralleri arasında paylaştırılmış halde tutulmaktadır.

Bu çalışmada, termik elektrik santrallerinin kapasitelerinin bir kısmının yedek güce ayrılmasından kaynaklanan maliyetler hesaplanmaya çalışılmıştır. Kömürlü ve doğalgazlı termik elektrik santral tipleri, yedek güç tutma maliyeti ve termik performansı bakımından karşılaştırılmıştır.

Örnek olarak, taşkömürü kullanan Çatalağzı Termik Santrali ile doğalgaz kullanan Ambarlı Kombine Çevrim santralleri kısmi yük performansı ve yedek güç maliyeti bakımından karşılaştırılmıştır. Hangisinin avantajlı olduğu belirlenmiştir.

**Anahtar Sözcükler:** Yedek güç, Kısmi yük, Termik santral, Yedek güç maliyeti

**Bilim Kodu:** 625.05.01

## **ABSTRACT**

**M.Sc. Thesis**

### **THERMODYNAMIC AND ECONOMIC ANALYSIS OF THE RESERVE POWER IN THERMAL POWER PLANTS**

**Hakan PAZARLI**

**Zonguldak Karaelmas University  
Graduate School of Natural and Applied Sciences  
Department of Mechanical Engineering**

**Thesis Advisor: Asst. Prof. Mustafa EYRİBOYUN**

**July 2011, 87 pages**

In 2010, 78.76% percent of the electricity production in Turkey was produced by thermal power plants. On August 5, 2010 at 14:30, the size of 33,391.9 MW peak (consumption) realized was the record level of all the times, the share of thermal power plants was 66.2%. The importance of improvements and studies on the operation of thermal power plants, to maintain high quality standards in the production of electricity can be understood these statistics. There are three criteria that determine the quality of electricity supply. These are, keeping constant voltage of electricity, keeping constant frequency, and its price (should be cheap). Voltage and frequency fluctuations are determined by the international criteria. The network in Turkey, carried out intensive studies to achieve these standards.

For the voltage and frequency stability of the interconnected electricity system, possible sudden power demands must be met. A large reserve power connected to the system should be kept ready at all times to achieve this goal. Reserve power in power plants is provided by running the plant at partial load. This reserve power is distributed between hydroelectric and thermal power plants.

## **ABSTRACT (continued)**

In this study, the cost of reserve power is calculated. Coal-fired and natural gas thermal electric power plants types are compared in terms of reserve power cost and thermal performance.

As an example, Çatalağzı Thermal Power Plant using coal and Ambarlı Combined Cycle Power Plants using natural gas were compared in terms of part-load performance and the reserve power cost. The advantageous one was determined.

**Key Words:** Reserve power, Partial load, Thermal power plant, Reserve power cost

**Science Code:** 625.05.01

## **TEŐEKKÖR**

Yazar, tez alıőmasında kendisine yol gösteren tez danışmanı Yrd. Do. Dr. Mustafa EYRİBOYUN'a (ZKÜ) ve alıőmasına yardımcı olan atalağzı ve Ambarlı Termik Santrallerinin idarecilerine ve alıőanlarına teőekkr eder.



## İÇİNDEKİLER

	<u>Sayfa</u>
KABUL .....	ii
ÖZET .....	iii
ABSTRACT .....	v
TEŞEKKÜR .....	vii
İÇİNDEKİLER .....	ix
ŞEKİLLER DİZİNİ .....	xiii
ÇİZELGELER DİZİNİ .....	xv
SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ .....	xvii
BÖLÜM 1 GİRİŞ .....	1
1.1 ENTERKONNEKTE ELEKTRİK ŞEBEKESİNİN ÖZELLİKLERİ .....	2
1.1.1 Elektrik enerjisinin kalitesi .....	2
1.1.2 Senkronize makinalar sistemi .....	3
1.1.3 Enterkonnekte şebekede voltajın ve alternatif akım frekansının sabit tutulması .....	4
1.1.4 Alternatif akım frekansının sabit tutulması için yedek güç tutulması .....	6
1.2 ENTERKONNEKTE ELEKTRİK SİSTEMİNDEKİ MAKİNALARIN AŞIRI YÜK VE KİSMİ YÜK ALTINDAKİ DOĞAL DAVRANIŞLARI .....	6
1.2.1 Dirençler .....	7
1.2.2 Elektrikli motorlar .....	7
1.2.3 Senkronize jeneratörler .....	8
1.2.4 Buhar türbinleri .....	9
1.2.5 Gaz türbinleri .....	10
1.2.6 Su türbinleri .....	10
1.2.7 Buhar kazanları .....	10
1.3 YEDEK GÜÇ .....	11
1.3.1 Yedek güç ihtiyacının nedenleri .....	11
1.3.2 Türkiye'nin yedek gücü .....	12
1.3.3 Yedek güç çeşitleri .....	12

## İÇİNDEKİLER (devam ediyor)

	<u>Sayfa</u>
1.3.4 Primer frekans kontrol yedek güçleri .....	13
1.3.5 Sekonder frekans kontrol yedek güçleri .....	15
1.3.6 Tersiyer frekans kontrol yedek güçleri.....	15
1.4 TÜRKİYE'DE ELEKTRİK ARZI, TALEBİ VE ULUSAL YEDEK GÜÇ .....	16
1.4.1 Elektrik üretiminin birincil kaynakları .....	16
1.4.2 Türkiye puant rekoru ve birincil kaynakların rekor puanta katkısı.....	17
1.4.3 Kurulu güç – puant güç karşılaştırması ve 10 yıllık projeksiyon .....	20
1.4.4 Türkiye’de mevcut yedek güç ve 10 yıllık yedek güç projeksiyonu .....	22
1.4.5 1990’lardaki kapasite darboğazının sonuçları ve mevcut birinci kaynak dağılımındaki olumsuzluk.....	24
1.4.6 Puant talebin ve buna bağlı yatırımların 10 yıllık projeksiyonu.....	26
1.5 LİTERATÜR ARAŞTIRMASI .....	27
<b>BÖLÜM 2 ÇATALAĞZI VE AMBARLI TERMİK ELEKTRİK SANTRALLERİNİN KISMİ YÜKTE PERFORMANSLARI.....</b>	<b>31</b>
2.1 ÇATALAĞZI TERMİK SANTRALİ İÇİN TAM YÜKTE VERİM HESAPLARI .....	31
2.1.1 Buhar çevriminin birinci kanuna göre verimi.....	31
2.1.1.1 İç ihtiyacın hesaplanması.....	32
2.1.1.2 Kazan sistemi ile buhar çevrimini ayıran sınırlarının belirlenmesi .....	34
2.1.1.3 Kazan – Buhar çevrimi arasındaki net ısı transferi ( $q_A$ ) .....	35
2.1.1.4 Birleştirilmiş verim ifadesi .....	36
2.1.1.5 Tam yükte (157 MW) buhar çevrimi verim hesabı.....	37
2.1.2 Kazan ve kazan yardımcılarının birinci kanuna göre verimi .....	38
2.1.2.1 İç ihtiyacın hesaplanması.....	40
2.1.2.2 Yanma ile ortaya çıkan enerji .....	41
2.1.2.3 Birleştirilmiş verim ifadesi .....	41
2.1.2.4 Tam yükte kazan verim hesabı .....	42
2.2 ÇATALAĞZI TS İÇİN KISMİ YÜKTE VERİM HESAPLARI .....	42
2.2.1 Buhar çevrimi için %85 ve %68 yükte verim hesabı .....	42
2.2.2 Kazan için %85 ve %68 yükte verim hesabı .....	44
2.3 ÇATALAĞZI TS İÇİN KISMİ YÜK - VERİM İLİŞKİSİ .....	45

## İÇİNDEKİLER (devam ediyor)

	<u>Sayfa</u>
2.4 AMBARLI TERMİK SANTRALİNİN KISMİ YÜKTE KOMBİNE VERİMİ .....	46
2.4.1 Buhar çevriminin birinci kanuna göre verimi.....	48
2.4.2 Gaz türbinlerinin birinci kanuna göre verimi .....	49
2.4.3 Buhar kazanlarının birinci kanuna göre verimi .....	50
2.4.4 Ambarlı TS kısmi yükte kombine verim hesabı .....	51
2.3 AMBARLI TS İÇİN KISMİ YÜK - VERİM İLİŞKİSİ.....	56
BÖLÜM 3 YEDEK GÜCÜN EKONOMİK ANALİZİ .....	61
3.1 ELEKTRİK MALİYETİNİN HESAP YÖNTEMİ.....	61
3.1.1 Kuruluş maliyeti.....	61
3.1.2 İşletme maliyeti.....	62
3.1.3 Yakıt maliyeti.....	63
3.1.4 Özgül elektrik üretim maliyeti .....	64
3.1.5 Özgül yedek güç maliyeti .....	65
3.2 KISMİ YÜKTE ELEKTRİK MALİYETİNİN DEĞİŞİMİ.....	66
3.2.1 ÇATES için özgül elektrik üretim maliyeti ve yedek güç maliyeti .....	66
3.2.2 Ambarlı TS için özgül elektrik üretim maliyeti ve yedek güç maliyeti .....	67
3.2.3 ÇATES ile Ambarlı TS'nin kısmi yükte elektrik üretim maliyetinin karşılaştırılması .....	69
BÖLÜM 4 SONUÇLAR .....	71
4.1 KISMİ YÜKTE ÇALIŞMANIN TERMİK VERİME ETKİSİ .....	71
4.1.1 ÇATES'in kısmi yükte genel verim kaybı.....	71
4.1.2 Ambarlı TS'in kısmi yükte genel verim kaybı .....	72
4.1.3 Ambarlı TS'de atık ısı kazan sistemlerinin kısmi yükte termik verim kaybı.....	73
4.1.4 ÇATES ve Ambarlı TS buhar çevrimlerinin kısmi yükte termik verim kaybı.....	74
4.1.5 Ambarlı TS'de gaz türbinlerinin kısmi yükte termik verim kaybı.....	77
4.2 KISMİ YÜKTE ÇALIŞMANIN ELEKTRİK MALİYETİNE ETKİSİ .....	77
KAYNAKLAR .....	83
ÖZGEÇMİŞ .....	87



## ŞEKİLLER DİZİNİ

<u>No</u>	<u>Sayfa</u>
1.1 Senkronize elektrik şebekesinde güç aktarma yapısı. ....	3
1.2 Senkronize türbin - jeneratör grubu. ....	4
1.3 Senkronize elektrik şebekesinde güç-voltaj-frekans ilişkisi. ....	5
1.4 Senkronize türbin - jeneratör grubu (Turboset). ....	9
1.5 Yedek güçlerin hiyerarşik yapısı.....	13
1.6 Kurulu gücün birincil kaynaklara göre dağılımı .....	17
1.7 Puant rekor anındaki birincil kaynak dağılımı.....	18
1.8 30516 MW'lık eski puant rekoruna ait 23 Temmuz 2008 gününün birincil kaynak dağılımı.....	19
1.9 2010 yılı tertiplenmiş tük eğrisi .....	20
1.10 Kurulu gücün puant taleple karşılaştırması .....	21
1.11 Kurulu güç, birincil enerji ve puant tahminleri.....	21
1.12 2009 – 2018 Yıllar için yedek güç tahminleri .....	23
1.13 Kömür rezervleri bakımından zengin ilk 20 ülkenin elektrik üretiminde kaynak kullanım payları .....	25
1.14 Ani puant ve toplam tüketim tahminleri.....	26
1.15 2005–2020 dönemi elektrik enerjisi üretim yatırımları projeksiyonu.....	27
1.16 Bazı elektrik santrallerinin ana makinalarına göre kısmi yük verimlerinin karşılaştırılması. ....	28
1.17 Esnek LP türbin giriş kısılmalı sistemli süperkritik basınçlı santralin kısmi yük verimi	29
2.1 Çatalağzı TS Buhar Çevrimi.....	35
2.2 Çatalağzı TS Kazan ve kazan yardımcıları sisteminin sınırları.....	38
2.3 Çatalağzı TS'de verimin kısmi yükte değişimi.....	44

## ŞEKİLLER DİZİNİ (devam ediyor)

<u>No</u>	<u>Sayfa</u>
2.4 Çatalağzı TS’de Kazan, buhar çevrimi ve santral genel verimlerinin yükleme oranına göre değişimi.....	46
2.5 Ambarlı TS türbin-kazan sistemi. ....	47
2.6 Ambarlı TS’de kazan, buhar çevrimi ve santral genel verimin kısmi yükte değişimi. ....	56
2.7 Ambarlı TS’de Kazan veriminin kazan yüküne göre değişimi.....	57
2.8 Ambarlı TS’de Gaz türbin veriminin gaz türbin yüküne göre değişimi. 57	
2.9 Ambarlı TS’de Buhar çevrimi veriminin buhar türbin yüküne göre değişimi. ....	58
2.10 Ambarlı TS’nin kombine veriminin toplam yüke göre değişimi. ....	58
3.1 ÇATES için Özgül Maliyetlerin kısmi yükte değişimi. ....	67
3.2 Ambarlı TS için Özgül Maliyetlerin kısmi yükte değişimi. ....	69
3.3 ÇATES ve Ambarlı TS için Birim Maliyetlerin kısmi yükte karşılaştırılması.....	70
3.4 ÇATES ve Ambarlı TS için Kısmi yükte Birim Maliyetlerdeki artışın karşılaştırılması.....	70
4.1 ÇATES’in kısmi yükte termik verimi. ....	72
4.2 Ambarlı TS’nin kısmi yükte kombine termik verimi.....	73
4.3 Ambarlı TS’deki atık ısı kazanları için kısmi yükte termik verim.....	73
4.4 Ambarlı TS buhar çevrimi için kısmi yükte termik veriminin üretici fabrika değerleri ile güncel değerinin karşılaştırılması.....	74
4.5 ÇATES Buhar çevrimi için kısmi yükte termik veriminin 1991’de ölçülmüş ilk kurulum performans testi değerleri ile güncel değerinin karşılaştırılması .....	74
4.6 ÇATES ve Ambarlı TS buhar çevrimlerinin kısmi yükte verim değerinin 1991~2011 yılları arasındaki değişimi.....	75
4.7 ÇATES’in ve Ambarlı TS’nin kısmi yükte ÖEÜM’leri.....	78
4.8 ÇATES’in ve Ambarlı TS’nin kısmi yükte ÖEÜM’lerindeki artış.....	78
4.9 ÇATES ve Ambarlı TS için Özgül Yedek Güç Maliyetinin (ÖYGM) karşılaştırılması. 79	
4.10 ÇATES ve Ambarlı TS için Özgül Yedek Güç Maliyetinin (ÖYGM) karşılaştırılması. 79	

## ÇİZELGELER DİZİNİ

<u>No</u>	<u>Sayfa</u>
1.1 2011 Yılı ilk üç aylık elektrik üretiminin birincil kaynak dağılımı .....	16
1.2 Türkiye puant rekor anındaki birincil kaynak dağılımı.....	18
2.1 Tam yükte kazan – buhar çevrimi bağlantı hatları için hesap tablosu .....	37
2.2 Kısmi yükte buhar çevrimi verimi için hesap tablosu .....	43
2.3 Kısmi yükte kazan verimi ve genel verim. ....	45
2.4 Ambarlı TS Gaz Türbini 1 ve Kazan 1'in kısmi yüklenmesinde kaydedilmiş değerler.	52
2.5 Ambarlı TS Gaz Türbini 2 ve Kazan 2'nin kısmi yüklenmesinde kaydedilmiş değerler	53
2.6 Ambarlı TS Kazan 1, Kazan 2 ve Buhar Çevrimi'nin kısmi yüklenmesinde kaydedilmiş değerleri .....	54
2.7 Ambarlı TS Gaz Türbinlerinin kısmi yüklenmesinde kaydedilmiş değerleri ve buhar türbini dâhil edilmiş kombine değerleri .....	55
3.1 ÇATES için maliyet hesap tablosu.....	66
3.2 ÇATES'de kısmi yükte elektrik üretim maliyetleri. ....	67
3.3 Ambarlı TS için Maliyet hesap tablosu .....	68
3.4 Ambarlı TS'de kısmi yükte elektrik üretim maliyetleri. ....	69
4.1 ÇATES için kısmi yükte verimin değişimi.....	71
4.2 Ambarlı TS için kısmi yükte kombine verimin değişimi .....	72.
4.3 ÇATES buhar çevriminin kısmi yükte verimi. ....	76
4.4 Ambarlı TS'nin buhar çevriminin kısmi yükte verimi. ....	76
4.5 ÇATES ve Ambarlı TS buhar çevrimlerinin eskimeye dayalı kısmi yükte verim kaybı artışı. ....	76
4.6 ÇATES ve Ambarlı TS için özgül yedek güç maliyetleri. ....	80



## SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ

$CRF$	: sermaye geri kazanım faktörü [%]
$E$	: yıllık planlanmış net üretim [MWh]
$\Delta E\ddot{U}M$	: kısmi yükte elektrik üretim maliyetindeki değişim [TL/yıl]
$f$	: yıllık faiz [%]
$h$	: entalpi [kJ/kg]
$H_U$	: doğalgaz alt ısıl değeri
$H_{U1}$	: taşkömürü alt ısıl değeri
$H_{U2}$	: fuel-oil alt ısıl değeri
$KMSD$	: kuruluş maliyetinin şimdiki değeri [TL]
$\dot{m}$	: buhar debisi [kg/h]
$\dot{m}_Y$	: doğalgaz debisi [kg/h]
$\dot{m}_{Y1}$	: kömür debisi [kg/h]
$\dot{m}_{Y2}$	: fuel-oil debisi [kg/h]
$\ddot{O}E\ddot{U}M$	: özgül elektrik üretim maliyeti [TL/MWh]
$\ddot{O}İM$	: özgül işletme maliyeti [TL/MWh]
$\ddot{O}KM$	: özgül kuruluş maliyeti [TL/MWh]
$\ddot{O}S$	: ödeme süresi [yıl]
$\ddot{O}YGM$	: özgül yedek güç maliyeti [TL/MWh]
$\ddot{O}YM$	: özgül yakıt maliyeti [TL/MWh]
$\Delta\ddot{O}E\ddot{U}M$	: kısmi yükte özgül elektrik üretim maliyetindeki değişim [TL/MWh]
$P_{kurulu}$	: mevcut kurulu güç [MW]
$P_{puant}$	: bütün zamanların ani puant rekoru [MW]
$P_{yedek}$	: yedek güç
$P_{\%100}$	: tam güç
$P_{\%x}$	: %x kadar kısmi güç

## SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ (devam ediyor)

$q_A$	: ısı tüketimi [MW]
$q_{A,GT}$	: gaz türbini ısı tüketimi [MW]
$q_{A,Kz}$	: kazanın net ısı tüketimi [MW]
$q_{A,ST}$	: buhar çevriminin ısı tüketimi [MW]
$q_{net,Kz}$	: kazanın net ısı üretimi [MW]
$q_{Ex,GT}$	: gaz türbini egzoz gaz hattındaki ısı güç [MW]
$q_{Kz}$	: kazan ısı üretimi [MW]
$q'_{iç\ ihtiyaç,Kz}$	: kazan iç ihtiyacının termik eşdeğeri [MW]
$SÖ$	: santral ömrü [yıl]
$TKM$	: toplam kuruluş maliyeti [TL]
$T_e$	: senkron jeneratör elektrik momenti [Nm]
$T_m$	: türbin mekanik momenti [Nm]
$W_{gen(GT)}$	: gaz türbininin jeneratöründen ölçülen güç [MW]
$W_{net}$	: net iş [MWh]
$W_{net,ST}$	: buhar türbini net mekanik gücü [MW]
$W_{ST}$	: buhar çevriminin brüt gücü (türbin-jeneratör şaftındaki güç) [MW]
$W_{iç\ ihtiyaç,GT}$	: gaz türbini elektriksel iç ihtiyacı [MW]
$W_{iç\ ihtiyaç,Kz}$	: kazan iç ihtiyacı elektriksel gücü [MW]
$W_{iç\ ihtiyaç,ST}$	: buhar çevrimi iç ihtiyacının elektrik sayacıyla ölçülen değeri [MW]
$W'_{iç\ ihtiyaç,ST}$	: buhar çevrimi iç (elektrik) ihtiyacının mekanik eşdeğeri [MW]
$\dot{w}_{net}$	: net ani iş (güç) [MW]
$YF_1$	: kömür fiyatı [TL/kg]
$YF_2$	: fuel-oil fiyatı [TL/kg]
$YGM$	: yedek güç maliyeti [TL/MWh]
$YİM$	: yıllık işletme maliyeti [TL/yıl]
$YKM$	: yıllık kuruluş maliteti [TL/yıl]
$\eta_{gen}$	: jeneratör verimi

## SİMGELER VE KISALTMALAR DİZİNİ (devam ediyor)

$\eta_{gen(GT)}$	:	gaz türbininin jeneratörünün verimi
$\eta_{senk.}$	:	senkronizasyon verimi
$\eta_{th}$	:	termik verim
$\eta_{th,GT}$	:	gaz türbini termik verimi
$\eta_{th,ST}$	:	buhar türbini termik verimi
$\omega$	:	açısal hız ( $s^{-1}$ )

### **KISALTMALAR**

Ambarlı TS:	Ambarlı Doğalgazlı Kombine Çevrim Termik Santrali İşletmesi
ÇATES	: Çatalağzı B Termik Santrali İşletmesi
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi



## BÖLÜM 1

### GİRİŞ

Enterkonekte elektrik şebekesinde dalgalanmaları kompanse edecek bir stok yapma imkânı yoktur. Bu durum elektrik şebekesinde üretim ile tüketimin sürekli eşit olması sonucunu getirir. Bu eşitlik aynı zamanda enerjinin korunumu kanununun doğal bir sonucudur (Kundur 1994). Üretimle tüketim her an eşit olduğuna göre, elektrik tüketiminde meydana gelen anlık, günlük ve mevsimsel dalgalanmaları izleyen bir üretim sistemi kurulması zorunludur. Üretim sisteminin tüketimi izlemedeki gecikmesi ve duyarsızlığı elektriğin voltajını veya frekansını bozar. Çünkü enerjinin korunumunu gerektiren doğal dengelenme olayı, elektrik şebekelerinde voltaj ve frekans değişimiyle ortaya çıkar.

Kaliteli bir elektrik şebekesinde voltajdaki ve frekanstaki salınımlar çok dar bir bantta seyreder. Bu salınımı azaltmanın şartı üretimin tüketimi izleme kabiliyetini arttırmaktır. Bu kabiliyetin iki unsuru vardır;

- a) Yeterli miktarda emre amade yedek (kullanıma hazır rezerv) güce sahip bulunmak.
- b) Yedek güçleri istenilen zamanda, hızla devreye alabilmek.

Yukarıda (b) şikkında belirtilen yedek gücün devreye girme hızı bu çalışmanın asıl konusu kapsamında değildir. Bu konuya giriş bölümünde tanım ve alıntı seviyesinde değinilmiştir. Zira yukarıda açıklanan ve bu çalışmanın üzerinde yoğunlaştığı (a) şikkına ait konular ağırlıklı enerji ekonomisi (~yönetimi) biliminin kapsamına girerken, (b) şikkında incelenmesi gereken konular ısı transferi ve turbo makinalar biliminin alanına girmektedir.

Dalgalı elektrik tüketimini karşılayabilmek için üretimde yukarı ve aşağı yönlü ayarlamalar yapılmalıdır. Üretimi azaltmak hemen her tip elektrik santralinde gayet kolay bir işlemdir, fakat üretimi arttırmak zordur. Yukarı yönlü rezerv sağlamak için santrallerin tam yükten kısmi yüke düşürülmesi gereklidir. Yedek güce sürekli ihtiyaç duyulması, kısmi yükte

çalışma durumunu da sürekli hale getirmektedir. Örneğin Çatalağzı Termik Santralinde 150 MW nominal güçteki üniteler sürekli olarak 145 MW'da tutularak 5 MW yedek güç sağlanmaktadır.

Santrallerdeki bütün makinalar tam yükte en fazla verime ulaşacak şekilde tasarlanmışlardır. Bu yüzden santralin kısmi yükte çalışması verim kaybına yol açar. Bu çalışmada termik santrallerin kısmi yükte çalıştırılmasından kaynaklanan verim kayıpları santrallerdeki ana makinalar bazında ve santrallerin genel verimi bazında ayrı ayrı incelenmiştir. Kısmi yükün elektriğin maliyet unsurları ve toplam maliyeti üzerindeki etkisi ayrı ayrı incelenmiş ve yedeğe ayrılan gücün maliyeti hesaplanmıştır. Bu hesaplamalar değişik kısmi yükleme oranları (yani değişik yedek güç miktarları) için yapılmış ve sonuçlar grafik halinde sunulmuştur. Ayrıca bütün bu incelemeler, doğalgaz kullanan Ambarlı TS (Ambarlı Termik Santral İşletmesi) ve kömür kullanan ÇATES (Çatalağzı Termik Santral İşletmesi) için ayrı ayrı yapılmıştır. Böylece doğalgazlı ve kömürlü elektrik santrallerinin kısmi yükleme performansı ve yedek güç maliyetinin karşılaştırılması sağlanmıştır.

## **1.1 ENTERKONNEKTE ELEKTRİK ŞEBEKESİNİN ÖZELLİKLERİ**

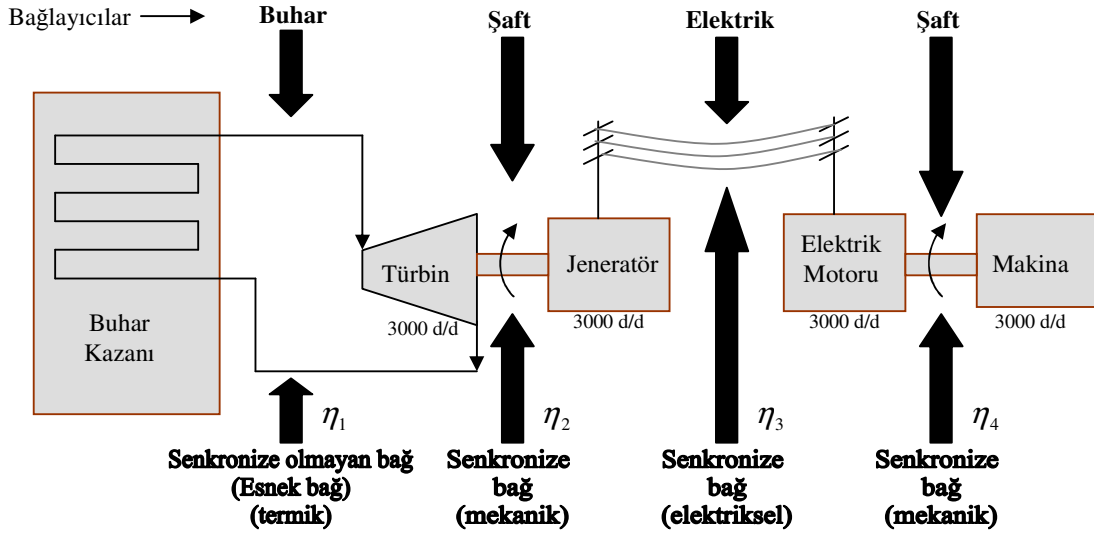
### **1.1.1 Elektrik enerjisinin kalitesi**

Elektrik enerjisinde kalite, voltaj ve frekansın sabit tutulmasıyla sağlanır. Enterkonnekte sistemin bütün makinaları alternatif akımın frekansına orantılı devirde dönme hareketi yaparlar. Bu hareketin gücü ise voltajla orantılıdır. Sistemin bütün makinaları belirli voltaj ve alternatif akım frekansında çalışmaya uygun tasarlanmıştır. Voltaj ve frekansta meydana gelen dalgalanmalar bu makinalarda ve tahrik ettikleri sistemlerde arıza ve kararsızlık oraya çıkartacaktır. Türkiye'nin de üyesi olduğu Avrupa Elektrik İletimi Koordinasyonu Birliği (UCTE) bu salınımlar için sınırlandırmalar getirmiştir.

UCTE kriterlerine göre kaliteli bir elektrik şebekesinin frekansı 49,80~50,20 Hz aralığında olmalıdır.

## 1.1.2 Senkronize makinalar sistemi

Enterkonekte elektrik şebekesi, senkronize çalışan bir makinalar sistemidir. Bu sistem, elektriğin üretildiği yerden tüketildiği yere kadar birbirine özel şekillerde bağlanmış ve değişik davranış şekillerine sahip makinalardan oluşur.



Şekil 1.1 Senkronize elektrik şebekesinde güç aktarma yapısı.

Şekil 1.1'deki senkronize makina sisteminde, senkronizasyon verimi ifadesi şu şekildedir,

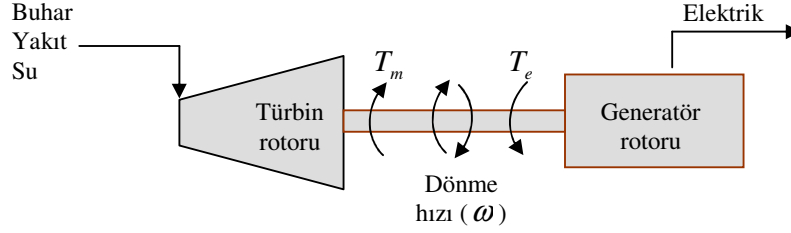
$$\eta_{senk.} = \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4$$

$\eta_{senk.}$  : Senkronizasyon verimi

Şekil 1.1'de enterkonekte elektrik sistemi üzerindeki ana makinalar görülmektedir. Bunların hiçbiri enerji stoklayacak özellikte makinalar değildir. Bu sebeple sisteme giren enerji çıkan enerjiye her an eşittir. Yani belirli sınırlar içinde enerji dengesi ile güç dengesinin tamamen paralel olması sistemin karakteristik bir özelliğidir. Sınırları çizilmiş sistemde, elektriği üreten makinaların güçleri toplamı ile elektriği tüketen makinaların güçleri toplamı ani olarak eşittir.

Yalnızca jeneratör, motor, türbin vb. makinaların döner elemanlarının atalet momenti küçük bir enerji stoğu oluşturur. Bu atalet enerjisi sistemin kararlılığına mikro seviyede katkıda bulunur. Çok küçük darbelerin, örneğin milisaniyeler seviyesindeki küçük ve ani karşı yüklerin kompanzasyonu bu atalet sayesinde gerçekleşir.

Aşağıdaki şekilde tipik bir turboset (buhar türbini-jeneratör) grubunun elemanları şematik olarak gösterilmiştir.



Şekil 1.2 Senkronize türbin - jeneratör grubu.

$T_m$  : Türbin mekanik momenti (Arz)

$T_e$  : Senkron jeneratör elektrik momenti (Talep)

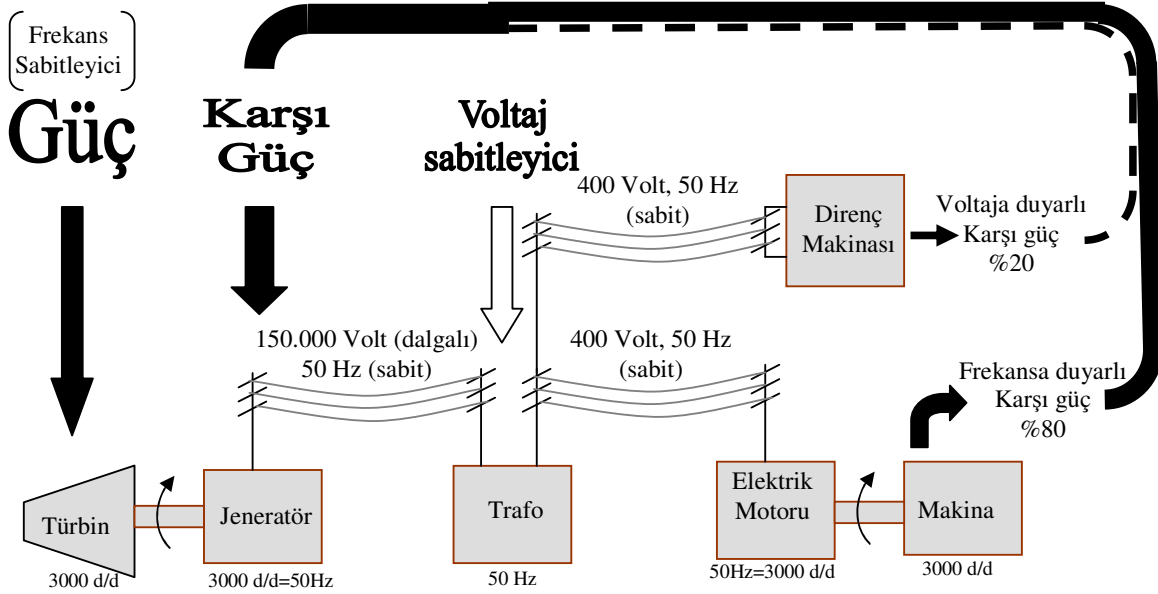
$\omega$  : Açısal hız (Frekans)

Senkronize şekilde çalışan bu sistemin her zaman için ani ve beklenmeyen bir yüklerle karşılaşma olasılığı vardır. Bu yükler genellikle aşağıdaki sebeplerden ortaya çıkar;

- Üretim santrallerinden birinin arızalanması,
- İletim hattındaki kopmalar veya ithalat-ihracat hatlarındaki ani değişimler,
- Büyük bir tüketicinin aniden devreye girmesi.

### 1.1.3 Enterkonnekte şebekede voltajın ve alternatif akım frekansının sabit tutulması

Alternatif akım frekansının sabit tutulabilmesi Şekil 1.3'deki güç üretiminin tüketim (=karşı güç) ile dengede olmasına bağlıdır. Bunun sebebi elektrik enerjisinin büyük oranda şebeke frekansında çalışan sabit devirli elektrik motorlarında tüketiliyor olmasıdır. Bu olay şu şekilde açıklanabilir:



Şekil 1.3 Senkronize elektrik şebekesinde güç-voltaj-frekans ilişkisi.

Elektrikli motorların elektrik tüketimindeki artış, şebekeden ilave akım çekmelerine yol açar. Akımın artması direkt olarak senkronize jeneratörlerin üzerindeki yükü artırır. Jeneratörlerdeki yük artışı, onları tahrik eden türbinleri yavaşlatır. Bu durumda alternatif akım frekansı düşer. Frekansının düşüşü sabit devirli motorların devir sayılarını ve ona bağlı olarak da çektikleri akımı düşürür. Türbinlerdeki güç ile motorlardaki karşı gücün eşitleneceği devir sayısına kadar düşüş devam eder. Bu olay, enerjinin korunumuyla ilgili doğal bir olaydır.

Voltajın sabitlenmesi işi ise temel olarak elektrik iletim sistemi üzerinde trafo ayarlarının değiştirilmesi suretiyle gerçekleştirilmekte olup, elektrik mühendisliğinin konusudur ve bu çalışmanın kapsamı dışındadır. Fakat voltajın sabit tutulması için yapılan işlemler de elektrik santrallerinin üzerindeki yükü ani olarak değiştirebilmektedir. Örneğin bir trafonun beslediği bölgedeki tüketim artışı, o bölgede voltajın düşmesine sebep olur ve trafo o bölgenin voltajını yükseltmek için ana şebekeden daha yüksek akım çekmeye başlar. Bu şekilde elektrik kalitesinin bir unsuru olan voltajın sabit tutulması işlemi gerçekleştirilmiş olur.

Sonuç olarak elektriğin kalitesini belirleyen iki unsur olan;

- a) Frekans sabitlemesi işi, jeneratörleri tahrik eden türbinler tarafından yapılmaktadır,
- b) Voltaj sabitlemesi işi ana şebeke üzerindeki tüketim noktasına yakın trafolar tarafından yapılmaktadır (Kundur 1994).

#### **1.1.4 Alternatif akım frekansının sabit tutulması için yedek güç tutulması**

Önceki kısımda frekansın sabit tutulması işinin türbinler tarafından gerçekleştirildiği açıklanmıştı. Türkiye’de son yıllarda, UCTE kriterlerine uyum sağlamak ve şebekedeki frekans salınımlarını standart aralığa indirmek için birçok yatırım yapılmıştır. Bu yatırımların en büyüğü EÜAŞ’ ait termik elektrik santrallerinde Primer Frekans Kontrolü’ne (PFK) uygun yedek güç oluşturacak kazan-türbin kontrol sistemleri oluşturulması işidir. Bu sistemlerin görevi kuruldukları santralin kapasitesinin bir kısmını yedeğe ayırmak ve gerektiğinde yedek gücü devreye almak için çok hızlı bir şekilde tam güce çıkarmaktır.

Bir termik elektrik santralinde yedek güç tutulmaya başladığında nominal kapasitesinin %5~%10 altında çalıştırılır (ÇATES, Ambarlı TS 2011). Fakat bütün makinalarda olduğu gibi termik elektrik santralini oluşturan makinalar da tam yükte maksimum verim sağlanacak şekilde tasarlanır. %5~%10 arasında eksik güçte çalışmanın santrallerin verimini olumsuz etkilemesi kaçınılmazdır. Bu etkinin, yani verim düşüşünün ne kadar olduğunu bulmak, bu çalışmanın esas amaçlarından biridir ve ikinci bölümde incelenecektir.

## **1.2 ENTERKONNEKTE ELEKTRİK SİSTEMİNDEKİ MAKİNALARIN AŞIRI YÜK VE KISMİ YÜK ALTINDAKİ DOĞAL DAVRANIŞLARI**

Enterkonnekte şebekeye bağlı makinalar (Şekil 1.1 ve Şekil 1.3), bu sistemdeki enerji dengesini doğal olarak sağlayacak şekilde senkronize çalışırlar. Sistemdeki her makinanın kendine özgü davranış şekli vardır ve bu makinalar birbirlerine değişik şekillerde bağlanmışlardır.

Bu tezin konusuna daha yakın bir giriş yapmak için sistemin sınırları üretimin yapıldığı taraf olan elektrik santrallerine doğru genişletilecek ve elektrik sisteminde birbirine bağlı makinalar zincirine buhar kazanları da dâhil edilecektir. Elektrik mühendisliğinin uzmanlık alanına giren fakat sistemin iyi anlaşılması için değinilmesi gereken tüketim tarafındaki makinalar ise

gerektiği kadar ele alınacaktır. Modern elektrik sistemlerini oluşturan zincirleme bağlı ana makina gruplarını şöyle sıralanabilir;

- Elektrik üretim makina grupları
  - Su türbini – Jeneratör turbosetleri
  - Gaz türbini – Jeneratör turbosetleri
  - Buhar kazanı – Buhar türbini – Jeneratör turbosetleri
  - Nükleer reaktör – Eşanjör – Buhar türbini – Jeneratör turbosetleri
- Elektrik transfer makina grupları
  - 150.000 volt yükseltici trafolar
  - Orta gerilime indirici trafolar
  - 400 Volt indirici trafolar
- Elektrik tüketicileri
  - Asenkron motor – makina (%80)
  - Direnç tipi makinalar (%19)
  - Senkron motor – makina
  - İnverter – Direnç
  - İnverter – DC Motor - Makina

} %1

### 1.2.1 Dirençler

Voltaj ve akım ile doğru orantılı olarak güç çeken makinalardır. Frekanstan bağımsız olarak güç çekerler. Dirençlerin ağırlıklı olduğu bir sistemde tüketimin artmasıyla (karşı yük) önce voltaj düşer ardından frekans düşer. Enterkonnekte şebekedeki direnç makinaları, voltaj değişmediği sürece nominal kapasitelerinde çalışırlar. Bu yüzden aşırı yüklenmeleri söz konusu olmaz.

### 1.2.2 Elektrikli motorlar

Elektrikli motorlar tahrik ettikleri makinaya tam senkronize çalışırlar. Elektrik şebekesine ve dolayısıyla jeneratörlere bağlantıları ise tiplerine göre değişir. Ağırlıklı iki tipi kullanılır;

- a) Senkron elektrik motorları, şebekeye tam senkronize yani tam eşit (=3000 d/d) frekansta çalışırlar.

- b) Asenkron elektrik motorları, şebekeye kısmi veya gecikmeli de olsa senkronize çalışırlar (~2850 d/d). Senkron motorlar kadar sert ve ani olmasa da üzerindeki yükteki değişimleri milisaniyeler içinde şebekeye iletirler.

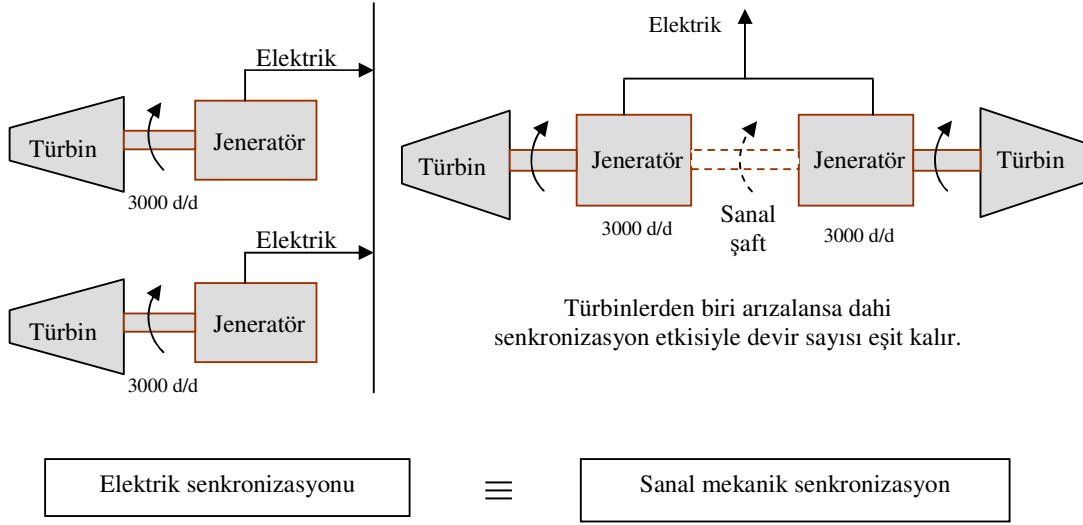
Elektrik motorları özgün kapasitesinden fazla bir yüke maruz kalsa dahi bu yükü karşılarlar ve frekans 50 Hz kaldığı sürece 3000 d/d'da dönmeye devam ederler. Bu yüzden bir elektrik motorunun bağlı olduğu makinada herhangi bir sıkışma meydana gelse ve bu sebepten karşı yük artsa dahi hız düşmez. Ya makinada karşı yükü arttıran aksam kırılır ya da motor yükü karşılayabilecek seviyede akım çekmeye başlar. Bu fazladan akım, sargı sıcaklığı yükselir, sargı izolasyonunu eritir ve sargıların kısa devre olmasına sebep olur.

Bununla beraber motorun karşı gücü, genelde devir sayısı (frekans) ile orantılı olur. Örneğin 50 Hz frekanslı bir motor, 50 kW'lık bir pompayı tahrik ediyor ise, frekans 40 Hz'ye düştüğünde pompadaki karşı güç 40 kW'ın dahi altına düşer. Bu olay enterkonnekte elektrik şebekesinde arz talep dengesini eşitleyen tepkinin frekans değişimi olmasının sebebidir.

Başka bir anlatımla; elektrik motorlarının ağırlıkta olduğu bir sistemde karşı yükün artmasıyla önce şebekeden çekilen akım artar ve şebeke gerekli akımı sağlayamazsa bu etki senkronize olarak önce jeneratördeki akımı ve yükü artırır. Bununla beraber de tahrik makinasında (türbinde) oluşan torku artırır. Tork artışı tahrik makinasının ve dolayısıyla jeneratörün devrini düşürür ve elektriğin frekansı da düşmüş olur.

### **1.2.3 Senkronize jeneratörler**

Hem güç kaynağıyla (türbinle) hem de tahrik ettiği elektrik şebekesiyle senkronize çalışan bir makinadır. Bir senkronize jeneratör, onu tahrik eden makinaya (türbine) eşit güçte elektrik akımı üretir. Paralel çalışan birden fazla senkronize jeneratör, tek mile bağlı makinalar gibi çalışırlar. Yani elektrik senkronizasyonu, turbosetler arasında sanal bir shaft oluşturur.



Şekil 1.4 Senkronize türbin - jeneratör grubu (Turboset).

Senkronize çalışan jeneratörlerden herhangi birinin açısal olarak geride kalması halinde o jeneratör, şebekeye güç aktarmayı bırakıp şebekeden güç çekmeye başlar. Yani jeneratör motor olarak çalışmaya başlar.

Örneğin 50 Hz'lik bir şebekeye senkronize çalışan 3000 d/d hızında her bir jeneratör ancak 3000 d/d hıza sahip türbinlerle tahrik edilebilir. Sistemdeki türbinlerden herhangi birinin 2999 d/d'ye düşmesi imkânsızdır. Arıza vb. bir durum sebebiyle herhangi bir türbinin hızı 3000 d/d'nin altına düşme eğilimine girerse, jeneratördeki elektrik üretimi, tüketime dönüşerek, şebekeden güç çekmek suretiyle türbini 3000 d/d'da tutar. Bu durum, senkronize çalışmanın sonucudur.

#### 1.2.4 Buhar türbinleri

Buhar parametrelerine ve verime bağlı miktarda termik güç üreten bir makinadır. Buhar türbini güç kaynağı (buhar kazanı) ile senkronize çalışmaz. Buhar türbini ile kazan arasındaki bağlantı buhar boru hattıdır. Buhar, esnek bir bağ oluşturur. Gaz fazında ve akış halindeki buhar, boru içinde birikmeye ve genişlemeye müsaittir.

Fakat buhar türbini, tahrik ettiği Jeneratör ile senkronize çalışır. Bu sebeple türbinden elde edilecek güç, jeneratörde oluşacak karşı güçten bağımsızdır. Ani bir karşı güç artışı karşısında eğer buhar parametreleri (debi ve basınç) değişmezse karşı gücü karşılayamaz ve yavaşlamaya başlar. Buhar parametrelerinin izin verdiği kadar fazla karşı güce maruz kalmış bir buhar türbini, rotorundaki kinetik enerjiyi sisteme vererek yavaşlar. Fakat modern sistemlerde böyle bir durumun oluşmasına izin verilmez. Zira elektrik santrallerinde düşük frekansta ve aşırı yükte çalışmayı engelleyecek emniyet sistemleri mevcuttur.

Buhar türbinlerinde, buhar basıncı ve debisi yükseltilerek % 5 kadar aşırı yükleme yapmak mümkündür. Fakat aşırı yükleme halinin 30 dakikadan fazla sürmesi istenmez. Aşırı yüklemenin %10'a ulaşması halinde koruma sistemi makineyi durdurur (MHI 1986).

### **1.2.5 Gaz türbinleri**

Temel olarak yakıttaki kimyasal enerjiye orantılı miktarda güç üretir. Üreteceği güç karşı güçten bağımsızdır. Ani bir karşı güç artışını karşılayamaz ve yavaşlamaya başlar. Fakat hava-gaz enjeksiyonunun artırılmasıyla % 10 kadar aşırı yüklemeye uygundur (Anderson 2003). Fakat aşırı yükleme halinin 5 dakikadan fazla sürmesi istenmez (Turbomach 2002).

### **1.2.6 Su türbinleri**

Temel olarak su debisine orantılı miktarda güç üretir. Üreteceği güç, karşı güçten bağımsızdır. Ani bir karşı güç artışını karşılayamaz ve yavaşlamaya başlar. Su türbinlerinin üretebileceği maksimum güç de sınırlıdır. Aşırı yüklemeye elverişli değildir (Anderson 2003). Ayrıca, kavitasyon ve kararsız akış sebebiyle %50 den daha düşük yükte çalışmaya da izin verilmez.

### **1.2.7 Buhar kazanları**

Kimyasal enerji ve termik verime bağlı miktarda termik güç üretirler. Buhar kazanları buhar türbinlerine senkronize bağlı olmadığı için türbin yükünden ve türbin ısı tüketiminden bağımsız çalışır. Buhar debisinde ani bir artışı karşılayamazlar. Bu durumda buhar basıncı ve sıcaklığı düşmeye başlar. Kısa süreli aşırı yüklemeye maruz kalmış bir buhar kazanı, dom stokunu bitirene kadar makul sınırlar içinde çalışmaya devam eder. Dom stoku bitince buhar akışı devam eder fakat buhar basıncı ve sıcaklığı hızla düşmeye başlar.

Termik elektrik santrallerinin buhar kazanlarında, buhar debisi yükseltilecek % 5 kadar aşırı yüklemeye yapmak mümkündür. Fakat aşırı yakıt enjeksiyonu mümkün değildir. Bunun sebebi, yanma odası alev topu sıcaklığının ve seviyesinin yükselmesine izin verilememesidir. Buhar kazanı boruları alev topu sıcaklığına dayanıklı değildir. Bu sebeple alev topunun borulara yaklaşmasına izin verilemez. Fakat aşırı hava-yakıt karışımı yüklemeye halinde alev topu seviyesi yükselir ve borulara yaklaşır. Bu ise çok kısa bir süre içerisinde (2~3 dak.) kazan borularının yarılmasına yol açar (Transelektro-Eröterv-Erbe 1991).

Termik elektrik santrallerinde buhar kazanları dom stokunun kapasitesine bağlı olarak 1~2 dakika süreyle aşırı yüklemeye maruz kalabilirler. Fakat bunun ardından dom seviyesi yükselene kadar nominal debinin altında çalışma yapma zorunluluğu oluşur.

### **1.3 YEDEK GÜÇ**

Frekans kontrol sisteminin acil güç ihtiyacını karşılayabilmek için kasten nominal kapasitenin altına çalıştırılmasına yedek güç tutarak çalışmak denir. Ayrılan bu güce de yedek güç denir.

#### **1.3.1 Yedek güç ihtiyacının nedenleri**

Buraya kadar tanıtılan enterkonnekte elektrik şebekesi, her biri farklı karakterde çalışan bir çok makinanın senkronize çalıştığı kompleks bir sistemdir. Üretilen güç, tüketilen güç ile doğal olarak eşitlenmektedir. Eğer güç talebi artarsa, arz da aynı oranda artırılmalıdır. Arz artırılamaz ise frekans düşmeye başlar.

Sonuç olarak elektriğin arz-talep dengesini izlemenin yolu frekansı izlemekten geçer. Frekans 50 Hz'den aşağı düşmeye başladığında elektrik arzı artırılmalı, yükseldiğinde ise arz düşürülmelidir. Frekansın ani düşme veya çıkma sebepleri şunlardır.

- a) Büyük bir üreticinin arızalanması/habersiz, aniden devreden çıkması,
- b) Enerji nakil hattı kopması,
- c) Büyük bir trafonun arızalanması,
- d) Habersiz, kontrolsüz veya istek dışı yüksek gerilim manevrası yapılması.

### 1.3.2 Türkiye'nin yedek gücü

Türkiye'de 1970'li yıllarda enterkonnekte sisteme geçilmiş ve arz-talep dengesini sağlayan regülatör sistemleri kurulmuştur. Bu regülatör sistemleri 1985'e kadar bazı hidrolik santrallerde boшта bekletilen su türbinlerini devreye alıp çıkartarak regülasyon yapmıştır. Fakat 8 hidrolik santral ve sadece Afşin-Elbistan termik santrallerini kontrol edebilen bu sistemin yedek güç rezervi yetersiz kalmıştır. O dönemde Ankara Gölbaş Yüksek Tevzi Merkezi adı altında 45 üniteyi merkezden kontrol eden bir merkezi regülatör sistemi kurulmuştur. İhtiyacın artmasıyla kontrole dâhil edilen ünite sayısı 78'e çıkartılmıştır. Fakat sistemin kontrol ve karar verme kabiliyeti kısıtlı olduğu için UCTE kriterlerinin gerektirdiği hassasiyette frekans stabilitesi sağlanamamıştır.

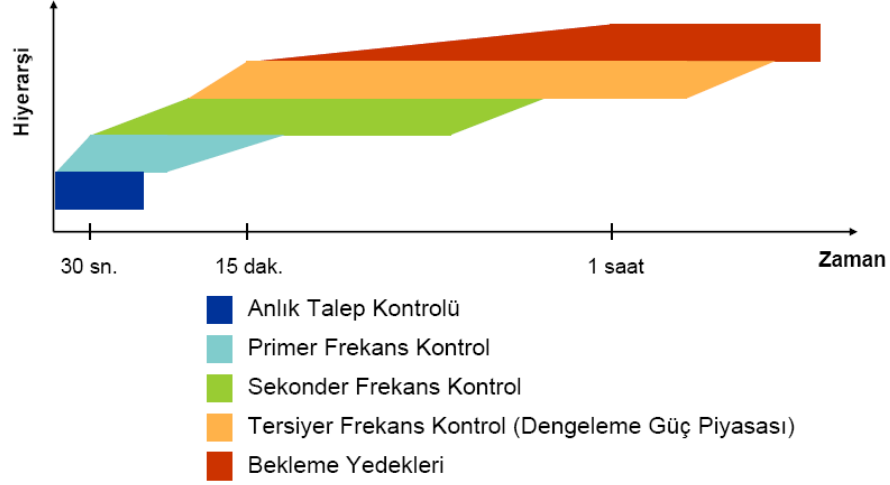
Daha sonra 2001 yılında başlanan Milli Yüksek Tevzi Sisteminin Yenilenmesi ve Genişletilmesi Projesi gerçekleştirilmiştir. Haziran 2004'te servise alınan mevcut Milli Yüksek Tevzi Sistemi SCADA/EMS (SINAUT Spectrum, 4.3) sistemi ile hem yenilenmiş hem de genişletilmiştir. TEDAŞ SCADA/EMS Sistemine dâhil trafo merkezi ve santrallerin sayısı 200'un üzerine çıkarılmıştır. Bu sistemin güncellenmesi ve genişletilmesi amacıyla çalışmalara devam edilmektedir. Fakat regülatör sisteminin kabiliyeti, kontrol ettiği ünitelerin kabiliyetiyle sınırlıdır. Dolayısıyla elektrik üretimi yapılan ünitelerin yedek güç kabiliyetleri de eşzamanlı olarak arttırılmaya çalışılmaktadır (Uçan, Koçak, Aksakallı 2009).

Son dönemde yapılan yatırımlarla termik elektrik santrallerine Primer Frekans Kontrol sistemleri yerleştirilmiştir. Bu sistemler, termik elektrik santrallerini kısmi yükte çalıştırarak yedek güç oluşturmaktadır ve gerektiğinde 2~3 MW hassasiyetle karşı güç (~tüketim, ~talep) artışını ikame etmektedir.

### 1.3.3 Yedek güç çeşitleri

Yedek güçler ihtiyacın aciliyetine göre sınıflandırılır. Yedek güçlerin isimleri onları kontrol eden kontrol sistemiyle aynıdır. Modern enterkonnekte elektrik şebekelerinde arz talep dengesi göstergesinin frekans olduğu daha önce belirtilmişti. Şebekede bu dengeyi kontrol eden sistemlere de "frekans kontrol sistemi" denilmektedir. Enterkonnekte sistemi besleyen elektrik santralleri 3 farklı frekans kontrol sistemiyle kontrol edilmektedir (TEİAŞ 2009).

- Primer frekans kontrol (PFK) sistemi → PFK sistemi yedek güçleri
- Sekonder frekans kontrol (SFK) sistemi → SFK sistemi yedek güçleri
- Tersiyer frekans kontrol (TFK) sistemi → TFK sistemi yedek güçleri



Şekil 1.5 Yedek güçlerin hiyerarşik yapısı (TEİAŞ 2009).

Bu kontrol sistemlerinin kontrol ettiği güçler de farklılık arz eder. Bir kontrol sisteminin etkin olabilmesi için hem aşağı yönde, hem yukarı yönde kontrol edebileceği bir rezerv olmalıdır. Gücü aşağı çekmek hemen her tipte elektrik santrali için gayet kolay ve hızlı yapılabilecek bir eylemdir. Fakat gücü yükseltmek yani yukarı yönde bir rezerv tutmak ise gerçekleştirilmesi daha zor bir eylemdir. Elektrik santrallerinde tutulan yukarı yöndeki bu rezerve “yedek güç” denilir. Üç farklı kontrol sisteminin her birinin kontrol ettiği üç tipte yedek güç bulunmaktadır. Bu tezin konusu kısmi güçte çalışmayı gerektiren primer ve sekonder yedekleridir. Tersiyer yedeklere tanım seviyesinde değinilecektir. Çünkü tersiyer yedek güç bulunan santraller yedek gücü genellikle kısmi yükte çalışarak değil, nominal kapasitelerinin tamamını yedeğe ayırarak bekletilirler.

#### 1.3.4 Primer frekans kontrol yedek güçleri

Genelde primer yedek güce, tüketimdeki ani dalgalanmalar sebebiyle ihtiyaç duyulur. Primer yedekler çok sayıda termik elektrik santraline dağıtılmış olarak bekletilir ve primer yedekler elektrik şebekesini besleyen en büyük üreticinin gücüne eşit büyüklükte olmalıdır.

Primer yedek güç, hemen her tip santralde tutulur. Primer gücün kontrolünü yapan kontrolörler merkezi değildir. Primer yedek gücü bulunan her santralde türbin sürücüsünün PFK modu bulunur. Türbin sürücüsü PFK moduna geçirildiğinde primer yedek güç oluşur. Buhar veya gaz türbin sürücüleri, türbin gücünü tam kapasiteden aşağıda tutarak gücün bir kısmını yedeğe ayırırlar. Yedeğe ayrılabilir güç kömürlü termik elektrik santrallerinde %5~10, gaz türbinli termik elektrik santrallerinde %10~30 arasındadır (Siemens 1991).

Örneğin Çatalağzı Termik Elektrik Santralini (ÇATES) türbin sürücüsünde de bir PFK modu vardır. Çatalağzı Termik Elektrik Santrali, UCTE ve ona bağlı olarak TEİAŞ kriterlerine göre %5 primer yedek güç ayırmak zorundadır. Bu da 150 MW'lık her bir ünite için 7,5 MW primer yedek güç anlamına gelmektedir. ÇATES türbin sürücüsü PFK moduna geçirildiğinde 150 MW 'lık ünite 50 Hz frekans için 142,5 MW 'a düşmektedir. Frekans 50 Hz'den düşük ise kontrol sistemi yedek güç ayrılması işlemini yapmamaktadır. Örnek olarak Türkiye şebekesini besleyen en büyük türbin-jeneratör grubu 600 MW gücündedir. Bu durumda Türkiye'nin 600 MW primer yedek güce ihtiyacı vardır. Bunun 15 MW'lık kısmı Çatalağzı Termik Elektrik Santralinde tutulmaktadır (TEİAŞ 2009).

Primer yedek gücü bulunan bir termik elektrik santrali, ihtiyaç olduğunda yedek gücün yarısını 15 saniye içinde diğer yarısını da 30 saniye içinde devreye almalıdır (EPDK 2011). Gaz türbinleri için yedek güçleri devreye almak çok kolaydır. Zira gaz kontrol valfini açarak debiyi arttırmak yedek gücün devreye girmesi için yeterli olmaktadır. Bu ise birkaç saniyelik bir işlemdir. Buhar türbinli santrallerde bu işlem daha zordur. Öncelikle buhar türbini için 15 saniye kadar kısa sürede hızlı tepki verme mecburiyeti, türbini besleyen kazanda akış, sıcaklık ve basınç dengesini bozacaktır.

### **1.3.5 Sekonder frekans kontrol yedek güçleri**

Sekonder yedek güç, hidrolik ve gaz türbinli termik elektrik santrallerinde tutulur. Sekonder gücün kontrolünü yapan kontrolörler merkezidir. Sekonder yedek güç kontrol merkezi, sekonder yedek gücü bulunan santrallerin türbin sürücülerine sinyal gönderir ve sekonder yedek güçleri devreye alır. Sekonder yedek güç tutulan su ve gaz türbinleri bu iş için özel seçilmişlerdir. Bu türbinlerde %30~50 gibi yüksek oranlarda güç yedeğe ayrılmıştır. Türkiye’de sekonder yedek güç kontrol merkezi Ankara Gölbaşı’nda kuruludur.

Sekonder yedek güce, primer yedeklerin yüklenmesi durumunda ihtiyaç duyulur. Sekonder yedekler 5~10 adet santrale dağıtılmış olarak bekletilir. Sekonder yedekler, elektrik şebekesini besleyen en büyük üreticinin gücüne eşit büyüklükte olmalıdır. Türkiye’nin 600 MW sekonder yedek güce ihtiyacı bulunmaktadır.

Sekonder yedek gücü bulunan bir termik elektrik santrali, ihtiyaç olduğunda yedek gücü 30 saniye içinde devreye almalı ve 15 dakika içinde tamamen devrede olmalıdır (EPDK 2011).

### **1.3.6 Tersiyer frekans kontrol yedek güçleri**

Tersiyer yedek güce, enterkonnekte sistemin gece gündüz talep farkının karşılanması için ihtiyaç duyulur. Türkiye için 14000 MW tersiyer yedek güç ihtiyacı bulunmaktadır (TEİAŞ 2010).

Tersiyer yedek güç, hidrolik ve gaz türbinli termik elektrik santrallerinde tutulur. Tersiyer yedek gücün kontrolünü yapan kontrolörler merkezidir. Tersiyer kontrol yedek gücü bulunan üniteler tamamen bu amaçla bekletilirler ve güçlerinin %100’ü yedeğe ayrılmıştır. Kısmi yükte çalışma gereksinimleri olmadığı için bu çalışmada yüzeysel olarak değinilmiştir.

Türkiye’de tersiyer yedek güç kontrol merkezi Ankara, Gölbaşı’nda kuruludur. Milli Yük Tevzi Merkezi adı verilen bu merkezde enterkonnekte şebekenin frekansı ve voltajı takip edilir ve talep eğilimi anlık olarak tespit edilir. Talep eğilimine göre bu merkeze bağlı olan tersiyer yedekler devreye alınır veya çıkartılır. Helen bu merkeze bağlı 200’den fazla elektrik santrali ünitesi bulunmaktadır. Mevzuata göre 150 MW üzerinde güce sahip bütün elektrik santralleri bu merkeze bağlı olarak çalışmak zorundadır (Uçan, Koçak ve Aksakallı 2009).

## 1.4 TÜRKİYE’DE ELEKTRİK ARZI, TALEBİ VE ULUSAL YEDEK GÜÇ

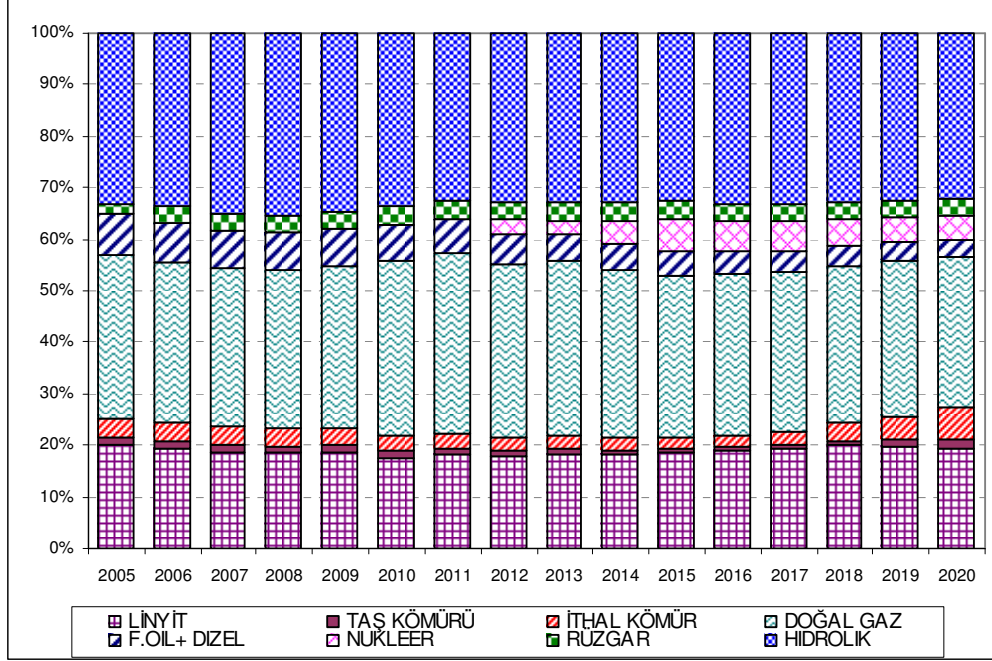
### 1.4.1 Elektrik üretiminin birincil kaynakları

Türkiye’de elektrik üretiminde nispeten kaynak çeşitliliği sağlanmıştır. Çizelge 1.1’de güncel kaynak dağılımı görülmektedir. Fakat üretimdeki payı % 47 olan doğalgazın neredeyse tamamının ithal ediliyor olması kaynak güvenilirliği tartışmalarına sebep olmaktadır. Şekil 1.6’da kaynak dağılımının yıllara göre değişimi, 2011 ve sonrası yıllara ait projeksiyonla beraber sunulmuştur.

Çizelge 1.1 2011 Yılı ilk üç aylık elektrik üretiminin birincil kaynak dağılımı (TEİAŞ 2011).

	Ocak 2011	Şubat 2011	Mart 2011	2011 Toplam	2011 Ortalaması
Taşkömürü + İthal Kömür (Oranı)	11,33%*	10,95%	10,33%	10,87%	10,87%
(Değeri)	2.226,6**	1.951,2	1.990,9	6.168,8	
Linyit (Oranı)	18,04%	17,35%	17,18%	17,53%	17,53%
(Değeri)	3.545,0	3.092,2	3.313,6	9.950,8	
Sıvı Yakıtlar (Oranı)	2,03%	1,73%	1,63%	1,80%	1,80%
(Değeri)	398,7	309,2	315,3	1.023,2	
Doğal Gaz (Oranı)	49,66%	49,19%	44,54%	47,77%	47,79%
(Değeri)	9.757,9	8.768,9	8.587,8	27.114,6	
Atık (Oranı)	0,77%	0,75%	0,80%	0,77%	0,77%
(Değeri)	151,7	134,5	153,4	439,6	
Termik (Oranı)	81,84%	79,97%	74,48%	78,75%	78,76%
(Değeri)	16.079,9	14.256,1	14.361,0	44.697,0	
Hidrolik (Oranı)	15,92%	17,22%	22,90%	18,70%	18,68%
(Değeri)	3.128,1	3.069,2	4.416,0	10.613,3	
Jeotermal+Rüzgar (Oranı)	1,63%	2,03%	1,98%	1,87%	1,88%
(Değeri)	319,7	361,3	382,1	1.063,1	
Brüt üretim (Değeri)	19.527,8	17.686,5	19.159,0	56.373,4	
İhracat (Değeri)	354,0	362,0	319,0	1.035,1	
İthalat (Değeri)	233,9	222,1	195,9	652,0	
Brüt talep (Değeri)	19.647,8	17.826,4	19.282,2	56.756,5	

\*: [%] oranı, \*\*: [GWh] net üretimi göstermektedir.



Şekil 1.6 Kurulu gücün birincil kaynaklara göre dağılımı (TEİAŞ 2004).

2011 sonrası projeksiyonda nükleer, hidrolik ve yerli linyit üretiminin kısmen artacağına öngörülmesi dikkat çekicidir. Bununla beraber kaynak çeşitliğinde ciddi bir değişim beklenmemektedir.

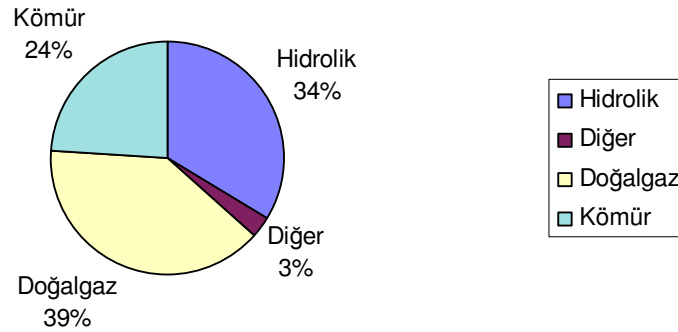
#### 1.4.2 Türkiye puant rekoru ve birincil kaynakların rekor puanta katkısı

Belirli bir zaman diliminde oluşan en yüksek ani elektrik tüketim gücüne, o zaman diliminin puantı denilmektedir. Türkiye’de bütün zamanların ani puant rekoru 05 Ağustos 2010 günü saat 14:30 da bir önceki yıla göre % 11,8 artış ile 33.391,9 MW olarak gerçekleşmiştir. Hâlbuki TEİAŞ tarafından 2010 yılında puantın 31.200 MW olacağı tahmin edilmişti. Puantta tahminlerin üzerinde bir artış olmasına rağmen yüksek miktarda yedeği bulunan üretim sistemi 2010 yılı puant güç talebini sorunsuz karşılamıştır. 2010 yılında saatlik minimum puant ise 17.604 MW ile 16 Kasım günü gerçekleşmiştir.

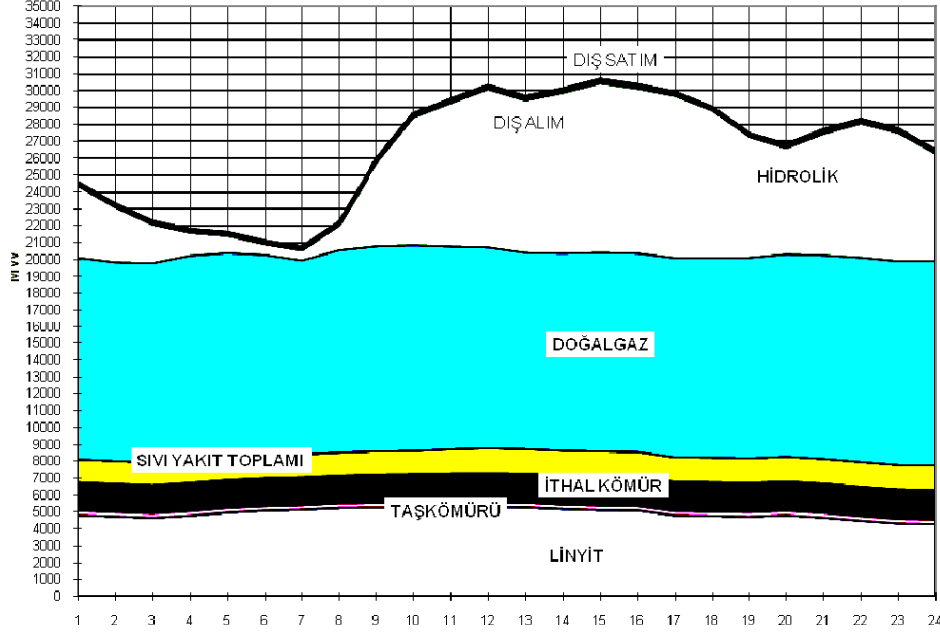
Sistem ani puantına kamu santrallerinin katkısı 18.901,8 MW (% 56,2), diğer kuruluş santrallerinin katkısı 14.708,1 MW (% 43,8) olmuştur. Sistem ani puantına olan katkının birincil kaynaklara göre dağılımı Çizelge 1.2’de verilmektedir. Şekil 1.7’de ise ana bileşenler görsel olarak karşılaştırılmaktadır (TEİAŞ 2011).

Çizelge 1.2 Türkiye puant rekor anındaki birincil kaynak dağılımı (TEİAŞ 2011)  
(05 Ağustos 2010, 14:30).

Üretim kaynakları	Toplam (MW)	Katkı (%)	
Termik	Fuel-oil	420,6	1,3
	Motorin	0,0	0,0
	Taşkömürü	277,0	0,8
	Linyit	5.824,0	17,4
	Doğal gaz	11.915,8	35,7
	Asfaltit	132,0	0,4
	İthal kömür	1.965,0	5,9
	Nafta	0,0	0,0
	Sıvı + doğalgaz	1.316,3	3,9
	Katı + sıvı	141,6	0,4
	Atık	35,0	0,1
	<b>Termik toplam</b>	<b>22.027,3</b>	<b>66,0</b>
	<b>Jeotermal toplam</b>	<b>76,0</b>	<b>0,2</b>
<b>Rüzgar toplam</b>	<b>169,0</b>	<b>0,5</b>	
Hidrolik	Barajlı	10.541,1	31,6
	D.göl ve akarsu	796,5	2,4
	<b>Hidrolik toplam</b>	<b>11.337,6</b>	<b>34,0</b>
<b>Türkiye toplamı</b>	<b>33.609,9</b>	<b>100,7</b>	
İthalat	133	0,4	
İhracat	351	1,1	
<b>Türkiye puantı</b>	<b>33.391,9</b>	<b>100,0</b>	

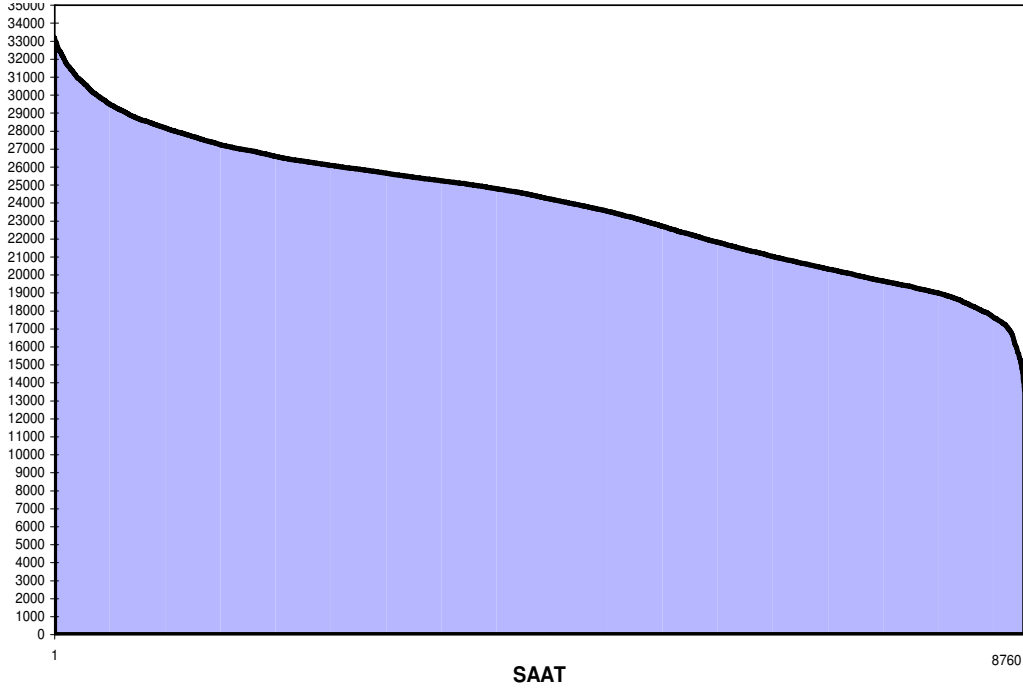


Şekil 1.7 Puant rekor anındaki birincil kaynak dağılımı (TEİAŞ 2011).  
(05 Ağustos 2010, 14:30)



Şekil 1.8 30516 MW'lık eski puant rekoruna ait 23 Temmuz 2008 gününün birincil kaynak dağılımı (TEİAŞ 2010).

Şekil 1.8'da tipik günlük puantın karşılanma şekli görülmektedir. Önceki kısımlarda anlatılan tersiyer frekans kontrol yedeklerinin çok büyük oranda hidrolik santrallerde tutulduğu açıkça görülmektedir. Linyit ve doğalgaz kullanan santraller baz yük amaçlı çalıştırılmış ve puant saatlerindeki yük artışına küçük oranda artışlarla katılmışlardır.

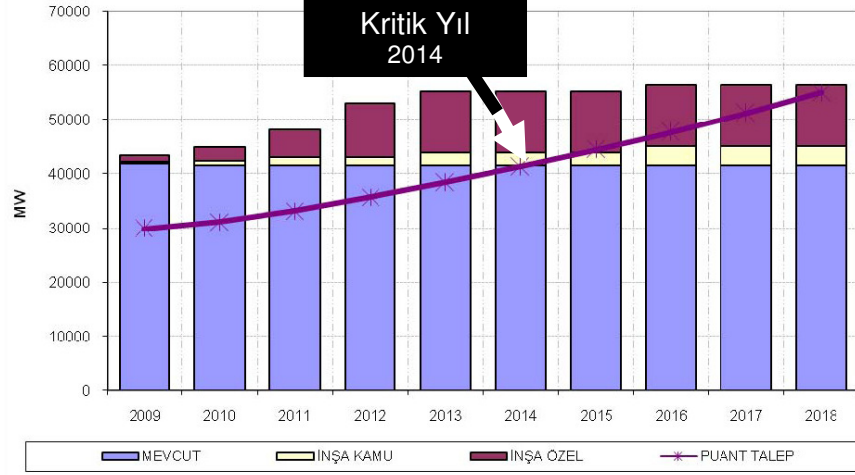


Şekil 1.9 2010 yılı tertiplenmiş yük eğrisi (TEİAŞ 2011).

Ulusal şebekenin puant karakteristiği “Tertiplenmiş yük eğrisi” olarak ifade edilen 1 yıllık bir grafik gösterim ile tespit edilir. Bu eğriyi oluşturan yatay ( $x$ ) eksen değeri yılın 8760 saatini dikey ( $y$ ) eksen ise her saatin ortalama yükünü gösterir. Fakat eğri, her  $x$ 'e karşılık gelen  $y$ 'ye göre oluşturulmaz.  $y$  değerlerinin büyükten küçüğe göre sıralanmasıyla oluşturulur. Şekil 1.9 da görülen 2010 yılı tertiplenmiş yük eğrisidir.

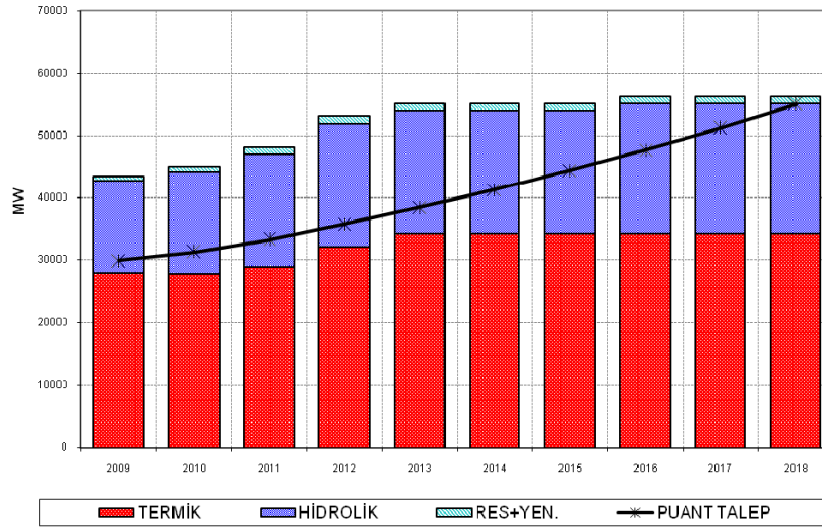
#### 1.4.3 Kurulu güç – puant güç karşılaştırması ve 10 yıllık projeksiyon

2010 yılında Türkiye kurulu gücü 4.762,9 MW güç ilavesiyle 49.524,1 MW olmuştur. Bu kurulu gücün 32.372,7 MW'ı termik (biyogaz, jeotermal dahil), 15.831,2 MW'ı hidrolik, 1.320,2 MW'ı rüzgar santrallerinden oluşmaktadır. Şekil 1.10'da görülen TEİAŞ projeksiyonlarına göre mevcut santraller 2014 yılına kadar puantı karşılayacak durumdadır.



Şekil 1.10 Kurulu gücün puant taleple karşılaştırması (TEİAŞ 2009).

TEİAŞ projeksiyonuna göre kurulu güce ilave olarak inşasına başlanmış santrallerin ve inşasına karar verilmiş santrallerin de taahhüt edilen süre içerisinde tamamlanması halinde 2018 yılına kadar puant talebin karşılanması mümkündür.



Şekil 1.11 Kurulu güç, birincil enerji ve puant tahminleri (TEİAŞ 2009).

Şekil 1.11'den de anlaşılacağı gibi gerek mevcut durumda gerekse 10 yıllık TEİAŞ projeksiyonlarında hidrolik santrallerin sekonder yedek olarak kullanılması öngörülmektedir. Bunun iki sebebi vardır;

- a) Önceki bölümlerde ele alınan su türbinlerinin yükleme-yük atma hızlarının ve hedef yük isabetinin fevkalade yüksek olması,
- b) Hidrolik santrallerde sürekli tam yükte çalışmaya yetecek kadar su bulunmaması sebebiyle, mevcut suyun puant saatlerine ağırlık verilerek kullanılması.

#### 1.4.4 Türkiye’de mevcut yedek güç ve 10 yıllık yedek güç projeksiyonu

Türkiye’nin 2010 sonundaki kurulu gücüne ve 05 Ağustos 2010 günü saat 14:30’daki puant rekoruna göre %48,31 yedek gücü bulunmaktadır.

$$\text{Yedek güç oranı}[\%] = \left( \frac{P_{kurulu}}{P_{puant}} - 1 \right) \times 100 = \left( \frac{49524,10MW}{33391,90MW} - 1 \right) \times 100 = \%48,31$$

$P_{kurulu}$  : Mevcut kurulu güç [MW]

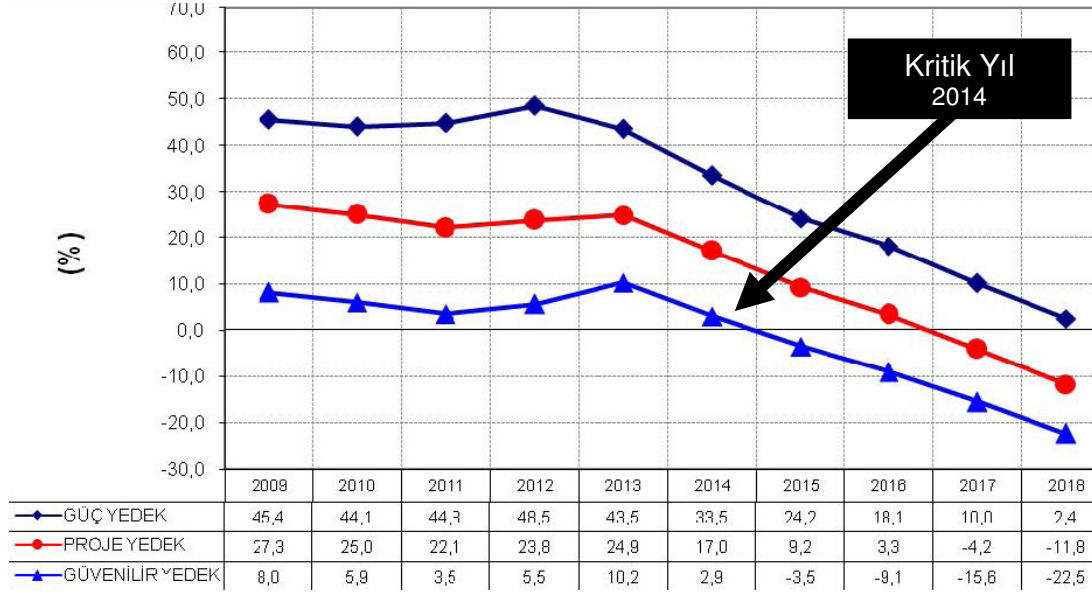
$P_{puant}$  : Bütün zamanların ani puant rekoru [MW]

Fakat hiçbir elektrik sisteminde kurulu gücün tamamı her an devreye alınabilir durumda değildir. Bu durumun başlıca sebepleri şunlardır.

- a) Santrallerin periyodik bakım ihtiyacıyla planlı devre dışı olması
- b) Santrallerin plansız devre dışı olması (arızalanması)
- c) Birincil kaynağın tükenmesi
  - Doğalgaz kesintisi
  - Baraj gölündeki su seviyesinin/miktarının düşmesi
- d) Yüklenme gecikmesi
  - Buhar türbinli santrallerde 1~5 dak.
  - Kojenerasyonlu buhar türbinlerinde 5~15 dak.
- e) Devreye girme gecikmesi
  - Gaz türbinlerinde 15~45 dak.
  - Buhar türbinli santrallerde ~2 gün

Yukarıda bahsedilen sebeplerle, kurulu gücün periyodik bakımı ve birincil kaynakları dikkatli bir planlamayla işletilse dahi, plan dışı riskler için fazladan yedek güç ihtiyacı bulunmaktadır.

Bu sebeple Ankara Gölbaşı'nda bulunan Ulusal Yük Tevzi Merkezinde (UYTM) sürekli olarak güvenilir yedek güç takip edilmektedir. Güvenilir yedek güç, istenilen sürede devreye alınabilecek yedekleri ifade eder. Şekil 1.12'de TEİAŞ'ın yedek güç projeksiyonu verilmiştir.



Şekil 1.12 2009 – 2018 Yıllar için yedek güç tahminleri (TEİAŞ 2009).

Şekil 1.12'de güvenilir yedek olarak ifade edilen değerler, kurulu gücün bakımında, revizyonda ve arıza sebebiyle devre dışı olanlar haricindeki emre amade kısmı ile talep arasındaki farktır. 2009 sonrası değerler projeksiyondur.

Buna göre yeni kapasite ilavesi olmaması halinde Türkiye'de 2014 yılında güvenilir yedekler açısından kritik eşiğin altına düşecektir. Halen projelendirilmiş bulunan santrallerin planlanan sürede inşa edilmesi halinde ise 2017 yılında kritik eşiğin altına düşülecektir.

#### **1.4.5 1990'lardaki kapasite darboğazının sonuçları ve mevcut birinci kaynak dağılımındaki olumsuzluk**

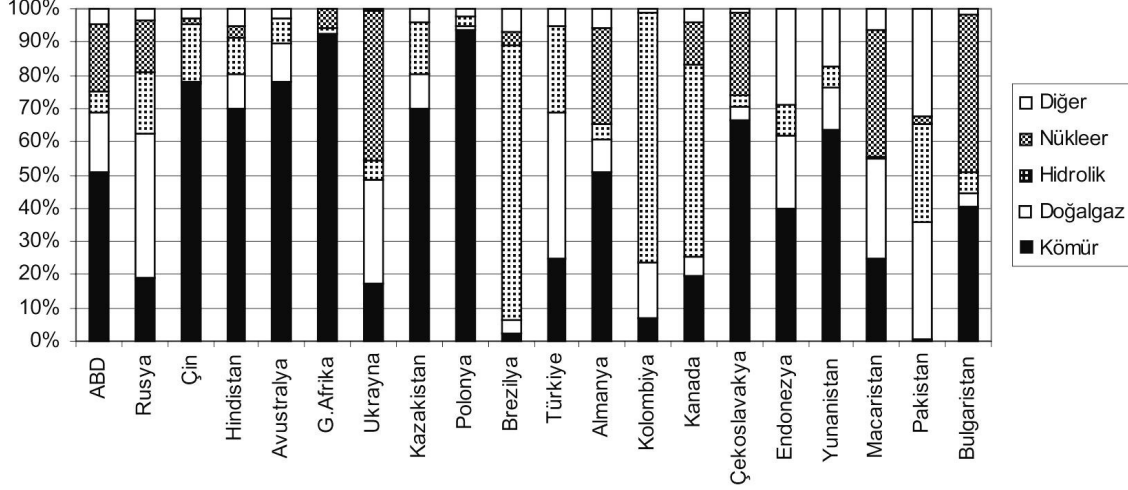
TEİAŞ projeksiyonuna göre Türkiye'de en geç 2017'de devreye girecek şekilde ilave kapasite projelerine başlanması gerekmektedir. Yeni bir santralin etüt-proje-inşa süreleri şöyledir;

- a) Doğalgazlı kombine çevrim santralleri için 1,5~2 yıl,
- b) Kömürlü santraller için 4 yıl,
- c) Nükleer santraller için 5~7 yıl,
- d) Hidrolik santraller için 2~7 yıl.

Bu gün için Türkiye'nin kritik eşiği olan 2017'ye kalan 6 yıllık süre, hemen her tipte elektrik santrali inşasına yetecek bir süredir. Fakat bu konuda kararlar hızlı verilmelidir.

1990'lı yıllar Türkiye'de beklenin üzerinde tüketim artışı sebebiyle kritik eşiğe çok yaklaşılan ve yeni santraller kurmak için yeterli sürenin kalmadığı bir dönem olmuştur. Bu dönemde ortaya çıkan acil ihtiyacı karşılayabilmek için 2 yıl gibi kısa sürede kurulabilen doğalgazlı santraller hızla yaygınlaşmıştır. Bu durum mecburiyetten kaynaklanmıştır. Fakat acil durum mecburiyetiyle hızlıca kurulan doğalgazlı santraller ilerleyen dönemde sistemin vazgeçilemeyen bir unsuru haline gelmişlerdir. Nitekim dünya elektrik üretiminin %25'i doğalgazla karşılanırken çok az miktarda doğalgaz üretimi bulunan Türkiye üretiminin %45'ini doğalgaz ile karşılamak zorunda kalmıştır.

Ayrıca Şekil 1.13'de verilen dünyanın en zengin kömür rezervine sahip ülkelerinin elektrik üretiminde kullandıkları birincil kaynaklara bakıldığında Türkiye'nin en düşük kömür kullanımına sahip ülkelerden biri olduğu dikkat çekmektedir. Üstelik Türkiye'nin kullandığı kömürün %25'i de ithal kömürdür. Kömür kullanım oranı düşük olan diğer ülkelerin ise çok miktarda nükleer ve hidrolik kaynağa sahip oldukları ve bu sebeple kömür kullanımına ihtiyaçlarının bulunmadığı dikkat çekmektedir.



Şekil 1.13 Kömür rezervleri bakımından zengin ilk 20 ülkenin elektrik üretiminde kaynak kullanım payları (Tamzok 2005).

Dünyanın en yüksek kömür rezervine sahip 20 ülkesi arasında elektrik üretiminin %52'sini ithal birinci kaynaktan elde eden hem de ciddi oranda kömür ithal eden başka bir ülke bulunmamaktadır.

Bütün bu olumsuzlukların sebebi olarak yalnızca elektrik talebinin 1990'larda öngörülenin üzerinde artması gösterilemez. Diğer sebepler şu şekilde sıralanabilir;

a) Türkiye'nin kömürlü termik santral teknolojisini ithal etmesi sebebiyle bu santrallerin bakımı ve işletmesi yeterli kalitede yapılamamış ve bu sebeple kömürlü termik santrallere duyulan güven zedelenmiştir. Kömürlü termik santrallere karşı bir kamuoyu oluşmuştur.

b) Sera gazı salınımı (CO<sub>2</sub>) salınımı açısından kömürlü santrallerle arasında hiçbir fark olmayan doğalgaz'ın temiz enerji olduğuna dair yanıltıcı bir kamuoyu oluşmuştur.

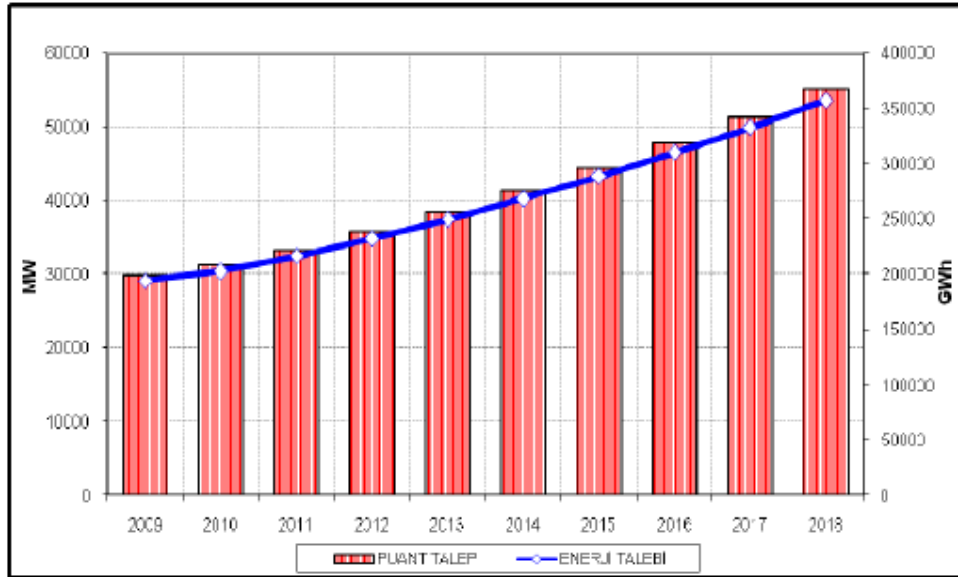
c) Düzgün çalışmayan kömürlü santrallerin oluşturduğu çevre zararının sebebi teknoloji yoksunluğu, kötü işletmecilik ve bakımsızlık olduğu halde zararın sebebi bizzat kömürle üretim yapmış gibi gösterilmiştir. Hâlbuki birçok gelişmiş ülkede kömürlü santraller sorunsuzca işletilmekte hatta çevre ısıtması sayesinde şehirlerde emisyonu düşürmektedir.

d) Yukarı yönlü aşırı derecede hatalı doğalgaz tüketim projeksiyonları sebebiyle sanayide ve konutlarda kullanılmayacak kadar çok doğalgaz anlaşması yapılmıştır. Bu doğalgazı elektrik üretiminde kullanmaktan başka yol bulunamamıştır.

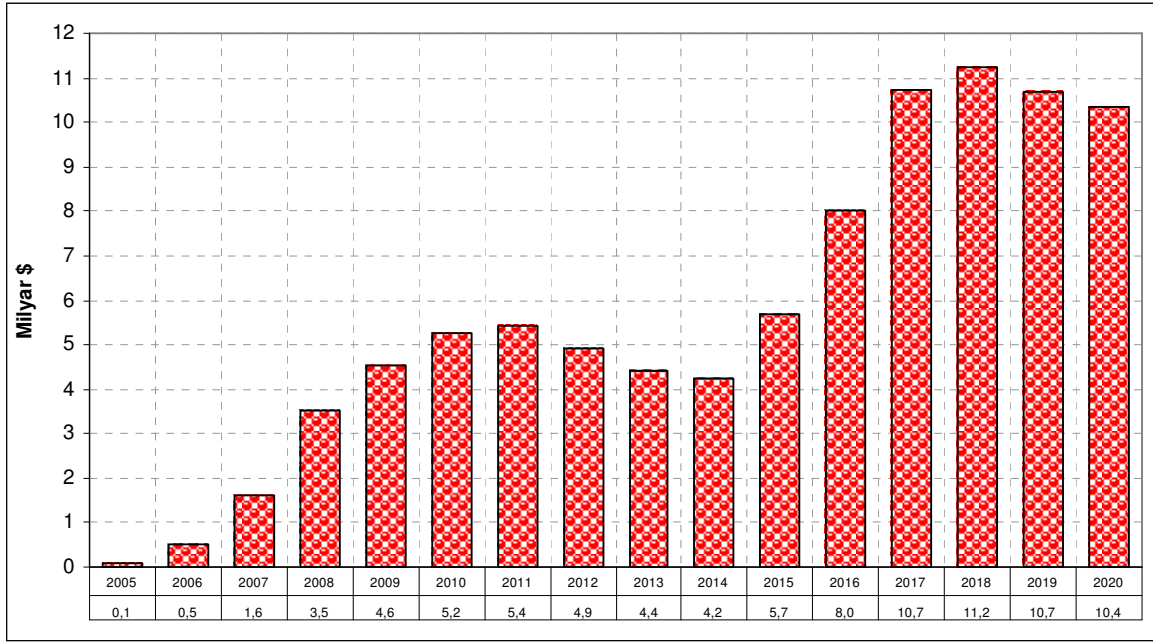
e) Ulusal şebeke için elektrik üreten özel sektör üreticilerinden doğalgazlı üretim yapanlara alım garantisi, yakıt fiyat garantisi vb. teşvikler verilmesine karşılık kömürlü üretim yapmak isteyen yatırımcılara bu tür avantajlar sağlanmamıştır. Hatta kömürlü üretim yapmak isteyen yatırımcılara kaliteli maden sahası verilmemiştir. Bu sebeple kömürlü üretim yapan özel sektör santralleri kömürü ithal etmişlerdir.

#### 1.4.6 Puant talebin ve buna bağlı yatırımların 10 yıllık projeksiyonu

Şekil 1.14'de sol dikey ekseninde puant güç sağ dikey ekseninde yıllık elektrik ihtiyacı ölçeklendirilmiştir. 2010 sonrası yıllara ait projeksiyon değerleri bu yıllara kadar yapılması gereken elektrik santrali yatırımlarına da ışık tutmaktadır. Zira elektrik yatırımları planlanırken, dönemsel enerji tüketiminden çok ani puant gücün karşılanması hedeflenmek zorundadır. Şekil 1.15'de resmi projeksiyona göre yapılması gerektiği tahmin edilen santral yatırımları görülmektedir.



Şekil 1.14 Ani puant ve toplam tüketim tahminleri (TEİAŞ 2009).



Şekil 1.15 2005–2020 dönemi elektrik enerjisi üretim yatırımları projeksiyonu (TEİAŞ 2004).

## 1.5 LİTERATÜR ARAŞTIRMASI

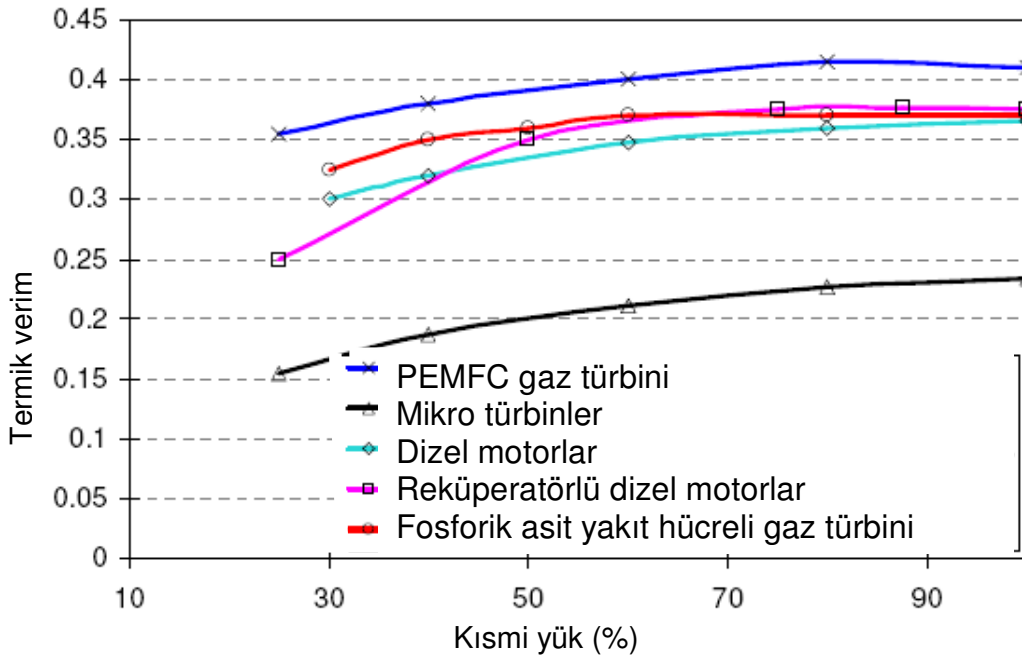
Akçay (2007) tarafından hidroelektrik santrallerde güç-frekans denetimi konulu çalışmada hidroelektrik santrallerde yük-frekans denetimi ele alınmış, Orta büyüklükteki iki santral olan Sır ve Berke Hidroelektrik Santrallerinin frekans kontrolüne katkısı araştırılmıştır. Anılan çalışmada yedek gücün devreye girme hızı ve kontrol sisteminin modellenmesiyle üzerinde durulmuştur.

Manninen ve Zhu (1998), termik elektrik santralleri için termodinamik analiz ve matematiksel optimizasyon üzerine çalışmışlardır. Termodinamik avantajları artırıcı kombinasyon tespiti açısından yeni bir metodoloji ortaya koymuşlardır. Yaptıkları çalışmada kombine çevrim santrallerinin termodinamik verimini ekserji kaybı – net güç üretimi grafikleri çizerek analiz etmişlerdir.

Zhang ve Cai (2002), kojenerasyon sistemlerinde kullanılan gaz türbinlerinin kısmi yük performanslarını incelemişlerdir. Çalışmalarında gaz türbinin değişik hava giriş sıcaklıkları, kompresör sıkıştırma oranları, hava giriş basınçları altında birinci ve ikinci kanun verimlerinin değişimini incelemişlerdir.

Yang, Sohn ve Ro (2007), sıvı oksit yakıt harici reküperatörlü yanma hücreli gaz türbinlerinin (SOFC/GT) değişik kontrol modlarındaki kısmi yük verimini incelemiştir. Siemens-Westinghouse SOFC/GT tipi gaz türbinlerinin yük kontrol modu, hız kontrol modu ve yakıt tüketimi kontrol modlarındaki kısmi yük verimleri deneysel olarak incelenmiş ve sonuçları Journal of Power Sources dergisinde yayınlanmıştır.

Kim (2008), kararsız durumlar için dinamik proton değiştirici membranlı yakıt hücreli sistem dizaynı ve operasyon/kontrol optimizasyonu üzerine yaptığı çalışmada bu sistemin kullanıldığı gaz türbinleri ile diğer elektrik santralleri arasındaki kısmi yük verimini karşılaştırmış ve Şekil 1.16'daki karşılaştırmalı grafiği vermiştir.

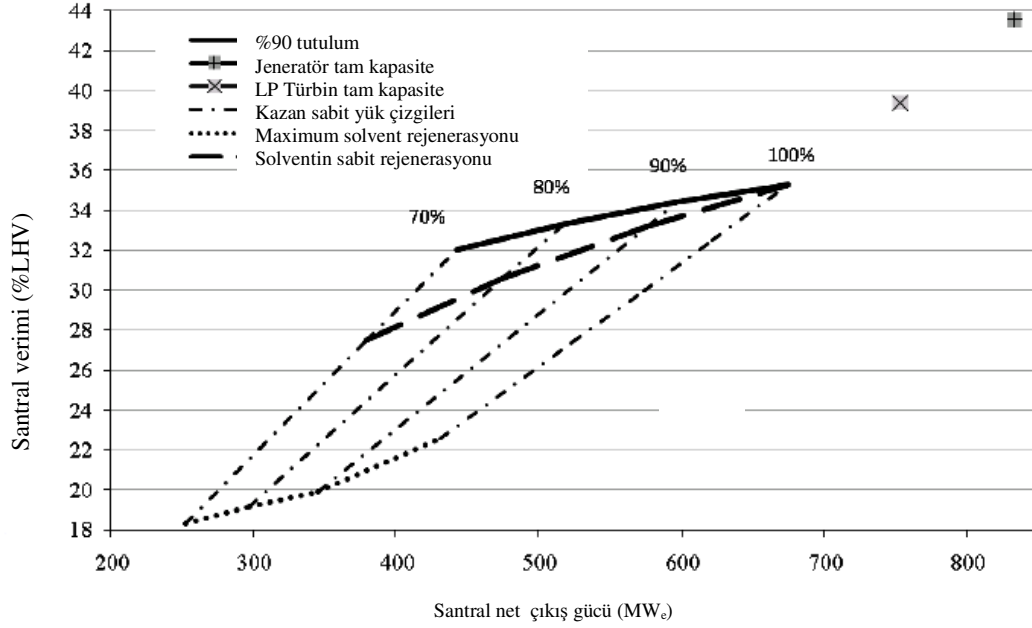


PEMCF: Proton değiştiricili membranlı yakıt hücresi

Şekil 1.16 Bazı elektrik santrallerinin ana makinalarına göre kısmi yük verimlerinin karşılaştırılması (Kim 2008).

Haglund (2009) Gemiler için üretilen değişken kanat açılı gaz türbinlerinin kısmi yük performanslarını incelemiştir. Yukarıdakilerle aynı şekilde değişik atmosferik şartlarda ve değişik kontrol modlarındaki kısmi yük verimlerini karşılaştırmıştır.

Lucquiaud Chalmers ve Gibbins (2009) CO<sub>2</sub> tutmaya hazır yanma sistemli süper kritik kömürlü termik güç santrallerinde esnek artçı yanmada CO<sub>2</sub> tutulması üzerine çalışmışlardır. Bu çalışma esnasında santralin kısmi yükteki verimini de incelemişlerdir. Şekil 1.17 bu çalışmanın sonuçlarını göstermektedir.



Şekil 1.17 Esnek LP türbin giriş kısılmalı sistemli süperkritik basınçlı santralin kısmi yük verimi (Lucquiaud et al. 2009).



## BÖLÜM 2

### ÇATALAĞZI VE AMBARLI TERMİK ELEKTRİK SANTRALLERİNİN KISMİ YÜKTE PERFORMANSLARI

Bu bölümde Çatalağzı Termik Elektrik Santralının kısmi yük performansı incelenerek primer frekans kontrolü (PFK) için ayrılan yedek gücün yol açtığı verim kaybı incelenecektir.

#### 2.1 ÇATALAĞZI TERMİK SANTRALI İÇİN TAM YÜKTE VERİM HESAPLARI

##### 2.1.1 Buhar çevriminin birinci kanuna göre verimi

Bu kısımda buhar çevriminin verimi termodinamiğin birinci kanununa göre hesaplanacaktır. Bir termik makinanın verimi makinadan alınan net işin makinaya verilen ısıya oranıdır (Aybers 1990). Buna göre santralin verim ifadesi aşağıdaki gibidir.

$$\eta_{th} = \frac{W_{net}}{q_A} \quad (2.1)$$

$\eta_{th}$  : Termik verim

$q_A$  : Isı tüketimi

$W_{net}$  : Net iş

Bu ifade buhar türbini için zamana bağlı olarak şu şekilde özelleştirilebilir (Kiameh 2003);

$$\eta_{th,ST} = \frac{W_{net,ST}}{q_{A,ST}} \quad (2.2)$$

$\eta_{th,ST}$  : Buhar çevrimi termik verimi

$W_{net,ST}$  : Buhar türbininin net gücü

$q_{A,ST}$  : Buhar çevriminin çektiği anlık ısı (termik güç)

$W_{net,ST}$ , buhar çevriminin net gücü, türbin-jeneratör şaftındaki mekanik güçten, buhar çevriminin çektiği güç çıkartılarak bulunur.

$$W_{net,ST} = W_{ST} - |W'_{iç\ ihtiyaç,ST}| \quad (2.3)$$

$W_{ST}$  : Buhar türbininin brüt gücü (türbin-jeneratör şaftındaki güç)

$W'_{iç\ ihtiyaç,ST}$  : Buhar çevrimi iç (elektrik) ihtiyacının mekanik eşdeğeri

$W_{ST}$  türbin brüt gücünü ifade eder. Jeneratöre aktarılan güçtür.  $W_{ST}$  değerini hesaplayabilmek için buhar değerlerinin (basınç, sıcaklık, debi) çok hassas ölçülmesi gereklidir. Pratik olarak  $W_{ST}$  değeri, jeneratör çıkış gücü ( $W_{gen}$ ) kullanılarak bulunur. Çünkü termik santrallerde  $W_{gen}$  hassas bir şekilde ölçülmektedir.  $W_{ST}$ , jeneratör çıkış gücüne jeneratör kayıpları eklenerek bulunabilir. Jeneratör kayıpları, her yük altında fabrikasında yapılmış testlerle elde edilmiş verim eğrilerinden tespit edilebilir. Buradan yola çıkarak termik elektrik santralinde sağlıklı ölçülen değerlere bağlanmış türbin gücü ifadesi aşağıdaki şekilde yazılabilir (Kiameh 2003).

$$W_{net,ST} = \frac{W_{gen}}{\eta_{gen}} - |W'_{iç\ ihtiyaç,ST}| \quad (2.4)$$

$\eta_{gen}$  : Jeneratör verimi

### 2.1.1.1 İç ihtiyacın hesaplanması

$W'_{iç\ ihtiyaç,ST}$ , türbin yardımcı sistemlerinin toplam iç ihtiyacına eşdeğer mekanik gücü ifade eder ve sektörde “türbin iç ihtiyacı” olarak anılır. İç ihtiyacın elektrik enerjisi olarak ölçülmesi çok kolaydır. Fakat bu değer doğrudan kullanıldığında, ilerideki kısımlarda hesaplanacak olan elektrik santralin genel verimi ( $\eta_{Genel}$ ) doğru çıkmaz. Çünkü türbin sisteminin iç ihtiyacı, jeneratörün ürettiği elektrik enerjisinden sağlanmaktadır. Doğru bir verim ifadesi kurabilmek için iç tüketim değerine jeneratör çıkışı ile türbin arasındaki kayıpların ilave edilmesi gerekir.

Bu şekilde bulunacak “elektriğe eşdeğer mekanik güç” hesaba konulmalıdır. Aksi takdirde kazan, buhar çevrimi ve jeneratör verimlerinin çarpımı santral verimine eşit olmaz.

$W'_{iç\ ihtiyaç,ST}$ , bir bakıma buhar çevriminin kendi üzerine uyguladığı yüküdür. Yani sistem, kendi yardımcı sistemlerini çalıştırabilmek için jeneratör aracılığıyla yine kendi üzerine yüklenmektedir. Dolayısıyla bu değer hesaplanırken jeneratörün aracılığı hesaba katılmalıdır. Jeneratör kayıpları dâhil edilmiş iç ihtiyaç eşdeğer mekanik gücü, aşağıdaki gibi ifade edilir.

$$W'_{iç\ ihtiyaç,ST} = \frac{W_{iç\ ihtiyaç,ST}}{\eta_{gen}} \quad (2.6)$$

$W'_{iç\ ihtiyaç,ST}$  : Buhar çevrimi iç ihtiyacının mekanik eşdeğeri

$W_{iç\ ihtiyaç,ST}$  : Buhar çevrimi iç ihtiyacının elektrik sayacıyla ölçülen değeri.

$\eta_{gen}$  : Jeneratör verimi

Bu ifadeyi Eşitlik 2.4 deki verim ifadesinde yerine yazarsak;

$$W_{net,ST} = \frac{W_{gen}}{\eta_{gen}} - |W'_{iç\ ihtiyaç,ST}| \quad (2.4)$$

$$W_{net,ST} = \frac{W_{gen}}{\eta_{gen}} - \left| \frac{W_{iç\ ihtiyaç,ST}}{\eta_{gen}} \right| \quad (2.7)$$

$$W_{net,ST} = \frac{W_{gen} - |W_{iç\ ihtiyaç,ST}|}{\eta_{gen}} \quad (2.8)$$

bulunur.

$W_{iç\ ihtiyaç,ST}$  iç ihtiyaç yükü, büyük oranda pompaların çektiği güçtür. Türbin ve yardımcı sisteminin türbin sürücüsü, fanlar, aydınlatmalar vb. türbin yardımcı makinaları da ihmal edilebilecek bir oranda güç çekmektedirler. Çatalağzı ve Ambarlı Termik Elektrik Santrallerinde termik elektrik santrallerinde bulunan iç ihtiyaç elektrik sayaçları sayesinde  $W_{iç\ ihtiyaç,ST}$  çok yüksek hassasiyetle ölçülebilmektedir.

İlerleyen bölümlerde kısmi yük hesapları yapılırken  $W_{iç\ ihtiyac,ST}$ 'nin kısmi yükte çalışan bir santralde lineer olmayan bir tarzda düştüğü görülecektir. Santralin kısmi yüklenmesi halinde buhar çevrimi yavaşlar (Mitsubishi Heavy Industries Co. Ltd. 1991). Bu durumda iç ihtiyacın büyük kısmını oluşturan yardımcı pompa motorlarının çektiği güç de düşer.

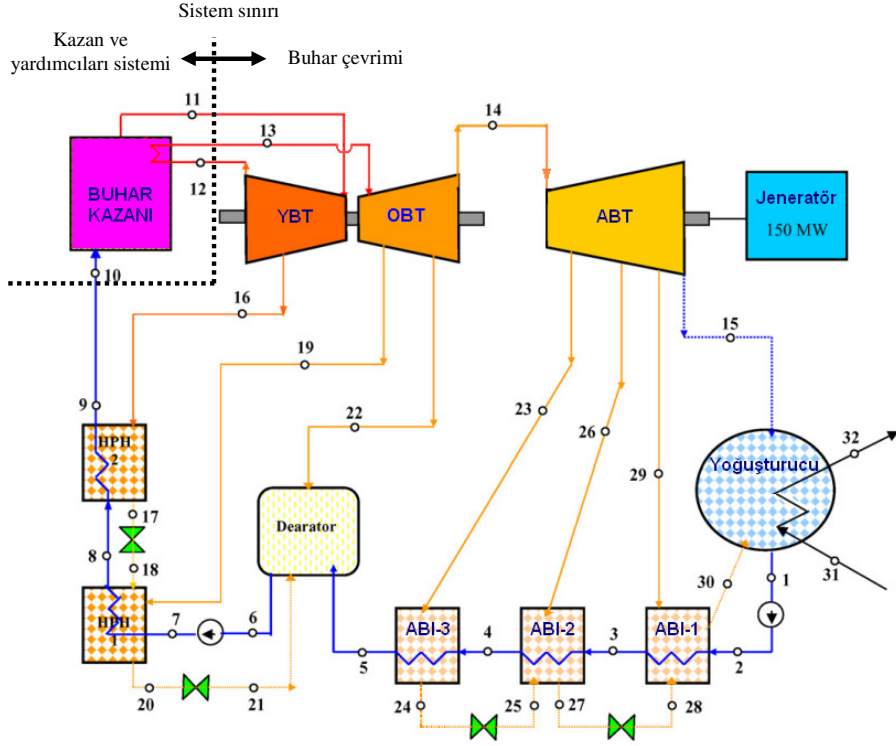
İç ihtiyactaki bu sınırlı azalma kısmi yük verimi açısından önemlidir. Zira kömürlü termik santrallerde üretilen enerjinin %6'sı ile %10'u arasındaki kısmi iç ihtiyacta tüketilmektedir. Baca gazı desülfürizasyon tesisi bulunanlarda bu oran %16'ya kadar çıkmaktadır (Aslan 1996). İlerleyen kısımlarda kısmi yüklenmiş bir santralde birim elektrik üretimi başına düşen iç ihtiyacın arttığı gösterilecektir.

### **2.1.1.2 Kazan sistemi ile buhar çevrimini ayıran sınırlarının belirlenmesi**

Buhar çevrimi verimi birinci kanuna göre analiz edilecektir. Bu sebeple kondenserden çıkan ısı ve türbin cidarından kaçan ısılar hesap dışı olacaktır. Ayrıca enerji ifadeleri zamana bölünerek güç ifadeleri kullanılacaktır.

Zamana bağlı denklemler kullanılmasının sebebi bu tezin asıl hedeflerinden biri olan kısmi yükteki performansın hesabı için santrallerden alınan verilerin bir kısmının anlık veriler sınıfına girmesidir. Santrallerde ölçülen verilerin yalnızca en önemli olanları logger (kaydedici) programına aktarılmaktadır. Bunların dışında kalanlar yalnızca santral operatörleri için monitoring (izleme) programına aktarılmaktadır. Logger'daki bilgilerin bu çalışmada yapılacak hesaplamalar için yeterli olmaması sebebiyle, eşitlikler zamana bağlı yazılmıştır.

Santrallerde bulunan monitoring programıyla, bir bakıma Çatalağzı ve Ambarlı Termik Elektrik Santrallerinin değişik yüklerdeki fotoğrafları çekilmiş ve bu fotoğraflardaki veriler kullanılarak hesaplamalar yapılmıştır.



Şekil 2.1 Çatalağzı TS Buhar Çevrimi (Kopaç ve Hilalci 2006).

Termik elektrik santrallerinde hemen her boru hattında sıcaklık ve basınç ölçen aletler bulunsa da bunların çoğu emniyetli çalışma marjlarını gözetmek amacıyla kullanılır. Ölçme ve izleme amacıyla sürekli kalibreli halde tutulan ölçü noktaları kazan-türbin arasındaki ana hatlardır. Daha iyi ölçülen değerlerin bulunduğu hatlardaki verilerle hesap yapılması amacıyla sistem sınırları Şekil 2.1’de görüldüğü gibi ayrılarak belirlenmiştir.

### 2.1.1.3 Kazan – Buhar çevrimi arasındaki net ısı transferi ( $q_A$ )

Çatalağzı Termik Elektrik Santrali’nin buhar kazanı ile buhar çevrimi (buhar türbinleri ve türbin yardımcılarından oluşan türbin sistemi) arasındaki net ısı transferinin hassas bir şekilde belirlenmesi önem arz etmektedir. Çünkü bu değer,

- Kazanın yükünü
- Buhar çevriminin ısı tüketimini

Aynı anda ifade eder. Yani kazanın yükü, buhar çevriminin ısı tüketimidir.

$$q_{A,ST} = q_{Kz} \quad (2.9)$$

Şekil 2.1’de görüldüğü gibi kazan-buhar çevrimi arasında ısı taşıyan dört ana buhar borusu vardır. Buna göre buhar çevrimi için anlık ısı tüketimi ( $q_{A,ST}$ ) aşağıdaki gibi ifade edilir.

$$q_{A,ST} = \sum (h\dot{m})_{giren} - \sum (h\dot{m})_{çıkan} \quad (2.10)$$

$q_{A,ST}$  : Buhar çevriminin toplam ısı tüketimi ( $\approx$  termik gücü) [kJ/h]

$h$  : Entalpi [kJ/kg]

$\dot{m}$  : Buhar debisi [kg/h]

Anlık ısı tüketimini gösteren  $h\dot{m}$  değerleri, bir bakıma termik güç anlamına gelmektedir. Buhar çevrimi ile kazan arasında ısı taşıyan 10, 11, 12, 13 no’lu hatlardaki entalpi ve debi değerleri Eşitlik 2.10 de yerlerine yazılarak  $q_{A,ST}$  ifadesi elde edilmiştir;

$$q_{A,ST} = h_{11}\dot{m}_{11} + h_{13}\dot{m}_{13} - h_{12}\dot{m}_{12} - h_{10}\dot{m}_{10} \quad (2.11)$$

#### 2.1.1.4 Birleştirilmiş verim ifadesi

Eşitlik 2.2’deki genel ifade içinde Eşitlik 2.8’deki  $W_{net,ST}$  ifadesi ve Eşitlik 2.11’deki  $q_{A,ST}$  ifadesi yerine yazılarak buhar çevrimi termik verimi ifadesi, her biri termik santrallerde hassas bir şekilde ölçülen değerlerle ifade edilmiş olur.

$$\eta_{th,ST} = \frac{W_{net,ST}}{q_{A,ST}} \quad (2.2)$$

$$\eta_{th,ST} = \frac{W_{gen} - |W_{iç\ ihtiyaç,ST}|}{h_{11}\dot{m}_{11} + h_{13}\dot{m}_{13} - h_{12}\dot{m}_{12} - h_{10}\dot{m}_{10}} \quad (2.12)$$

### 2.1.1.5 Tam yükte (157 MW) buhar çevrimi verim hesabı

Buhar çevrimi-Kazan arasında ısı taşıyan hatların termik güçleri aşağıdaki çizelgede özetlenmiştir. Entalpi değerleri Çengel (1996)'daki buhar tablosundan alınmıştır.

Çizelge 2.1 Tam yükte kazan – buhar çevrimi bağlantı hatları için hesap tablosu (MHI 1991).

Hat rumuzu		⑩ Kazan besleme hattı	⑪ YB Türbin besleme hattı	⑫ Tekrar kızdırma hattı	⑬ AB Türbin besleme hattı
Sıcaklık	°C	248,20	535,00	365,40	535,00
Basınç	bar	163,25	136,00	40,30	37,10
Entalpi	kJ/kg	1.077,68	3.426,48	3.133,82	3.528,22
Debi	kg/h	487.150,00	477.160,00	403.480,00	413.020,00
$h\dot{m}$	MW	145,83	454,52	351,51	405,11

Çizelge 2.1'deki değerler Eşitlik 2.11 de yerine konularak çevrime verilen ısı hesaplanır;

$$q_{A,ST} = h_{11}\dot{m}_{11} + h_{13}\dot{m}_{13} - h_{12}\dot{m}_{12} - h_{10}\dot{m}_{10}$$

$$q_{A,ST} = (3424,19 \cdot 477160 + 3526,69 \cdot 413020 - 3132,47 \cdot 403480 - 1077,68 \cdot 487150) \cdot \left( \frac{1}{3600000} \right)$$

$$q_{A,ST} = 362,29 \text{ MW}$$

Türbin net gücü Eşitlik 2.8 deki değerler yerine yazılarak bulunur,

$$W_{net,ST} = \frac{W_{gen} - |W_{iç\ ihtiyaç,ST}|}{\eta_{gen}} \quad (2.8)$$

Ölçüm değerleri şunlardır (MHI 1991);

$$W_{iç\ ihtiyaç,ST} = 4,60 \text{ MW}$$

$$W_{gen} = 157,34 \text{ MW}$$

157,34 MW yük altında jeneratör verimi üretim bilgilerinden elde edilmiştir (Mitsubishi Electric 1991);

$$\eta_{gen} = 0,985 \quad (157,34 \text{ MW'de})$$

$$W_{net,ST} = \frac{157,34 - |4,60|}{0,985} = 155,07 \text{ MW}$$

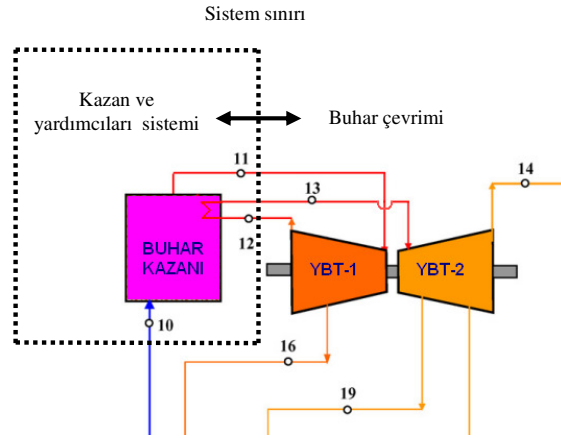
Buhar çevriminin termik verimi, yukarıda hesaplanmış değerler Eşitlik 2.2'de yerine yazılarak bulunur;

$$\eta_{th,ST} = \frac{W_{net,ST}}{q_{A,ST}} \quad (2.2)$$

$$\eta_{th,ST} = \frac{155,07}{362,29} = 0,4285$$

### 2.1.2 Kazan ve kazan yardımcılarının birinci kanuna göre verimi

Bu kısımda buhar kazanının termodinamiğin birinci kanununa göre verim hesabı, kazanda enerji dengesi yazılarak yapılacaktır.



Şekil 2.2 Çatalağzı TS Kazan ve kazan yardımcıları sisteminin sınırları (Kopaç ve Hilalci 2006).

Şekil 2.2'de kazan-buhar çevrimi arasındaki akışkan boru hatları görülmektedir. 10, 11, 12 ve 13 no'lu borular, kazan ile buhar çevrimi arasında termik enerjiyi transfer etmektedir. 10 no'lu hat buhar çevriminden gelen kazan besleme suyu hattıdır. Şekil 2.2'den de kolayca anlaşılacağı gibi, ısı transferi ikisi yüksek basınçlı diğer ikisi düşük basınçlı olan dört

akışkan hattından yapılmaktadır. Bunlar ÇATES’de termik elektrik santralleri için belirlenmiş uluslar arası alfa nümerik kodlama sistemine göre;

- (11) No ile gösterilen yüksek basınç türbin besleme HP hattı, RA rumuzlu ile,
- (13) No ile gösterilen alçak basınç türbin besleme LP hattı, RB rumuzlu ile,
- (12) No ile gösterilen alçak basınç tekrar kızdırma hattı, RC rumuzlu ile,
- (10) No ile gösterilen kazan besleme hattı, RL rumuzlu ile,

anılmaktadır (Consortium for Çatalağzı TPP 1981).

Önceki kısımda termik verimin genel ifadesi şu şekilde verilmişti;

$$\eta_{th} = \frac{w_{net}}{q_A} \quad (2.1)$$

İfade kazan ve kazan yardımcıları sistemi için özelleştirildiğinde;  $w_{net}$ , termik makinanın yaptığı net iş yerine, kazanın net ısı üretimi;  $q_A$ , termik makinanın ısı tüketimi yerine, yanmayla oraya çıkan ısı yazılmalıdır. Bu durumda kazan için verim ifadesi şu şekilde yazılır;

$$\eta_{th,Kz} = \frac{q_{net,Kz}}{q_{A,Kz}} \quad (2.13)$$

$q_{net,Kz}$  : Kazanın net ısı üretimi

$q_{A,Kz}$  : Kazanın net ısı tüketimidir. Yakılan yakıtın kimyasal enerjisine eşittir.

Önceki kısımdaki Eşitlik 2.9 dan hatırlanacağı üzere kazanın ısı üretimi  $q_{Kz}$ , türbinin ısı tüketimine eşittir.

$$q_{A,ST} = q_{Kz} \quad (2.9)$$

$q_{net,Kz}$  ise Kazan ve kazan yardımcı makinalarının iç ihtiyacı düşüldükten sonra geriye kalan net ısı üretimidir. Bu bilgiler ışığında Eşitlik 2.3 kazana uyarlanarak tekrar yazıldığında şu ifade oluşur.

$$q_{net,Kz} = q_{Kz} - \left| q'_{iç\ ihtiyaç,Kz} \right| \quad (2.14)$$

$q_{Kz}$  : Kazan ısı üretimi

$q'_{iç\ ihtiyaç,Kz}$  : Kazan iç ihtiyacının termik eşdeğeri

### 2.1.2.1 İç ihtiyacın hesaplanması

Kazan iç ihtiyacı -buhar çevriminde de olduğu gibi- elektrik enerjisi tüketen yardımcı makinaların (fan, pompa, değirmen vb.) çektiği güçtür. Jeneratörün ürettiği elektrikten çekilen bu gücü önce türbindeki mekanik eşdeğeri, sonra kazandaki termik eşdeğeri hesaba katılmalıdır. Kazan yardımcı makinalarının iç ihtiyacı elektrik gücünün eşdeğeri olan termik güç şu şekilde ifade edilir;

$$q'_{iç\ ihtiyaç,Kz} = \frac{W_{iç\ ihtiyaç,Kz}}{\eta_{th,Gen} \cdot \eta_{th,ST}} \quad (2.15)$$

$W_{iç\ ihtiyaç,Kz}$  : Kazan iç ihtiyacı elektriksel gücü

$q'_{iç\ ihtiyaç,Kz}$  : Kazan iç ihtiyacının termik eşdeğeri

Eşitlik 2.15 ve Eşitlik 2.9, Eşitlik 2.14'deki yerlerine yazılarak kazanın net ısı üretimi hesaplanmış olur;

$$q_{net,Kz} = q_{A,ST} - \left| \frac{W_{iç\ ihtiyaç,Kz}}{\eta_{th,Gen} \cdot \eta_{th,ST}} \right| \quad (2.14a)$$

### 2.1.2.2 Yanma ile ortaya çıkan enerji

Yanmayla ortaya çıkan enerjinin zamana bağlı değeri hesaplanacak ve kazana verilen termik güç ( $q_{A,kazan}$ ) olarak ifade edilecektir. Yanma havası ve yakıtın reaksiyona girmeden önce sahip oldukları ısı enerjisi miktar olarak çok küçük miktarda oldukları için kazana verilen ısıya dâhil edilmeyecektir.  $q_{A,kazan}$ 'nın yalnızca yakıtın kimyasal reaksiyonuyla açığa çıkan enerjiden oluştuğu kabul edilecektir.

ÇATES'de ana yakıt taşkömürü ve yardımcı yakıtlar fuel-oil, motorin ve LPG'dir. Fakat motorin ve LPG yalnızca devreye girişlerde kullanılmaktadır. Rejim halinde kullanılmayan bu yakıtlar hesaba katılmayacaktır. Buna göre yanma sonucu ortaya çıkan enerji yalnızca taşkömürü ve fuel-oil ısı değerleri ve debileri göz önüne alınarak şöyle yazılabilir;

$$q_{A,Kz} = H_{U1}\dot{m}_{Y1} + H_{U2}\dot{m}_{Y2} \quad (2.15)$$

$H_{U1}$  : Taşkömürü alt ısı değeri

$H_{U2}$  : Fuel-oil alt ısı değeri

$\dot{m}_{Y1}$  : Kömür debisi

$\dot{m}_{Y2}$  : Fuel-oil debisi

### 2.1.2.3 Birleştirilmiş verim ifadesi

Eşitlik 2.13'deki genel ifade içinde Eşitlik 2.14a'daki  $q_{net,Kz}$  ifadesi ve Eşitlik 2.15'deki  $q_{A,Kz}$  ifadesi yerine yazılarak buhar türbini termik verimi ifadesi bulunur ve her biri termik santrallerde hassas bir şekilde ölçülen değerlerle ifade edilmiş olur.

$$\eta_{th,Kz} = \frac{q_{net,Kz}}{q_{A,Kz}} \quad (2.13)$$

$$\eta_{th,Kz} = \frac{q_{A,ST} - \frac{W_{iç\ ihtiyacı,Kz}}{\eta_{th,Gen} \cdot \eta_{th,ST}}}{H_{U1}\dot{m}_{Y1} + H_{U2}\dot{m}_{Y2}} \quad (2.16)$$

Bu eşitlik kullanılarak Çatalağzı Termik elektrik santrali 157,34 MW tam yükte çalışırken kazanlarında oluşan termik verim aşağıdaki şekilde hesaplanmıştır.

#### 2.1.2.4 Tam yükte kazan verimi hesabı

Eşitlik 2.16'deki parametrelerin hepsi yerine yazılarak aşağıdaki şekilde bulunur. Fakat aşağıda hesaplanmış bulunan %82,10'luk kazan veriminin yalnızca kazanın ısı transfer performansını gösteren bir ifade değildir.  $\eta_{th,Kz}$  değerinin, kazan yardımcı makinalarının enerji harcamalarının da dahil edildiği "kazan sistemi toplam verimi"ni ifade ettiği unutulmamalıdır.

$$\eta_{th,Kz} = \frac{q_{A,ST} - \left| \frac{W_{iç\ hiyaç,Kz}}{\eta_{th,Gen} \cdot \eta_{th,ST}} \right|}{H_{U1}\dot{m}_{Y1} + H_{U2}\dot{m}_{Y2}} \quad (2.16)$$

$$\eta_{th,Kz} = \frac{361,88 - \left| \frac{5,08}{0,9850 \cdot 0,4285} \right|}{3200 \cdot 114500 + 9565 \cdot 0} \times \frac{3,6 \cdot 10^6 \left[ \frac{kJ/h}{MW} \right]}{4,18 \left[ \frac{kJ/h}{kcal/h} \right]} = 0,8210$$

## 2.2 ÇATALAĞZI TS İÇİN KISMİ YÜKTE VERİM HESAPLARI

### 2.2.1 Buhar çevrimi için %85 ve %68 yükte verim hesabı

Önceki bölümde hesap yöntemi detaylı olarak ortaya konulan ve tam yük için örnek birer hesap yapılan buhar çevrimi ve kazan termik verimi eşitlikleri ve eşitliklerin bütün parametreleri MS Excel programı kullanılarak hesap tablolarına yüklenmiştir. Böylece çok sayıda parametre ve bağıntının değişik yüklerde verimi nasıl değiştirdiği hesaplanmıştır. Sonuçların karşılaştırmalı olarak görülmesi sağlanmış ve Çizelge 2.2'de verilmiştir.

Çizelge 2.2 Kısmi yükte buhar çevrimi verimi için hesap tablosu (MHI 1991).

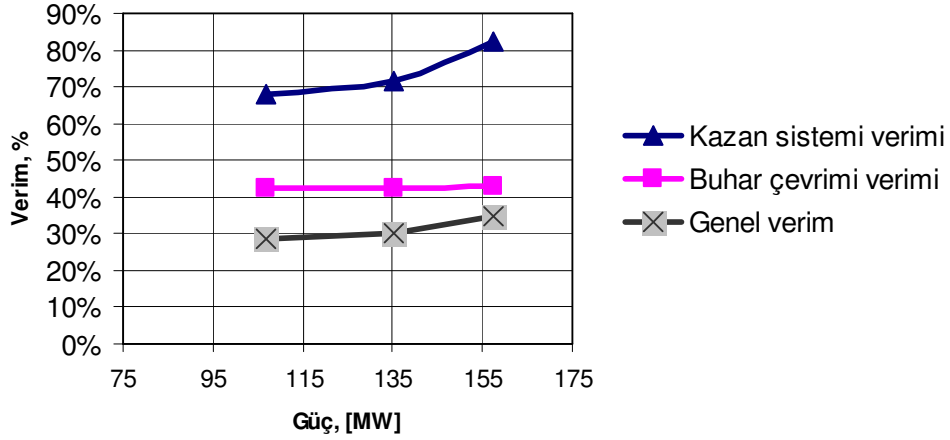
Yükleme oranı			100,00%	85,87%	67,83%
Değer	Hat No	Güç→ Birim	157,34 MW	135,10 MW	106,73 MW
Sıcaklık	10	°C	248,2	238	224,6
	11	°C	535	535	515
	12	°C	365,4	347,6	327
	13	°C	535	535	515
Basınç	10	bar	163,25	164,5	165,78
	11	bar	136	136	136
	12	bar	40,3	33,8	26,5
	13	bar	37,1	31,1	24,4
Entalpi	10	kJ/kg	1.077,68	1.030,14	968,83
	11	kJ/kg	3.426,48	3.426,48	3.384,57
	12	kJ/kg	3.133,82	3.104,51	3.072,69
	13	kJ/kg	3.528,22	3.534,08	3.496,64
Debi	10	kg/h	487.150,00	406.790,00	316.460,00
	11	kg/h	477.160,00	398.370,00	309.810,00
	12	kg/h	403.480,00	338.320,00	264.440,00
	13	kg/h	413.020,00	346.290,00	270.640,00
<i>m<sub>h</sub></i>	10	MW	145,83	116,40	85,17
	11	MW	454,16	379,17	291,27
	12	MW	351,23	291,76	225,71
	13	MW	404,78	339,95	262,87
Buhar Çevrimi	Isı tüketimi	MW	361,88	310,96	243,27
	Özgül Isı tüketimi	MW/MW	2,30	2,30	2,28
	Buhar çevrimi iç tüketimi	MW	4,60	4,54	4,45
	İç tüketim oranı	%	2,92%	3,36%	4,17%
	Jeneratör gücü	MW	157,34	135,10	106,73
	Jeneratör verimi		0,9850	0,9850	0,9850
	Türbin net gücü	MW	155,07	132,55	103,84
	Buhar çevrimi verimi		0,4285	0,4263	0,4268

## 2.2.2 Kazan için %85 ve %68 yükte verim hesabı

Buhar çevrimi için olduğu gibi kazan için de parametreler ve eşitlikler MS Excel programı kullanılarak hesap tablolarına yüklenmiştir. Sonuçların karşılaştırmalı olarak görülmesini sağlayan bir tablo oluşturulmuştur.

Kazan verim hesabının en önemli unsuru verilen yakıtın miktarıdır. Yani kömür miktarını gösteren  $\dot{m}_{Y1}$  ve fuel-oil miktarını gösteren  $\dot{m}_{Y2}$ 'dir. Özellikle  $\dot{m}_{Y1}$ 'in en doğru değerine ulaşmak için, Çatalağzı Termik elektrik santralının 1989 yılında gerçekleştirilen geçici kabul performans testlerindeki ölçümler kullanılmıştır. Kömür bantlarındaki ölçme aletlerinin henüz kalibre edildiği hassas çalıştığı bir dönem örnek alınmıştır. Ayrıca söz konusu testlerde kısmi yük performansını incelemeye yetecek veriler kaydedilmiştir.

1991 yılı performans test verilerinden elde edilmiş sonuçlar (MHI 1991) Çizelge 2.3'de verilmiştir. Şekil 2.3'de kazan, buhar çevrimi ve santral genel verimin yüke göre değişimi grafik halinde verilmiştir.



Şekil 2.3 Çatalağzı TS'de verimin kısmi yükte değişimi.

Çizelge 2.3 Kısmi yükte kazan verimi ve genel verim.

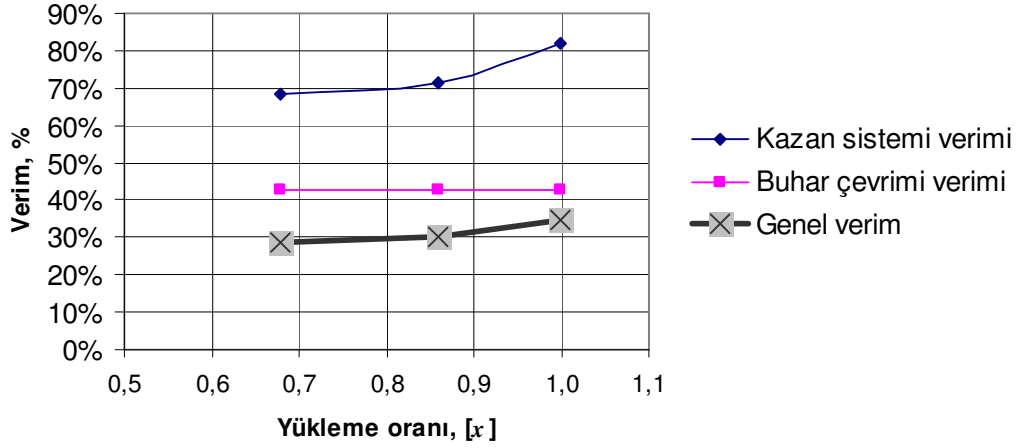
Yükleme oranı			100,00%	85,87%	67,83%
		Güç→	157,34 MW	135,10 MW	106,73 MW
Makina	Veri	Birim			
<b>Taş kömürü, fuel oil</b>					
	Kömür AID	kcal/kg	3.200,00	3.200,00	3.200,00
	Kömür debi	kg/h	114.500,00	112.210,00	90.455,00
	Fuel-oil AID	kcal/kg	9.565,00	9.565,00	9.565,00
	Fuel-oil debi	kg/h	0,00	0,00	250,00
<b>Kazan</b>					
	Kazan Isı tüketimi (Yakıttan)	MW	426,12	417,60	339,42
	Kazan iç tüketimi	MW	5,08	5,01	4,91
	İç tüketime eşdeğer termik güç tüketimi	MW	12,03	11,93	11,68
	Buhar çevrimine verilen ısı	MW	349,86	299,03	231,58
	Kazan verimi		0,8210	0,7161	0,6823
<b>Santral genel verimi</b>					
	İç ihtiyaç yüzdesi		6,15%	7,07%	8,77%
1.yol	$\eta_{kazan} \cdot \eta_{çevrim} \cdot \eta_{jeneratör}$		0,3465279	0,3006477	0,2868585
2.yol	$\Delta\omega_{net}/q_A$		0,3465279	0,3006477	0,2868585

### 2.3 ÇATALAĞZI TS İÇİN KISMİ YÜK - VERİM İLİŞKİSİ

1989 yılı performans test verilerinden elde edilmiş sonuçlar kullanılarak EXCEL programında verim hesaplanmıştır. Bu şekilde santralin yüklenme oranı ile veriminin değişimini gösteren sonuçlar elde edilmiştir. Bu sonuçlar yine EXCEL programı kullanılarak işlenmiş ve Şekil 2.4 de görülen grafikler elde edilmiştir.

Kazanın, buhar çevriminin ve santral genelinin termik verimi için hesaplanan değerler yükleme oranına bağlı olarak Şekil 2.4’de gösterilmiştir.  $x$ , yükleme oranı, santralin çalıştığı yükün tam kapasite yüküne oranıdır.

$$x = \frac{P_{kısmi\ güç}}{P_{tamgüç}} \quad (2.17)$$



Şekil 2.4 Çatalağzı TS’de Kazan, buhar çevrimi ve santral genel verimlerinin yükleme oranına göre değişimi.

## 2.4 AMBARLI TERMİK SANTRALİNİN KISMI YÜKTE KOMBİNE VERİMİ

Bu kısımda yukarıda Çatalağzı TS için yapılan hesaplamalar aynı yöntemlerle Ambarlı TS için yapılacaktır. Ambarlı TS’nin kısmi yük performansı incelenerek PFK (Primer Frekans Kontrolü) için ayrılan yedek gücün ne kadar verim kaybına yol açtığı bulunmaya çalışılacaktır.

Şekil 2.5’de Ambarlı TS’nin buhar çevrimi ve kazanları şematik olarak gösterilmektedir. Buhar çevrimine ısı girişi iki gaz türbininin eksozuna yerleştirilmiş atık ısı kazanlarından gerçekleşmektedir.



### 2.4.1 Buhar çevriminin birinci kanuna göre verimi

Buhar çevriminin birinci kanuna göre verimi hesaplanırken (Çatalağzı TS ile aynı şekilde) kazan besleme pompası, besleme suyu ısıtma sistemi ve türbin yardımcı makinaları, buhar çevrimi sisteminin parçaları olarak düşünülecek ve sarf ettikleri iş çevrime verilen net işe dâhil edilecektir. Çevrime verilen ısı hesabı,

$$q_{A,ST} = \sum (h\dot{m})_{giren} - \sum (h\dot{m})_{çıkan} \quad (2.10)$$

Buhar çevrimi iki kazandan beslendiği için Eşitlik 2.10'un iki kazan için ayrılarak yazılması gerekmektedir.

$$q_{A,ST} = \left[ \sum (h\dot{m})_{giren} - \sum (h\dot{m})_{çıkan} \right]_{Kz1} + \left[ \sum (h\dot{m})_{giren} - \sum (h\dot{m})_{çıkan} \right]_{Kz2} \quad (2.18)$$

Buhar çevrimine ısı taşıyan hatlardaki (bkz. Şekil 2.5) entalpi ve debi değerleri Eşitlik 2.10 da yerlerine yazılarak  $q_{A,ST}$ 'nin ölçülen değerler üzerinden ifadesi elde edilmiştir;

$$q_{A,ST} = \left[ \underbrace{h_{11}\dot{m}_{11} + h_{21}\dot{m}_{21} + h_{31}\dot{m}_{31} - h_{12}\dot{m}_{12} - h_{22}\dot{m}_{22} - h_{32}\dot{m}_{32}}_{q_{Kz1}} \right]_{Kz1} + \left[ \underbrace{h_{13}\dot{m}_{13} + h_{23}\dot{m}_{23} + h_{33}\dot{m}_{33} - h_{14}\dot{m}_{14} - h_{24}\dot{m}_{24} - h_{34}\dot{m}_{34}}_{q_{Kz2}} \right]_{Kz2} \quad (2.19)$$

Bu ifade sade bir şekilde şöyle yazılabilir;

$$q_{A,ST} = q_{Kz1} + q_{Kz2} \quad (2.20)$$

Buhar çevrimine ısı taşıyan hatlardaki termik güç, kazandan çevrime aktarılan net termik gücü hesaplamaya yarayacaktır. Bu hatların güçleri MS EXCEL tablolarında hesaplanmıştır.

Hem buhar çevriminin hem gaz türbinlerinin net güç hesabı, önceki bölümde Çatalağzı TS için kullanılan bağıntı ile hesaplanmıştır.

$$\eta_{th,ST} = \frac{W_{net,ST}}{q_{A,ST}} \quad (2.2)$$

$$\eta_{th,ST} = \frac{\left( \frac{W_{gen} - |W_{iç\ ihtiyaç,ST}|}{\eta_{gen}} \right)}{\left\{ \begin{array}{l} [h_{11}\dot{m}_{11} + h_{21}\dot{m}_{21} + h_{31}\dot{m}_{31} - h_{12}\dot{m}_{12} - h_{22}\dot{m}_{22} - h_{32}\dot{m}_{32}]_{Kz1} \\ + [h_{13}\dot{m}_{13} + h_{23}\dot{m}_{23} + h_{33}\dot{m}_{33} - h_{14}\dot{m}_{14} - h_{24}\dot{m}_{24} - h_{34}\dot{m}_{34}]_{Kz2} \end{array} \right\}} \quad (2.20)$$

#### 2.4.2 Gaz türbinlerinin birinci kanuna göre verimi

Buhar çevrimi verimi için kullanılan Eşitlik 2.2 ve onun iç tüketimle beraber ifade edildiği hali olan Eşitlik 2.12, Gaz türbini için düzenlendiğinde eşitlikler aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$\eta_{th,GT} = \frac{W_{net,GT}}{q_{A,GT}} \quad (2.21)$$

$$\eta_{th,GT} = \frac{\left( \frac{W_{gen(GT)} - |W_{iç\ ihtiyaç,GT}|}{\eta_{gen(GT)}} \right)}{q_{A,GT}} \quad (2.22)$$

$W_{gen(GT)}$  : Gaz türbininin jeneratöründen ölçülen güç

$\eta_{gen(GT)}$  : Gaz türbininin jeneratörünün verimi

$\eta_{th,GT}$  : Gaz türbini (Gaz çevrimi) termik verimi

$W_{iç\ ihtiyaç,GT}$  : Gaz türbini elektriksel iç ihtiyacı

$q_{A,GT}$  : Gaz türbini ısı tüketimi

Ambarlı TS bir doğalgaz santralidir. Doğalgaz yakan gaz türbinlerinde yakıt ölçümünde hata değeri çok düşüktür. Bu sebeple gaz türbinlerinin ısı tüketimi aşağıdaki eşitlikle güvenilir bir şekilde bulunabilir.

$$q_{A,GT} = H_U \dot{m}_Y \quad (2.23)$$

$\dot{m}_Y$  : Doğalgaz debisi

$H_U$  : Doğalgaz alt ısı değeri

Eşitlik 2.23, Eşitlik 2.22’de yerine yazıldığında gaz türbinleri için verim ifadesi şu hale gelir;

$$\eta_{th,GT} = \frac{\left( \frac{W_{gen(GT)} - |W_{iç\ ihtiyaç,GT}|}{\eta_{gen(GT)}} \right)}{H_U \dot{m}_Y} \quad (2.24)$$

### 2.4.3 Buhar kazanlarının birinci kanuna göre verimi

Ambarlı Termik Santralinde, her gaz türbinin egzoz gazlarıyla buhar üreten birer egzoz kazanı bulunmaktadır. Egzoz kazanına verilen ısının kesin hesabı ancak egzoz gazlarının debisi, sıcaklığı, basıncı, kimyasal karışımı, ısınma ısısı vb. birçok değer hassas bir şekilde ölçülmesiyle elde edilebilir. Fakat Ambarlı TS de bu ölçümleri yeterince sağlıklı yapma imkânı bulunamamıştır. Kazanlara verilen ısıyı hesaplamak için aşağıdaki pratik yöntem kullanılmıştır. Burada gaz türbinlerinin ısı tüketimiyle, gaz türbinlerinde üretilen elektrik enerjisi arasındaki fark doğrudan atık ısı kazanlarına verilen ısı olarak kabul edilmiştir. Kazanlara verilen ısının gerçek değeri ile aşağıdaki hesap arasındaki hatanın egzoz gazlarındaki enerjinin hesabındaki hatadan daha az olacağı düşünülerek bu yol seçilmiştir.

$$q_{Ex,GT} = q_{A,Kz} = q_{A,GT} - \frac{W_{gen(GT)}}{\eta_{gen(GT)}} \quad (2.25)$$

$q_{Ex,GT}$  : Gaz türbini egzoz gaz hattındaki ısı güç

ÇATES buhar kazanının verimi için kullanılan Eşitlik 2.13 ve genişletilmiş hali olan Eşitlik 2.14a, Ambarlı Termik Santralinin buhar kazanı için düzenlendiğinde kazan verimi aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$\eta_{th,Kz} = \frac{q_{A,ST} - \frac{W_{iç\ hiyaç,Kz}}{\eta_{gen} \cdot \eta_{th,ST}}}{q_{A,GT} - \frac{W_{gen(GT)}}{\eta_{gen(GT)}}} \quad (2.26)$$

#### 2.4.4 Ambarlı TS kısmi yükte kombine verim hesabı

Bu eşitlikler kullanılarak Ambarlı TS'nin değişik yüklerde çalışırken oluşan termik verim değeri, yukarıda açıklanmış hesap yöntemleriyle hesaplanmış ve Ambarlı TS'nin kısmi yük verileri MS EXCEL programına yüklenerek hesap tablosu haline getirilmiştir.

Sonuçlar Çizelge 2.4'den Çizelge 2.7'ye kadar verilmiştir.

Çizelge 2.4 ve Çizelge 2.5'de sırasıyla Kazan 1'in ve Kazan 2'nin, Buhar Türbinleri ile arasındaki bağlantı hatlarının kısmi yük altında kaydedilmiş termodinamik ölçüm değerleri verilmiştir.

Çizelge 2.6'da Buhar çevrimi ve ona ısı taşıyan Kazan 1'in ve Kazan 2'nin kısmi yük altında kaydedilmiş termodinamik değerleri verilmiştir.

Çizelge 2.7'de Gaz türbini 1'in ve Gaz türbini 2'nin kısmi yük altında kaydedilmiş termodinamik değerleri Buhar türbini ile kombine çalışma şartlarıyla beraber verilmiştir. Ayrıca kombine güç ve kombine verim karşılaştırmalı olarak verilmiştir.

Çizelgelerdeki basınç, sıcaklık, debi, elektrik gücü değerleri 19 ile 24 Kasım 2010 tarihleri arasındaki seçilmiş beş kısmi yük durumu ve bir tam yük durumunu göstermektedir. Bu temel veriler, Ambarlı TS ana kumanda bilgisayarlarındaki Logger programlarının kayıtlarından elde edilmiştir. Diğer veriler hesaplanmıştır.

Çizelge 2.4 Ambarlı TS Gaz Türbini 1 ve Kazan 1'in kısmi yüklenmesinde kaydedilmiş değerler.

Gaz türbini 1		Güç→	151,50 MW	139,90 MW	126,45 MW	108,95 MW	145,38 MW	119,07 MW
Hat	Veri	Birim						
Sıcaklık	11	°C	41	41	41	41	41	41
	12	°C	106	106	106	106	106	106
	21	°C	107	107	107	107	107	107
	22	°C	519	508	511	504	504	501
	31	°C	106	106	106	106	106	106
	32	°C	205	190	192	189	182	182
Basınç	11	bar	7,27	7,27	7,27	7,27	7,27	7,27
	12	bar	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
	21	bar	75,99	75,99	75,99	75,99	75,99	75,99
	22	bar	65,99	67,00	64,39	57,60	60,00	53,17
	31	bar	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
	32	bar	6,32	6,09	5,75	5,94	4,17	3,60
Entalpi	11	kJ/kg	172,35	172,35	172,35	172,35	172,35	172,35
	12	kJ/kg	444,60	444,6	444,6	444,6	444,6	444,6
	21	kJ/kg	454,17	454,17	454,17	454,17	454,17	454,17
	22	kJ/kg	3.461,78	3.434,00	3.444,00	3.435,00	3.432,00	3.433,00
	31	kJ/kg	444,90	444,90	444,90	444,90	444,90	444,90
	32	kJ/kg	2.853,17	2.828,00	2.834,00	2.826,00	2.822,00	2.825,00
Debi	11	kg/h	283.284	267.012	254.700	231.264	264.240	240.696
	12	kg/h	283.284	267.012	254.700	231.264	264.240	240.696
	21	kg/h	235.638	277.200	206.856	190.440	218.160	196.308
	22	kg/h	235.638	213.444	204.912	185.472	212.040	193.824
	31	kg/h	47.646	53.568	46.548	41.724	54.720	48.600
	32	kg/h	47.646	53.568	49.788	45.792	52.200	46.872
mh	11	MW	13,56	12,78	12,19	11,07	12,65	11,52
	12	MW	34,99	32,98	31,46	28,56	32,63	29,73
	21	MW	29,73	34,97	26,10	24,03	27,52	24,77
	22	MW	226,59	203,60	196,03	176,97	202,14	184,83
	31	MW	5,89	6,62	5,75	5,16	6,76	6,01
	32	MW	37,76	42,08	39,19	35,95	40,92	36,78

Çizelge 2.5 Ambarlı TS Gaz Türbini 2 ve Kazan 2'nin kısmi yüklenmesinde kaydedilmiş değerler

Gaz türbini 2			151,50 MW	142,00 MW	124,98 MW	108,73 MW	0,00 MW	0,00 MW
Makina	Veri	Birim						
Sıcaklık	13	°C	41	41	41	41	41	41
	14	°C	106	106	106	106	106	106
	23	°C	107	107	107	107	107	107
	24	°C	519	501	506	499	-	-
	33	°C	106	106	106	106	-	-
	34	°C	205	192	193	192	-	-
Basınç	13	bar-a	7,27	7,27	7,27	7,27	7,27	7,27
	14	bar-a	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45	2,45
	23	bar-a	75,99	75,99	75,99	75,99	75,99	75,99
	24	bar-a	65,99	66,74	64,27	57,4	-	-
	33	bar-a	7,503	7,503	7,503	7,503	-	-
	34	bar-a	6,323	5,52	5,15	4,5	-	-
Entalpi	13	kJ/kg	172,35	172,35	172,35	172,35	172,35	172,35
	14	kJ/kg	444,60	444,6	444,6	444,6	444,6	444,6
	23	kJ/kg	454,17	454,17	454,17	454,17		
	24	kJ/kg	3.461,78	3.417,00	3.432,00	3.423,00	0,00	0,00
	34	kJ/kg	2.853,17	2.835,00	2.840,00	2.841,00	0,00	0,00
	33	kJ/kg	444,90	444,9	444,9	444,9	444,9	
Debi	13	kg/h	283.284	264.780	251.064	227.160	0	0
	14	kg/h	283.284	264.780	251.064	227.160	0	0
	23	kg/h	235.638	216.000	205.164	183.600	0	0
	24	kg/h	235.638	212.760	203.760	182.880	0	0
	33	kg/h	47.646	52.020	48.996	46.440	0	0
	34	kg/h	47.646	52.020	47.304	44.280	0	0
mh	13	MW	13,56	12,68	12,02	10,88	0,00	0,00
	14	MW	34,99	32,70	31,01	28,05	0,00	0,00
	23	MW	29,73	27,25	25,88	23,16	0,00	0,00
	24	MW	226,59	201,94	194,25	173,89	0,00	0,00
	33	MW	5,89	6,43	6,06	5,74	0,00	0,00
	34	MW	37,76	40,97	37,32	34,94	0,00	0,00

Çizelge 2.6 Ambarlı TS Kazan 1, Kazan 2 ve Buhar Çevrimi'nin kısmi yüklenmesinde kaydedilmiş değerleri

Yükleme oranı			100,00%	88,11%	81,68%	71,12%	45,37%	38,42%
Makina	Veri	Güç→ Birim	476,45 MW	419,80 MW	389,17 MW	338,83 MW	216,14 MW	183,07 MW
<b>Kazan1 + Kazan 2</b>								
	Kazan 1 Isı tüketimi	MW	301,54	289,84	275,44	255,15	295,45	267,11
	Kazan 2 Isı tüketimi	MW	301,54	292,01	273,80	254,89	0,00	0,00
	Kazan-1 termik gücü	MW	250,16	224,28	222,64	201,23	228,76	209,04
	Kazan-2 termik gücü	MW	250,16	229,26	218,62	197,11	0,00	0,00
	Türbine verilen toplam ısı	MW	500,32	453,54	441,26	398,34	228,76	209,04
	Kazan iç tüketimi	MW	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
	İç tüketime eşdeğer ısı tüketimi	MW	0,37	0,44	0,43	0,44	0,46	0,47
	Kazan 1+2 net ısı tüketimi	MW	603,09	581,85	549,25	510,03	295,45	267,11
	Kazan 1+2 net ısı üretimi	MW	499,95	453,10	440,83	397,89	228,30	208,57
	Kazan 1 verimi		0,83	0,77	0,81	0,79	0,77	0,78
	Kazan 2 verimi		0,83	0,78	0,80	0,77		
<b>Buhar Çevrimi</b>								
	Isı tüketimi Toplam	MW	500,32	453,54	441,26	398,34	228,76	209,04
	Özgül Isı tüketimi	MW/MW	2,91	3,45	3,36	3,48	3,62	3,71
	Türbin-Jeneratör gücü	MW	173,44	137,90	137,74	121,15	70,76	64,00
	Jeneratör verimi		0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850
	Buhar türbini gücü	MW	176,08	135,67	135,51	118,66	67,50	60,64
	ST iç tüketimi	MW	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33	4,33
	ST net gücü	MW	171,75	131,33	131,17	114,32	63,17	56,31
	ST Türbin verimi		0,3433	0,2896	0,2973	0,2870	0,2761	0,2694

ST : Buhar Çevrimi

Çizelge 2.7 Ambarlı TS Gaz Türbinlerinin kısmi yüklenmesinde kaydedilmiş değerleri ve buhar türbini dâhil edilmiş kombine değerleri

Makina	Veri	Yükleme oranı Güç→ Birim	100,00%	88,11%	81,68%	71,12%	45,37%	38,42%
			476,45 MW	419,80 MW	389,17 MW	338,83 MW	216,14 MW	183,07 MW
<b>Gaz Türbini 1</b>								
	D.gaz debi	kg/h	33.241,68	31.527,27	29.479,59	26.700,89	32.343,06	28.324,33
	Isı tüketimi	MW	455,36	431,87	403,82	365,76	443,05	388,00
	Özgül Isı tüketimi	MW <sub>th</sub> /MW <sub>e</sub>	3,01	3,09	3,19	3,36	3,05	3,26
	GT Jeneratör gücü	MW	151,50	139,90	126,45	108,95	145,38	119,07
	Jeneratör verimi		0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850
	GT brüt gücü	MW	153,81	142,03	128,38	110,61	147,60	120,88
	GT iç tüketimi	MW	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
	GT net gücü	MW	153,66	141,88	128,23	110,46	147,45	120,73
	GT iç tüketime eşdeğer ısı tüketimi	MW	0,45	0,46	0,48	0,50	0,46	0,49
	GT verimi		0,3375	0,3285	0,3175	0,3020	0,3328	0,3112
<b>Gaz Türbini 2</b>								
	D.gaz debi	kg/h	33.241,68	31.840,96	29.250,49	26.665,70	0,00	0,00
	Isı tüketimi	MW	455,36	436,17	400,68	365,28		
	Özgül Isı tüketimi	MW <sub>th</sub> /MW <sub>e</sub>	3,01	3,07	3,21	3,36		
	GT Jeneratör gücü	MW	151,50	142,00	124,98	108,73	0,00	0,00
	Jeneratör verimi		0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850	0,9850
	GT brüt gücü	MW	153,81	144,16	126,88	110,39	0,00	0,00
	GT iç tüketimi	MW	0,15	0,15	0,15	0,15	0,00	0,00
	GT net gücü	MW	153,66	144,01	126,73	110,24	0,00	0,00
	GT iç tüketime eşdeğer ısı tüketimi	MW	0,45	0,46	0,48	0,50		
	GT verimi		0,3375	0,3302	0,3163	0,3018		
<b>Kombine güç, kombine verim</b>								
	Buhar türbini	MW	173,44	137,90	137,74	121,15	70,76	64,00
	Gaz Türbini 1	MW	151,50	139,90	126,45	108,95	145,38	119,07
	Gaz Türbini 2	MW	151,50	142,00	124,98	108,73	0,00	0,00
	Toplam güç	MW	476,45	419,80	389,17	338,83	216,14	183,07
	Toplam iç ihtiyaç	MW	5,61	5,73	5,75	5,82	5,25	5,29
	Net güç (üretim)	MW	470,84	414,07	383,42	333,01	210,89	177,78
	Toplam ısı tüketimi	MW	910,71	868,04	804,50	731,03	443,05	388,00
	Kombine verim		0,5170	0,4770	0,4766	0,4555	0,4760	0,4582

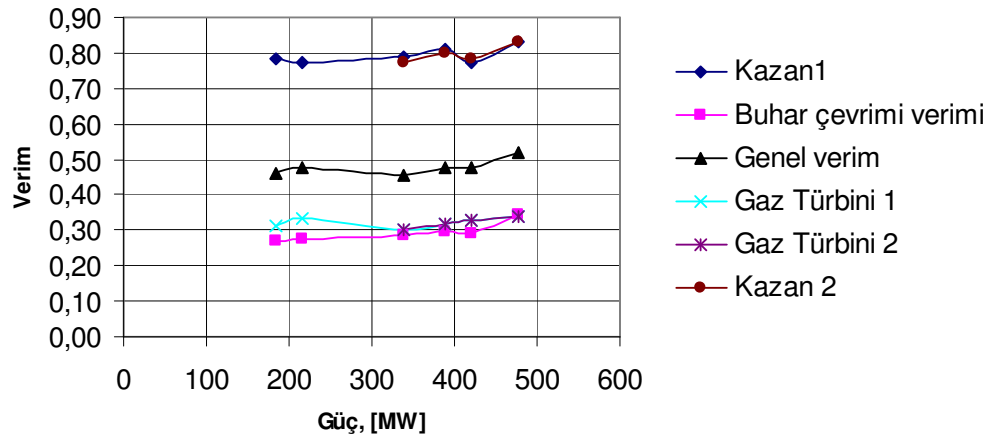
Çizelgelerde kaydedilmiş değerler Ambarlı TS'nin sürekli trend kaydedici (logger) bilgisayarının arşivinden alınmıştır. Değerler özel olarak seçilmiş işletme şartlarını ve rejim halini ifade etmektedir. Kaydedilmiş değerler şunlardır.

- Gaz ve buhar debileri
- Buhar basınç ve sıcaklıkları
- Elektrik güçleri (Jeneratör gücü, iç ihtiyaç gücü vb.)

Hesaplanmış değerler şunlardır.

- Entalpiler
- Makinaların net güç üretimleri
- Makinaların net tüketim güçleri
- Termik verimler

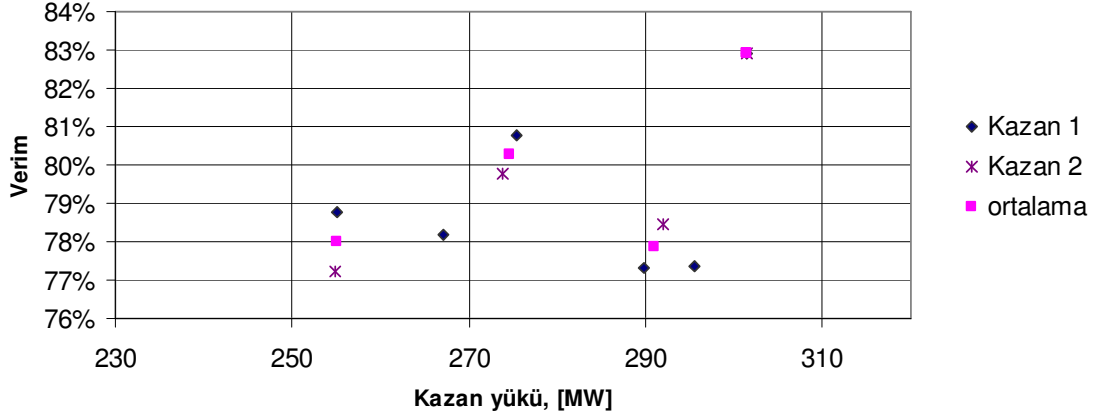
Şekil 2.6'da kazan türbin ve santral genel verimin yüke göre değişimi grafik halinde verilmiştir.



Şekil 2.6 Ambarlı TS'de kazan, buhar çevrimi ve santral genel verimin kısmi yükte değişimi.

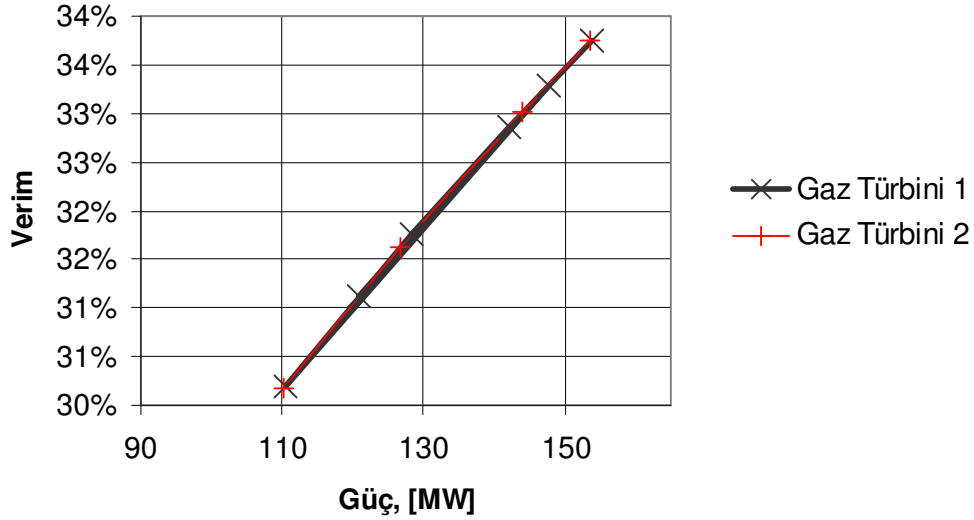
### 2.3 AMBARLI TS İÇİN KISMİ YÜK - VERİM İLİŞKİSİ

Elde edilmiş sonuçlar kullanılarak EXCEL programında verim hesaplanmıştır. Bu şekilde santralin yüklenme oranı ile veriminin değişimini gösteren sonuçlar elde edilmiştir. Bu sonuçlar yine EXCEL programı kullanılarak işlenmiş ve Şekil 2.7'de görülen grafikler elde edilmiştir.



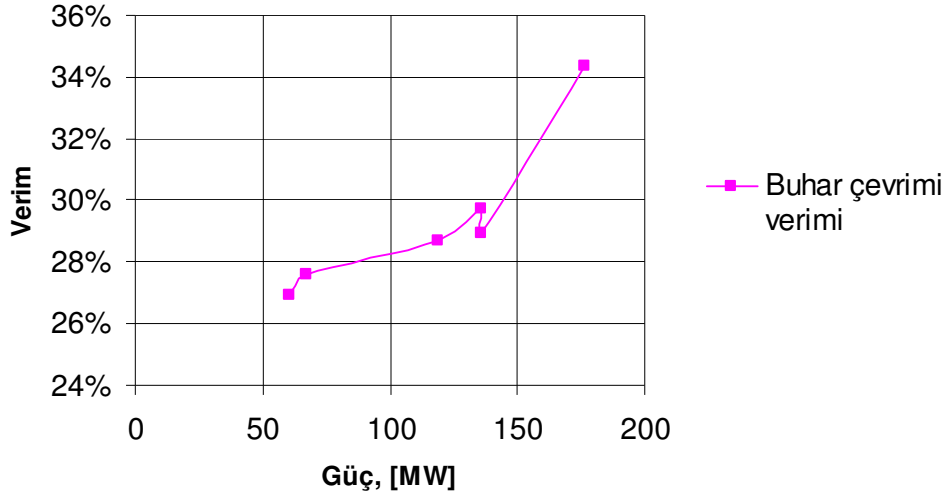
Şekil 2.7 Ambarlı TS’de Kazan veriminin kazan yüküne göre değişimi.

Şekil 2.7’de Ambarlı TS’nin 302 MW<sub>t</sub> (Megawatt termik) gücündeki atık ısı kazanları için kısmi yükte hesaplanmış verim değerleri görülmektedir.



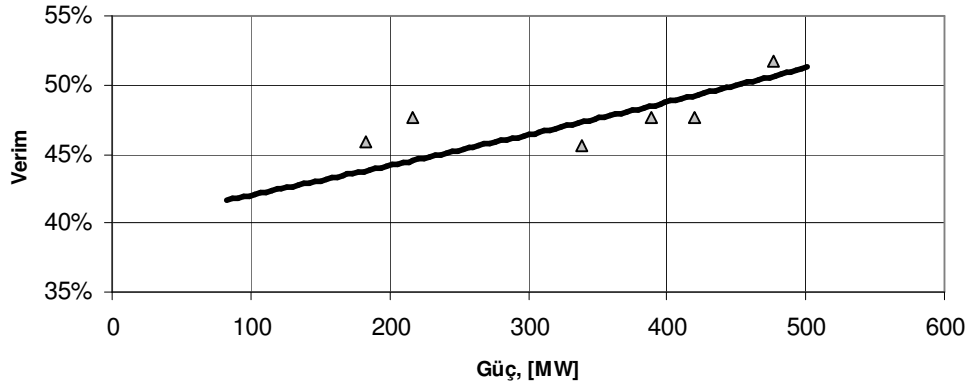
Şekil 2.8 Ambarlı TS’de Gaz türbin veriminin gaz türbin yüküne göre değişimi.

Şekil 2.8’de Ambarlı TS’nin 154 MW gücündeki gaz türbinleri için kısmi yükte tespit edilmiş verim değerleri görülmektedir.



Şekil 2.9 Ambarlı TS’de Buhar çevrimi veriminin buhar türbin yüküne göre değişimi.

Şekil 2.9’da Ambarlı TS’nin 176 MW gücündeki buhar türbininin kısmi yüklenmesi ile tespit edilmiş buhar çevrimi verim değerleri görülmektedir.



Şekil 2.10 Ambarlı TS’nin kombine veriminin toplam yüke göre değişimi.

Şekil 2.10’da Ambarlı TS’nin 477 MW gücündeki 1. kombine grubunun kısmi yüklenmesi ile tespit edilmiş kombine grup genel verim değerleri görülmektedir. Bu kombine grup içinde 2 gaz türbini, bunların eksoz gazları ile çalışan 2 adet buhar kazanı ve 1 buhar türbini bulunmaktadır.

Şekil 2.10'da çoğunlukla ünite yükü düştükçe genel verimin düştüğü görülmektedir. Bunun bir istisnası 216 MW ünite yüküne karşılık gelen %47,60 genel verimin, 388 MW'a karşılık gelen %45,56'lık genel verimden fazla olmasıdır. Bunun sebebi Ambarlı TS'de 216 MW'lık ve 388 MW'lık kısmi yükleri elde etme şekilleri arasındaki farktan kaynaklanmaktadır.

- a) 216 MW'lık kısmi yükleme 1 gaz türbini tamamen kapatılarak, diğeri ise tam yüklenerek elde edilmektedir. Bu sebeple gaz türbinlerinde ve atık ısı kazanlarında kısmi yükleme kaybı oluşmamaktadır.
- b) 388 MW'lık kısmi yükleme her iki gaz türbininin kısmi yüklenmesiyle elde edilmektedir. Bu sebeple iki makinadan birden kısmi yükleme kaybı oluşmaktadır.



## BÖLÜM 3

### YEDEK GÜCÜN EKONOMİK ANALİZİ

Bu bölümde Çatalağzı Termik Santralının kısmi yükte çalıştırılması sonucunda üretim maliyetinin nasıl etkilendiği bulunmaya çalışılacaktır. Maliyetlerdeki değişim, yedeğe ayrılan gücün yol açtığı ilave maliyeti ortaya çıkartacaktır.

Yedek gücün üretilmeyen enerjiyle oluşturulmasına rağmen bir maliyetinin olduğu açıktır. Bu bölümün sonunda bu maliyetin ne kadar olduğu tespit edilecektir.

#### 3.1 ELEKTRİK MALİYETİNİN HESAP YÖNTEMİ

Bir elektrik santralinde üretilen elektriğin maliyeti üç unsurdan oluşur. Bunlar kuruluş maliyeti, işletme maliyeti ve yakıt maliyetidir. Kullanılan hesap yöntemleri Öztürk (1999)'dan alınmıştır.

##### 3.1.1 Kuruluş maliyeti

Kuruluş maliyeti, santralin kuruluş masraflarının ne kadar sürede ödendiğinden etkilenen bir maliyet kalemidir.

$$KMSD = \frac{TKM}{(1 + f)^{\overset{\text{ÖS}}{s}}} \quad (3.1)$$

*KMSD*, kuruluş maliyetinin şimdiki değeri [TL]

*TKM*, Toplam kuruluş maliyeti [TL]

*ÖS*, Ödeme süresi [yıl]

*f*, yıllık faiz [%]

Fakat bu tezde incelenen Ambarlı ve Çatalağzı Termik Santrallerinin inşaat masrafları EÜAŞ tarafından peşin olarak ödendiği için  $\ddot{O}S$  sıfır kabul edilecektir. Bu özel durum Eşitlik 3.1'de yerine yazılarak hesaplandığında,  $KMSD$ 'nin  $TKM$ 'ye eşit olduğu görülür.

$$KMSD = \frac{TKM}{(1+f)^{\ddot{O}S}} = \frac{TKM}{(1+f)^0} = TKM$$

Yatırımın ömrü birim maliyetlere katabilmek için CRF faktörü hesaba katılır.

$$CRF = \frac{f(1+f)^{S\ddot{O}}}{(1+f)^{S\ddot{O}} - 1} \quad (3.2)$$

$CRF$  : Sermaye geri kazanım faktörü [%]

$S\ddot{O}$  : Santral ömrü [yıl]

Cari yıla düşen amortisman bedeli aşağıdaki eşitlikle hesaplanır,

$$YKM = CRF \cdot KMSD \quad (3.3)$$

$YKM$  : Yıllık kuruluş maliyeti [TL/yıl]

Cari yıl için birim elektrik üretimi başına düşecek amortisman bedeli aşağıdaki eşitlikle hesaplanır,

$$\ddot{O}KM = \frac{YKM}{E} \quad (3.4)$$

$E$  : Yıllık planlanmış net üretim [MWh]

$\ddot{O}KM$  : Özgül kuruluş maliyeti [TL/MWh]

### 3.1.2 İşletme maliyeti

İşletme maliyeti, aşağıdaki unsurlarından oluşur.

- Bakım ve yedek parça giderleri

- Personel giderleri
- Yakıt dışındaki malzeme giderleri (kimyasal maddeler, sanayi yağları vb.)
- Finansman giderleri ve idari masraflar.

Normalde işletme giderleri kapasite kullanım oranına bağlı değildir. Fakat kapasite kullanım oranının çok düşük olduğu durumlarda veya tesisin hiç kullanılmadığı durumlarda bazı ticari uygulamalarla işletme giderleri düşürülür. Bu uygulamalar bu tezin konusu dışında kaldığı için işletme giderleri sabit kabul edilecektir. Zira kömürlü termik elektrik santrallerinde kısmi yükte çalışmada işletme masraflarını değiştirmez. Birim elektrik üretimi için oluşan işletme masrafı aşağıdaki eşitlikle hesaplanır;

$$\dot{ÖİM} = \frac{YİM}{E} \quad (3.5)$$

$YİM$  : Yıllık işletme maliyeti [TL/yıl]

$E$  : Yıllık planlanmış net üretim [MWh]

$\dot{ÖİM}$  : Özgül işletme maliyeti [TL/MWh]

### 3.1.3 Yakıt maliyeti

Yakıt maliyeti, elektrik maliyetinin üretimle en yakın ilişkili unsurudur. Yani özgül yakıt maliyeti, üretilen elektrik miktarına göre çok az değişir. Yakıt maliyeti herhangi bir zaman periyoduna bağlı olarak hesaplanabilir. Fakat bu çalışma, kapasitenin ani olarak değiştiği şartları konu aldığı için, yakıt maliyeti, ani yakıt maliyeti olarak hesaplanacaktır. O yüzden zamana bölünmüş parametreler kullanılacaktır.

Birim elektrik üretimi için oluşan yakıt masrafı aşağıdaki eşitlikle hesaplanır;

$$\dot{ÖYM} = \frac{YF_1 \cdot \dot{m}_{Y1} + YF_2 \dot{m}_{Y2}}{W_{net}} \quad \left[ \frac{TL/kg \cdot kg/h}{MW} = \frac{TL/h}{MW} = TL/MWh \right] \quad (3.6)$$

$\dot{ÖYM}$  : Özgül yakıt maliyeti [TL/MWh]

$YF_1$  : Kömür fiyatı [TL/kg] (Ambarlı TS için doğalgaza fiyatı)

- $YF_2$  : Fuel-oil fiyatı [TL/kg] (Ambarlı TS'de ikinci yakıt yoktur)  
 $\dot{m}_{Y1}$  : Kömür debisi [kg/h] (Ambarlı TS için doğalgaza debisi)  
 $\dot{m}_{Y2}$  : Fuel-oil debisi [kg/h] (Ambarlı TS'de ikinci yakıt yoktur)  
 $W_{net}$  : Net ani iş (İş/Zaman=Güç) [MW]

### 3.1.4 Özgül elektrik üretim maliyeti

Yukarıda anlatılan üç özgül maliyet unsurunun toplamıdır. Eşitlik 3.4, Eşitlik 3.5 ve Eşitlik 3.6, Eşitlik 3.7'de yerine konularak  $\ddot{O}E\ddot{U}M$  hesaplanır.

$$\ddot{O}E\ddot{U}M = \ddot{O}KM + \ddot{O}İM + \ddot{O}YM \quad [TL / MWh] \quad (3.7)$$

$$\ddot{O}E\ddot{U}M = \frac{YKM}{E} + \frac{YİM}{E} + \frac{YF_1 \cdot \dot{m}_{Y1} + YF_2 \dot{m}_{Y2}}{W_{net}} \quad (3.8)$$

Burada  $W_{net}$  olarak ifade edilen ani iş, güce eşittir ve  $P_{net}$  olarak ifade edilebilir. Yıllık planlanmış net üretim ifadesini ÇATES için açar isek;

$$E = P_{net} \cdot t \quad (3.9)$$

$$E = (P_{jeneratör} - P_{içihitiyaç}) \cdot t \quad (3.10)$$

$$\ddot{O}E\ddot{U}M = \frac{YKM}{P_{net} \cdot t} + \frac{YİM}{P_{net} \cdot t} + \frac{YF_1 \cdot \dot{m}_{Y1} + YF_2 \dot{m}_{Y2}}{P_{net}} \quad (3.11)$$

$$\ddot{O}E\ddot{U}M = \frac{YKM + YİM + (YF_1 \cdot \dot{m}_{Y1} + YF_2 \dot{m}_{Y2}) \cdot t}{P_{net} \cdot t} \quad (3.12)$$

$$\ddot{O}E\ddot{U}M = \frac{29 \cdot 10^6 + 2 \cdot 10^6 + (101 \cdot \dot{m}_{Y1} + 1053 \cdot \dot{m}_{Y2}) \cdot 8000}{(P_{jeneratör} - 9,5) \cdot 8000} \quad (3.13)$$

t, zaman parametresi 1 yıl için, 24 saat ve bakım süreleri düşüldüğünde 330 gündür.  $P_{içihitiyaç}$  bu çalışmada kullanılan güç aralığında çok önemsiz bir değişim göstermektedir ve 9,5 MW civarında bulunmaktadır. Bunlarla birlikte diğer sabit parametreleri de yerine yazarak sadeleştirme yapıldığında;

$$\dot{O}E\ddot{U}M = \frac{3875 + 101 \cdot \dot{m}_{Y1} + 1053 \dot{m}_{Y2}}{P_{jeneratör} - 9,5} \quad (3.14)$$

Önceki bölümde verim ile güç arasındaki ilişki incelenmiş idi (Bkz. Şekil 2.3). Yükleme oranı yani güç azaltıldıkça verimin düştüğü ve yakıt tüketiminin arttığı tespit edilmiş idi. Bu durumda kısmi yükte çalışan santralin üretim maliyetini yakıta bağlı ve yakıttan bağımsız olmak üzere iki kısma bölmek daha açıklayıcı olacaktır.

$$\dot{O}E\ddot{U}M = \underbrace{\frac{3875}{P_{jeneratör} - 9,5}}_{\text{Yakıttan bağımsız kısım}} + \underbrace{\frac{101 \cdot \dot{m}_{Y1} + 1053 \cdot \dot{m}_{Y2}}{P_{jeneratör} - 9,5}}_{\text{Yakıta bağlı kısım}} \quad (3.15)$$

### 3.1.5 Özgül yedek güç maliyeti

Yedek gücün maliyeti önceki kısımda ele alınan  $\dot{O}E\ddot{U}M$ 'nin artmasından kaynaklanan bir maliyettir. Zira yedeğe ayrılmış güç üretilmemiş bir güç olduğundan herhangi bir yakıt maliyetinden söz edilemez.  $\dot{O}E\ddot{U}M$ 'deki değişim ise ancak  $\Delta E\ddot{U}M$  değeriyle ifade edilir.  $\Delta E\ddot{U}M$ , tam yükteki Toplam Elektrik üretim maliyetinin kısmi yükte ne kadar değiştiğini gösteren bir değerdir. Bu değer yedek gücün maliyetini ortaya koyar.

$$(\Delta E\ddot{U}M)_{\%x} = P_{\%100} \cdot (\dot{O}E\ddot{U}M)_{\text{tam yük}} - P_{\%x} \cdot (\dot{O}E\ddot{U}M)_{\text{kısmi yük}} \quad (3.16)$$

$$\ddot{O}YGM = \frac{(\Delta E\ddot{U}M)_{\%x}}{P_{\%100} - P_{\%x}} \quad (3.17)$$

$$\ddot{O}YGM = \frac{(\Delta E\ddot{U}M)_{\%x}}{P_{\text{yedek}}} \quad (3.18)$$

$\Delta E\ddot{U}M$  : Kısmi yükte elektrik üretim maliyetindeki değişim [TL]

$\ddot{O}YGM$  : Özgül yedek güç maliyeti [TL/MWh]

$P_{\%100}$  : Tam güç

$P_{\%x}$  : %x kadar kısmi güç

$P_{\text{yedek}}$  : Yedek güç

### 3.2 KISMİ YÜKTE ELEKTRİK MALİYETİNİN DEĞİŞİMİ

Buradan itibaren, önceki kısımda ortaya konulan formülasyona göre oluşturulmuş hesap tabloları incelenecektir ve bu tablolardan oluşturulmuş grafikler verilecektir.

#### 3.2.1 ÇATES için özgül elektrik üretim maliyeti ve yedek güç maliyeti

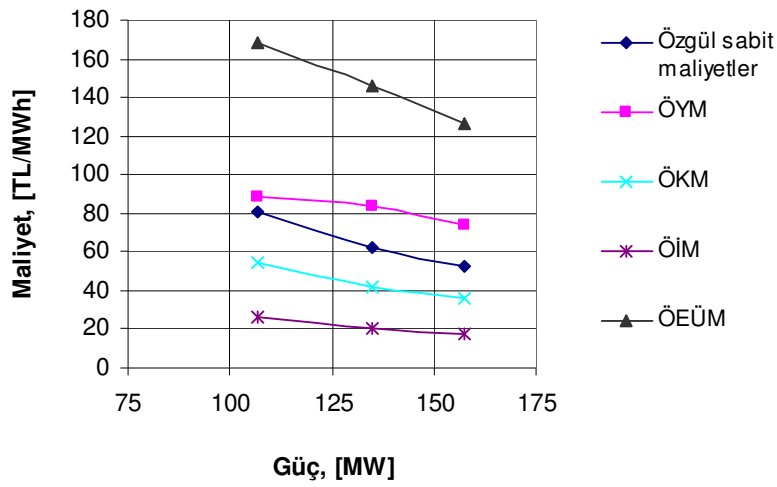
Çizelge 3.1'de ve Şekil 3.1'de ÖEÜM ve onu oluşturan unsurların kısmi yükte değişimi verilmiştir (EÜAŞ Çatalağzı TS 2011).

Çizelge 3.1 ÇATES için maliyet hesap tablosu (EÜAŞ Çatalağzı TS 2011).

Değer	Birimi			
Toplam Kuruluş Maliyeti	\$	273.000.000	273.000.000	273.000.000
Faiz	%	0,1	0,1	0,1
kuruluş maliyetinin şimdiki değeri	\$	273.000.000	273.000.000	273.000.000
Ödeme süresi	yıl	0	0	0
Santral ömrü	yıl	30	30	30
Sermaye Geri Kazanma Faktörü		0,106079248	0,106079248	0,106079248
Yıllık kuruluş maliyeti	\$	28.959.635	28.959.635	28.959.635
Yıllık net üretim	MWh	1.169.496	994.362	771.131
Özgül Kuruluş Maliyeti	TL/MWh	35,91	42,23	54,45
1 \$ / 1 TL		1,45	1,45	1,45
Yıllık İşletme Maliyeti	TL/yıl	28.690.000	28.690.000	28.690.000
Özgül İşletme Maliyeti	TL/MWh	24,53	28,85	37,21
Yakıt Fiyatı, kömür	TL/kg	101	101	101
Yakıt Fiyatı, fuel-oil	TL/kg	1053	1053	1053
Saatlik yakıt masrafı	TL/h	11.565	11.333	9.399
Özgül Yakıt Maliyeti	TL/MWh	73,50	83,89	88,07
Özgül elektrik üretim maliyeti	TL/MWh	133,94	154,97	179,72

Çizelge 3.2 ÇATES’de kısmi yükte elektrik üretim maliyetleri.

Yük	MW	157,34	135,10	106,73
Yükleme oranı	%	100	86	68
Yedek güç	MW	0,00	22,24	50,61
ÖKM	TL/MWh	35,91	42,23	54,45
ÖİM	TL/MWh	24,53	28,85	37,21
ÖSM	TL/MWh	60,44	71,08	91,66
ÖYM	TL/MWh	73,50	83,89	88,07
ÖEÜM	TL/MWh	133,94	154,97	179,72
$\Delta$ ÖEÜM	TL/MWh	0,00	21,03	45,79
ÖYGM	TL/MWh	133,94	127,76	96,56



Şekil 3.1 ÇATES için Özgül Maliyetlerin kısmi yükte değişimi.

### 3.2.2 Ambarlı TS için özgül elektrik üretim maliyeti ve yedek güç maliyeti

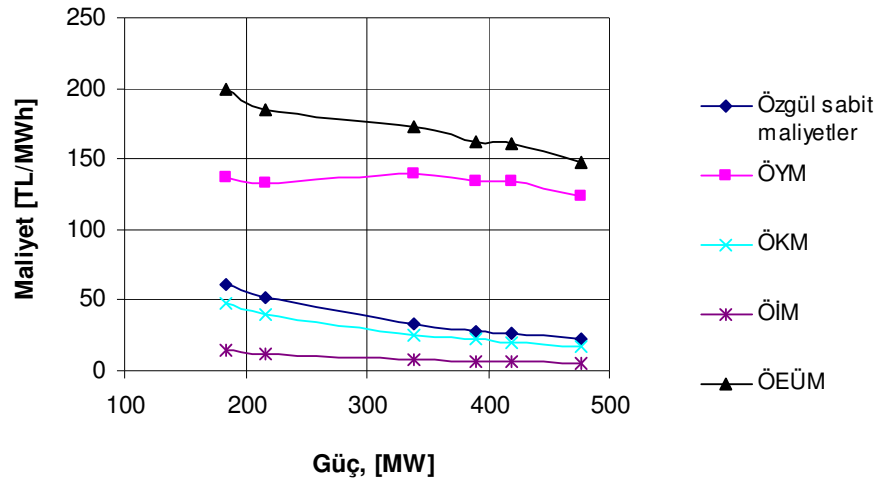
Çizelge 3.3’de, Çizelge 3.4’de ve Şekil 3.2’de ÖEÜM ve onu oluşturan unsurların kısmi yükte değişimi verilmiştir (EÜAŞ Ambarlı Kombine Çevrim TS 2011).

Çizelge 3.3 Ambarlı TS için Maliyet hesap tablosu (EÜAŞ Ambarlı Kombine Çevrim TS 2011).

Değer	Birimi						
Yükleme Oranı,	%	100	88	82	71	45	38
Toplam Kuruluş Maliyeti	\$	450.000.000	450.000.000	450.000.000	450.000.000	450.000.000	450.000.000
Faiz	%	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Kuruluş Maliyetinin Şimdiki Değeri	\$	450.000.000	450.000.000	450.000.000	450.000.000	450.000.000	450.000.000
Ödeme Süresi	yıl	0	0	0	0	0	0
Santral Ömrü	yıl	40	40	40	40	40	40
Sermaye Geri Kazanma Faktörü		0,102259414	0,102259414	0,102259414	0,102259414	0,102259414	0,102259414
Yıllık Kuruluş Maliyeti	\$	46.016.736	46.016.736	46.016.736	46.016.736	46.016.736	46.016.736
Yıllık Net Üretim	MWh	3.729.066	3.279.695	3.036.923	2.637.731	1.670.247	1.407.981
Özgül Kuruluş Maliyeti	TL/MWh	17,89	20,34	21,97	25,30	39,95	47,39
1 \$ / 1 TL		1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
Yıllık İşletme Maliyeti	TL/yıl	20.000.000	20.000.000	20.000.000	20.000.000	20.000.000	20.000.000
Özgül İşletme Maliyeti	TL/MWh	5,36	6,10	6,59	7,58	11,97	14,20
Yakıt Fiyatı, doğalgaz	TL/kg	0,8893	0,8893	0,8893	0,8893	0,8893	0,8893
Saatlik Yakıt Masrafı	TL/h	59.124	56.353	52.229	47.459	28.763	25.189
Özgül Yakıt Maliyeti	TL/MWh	124,09	134,24	134,20	140,07	133,07	137,59
Özgül Elektrik Üretim Maliyeti	TL/MWh	147,35	160,68	162,76	172,94	185,00	199,19

Çizelge 3.4 Ambarlı TS’de kısmi yükte elektrik üretim maliyetleri.

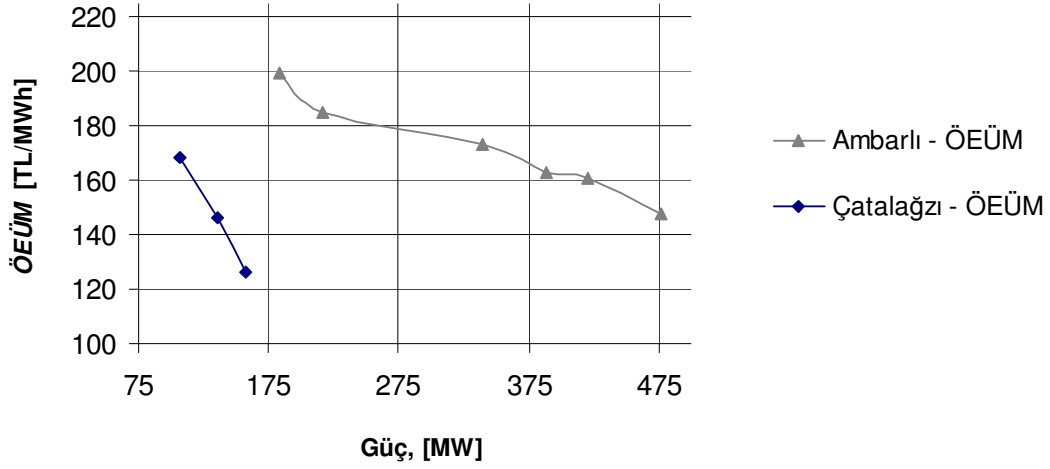
Yükleme Oranı, %	100	88	82	71	45	38
Toplam yük, MW	476,45	419,80	389,17	338,83	216,14	183,07
Yedek Güç, MW	0,00	56,65	87,28	137,62	260,31	293,38
ÖKM, TL/MWh	17,89	20,34	21,97	25,30	39,95	47,39
ÖİM, TL/MWh	5,36	6,10	6,59	7,58	11,97	14,20
ÖSM, TL/MWh	23,26	26,44	28,56	32,88	51,92	61,59
ÖYM, TL/MWh	124,09	134,24	134,20	140,07	133,07	137,59
ÖEÜM, TL/MWh	147,35	160,68	162,76	172,94	185,00	199,19
ΔÖEÜM, TL/MWh	0.00	13.33	15.41	25.60	37.65	51.84



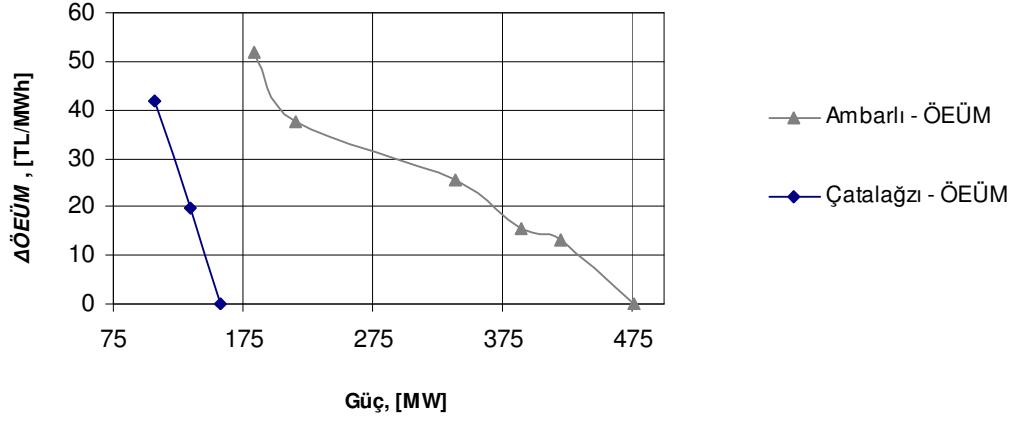
Şekil 3.2 Ambarlı TS için Özgül Maliyetlerin kısmi yükte değişimi.

### 3.2.3 ÇATES ile Ambarlı TS’nin kısmi yükte elektrik üretim maliyetinin karşılaştırılması

Şekil 3.3’de ÇATES’nin ve Ambarlı TS’nin ÖEÜM’leri aynı grafik üzerinde verilmiştir.



Şekil 3.3 ÇATES ve Ambarlı TS için Birim Maliyetlerin kısmi yükte karşılaştırılması.



Şekil 3.4 ÇATES ve Ambarlı TS için Kısmi yükte Birim Maliyetlerdeki artışın karşılaştırılması.

Şekil 3.4'de görülen eğriler Çizelge 3.1'de ve Çizelge 3.2'de de bulunan  $\Delta ÖEÜM$  değerinin grafikte gösterilmiş halidir.

Görüldüğü gibi ÇATES'de kısmi yükte maliyet artış hızı Ambarlı TS den fazladır. Bu sonuçlardan yola çıkarak yedek güç tutmak amacıyla kısmi yükte çalışma yapılması gerektiğinde Ambarlı TS'nin daha avantajlı olduğu tespit edilmiştir.

## **BÖLÜM 4**

### **SONUÇLAR**

Bu bölümde Çatalağzı TS ile Ambarlı TS'nin yedek güç elde etmek amacıyla kısmi yükte çalıştırılması sonucunda oluşan;

- a) Kazan sisteminin, buhar çevrimi termik verimindeki değişim,
- b) Elektrik üretim maliyetindeki değişim,
- c) Yedeğe ayrılan gücün yol açtığı ilave maliyet (yedek güç maliyeti).

karşılaştırılacaktır.

Yedek gücün maliyeti göz önüne alınarak, bu iki santralden hangisine yedek güç ayırma konusunda öncelik verilmesi gerektiği ortaya konulacaktır.

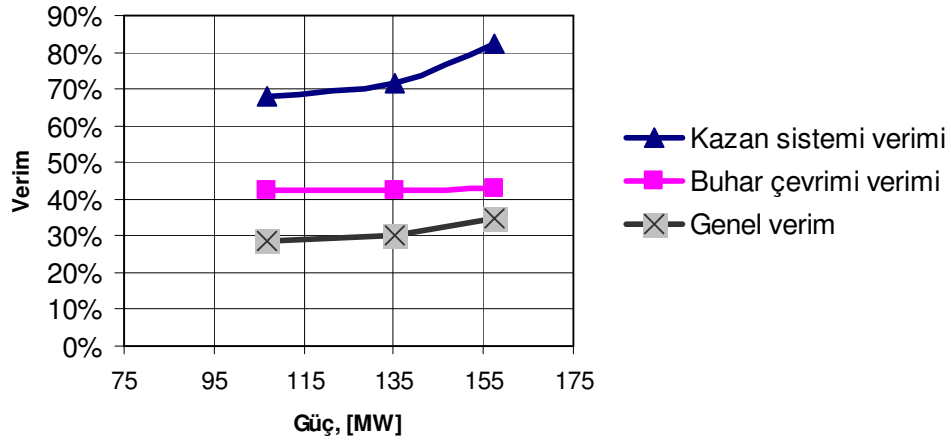
#### **4.1 KISMİ YÜKTE ÇALIŞMANIN TERMİK VERİME ETKİSİ**

##### **4.1.1 ÇATES'in kısmi yükte genel verim kaybı**

157 MW nominal gücündeki ÇATES ünitelerinin kısmi yüklenmesiyle elde edilen 22,24 MW'lık yedek gücün, genel verimi %34,65'den %30,06'ya düşürdüğü tespit edilmiştir. Şekil 4.1'den kolayca görüldüğü gibi bu düşüşün sebebi kazandaki verim kaybıdır. Elde edilen veriler Çizelge 4.1'de sunulmuştur.

Çizelge 4.1 ÇATES için kısmi yükte verimin değişimi.

Yük, MW	157,34	135,10	106,73
Yükleme oranı, %	100	86	68
Yedek güç, MW	0,00	22,24	50,61
Kazan sistem verimi, %	82,10	71,61	68,23
Buhar çevrimi verimi, %	42,85	42,63	42,68
Genel verim, %	34,65	30,06	28,69



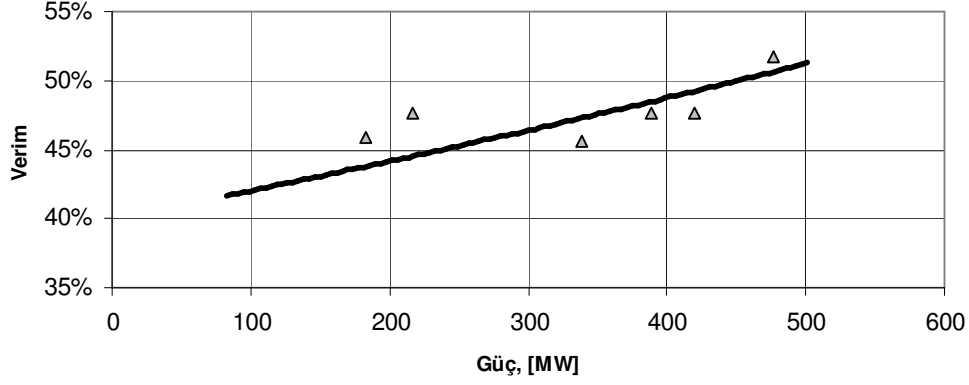
Şekil 4.1 ÇATES'in kısmi yükte termik verimi.

#### 4.1.2 Ambarlı TS'in kısmi yükte genel verim kaybı

475 MW nominal gücündeki Ambarlı TS 1. ünitesinin kısmi yüklenmesiyle elde edilen 56,65 MW'lık yedek gücün, genel verimin %51,70'den %47,71'e düşmesine sebep olduğu tespit edilmiştir. Elde edilen veriler Çizelge 4.2'de ve Şekil 4.2'de sunulmuştur.

Çizelge 4.2 Ambarlı TS için kısmi yükte kombine verimin değişimi.

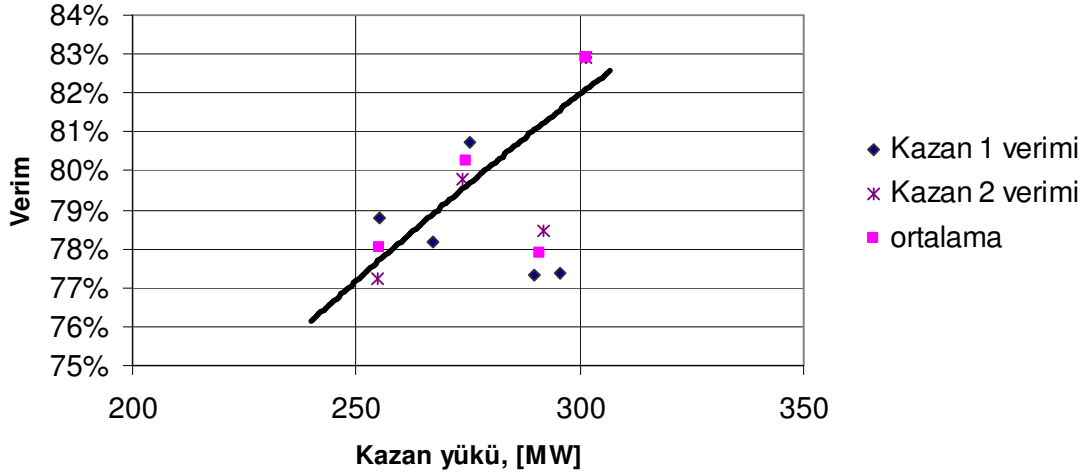
Yükleme oranı, %	100,00	88,11	81,68	71,12	45,37	38,42
Toplam yük, MW	476,45	419,80	389,17	338,83	216,14	183,07
Yedek Güç, MW	0,00	56,65	87,28	137,62	260,31	293,38
Kombine verim, %	51,70	47,71	47,66	45,56	47,60	45,82



Şekil 4.2 Ambarlı TS'nin kısmi yükte kombine termik verimi.

#### 4.1.3 Ambarlı TS'de atık ısı kazan sistemlerinin kısmi yükte termik verim kaybı

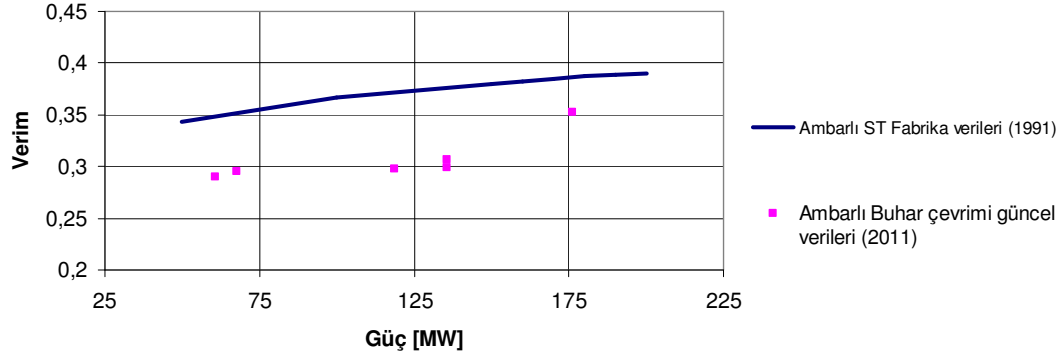
Ambarlı TS de kullanılan atık ısı kazanları doğru yorumlar yapabilmek için kombine yük – verim ilişkisinden ayrı olarak kazanların anlık yük-verim ilişkisini ifade eden ayrı bir grafik çizilmiştir. Şekil 4.3'de bu grafik verilmiştir. Grafik üzerinde gösterilen eğri elde edilen verilerin ağırlık ortalamasını göstermektedir.



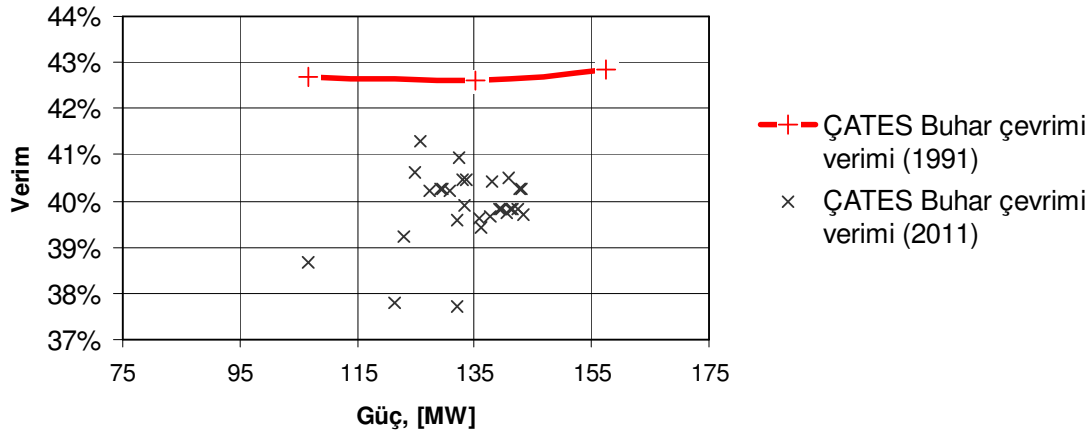
Şekil 4.3 Ambarlı TS'deki atık ısı kazanları için kısmi yükte termik verim.

#### 4.1.4 ÇATES ve Ambarlı TS buhar çevrimlerinin kısmi yükte termik verim kaybı

Buhar türbini, hem ÇATES'in ve hem Ambarlı TS'nin çevrimlerinde kullanılan ortak özellikteki bir makinadır. Buna bağlı buhar çevrimlerindeki verim kaybını hem ayrı ayrı hem de beraber yorumlayabilmek için yük-verim ilişkisini ifade eden grafikler çizilmiştir. Şekil 4.4'de ve Şekil 4.5'de bulunan sonuçlar verilmiştir.

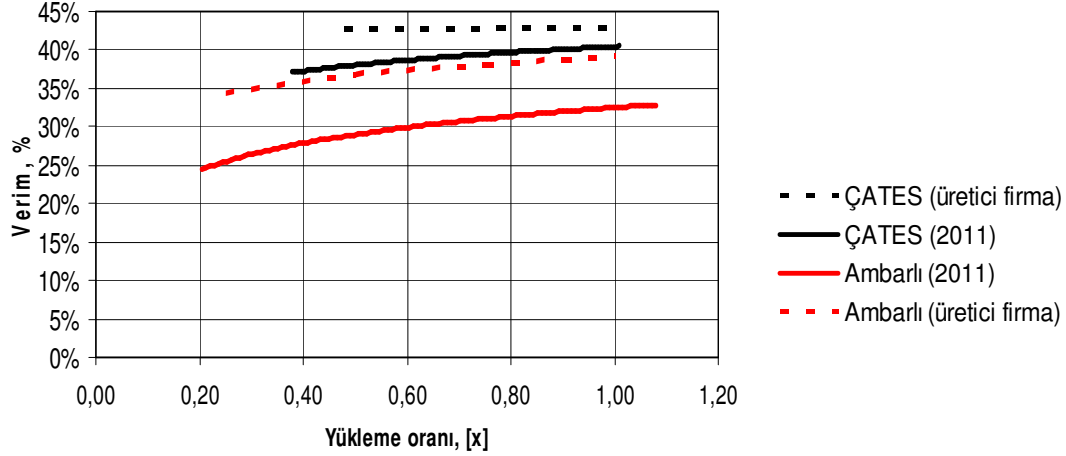


Şekil 4.4 Ambarlı TS buhar çevrimi için kısmi yükte termik veriminin üretici fabrika değerleri ile güncel değerlerin karşılaştırılması. (KWU Kraftwerk Union AG 1991 ve EÜAŞ Ambarlı Kombine Çevrim TS 1991, 2011).



Şekil 4.5 ÇATES Buhar çevrimi için kısmi yükte termik veriminin 1991'de ölçülmüş ilk kurulum performans testi değerleri ile güncel değerlerinin karşılaştırılması (Mitsubishi Heavy Industries Co. Ltd. 1991 ve EÜAŞ Çatalağzı TS 2011).

Şekil 4.4. ve Şekil 5.5 de görülen güncel değerlerin ortalaması Şekil 4.6’da sürekli çizgilerle gösterilmiştir. Her iki buhar çevriminin işletmeye alındıkları 1991 yılındaki ilk performans testinde elde edilmiş veriler ise kesikli çizgilerle ile gösterilmiştir. Bu şekilde hem ÇATES’de hem de Ambarlı TS’de buhar çevrimlerinin ve türbinlerinin üretildikleri, montaj yapıldıkları tarihten bu yana ne kadar verim kaybına uğradıkları gösterilmiştir.



Şekil 4.6 ÇATES ve Ambarlı TS buhar çevrimlerinin kısmi yükte verim değerinin 1991~2011 yılları arasındaki değişimi (MHI 1986).

Şekil 4.6’dan;

- ÇATES buhar çevriminin 1991 yılındaki tam yükte veriminin %42,85 den, 2011 yılında %40,50’ye düştüğü ve %2,35 verim kaybına uğradığı,
- Ambarlı TS buhar çevriminin 1991 yılındaki tam yükte veriminin %39,05 den, 2011 yılında %33,00’e düştüğü ve %6,05 verim kaybına uğradığı,

tespit edilmiştir.

Tespit edilen diğer sonuçlar Çizelge 4.3’de ÇATES için, Çizelge 4.4’de Ambarlı TS için verilmiştir. Çizelge 4.5’de her iki santral için 1991-2011 arasındaki eskimenin kısmi yükte buhar çevrim verimine etkileri verilmiştir. Bu çizelgeler, sahada elde edilmiş verilerin EXCEL programına yüklenmesi ve logaritmik eğri uydurma fonksiyonunun ürettiği eşitlikler kullanılarak ara değerlere ulaşılması suretiyle hazırlanmıştır.

Çizelge 4.3 ÇATES buhar çevriminin kısmi yükte verimi.

Kısmi yükleme oranı [x]	Yedek güç oranı (%)	ÇATES 1991		ÇATES 2011	
		Termik verim	Kısmi yükte verim kaybı	Termik verim	Kısmi yükte verim kaybı
1	0%	42,79%	0,00%	40,45%	0,00%
0,9	10%	42,75%	0,04%	40,09%	0,36%
0,8	20%	42,71%	0,08%	39,68%	0,77%
0,7	30%	42,66%	0,13%	39,22%	1,23%
0,6	40%	42,60%	0,19%	38,68%	1,77%

Çizelge 4.4 Ambarlı TS'nin buhar çevriminin kısmi yükte verimi.

Kısmi yükleme oranı [x]	Yedek güç oranı (%)	Ambarlı TS 1991		Ambarlı TS 2011	
		Termik verim	Kısmi yükte verim kaybı	Termik verim	Kısmi yükte verim kaybı
1	0%	39,04%	3,75%	32,50%	7,95%
0,9	10%	38,68%	4,11%	31,97%	8,48%
0,8	20%	38,28%	4,51%	31,37%	9,08%
0,7	30%	37,82%	4,97%	30,70%	9,75%
0,6	40%	37,30%	5,49%	29,92%	10,53%

Çizelge 4.5 ÇATES ve Ambarlı TS buhar çevrimlerinin eskimeye dayalı kısmi yükte verim kaybı artışı.

Kısmi yükleme oranı [x]	Yedek güç oranı (%)	1991'den 2011'e gelindiğinde eskimeye dayalı verim kaybı artışı	
		ÇATES	Ambarlı TS
1	0%	2,34%	6,54%
0,9	10%	2,67%	6,71%
0,8	20%	3,03%	6,91%
0,7	30%	3,44%	7,13%
0,6	40%	3,92%	7,38%

Çizelge 4.5'den Ambarlı TS buhar çevrimindeki 20 yıllık eskimeye dayalı verim kaybının ÇATES'den daha fazla olduğu görülmektedir. Bunun sebepleri şunlardır;

- a) Ambarlı TS'de kısmi yükleme, gaz türbinlerinin kısılmasıyla yapılmaktadır. Fakat buhar türbininin yükü, gaz türbinine orantılı olarak düşmemektedir. Zira egzoz gazı debisiyle beraber egzoz sıcaklığı da düşmektedir. Egzoz gazı sıcaklığındaki düşüş buhar türbininin Carnot veriminin düşmesine sebep olmaktadır. Sonuçta buhar türbini gaz türbininden daha yüksek oranda yük kaybetmektedir.

Yukarıdaki olayın sonucu olarak, Ambarlı TS'deki buhar türbini ÇATES'deki buhar türbinine göre çok daha uzun süre kısmi yükte çalıştırılmaktadır. Kısmi yükte çalışmak buhar türbinlerinde son kanat aşınmasını arttırır ve verimi kalıcı olarak düşürür (EÜAŞ Ambarlı TS 2011).

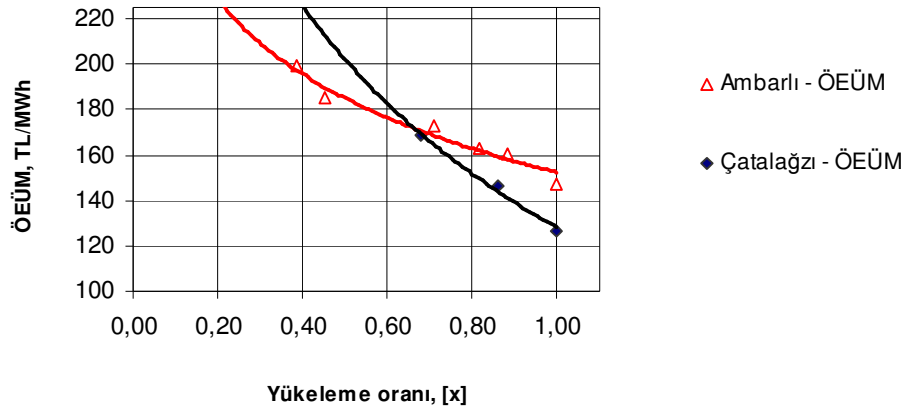
- b) Ambarlı TS'nin ÇATES'e göre daha düşük basınç ve sıcaklığa sahip bir çevrimde çalışması sebebiyle buhar türbininin Carnot (ikinci kanun) verimi düşüktür. Düşük Carnot verimine sahip türbinler aşınmaya daha meyilli olurlar (Siemens 1991).

#### **4.1.5 Ambarlı TS'de gaz türbinlerinin kısmi yükte termik verim kaybı**

Ambarlı TS'de kullanılan gaz türbinlerinin kısmi yük-verim ilişkisini ifade eden bir grafik Şekil 2.8'de verilmiştir. Literatür araştırması bölümünde belirtilen, gaz türbinlerinin kısmi yükte verimi konusunda yapılmış birçok çalışma ile paralel sonuçlar elde edilmiştir.

#### **4.2 KISMİ YÜKTE ÇALIŞMANIN ELEKTRİK MALİYETİNE ETKİSİ**

Şekil 4.7'den görüldüğü gibi kısmi yükte çalışma hem ÇATES hem de Ambarlı TS için Özgül Elektrik Üretim Maliyetini (*ÖEÜM*) arttıran bir durumdur. Bu artış ÇATES'te daha hızlı olmaktadır. ÇATES'te nominal yükte üretim maliyeti Ambarlı TS'den daha düşüktür. Fakat santrallerin *ÖEÜM*'lerindeki artış eğilimi analiz edilerek, %65 kısmi yükte her iki santralin *ÖEÜM*'lerinin eşitlendiği tespit edilmiştir.

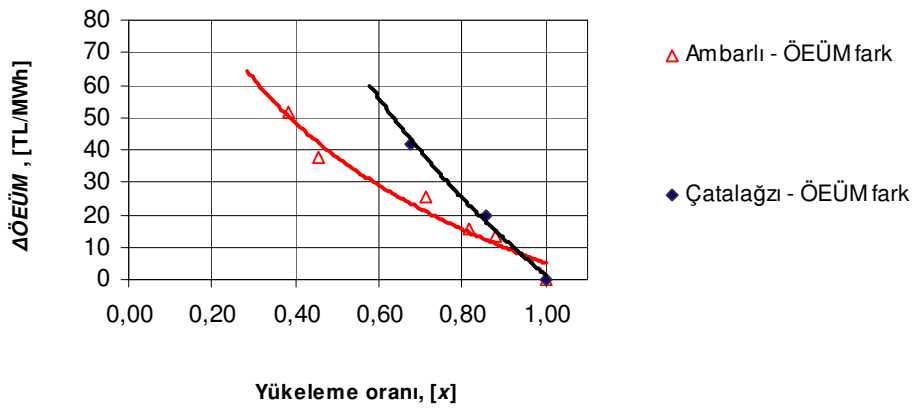


Şekil 4.7 ÇATES'in ve Ambarlı TS'nin kısmi yükte  $\dot{O}E\ddot{U}M$ 'leri.

### 4.3 YEDEK GÜCÜN MALİYETİ

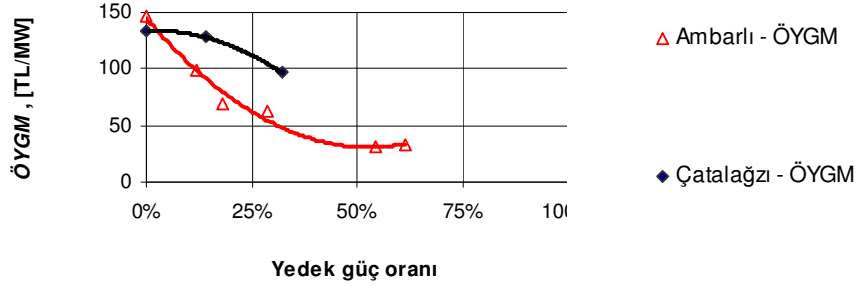
Yedek güç makinaların her an üretmeye hazır olduğu fakat üretmediği bir güçtür. Üretilmeyen bir gücün doğrudan yakıt, amortisman, sabit giderler vb. bir maliyeti olmaz. Fakat yedek güç ayırmak suretiyle kısmi yükte çalışmak santrallerin termik verimini olumsuz etkileyen ve  $\dot{O}E\ddot{U}M$ 'sini arttıran bir durumdur. Bu durumda yedek gücün hiç bir maliyeti yoktur denemez. Yedeğe ayrılan güç arttığı oranda yükleme oranı düşmektedir. Önceki bölümlerde yapılan hesaplamalar ortaya koymuştur ki, yükleme oranı düştüğünde  $\dot{O}E\ddot{U}M$  artmaktadır.

Yedek gücün bütün maliyeti, kısmi yükte çalışan bir santralin  $\dot{O}E\ddot{U}M$ 'sindeki artıştır. Şekil 4.8'de her iki santral için  $\dot{O}E\ddot{U}M$ 'deki artış verilmiştir.



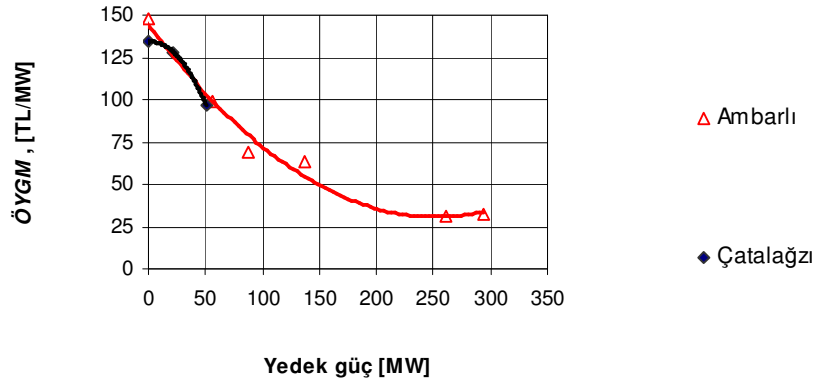
Şekil 4.8 ÇATES'in ve Ambarlı TS'nin kısmi yükte  $\dot{O}E\ddot{U}M$ 'lerindeki artış.

Şekil 4.8'deki grafiğin  $x$  eksenini yani yükleme oranını ters çevirdiğinde  $(1-x)$  yedek güç oranını ifade eder. Şekil 4.9'daki grafiğin  $x$  eksenini bu şekilde gösterilerek Yedek gücün yükleme oranına göre değişimi gösterilmiştir.



Şekil 4.9 ÇATES ve Ambarlı TS için Özgül Yedek Güç Maliyetinin ( $\text{ÖYGM}$ ) karşılaştırılması.

Şekil 4.9'dan görüldüğü gibi Ambarlı TS'de yedek gücün oransal maliyeti ÇATES'den azdır. Fakat yedek güç tutmak konusunda başka kriterler de vardır. Bu tezin konusu içinde ele alınan yükleme güç-güç oranı-verim-maliyet ilişkisinin sonuçlarına göre Şekil 4.9'daki Şekil 4.10'daki  $\text{ÖYGM}$  – Yedek güç miktarı grafiği elde edilmiştir.



Şekil 4.10 ÇATES ve Ambarlı TS için Özgül Yedek Güç Maliyetinin ( $\text{ÖYGM}$ ) karşılaştırılması.

Şekil 4.10'da  $\text{ÖYGM}$ 'nin yedek güç miktarına arttıkça düştüğü görülmektedir. Buradan

- Her santralin kendi termodinamik ve ekonomik parametrelerine has yedek güç maliyeti eğrisinin ( $\text{ÖYGM}$ 'sinin) olduğu,
- $\text{ÖYGM}$  değerinin yedek güç miktarına, dolayısıyla kısmi yükleme oranına göre ters orantılı olarak değiştiği sonucuna varılmıştır.

Şekil 4.10'da sonuçları verilmiş olan grafiğe göre, mevcut yasal yükümlülüğün gereği olan %5 yedek güce karşılık gelen %95 yükte; ÇATES'in ÖYGM'si 133,59 TL/MWh'dır ve Ambarlı TS'nin ÖYGM'si 121,93 TL/MWh'dır.

Çizelge 4.6 ÇATES ve Ambarlı TS için özgül yedek güç maliyetleri.

ÇATES

Yedek güç oranı	0,00%	14,13%	32,17%
Yedek güç, MW	0,00	22,24	50,61
ÖEÜM, TL/MWh	133,94	154,97	179,72
ÖYGM, TL/MWh	133,94	127,76	96,56

Ambarlı TS

Yedek güç oranı	0,00%	11,89%	18,32%	28,88%	54,63%	61,58%
Toplam yük, MW	476,45	419,80	389,17	338,83	216,14	183,07
Yedek Güç, MW	0,00	56,65	87,28	137,62	260,31	293,38
ÖEÜM, TL/MWh	147,35	160,68	162,76	172,94	185,00	199,19
ÖYGM, TL/MWh	147,35	98,80	68,73	63,02	31,26	32,35

Çizelge 4.6'da çeşitli yedek güç miktarları için ÇATES'in ve Ambarlı TS'nin, ÖEÜM'leri ve ÖYGM'leri verilmiştir.

Yukarıdaki verilerden, Ambarlı TS yedek güç tutmak bakımından ÇATES'e göre çok daha avantajlı bir elektrik santrali olduğu sonucuna varılmıştır.

Yedek gücün emrine verildiği kurum olan TEİAŞ 2011 yılı ocak, şubat ve mart aylarında emre amade verilen yedek güce 10,73 TL/MWh değer biçmiş ve buna göre ödeme yapmıştır. Nisan ve mayıs aylarında ise TEİAŞ yedek güç birim fiyatını 5,39 TL/MWh'ye düşürmüştür. (PMUM 2011).

TEİAŞ tarafından belirlenen bu bedeller termik santrallerin yedek güç maliyetlerinin çok altında bulunmaktadır. Bu durumda Ambarlı dâhil olmak üzere termik santrallerde yedek güç tutma zorunluluğunun işletme karlılığını doğrudan etkileyen bir faktör olduğu görülmektedir.

Örneğin ÇATES TS 2011 yılında aylık ortalama 4,27 MW yedek güçte çalışmış Ocak-Mart döneminde 18400 MWh, Nisan-Mayıs döneminde ise 12400 MWh enerji üretimine karşılık gelen bir rezervi sıcak yedek güç olarak bekletmiştir (EÜAŞ Ambarlı Kombine Çevrim TS 2011, EÜAŞ Çatalağzı TS 2011). ÇATES'in 4,27 MW yedek güçte ÖYGM'si yaklaşık 133

TL/MW'dır. Bu durumda ÇATES'in, Ocak-Mart döneminde yaklaşık 2.250.000 TL, nisan mayıs döneminde yaklaşık 1.575.000 TL yedek güç tutma zararına uğradığı sonunca ulaşılmıştır.



## KAYNAKLAR

- Aybers N** (1990) *Mühendislik Termodinamiğinin Esasları*. 5. baskı, Birsen yayınevi, 44 s.
- Anderson P M, Fouad A A** (2003) *Power System Control and Stability*, IEEE- A John Wiley&Sons Inc. Publication, California.
- Akçay S** (2007) Hidroelektrik Santrallerde Güç-Frekans Denetimi, Yüksek Lisans Tezi, Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi, Fen Bilimleri Enstitüsü, Elektrik-Elektronik Mühendisliği Anabilim Dalı, Kahramanmaraş.
- Aslan H** (1996) Kömüre dayalı termik elektrik santrallerinde verim ve kapasite kullanım oranı düşüklüğünün nedenleri ve bunların yükseltmeleri için alınması gerekli tedbirler, TMMOB 1. Enerji Sempozyumu bildirileri, Ankara, s.152.
- Consortium for Çatalağzı TPP** (1981) Proposal for Çatalağzı Thermal Power Plant No.2 Unit Türkiye Elektrik Kurumu, Vol.II Technical specifications, Part 3: Turbine Generator, Consortium Çatalağzı TPP, Transelektro-Mitsubishi-Siemens/KWU/ Etmaş-Kutlutaş, Ankara
- Çengel Y ve Boles M** (1996) *Mühendislik Yaklaşımıyla Termodinamik*, Literatür Yayıncılık, İstanbul.
- EPDK** (2011) Elektrik İletim Sistemi Arz Güvenirliği ve Kalitesi Yönetmeliği, [www.epdk.gov.tr](http://www.epdk.gov.tr).
- EPDK** (2011) Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği, [www.epdk.gov.tr](http://www.epdk.gov.tr).
- EÜAŞ Ambarlı Kombine Çevrim Santrali** (1991) Ambarlı Doğalgaz Kombine Çevrim Santrali Performans Test Raporları, 1.blok, Ambarlı Termik Santrali İşletme Müdürlüğü Teknik Bürosu.
- EÜAŞ Ambarlı Kombine Çevrim TS** (2011) 2011 İşletme Faaliyet Raporları. Ambarlı Termik Santrali İşletme Müdürlüğü Teknik Bürosu.
- EÜAŞ Çatalağzı TS** (2011) 2011 İşletme Faaliyet Raporları. Çatalağzı Termik Santrali İşletme Müdürlüğü Teknik Bürosu.
- Haglund F** (2009) Variable geometry gas turbines for improving the part-load performance of marine combined cycles – Gas turbine performance, *Energy*, Technical University of Denmark, Department of Mechanical Engineering, Denmark
- Kiameh P** (2003) *Power Generation Handbook*, McGrawHill Co., USA pp.18-50.

## KAYNAKLAR (devam ediyor)

- Kim K** (2008) Dynamic Proton Exchange Membrane Fuel Cell System Synthesis/Design and Operation/Control Optimization under Uncertainty, Dissertation submitted to the Faculty of the Virginia Polytechnic Institute and State University, Virginia, p. 34.
- Kopaç M, Hilalci A** (2006) Effect of ambient temperature on the efficiency of the Regenerative and reheat Çatalağzı Power Plant in Turkey. Mechanical Engineering Department, Zonguldak Karaelmas University, Zonguldak 1–9 s.
- Kundur P** (1994) *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill Inc., Toronto.
- KWU Kraftwerk Union AG** (1991) Steam Turbine Operation of Ambarlı CCPP.
- Lucquiauda M, Chalmers H and Gibbinsa J** (2009) Capture-ready supercritical coal-fired power plants and flexible post-combustion CO<sub>2</sub> capture, *Energy Procedia*, Department of Mechanical Engineering, Centre for Environmental Strategy, University of Surrey, Guildford, Imperial College London, United Kingdom, p. 1411-1418
- Manninen J, Zhu X** (1998) Thermodynamic Analysis and Mathematical Optimisation of Power Plants, *Computers Chemical Engineering Vol. 22*, Department of Process Integration, United Kingdom, Manchester, pp. 537-544,
- MHI, Mitsubishi Heavy Industries Co. Ltd.** (1986) Instruction Book of Turbine and Auxiliary Systems of 157 MW Unit No.2 Çatalağzı PP, Vol.I, MHI Thermal Power Plant Service and Engineering Department, Nagasaki.
- MHI, Mitsubishi Heavy Industries Co. Ltd.** (1991) Steam Turbine Performance Test Procedure, MHI Nagasaki Shipyard & Machinery Works, Nagasaki.
- Mitsubishi Electric Corporation** (1991) Instruction Manual of T.E.K Çatalağzı Thermal Power Plant U1 Turbine Generator, Volume Electrical 1, MELCO, Nagasaki.
- Öztürk R** (1999) Enerji tesisleri işletmesi ders notları, YTÜ Makina Mühendisliği Bölümü, Hidrolik Makinalar Anabilim dalı, İstanbul.
- Siemens AG Power Generation** (1991) Gas Turbine Operation and Manual of TEK Ambarlı.
- Tamzok N** (2005) Kömür rezervlerine sahip ülkelerde elektrik üretiminde kullanılan kaynakların seçimi ve Türkiye'nin konumu, *TMMOB 5. Enerji Sempozyumu bildirileri*, Ankara.
- TEİAŞ** (2004) Türkiye Elektrik Enerjisi Üretim Planlama Çalışması (2005–2020), TEİAŞ APK Dairesi Başkanlığı, Ankara.
- TEİAŞ** (2009) Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2009–2018), TEİAŞ APK Dairesi Başkanlığı, Ankara.

## KAYNAKLAR (devam ediyor)

- TEİAŞ** (2010) *Primer Frekans Kontrol Hizmetinin Uygulanmasına İlişkin El Kitabı*. Yük Tevzii Daire Başkanlığı, Elektrik Kalite Hizmetleri Yayını, Ankara.
- TEİAŞ** (2011) 2010 Yılında Türkiye Elektrik Enerjisinin Üretim Ve Tüketim Yönünden Analizi, İşletme Faaliyeti Raporları, TEİAŞ Yük Tevzii Daire Başkanlığı, Ankara.
- PMUM** (2011) 2011 Piyasa Mali Uzlaştırma Raporları, TEİAŞ Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi, Ankara.
- Transelektro-Eröterv-Erbe** (1991) Instruction Book for Technological Systems for Çatalağzı TPP, Vol.I, Eröterv PowerStation and Network Engineering Company-Erbe Hungarian Company for Power Plant Investment, Budapest, p.71.
- Turbomach A.Ş.** (2002) Operation and Manual of Emet Cogeneration Power Plant, İstanbul.
- Uçan B, Koçak M S ve Aksakallı H M** (2009) TEDAŞ Milli Yük Tevzii Scada/EMS Sistemi. *Türkiye 11. Enerji Kongresi bildirileri*, Dünya Enerji Kongresi Türk Milli Komitesi, 101–113 s.
- Yang J S, Sohn J L, Ro S T** (2007) Performance characteristics of a solid oxide fuel cell/gas turbine hybrid system with various part-load control modes, *Journal of Power Sources*, school of Mechanical and Aerospace Engineering, Seoul National University, Seoul Republic of Korea, San 56-1 pp.151-742.
- Zhang N, Cai R** (2002) Analytical solutions and typical characteristics of part-load performances of single shaft gas turbine and its cogeneration, *Energy Conversion and Management*, Institute of Engineering Thermophysics, Chinese Academy of Sciences, Beijing, China, pp. 1323–1337.



## **ÖZGEÇMİŞ**

Hakan PAZARLI 1979'da İstanbul'da doğdu; ilk ve orta öğrenimini aynı şehirde tamamladı; Yamanlar Fen Lisesi'nden mezun olduktan sonra 1995 yılında YTÜ Makina Fakültesi Makina Mühendisliği Bölümü'ne girdi; 2000'de mezun oldu. 2006 yılına kadar Eti Maden İşletmeleri Emet Kojenerasyon Santralinde çalışmıştır, 2006'dan bu yana EÜAŞ Çatalağzı TS'de çalışmaktadır.

### **ADRES BİLGİLERİ**

Adres: EÜAŞ Çatalağzı B Termik Santrali  
Işıkveren  
ZONGULDAK

Tel: (372) 264 3050

E-posta: hakanpazarli@gmail.com

---

Hakan PAZARLI