

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**ELEKTRİK ve BUHAR ÜRETEN SANTRALLERDE YÜK
OPTİMİZASYONU**

Makine Müh. Hasan AKSOY

**FBE Makine Mühendisliği Anabilim Dalı Enerji Programında
Hazırlanan**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Tez Danışmanı: Prof. Ertuğrul KÜÇÜKKARAMIKLI

İSTANBUL, 2007

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ	iv
KISALTIMA LİSTESİ	vi
ŞEKİL LİSTESİ	viii
ÇİZELGE LİSTESİ	ix
ÖNSÖZ	x
ÖZET	xi
ABSTRACT	xii
1. GİRİŞ	1
2. REKABETÇİ ELEKTRİK PİYASASI ve TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASA YAPISI	3
2.1 Rekabetçi Elektrik Piyasasının Başlıca Özellikleri	3
2.2 Dünya Genelindeki Elektrik Piyasaları	7
2.2.1 İskandinav Piyasası(Norveç, İsveç, Finlandiya ve Danimarka)	7
2.2.1.1 Fiziki ve Mali Piyasalar	8
2.2.1.2 Yük Dağıtımı	10
2.2.2 İngiltere ve Galler'in Yeni Elektrik Ticareti Düzenlemeleri (NETA)	11
2.2.2.1 Spot Piyasa	12
2.2.2.2 Yük Dağıtımı	12
2.2.2.3 Uzlaştırma	13
2.3 Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası	13
2.3.1 Türkiye'de Elektrik Enerjisi Gelişiminin Kısa Tarihçesi	14
2.3.2 Türkiye Elektrik Sektörü Reformu ve Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY)	17
2.3.2.1 Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY) Sistemi	19
3. ENERJİ SANTRALLERİNDE ÜRETİM PLANLANMASI	29
3.1 Elektrik ve Buhar Üreten Santrallerde Maliyet Analizi	29
3.1.1 Maliyete Etki Eden Faktörler	29
3.1.2 Elektrik Üretim Maliyetinin Hesaplanması	31
3.2 Kojenerasyon Sistemleri	36
3.2.1 Kojenerasyonun Faydaları	37
3.2.2 Kojenerasyon Teknolojileri	39
3.2.3 Kojenerasyon Sistemlerinde Kullanılan Ünitelerin Avantajları ve Dezavantajları	45
3.2.4 Kojenerasyon Uygulamaları	46
3.3 Enerji Santrallerinde Grupların Ekonomik Yüklenmesinde Etkili Olan Faktörler	49
3.3.1 Termik Ünitelerin Ekonomik Yüklenmesi ve Lagrange Fonksiyonu	51
3.4 Yük Optimizasyonu İçin Amaç Fonksiyonunun Belirlenmesi	52
3.4.1 Amaç Fonksiyonu	52
3.4.2 Sistem Kısıtları	54
3.4.3 Ünite Kısıtları	54
3.5 Optimizasyon Yöntemleri	56
3.5.1 Matematiksel Yöntemler	57

3.5.2	DeneySEL Yöntemler	59
3.5.3	Yapay Zeka Yöntemleri	60
3.6	Kısıtlı Optimizasyon Problemlerinde Kullanılan Lagrangian Relaxation Yöntemi	62
3.6.1	İkili Optimizasyon Problemi	63
3.6.2	İkili Optimizasyon Problemi Yakınsamasının Kontrolü	66
4.	ENERJİ SANTRALLERİNDE YÜK OPTİMİZASYONU UYGULAMASI.....	67
4.1	Lagrange Relaxation Metodunun Probleme Uygulanması.....	74
4.1.1	Problemin İkinci Kısmının Çözümlemesi	74
4.1.2	Problemin Birinci Kısmının Çözümlemesi	79
5.	SONUÇLAR ve ÖNERİLER	86
	KAYNAKLAR.....	89
	EKLER	91
	Ek 1 Yük optimizasyonu uygulamasında kullanılan termik ünitelerin güce bağlı yakıt maliyeti fonksiyonu grafikleri	92
	ÖZGEÇMİŞ.....	95

SİMGE LİSTESİ

(a/p)	Amortisman katsayısı
b_t	Anapara ödemesi
C_T	Toplam masrafları
C_f	Yakıt masraflarını
c_f	Üretilen birim enerji başına yakıt maliyeti
C_m	İşletme ve bakım masrafları
C_k	Yatırım masrafları
$C_T(t)$	Zamanla değişebilen yıllık toplam masraflar
C_{PW}	Santralin güç üretiminde başladığı tarihteki değeri
C_{AW}	Eşdeğer ve üniform yıllık enerji maliyeti
D	Problemin ikinci kısmı
E	Elektrik enerjisi üretimi
F_f	Yakıt fiyatı
F	Giren enerjiyi
F_T	Toplam üretim maliyeti
$FC_{i,t}$	Yakıt maliyeti fonksiyonu
$F(x)$	Amaç fonksiyonu
f_t	Yıllık faiz ödemesi
g	Belirli bir zaman dilimindeki birim elektrik enerjisi üretim maliyeti
g_f	Birim enerji başına yakıt maliyeti
g_m	Üretilen enerji başına işletme ve bakım maliyeti
$g_i(x)$	Eşitlik kısıtı
H_u	Kullanılan yakıtın alt ısı değerini
$h_i(x)$	Eşitsizlik kısıtı
I_k	Toplam yatırımın üretime başlama tarihindeki değeri
I_T	Geriye kalan borç
i_y	Yıllık faiz
i	Optimizasyona katılan ünite sayısı
J	Problemin birinci kısmı
K	Toplam ünite sayısı
L	Lagrange Denklemi
L_i	İnşaat süresi
M	Eşitlik kısıtları sayısı
N	Çıkan enerji
N_D	Talep edilen güç miktarı
N_i^{\min}	Minimum güç
N_i^{\max}	Maksimum güç
$N_{i,t}$	Üretilen güç
N_B	Gerekli buhar miktarına bağlı üretilen güç miktarı
n	Santralin ömrü
p	Eşitsizlik kısıtı sayısı
Q	Isı oranı
q	Santralin özgül ısı sarfiyatını
R	Rezerv güç
r	İskonto oranı
SC_i	(start-up cost) İlk çalıştırmada devreye girme maliyeti
T	Toplam periyot sayısı
$T_{\text{off},i}$	Ünitenin kapalı kaldığı zaman
$T_{i,t}^{\text{up}}$	Minimum çalışma süresi

$T_{i,t}^{\text{down}}$	Minimum durma süresi
t_y	Herhangi bir yıl
t	Periyot
U	Uzlaştırma dönemindeki saat sayısı
$u_{i,t}$	Ünitelerin çalışıp çalışmadığını gösteren sembol
$X_{i,t}^{\text{on}}$	Ünitenin planlanan çalışma süresi
$X_{i,t}^{\text{off}}$	Ünitenin planlanan durma süresine
x^{bd}	Bağımsız değişken ünite
Z	Dengeleme birimleri sayısı
$Z(N_i)$	Problemin minimize edilecek kısmı
η_T	Santralin termik verimi
\mathcal{L}	Lagrange fonksiyonu
σ_i	Sıcak ilk çalıştırma (start-up cost) maliyeti
δ_i	Soğuk ilk çalıştırma (start-up cost) maliyeti
τ_i	Ünitenin sabit soğuma süresi
λ	Belirsiz Lagrange çarpanı
μ	Belirsiz Lagrange çarpanı
ΔF_T	Amaç fonksiyonun birinci dereceden değişimini gösteren sembol
ΔN_x	Bağımsız değişkenin değişim miktarı
ΔN_i	Bağımsız değişkene göre zıt yönde değişim miktarı
Φ	Kısıt fonksiyonu

KISALTIMA LİSTESİ

AB	Avrupa Birliği
AIK	Atık Isı Kazanı
BYTM	Bölgesel Yük Dağıtım Merkezi
C	Kompresör
ÇEAŞ	Çukurova Elektrik A.Ş.
DP	Dinamik Programlama
DSİ	Devlet Su İşleri
DUY	Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği
EİEİ	Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EPDK	Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu
EÜAŞ	Elektrik Üretim A.Ş.
G	Generatör
GSYİH	Gayri Safi Yurtiçi Hasılları
GT	Gaz Türbini
GÜP	Günlük Üretim Programı
İETO	İskandinav Elektrik Takas Odası
İHD	İşletme Hakkı Devri
İOF	İkili Optimizasyon Farkı
İSİ	İletim Sistemi İşletmecisi
KGÜP	Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı
KEYM	Kabul Edilen Yük Teklif Miktarları
KKT	Karush-Kuhn-Tucker
LPG	Likit Petrol Gazı
MTA	Maden Tetkik ve Arama
MYTM	Merkezi Yük Tevzi Merkezi
NETA	Yeni Elektrik Ticareti Düzenlemeleri
NGC	Ulusal İletim Şirketi
NordPool	İskandinav Piyasası
PMUM	Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi

SDF	Sistem Dengesizlik Fiyatı
SMF	Sistem Marjinal Fiyatı
TEAŞ	Türkiye Elektrik Üretim, İletim A.Ş.
TEDAŞ	Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.
TEK	Türkiye Elektrik Kurumu
TEİAŞ	Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TETAŞ	Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.
TÜBİTAK	Türkiye Bilimsel ve Teknolojik Araştırma Kurumu
YAL	Yük Alma
YAT	Yük Atma
YİD	Yap-İşlet Devret
Yİ	Yap-İşlet
YO	Yanma Odası
YSM	Yıllık Sabit Sermaye Masrafı

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1 NordPool ticaret piyasası (EPDK,2003)	8
Şekil 2.2 İskandinav elektrik piyasasında sistem fiyatı oluşumu (EPDK,2003)	9
Şekil 2.3 Çeşitli ülkelerdeki elektrik enerjisi piyasası liberalleşme ve özelleştirme (Deloitte,2007)	11
Şekil 2.4 Türkiye kurulu gücünün 2006 yılı itibariyle üretici kuruluşlara dağılımı (TEİAŞ,2007).....	13
Şekil 2.5 Türkiye kurulu gücünün yıllar itibariyle gelişimi (TEİAŞ,2005)	15
Şekil 2.6 Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücünün birincil enerji kaynakları itibariyle gelişimi (TEİAŞ,2005).....	17
Şekil 2.7 Türkiye elektrik sektörü reformu kilometre taşları (Deloitte,2007).....	18
Şekil 2.8 DUY geçiş dönemi piyasa yapısı (PMUM,2005)	20
Şekil 2.9 Dengeleme mekanizmasına genel bakış (PMUM,2005).....	22
Şekil 2.10 Sistem marjinal fiyatı (SMF) oluşumu (YAL) (TEİAŞ ve EÜAŞ,2005).....	23
Şekil 2.11 Bir sonraki güne ait dengeleme birimleri talep tahmini	24
Şekil 2.12 Sistem marjinal fiyatı (SMF) oluşumu (YAT) (TEİAŞ ve EÜAŞ,2005).....	25
Şekil 2.13 MYTM tarafından gerçekleştirilen günlük mevcut dengeleme uygulaması (TEİAŞ,2004).....	26
Şekil 2.14 Türkiye elektrik piyasasında rekabetçi piyasa yapısına kademeli geçiş (Deloitte,2007)	28
Şekil 3.1 Yıllık sabit sermaye masrafı (Aybers ve Şahin,1995).....	33
Şekil 3.2 Türkiye’de kojenerasyonun sektörel dağılımı (T.Kojenerasyon Derneği,2006).....	37
Şekil 3.3 Türkiye’de kojenerasyon tesisleri toplam kapasite gelişimi (T.Kojenerasyon Derneği,2006)	38
Şekil 3.4 Türkiye’de kojenerasyon tesislerinin kullandıkları yakıt türüne göre dağılımı (T.Kojenerasyon Derneği,2006)	39
Şekil 3.5 Gaz türbinli ve atık ısı kazanlı kojenerasyon sistemi tesis şeması	41
Şekil 3.6 Enerji santrallerinin yük-ısı enerjisi ve verim eğrileri.....	49
Şekil 3.7 N_D yükünü besleyen K tane üretim birimi	51
Şekil 3.8 Güç-yakıt maliyeti fonksiyonunda buhar kısıdı oluşması.....	56
Şekil 3.9 t zaman değişkeni ile $u_{i,t}$ değerinin dinamik programlama problemi olarak çözülmesi (Mendes,1999)	65
Şekil 4.1 Ünite 1’in yük-ısı enerjisi eğrisi ve verim eğrisi grafikleri	68
Şekil 4.2 Ünite 2’nin yük-ısı enerjisi eğrisi ve verim eğrisi grafikleri	69
Şekil 4.3 Ünite 3’ün yük-ısı enerjisi eğrisi ve verim eğrisi grafikleri	70
Şekil 4.4 Ünite 4’ün yük-ısı enerjisi eğrisi ve verim eğrisi grafikleri	71
Şekil 4.5 Ünite 5’in yük-ısı enerjisi eğrisi ve verim eğrisi grafikleri	72
Şekil 4.6 Ünite 6’nın yük-ısı enerjisi eğrisi ve verim eğrisi grafikleri	73
Şekil 4.7 Birinci dereceden Gradient yöntemiyle yük optimizasyonu akış diyagramı	83

ÇİZELGE LİSTESİ

Çizelge 3.1 Kojenerasyon sistemlerinde kullanılan ünitelerin avantaj ve dezavantajları (Educogen,2001).....	45
Çizelge 4.1 Belirli bir günde oluşan saatlik talep edilen güç miktarları.....	67
Çizelge 4.2 Saat 09-10'da talep edilen güç ve rezerv güç miktarı	67
Çizelge 4.3 Ünite kısıtları uygunluğunun değerlendirilmesi.....	78
Çizelge 4.4 Optimum yük dağılımı değerlerine göre yakıt maliyetleri ve toplam maliyetler..	79
Çizelge 4.5 Birinci dereceden Gradient yöntemi uygulaması ve ikili optimizasyon farkının belirlenmesi	85
Çizelge 5.1 Saat 09-10 arasında hesaplanan yük optimizasyonu güç değeri seçenekleri ve maliyetleri	87

ÖNSÖZ

Bu çalışma için beni teşvik eden ve yardımlarını esirgemeyen değerli tez danışmanım Sayın Prof. Ertuğrul KÜÇÜKKARAMIKLI'ya öncelikle çok teşekkür ederim.

Çalışma boyunca bilgisi, değerli görüşleri ve deneyimleri ile beni yönlendiren değerli hocam Sayın Yrd. Doç. Dr. Hasan Hüseyin ERDEM'e çok teşekkür ederim.

Tez çalışması boyunca fikir, destek, yardım ve müzahamalarını esirgemeyen Akenerji Genel Müdür Yardımcısı Sayın M. Akın ÖZKAN'a ve tüm Akenerji çalışanlarına çok teşekkür ederim.

Sadece bu çalışmada değil, tüm hayatım boyunca bana her konuda destek olan, anlayışları ve sevgilerini esirgemeyen, beni yüreklendiren ve bana güvenen sevgili aileme çok teşekkür ederim.

ÖZET

Bu yüzyılın ikinci yarısında bazı fosil yakıtların rezervlerinin sonuna gelineceği tahmin edilmektedir. Bu sebepten dolayı, bütün enerji kaynaklarının verimli bir şekilde kullanılması büyük önem taşımaktadır. Elektrik sektöründeki rekabetin ana hedefi, güvenilir ürün, daha yüksek kalite, daha düşük fiyat teklifi, elektriğin dağıtılmasında ve üretilmesinde ki verimliliğin artırılmasıdır. Elektrik piyasa katılımcılarının daha düşük fiyat teklifi verebilmeleri için enerji santrallerinde ekonomik yük dağıtımı ve üretim planlaması yapmaları gerekmektedir.

Bu çalışma, kojenerasyon santrallerindeki yük optimizasyonu ve elektrik güç üretiminin planlanması ile ilgilidir. Bu, ünite karakteristikleri ve sistem kısıtlamalarının uyduğu optimizasyon periyodundaki bütün ünitelerin üretim seviyelerinin belirlenmesini içermektedir. Ünite karakteristikleri ve kısıtları, minimum ve maksimum üretim sınırlarını, yakıt maliyeti fonksiyonunu, start-up maliyetini, minimum çalışma süresi ve maksimum durma sürelerini ele almaktadır. Sistem kısıtlamaları, rezerv güç gereksinimleri ve güç dengesidir (tüm saatlerde talebin arza eşit olması). Çalışmanın birinci kısmında, rekabetçi elektrik piyasasının genel yapısı ve Türkiye'deki elektrik piyasa yapısı ele alınmıştır. İkinci kısmında, üretim planlama, kojenerasyon santrallerinde enerji maliyeti, optimizasyon teknikleri, lagrangian relaxation yöntemi bahsedilmiştir. Son kısımda ise, Lagrangian Relaxation yönteminde birinci dereceden Gradient yöntemi kullanarak, termik santrallerdeki optimum ekonomik yük dağıtım çalışması verilmiştir.

Anahtar kelimeler: Enerji, Elektrik, Yük optimizasyonu, Kojenerasyon, Lagrangian, Rekabetçi elektrik piyasaları

ABSTRACT

It is forecasted that some fossil fuels reserves will come to end in the second half of this century. So, usage of all the energy resources efficiently is very important. The main objective of the competition in the electricity sector are lower prices, higher quality, reliable product and increased efficiency of production and distribution. In order to, offer lower prices electricity market participants have to do generation scheduling and economic load dispatch in energy plants.

This study deals with planning electricity generation and load optimization in cogeneration plants. This involves determination of production levels of all units in optimization period, unit characteristics and system restrictions. The unit characteristics and restrictions discuss minimum and maximum production levels, fuel cost function, start-up cost, minimum up time and minimum down time. The system restrictions are power balance (supply being equal to demand in all hours) and reserve power requirement. In the first part of the study, the general structure of competitive electricity market and Turkish electricity market structure are explained. In the second part, generation scheduling, energy cost in cogeneration plants, optimisation techniques, lagrangian relaxation method are studied. Finally, by using First-Order Gradient method in Lagrangian Relaxation method, optimum economic load dispatch in thermal plants is given.

Keywords: Energy, Electricity, Load optimization, Cogeneration, Lagrangian, Competitive electricity markets

1. GİRİŞ

Enerji, toplumların ekonomik, sosyal, kültürel gelişiminde ve kalkınmanın sürdürülebilir olmasında en önemli gereksinimlerden biridir. Bu doğrultuda enerjinin kesintisiz, güvenilir, temiz ve ucuz olarak sağlanması amaç edinilmiştir.

Dünya genelindeki enerji ihtiyacının önemli bir bölümü, fosil yakıtlardan karşılanmaktadır. Fosil yakıt rezervlerinin hızlı bir şekilde tükenmesi, insanoğlunun artan enerji talebinin karşılanmasında tehlike yaratacağı düşünülmektedir. Bir yandan fosil yakıtların yerine alternatif enerji kaynakları araştırılırken, diğer yandan da mevcut kaynakların etkin biçimde değerlendirilmesi üzerine çalışmalar yapılmaktadır. Bu doğrultuda elektrik enerjisi üretiminde fosil yakıtların kullanıldığı termik santrallerin, daha verimli çalışmasını amaçlayan projeler geliştirilmektedir.

Bilindiği üzere termik santraller, fosil yakıtların yakılması ile ortaya çıkan ısı enerjisinin elektrik enerjisine dönüştürüldüğü tesislerdir. Termik santrallerin verimli çalışmasını amaçlayan projelerden birisi kojenerasyon sistemleridir. Kojenerasyon sistemleri, elektrik enerjisi üretiminin yanında yan ürün olarak ısı üretimi sağlamaktadır. Enerjinin dönüşümünü sağlanması ve kullanılması ile verimin artması sağlanır. Ayrıca kojenerasyon sistemleri üretimde rekabet sağlayarak, enerji piyasalarının liberalleşmesine katkıda bulunur.

Son yıllarda dünya genelinde rekabetçi enerji piyasa oluşumları hızla artmaktadır. Bunların en önemlisi elektrik enerjisi piyasalarında yaşanan liberalleşme ve özelleştirme süreçleridir. Son kullanıcıya daha ucuz ve daha kaliteli elektrik sağlanmasını amaçlayan rekabetçi elektrik piyasa yapısı, yeni piyasa şartlarının oluşması ile üreticiler arasındaki rekabetin artması sağlayan yapılanmalar gerçekleşmektedir. Rekabetçi piyasa yapısına göre elektrik üreticileri, piyasa ve rekabet şartlarında ayakta kalabilmek için, elektrik üretim maliyetlerini azaltıcı yönde çalışmalar yapmaları gerekmektedir.

Elektrik enerjisi üretimin rekabete dayanması ile elektrik üreticilerinin santrallerinde üretim planlaması yapmaları kaçınılmaz olacaktır. Aksi takdirde piyasa şartlarına ayak uyduramazlar. Ülkemizde ve dünyada gerçekleşen yeni elektrik enerjisi piyasa yapılarında elektrik ticaretinin zamana bağlı olduğu ve üretim planlaması yapılırken zamanla yarışılması gerektiği göz önünde tutulursa, elektrik üreticileri anlık kritik kararlar vermek zorunda kalacaklardır. Bu kararlar verilirken termik santrallerin hangi şartlarda çalışması gerektiği önem arz etmektedir. Termik santrallerin üretim planlaması yapılırken, belirli bir zamandaki talep güç doğrultusunda yükleme gerçekleşecektir. Bu noktada elektrik üreticilerinin, talep edilen güç doğrultusunda, termik santraldeki güç ünitelerinin optimum yükte çalışması, rekabet güçlerini

arttıracaktır. Azalan maliyet neticesinde elektrik üreticileri, rekabetçi piyasa yapısında daha düşük fiyat teklifleri sunacaklardır. Böylece fiyat rekabetleri sonucunda tüketici daha ucuz elektrik sağlamış olur.

1996 yılında Wood ve Wolenberg tarafından Güç Üretimi, İşletilmesi ve Kontrolü (Power Generation, Operation and Control) adında, hidro-termik santrallerin üretim planlanması ve ekonomik yükleme yöntemlerinin ayrıntılı olarak anlatıldığı kitap yayınlanmıştır. Ayrıca bu kitapta enerji üretim maliyetlerinin modellenmesi ve karar alma stratejilerine yer verilmiştir.

1999 yılında Mendes tarafından Rekabetçi Elektrik Piyasalarında Üretim Planlama, Fiyatlandırma Mekanizmaları ve Fiyat Teklifi Stratejileri (Generation Scheduling, Pricing Mechanisms and Bidding Strategies in Competitive Electricity Markets) adında, elektrik sektöründeki elektrik üretim veriminin artması, daha düşük fiyat teklif yapısı oluşturulması ve daha yüksek kalite sağlanması üzerine modeller oluşturulmuştur.

Bu çalışma, elektrik ve buhar üretimi yapan enerji santrallerinde optimum yükleme için gerekli hesaplamaların yapılması ve enerji üretim planlaması yapılırken dikkat edilecek hususları ele almaktadır. Ayrıca rekabetçi elektrik piyasa yapısı ve yük optimizasyonunda uygulanan yöntemler ayrıntılı olarak ele alınmıştır. Çalışmada öncelikle dünyada uygulanan rekabetçi elektrik piyasa yapıları ve Türkiye elektrik enerjisi piyasa yapısının değişim sürecindeki önemli unsurları, dengeleme uzlaştırma piyasası anlatılmıştır. Daha sonra enerji maliyeti, kojenerasyon sistemleri ve lagrange fonksiyonun yük optimizasyonunda kullanılması konuları incelenmiştir. Son olarak, elektrik ve buhar üreten santrallerde yük optimizasyonu uygulaması yapılmıştır.

2. REKABETÇİ ELEKTRİK PİYASASI ve TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ PİYASA YAPISI

Rekabetçi elektrik piyasası, merkezileştirilmiş piyasaya veya ikili anlaşmalara ya da her ikisinin karışımına dayandırılabilir. Piyasa katılımcılarının almak ya da satmak istedikleri elektrik enerjisi miktarları için, fiyat tekliflerinin olduğu havuz sistemi piyasası şeklindedir. Bu fiyatlar, arz talep dengesi sağlanana kadar artan şekilde alınır ve sıralanır. Son olarak alınan fiyat Sistem Marjinal Fiyatı (SMF) olarak kabul edilir. Tüketiciler oluşan bu SMF'den alım yaparken, üreticiler de her MWh'lik enerji miktarının ticaretini bu fiyattan yapacaklardır. İkili anlaşmalar teslimat durumları ve şartlarını kapsayabilir veya elektriğin spot fiyatındaki değişimlerine karşı, katılımcılarda oluşacak zararlarının teminatı finansal anlaşmalarla belirlenebilir. Farklı ülkelerdeki elektrik piyasalarında, başlıca özelliklerin benzer olduğu problem ve konuların yaygın olarak gerçekleştirildiği farklı çözümler uygulanmaktadır (Mendes,1999).

2.1 Rekabetçi Elektrik Piyasasının Başlıca Özellikleri

Bir elektrik piyasasının temel yapısı, kamu finansmanının durumu, güç sistemleri yatırım ihtiyaçları ve hatta politik yapıyla belirlenen yeni piyasa ortamının uygulamasından önceki güç sistemi yapısı gibi birçok faktöre bağlı olan başlıca özellikler vasıtası ile belirlenir.

Piyasa ve Sistem İşlemleri

Elektrik ticareti düzenleme uygulamalarında, sistem ve piyasa işletmecilerinden oluşan iki önemli rolün kusursuz ve net olması gerekir. Genelde bir sistem operatörü, piyasa katılımcılarının faaliyetlerini koordine ederek elektrik ağının teknik güvenliğini sağlamaktan sorumludur. Bir piyasa işletmecisinin öncelikli görevi, piyasa katılımcılarının arzları ve fiyat tekliflerini sunacakları bir ortam sağlayarak her bir enerji ticareti periyodunda SMF'yi belirlemektir. Bazı elektrik piyasalarında sistem ve piyasa işletmecilerinin rolleri, bağımsız bir şekilde görevlerin dağıtıldığı benzer organizasyonlar vasıtası ile sağlanabilir. Sistem işletmecisi, bazı piyasalarda iletim şebeke hatlarının sahibidir. Diğer bazı piyasalarda bu hatların kontrolü ve mal sahipliği bağımsızdır (Mendes,1999).

Ticari İşlemler

Bazı elektrik piyasalarındaki (İngiltere gibi) ticarete SMF'nin oluşumu ve fiyat tekliflerinin düzenlenmesinin bağımsız şekilde olması zorunludur. Piyasa katılımcıları, spot fiyat

değişimlerinden kendilerini korumak için finansal ikili anlaşmalar yapmaya hak sahibidir. Diğer piyasalarda katılımcılar, satın alma ve satma gereksinimlerinin bir kısmının veya tamamının dağıtımı için ikili anlaşma yapmalarına izin verilir. Havuz dışına ticaret yapılırken dikkat edilecek nokta, sistem güvenliğini sıkıntıya sokacak anlaşmalar düzenlenmemesi ve sistem maliyetinin piyasa katılımcıları arasında paylaşılması garanti altına alınmalıdır.

Anlaşmalar, ödeme ve kesin şartların olduğu biri satıcı bir diğeri alıcı olan ticari sözleşmelerdir. Elektrik, anlaşmaların standart olarak kullanıldığı değişik yollarla pazarlanabilir. Anlaşmalar, merkezi sistemlerde yönetim işlemleri maliyeti gibi özel durumların üstesinden gelmek ve piyasa katılımcılarının birbirleri ile alışveriş yapmasına olanak sağlayacak şekilde kullanılabilir.

Spot işlemleri, yakın zamandaki elektrik teslimi için gerçekleşen elektrik satışlarıdır. Fakat genelde resmi bir anlaşma yapılmasına gerek yoktur. Spot işlemlerinin başlıca karakteristiği teslim ve ödeme yükümlülüğünün aynı anda veya çok kısa bir süre içinde koşulsuz gerçekleşmesidir. Spot işlemlerin finansal koşulları, elektriğin her ünite başına fiyatını içermekle kalmayıp aynı zamanda anlaşma yöntemlerini de içermektedir. Forward ve futures anlaşmalar, gelecekteki bir tarihte, belirli bir bölgede oluşacak elektriğin şimdiden belirlenen fiyat üzerinden teslimi için yapılan anlaşmalardır. Uzlaşma, sadece enerjinin teslim edildiği zamanda yapılır ve anlaşma fiyatı ile elektriğin teslim edildiği tarihteki piyasa değeri (spot fiyat) arasındaki fark, kar ya da zarar olarak gösterilir. Forward ve futures anlaşmalar, elektriğin spot piyasadaki değişimlerine karşı katılımcıları koruma adına, sistematik olmayan fiyat riskini azaltmaya yönelik vadeli işlemlerdir (Mendes,1999).

Piyasa Zamanları

Elektrik piyasalarındaki toptan satışlar için fiyatlar, ileriye, sonrasına veya elektriğin güncel teslim edildiği zamana göre belirlenebilirler. İleriye dönük fiyatlar tipik olarak gün öncesi kaidesine dayanarak belirlenir. Bu durum, ticari kararlara dayanan fiyat teklifleri ve arzın belirlenmesine, aynı zamanda piyasa katılımcıların fiyatlara karşılık vermesine izin verir. Piyasa fiyatlarında, planlanan proje ile güncel oluşan durum arasında herhangi bir sapma durumuna hitaben bir dengeleme mekanizması olması gerekir. Bu farklar, üretim ve iletim kayıpları gibi risklerden, piyasa katılımcılarının fiyat kararlarından dolayı meydana gelebilir. Elektriğin güncel teslim edildiği piyasa yapısında, sistem veya piyasa işletmecisi, piyasa katılımcılarının planlanan durumlarını küçük bir ikazla değiştirmelerini, fiyat teklifleri ve arzlarını azaltıp ya da arttırmalarını isteyebilirler. Fiyatlar, teslimin yapıldığı gün kullanılan güncel olanaklar ve talep gereksiniminin dengesine dayanarak belirlenir. Böylece güncel

piyasadaki fiyatlar, her bir ticaret periyodundaki güç sisteminin güncel operasyonel durumunu yansıtır. Gerçek zamanlı fiyatların belirlenmesinde, piyasa katılımcılarının birbiri ile doğru etkileşimi öncülük edebilir. Fakat pratikte elektrik piyasası uygulamalarında bu halen çok zor gerçekleşecek bir durumdur (Mendes,1999).

Fiyat Teklif Yapısı

Değişik fiyat teklifi yaklaşımları, güç sistemlerinin karışımı olan farklı santral tiplerini yansıtan dünya çapındaki elektrik piyasalarında benimsenmiştir. Hidroelektrik santrallerinin istenildiği taktirde sisteme anında enerji verebiliyor olmasından dolayı oldukça esnek olmalarının yanında, büyük termik üniteler için sistemle senkronize çalışması ve tam yüke çıkabilmesi için birkaç saat gerekebilir. Termik santrallerde devreye girebilme çok maliyetlidir. Çünkü istenilen operasyonel sıcaklığa ulaşmak için çok miktarda yakıt kullanılması gerekir. Nükleer santraller yüksek kararlılıkta çalışır ve genelde sadece bakım veya yakıt ikmali için kapatılırlar.

Bazı elektrik piyasalarında fiyat teklifi, devreye girme (start-up) ve çalışmama (no-load) maliyetlerini içeren, ünitelerin çalışma üretim maliyetlerinin farklı unsurlarının temsil edildiği çeşitli parametrelerle oluşturulur. Böyle karmaşık fiyat teklifi yapısı, maliyetler ile ilgili olarak üretici riskini azaltır. Fakat elektrik fiyatının daha da azalmasında öncülük etmez. Bu durum planlama algoritmalarını ve fiyat belirleme mekanizmalarını oldukça arttırır ve böylece piyasa ağının şeffaflığı azalır. Buna ek olarak, karmaşık fiyat teklifi sistemlerinin planlanmasında, elektriğin fiyatından ziyade üretim maliyetinin minimum olması amaçlanır. Bu durumun eksikliği, elektrik piyasasının etkinliğini ve güvenilirliğini tehlikeye atabilecek olmasıdır.

Diğer elektrik piyasalarındaki fiyat teklifleri, piyasa katılımcılarının gönüllü alışverişlerine konu olan enerjinin miktarı için basit fiyat çiftlerini ihtiva eder. Üreticilerin, operasyonel kısıtlar ve üretim maliyetlerini yansıtan fiyat tekliflerinin karışık maliyet yapılarını özümsemesi gerekir. Aynı zamanda piyasa katılımcılarının kazanım elde edebilmeleri için, piyasayı tam anlamıyla parçalara ayırıp tahmin yapmaları gerekir. Böyle fiyat teklifi yapısında üreticilerin, devreye girebilme maliyeti (start-up cost) ve durma maliyetinin (no-load cost) uygun olarak dağıtılması ile ilgili riskleri hesaplamaları gerekir. Basit fiyat teklifi kuşkusuz, elektrik fiyatının minimum olmasını sağlayacak fiyat tekliflerinin belirlenmesine dayanan, maliyet minimizasyonunun yapıldığı piyasalarda ve elektriğin toptan satıldığı piyasalarda şeffaflığı ve basitliği arttırır (Mendes,1999).

Talebe Dayanan Fiyat Teklifi

Bazı toptan satış elektrik piyasalarında talep, tahmini yükleme algoritması prensibine göre belirlenir. Bu durumda talep, SMF'nin belirlenmesinde pasif rol oynar. Böyle piyasalarda ünitelerin üretimleri, talep tahminini karşılayacak şekilde planlanır. Diğer elektrik piyasalarında talep eğrisi, fiyat tekliflerinin satın alınan miktarlarının toplanması vasıtası ile belirlenir. Daha sonra fiyatlar ve dağıtım, talep eğrileri ve toplam arzın kesişmesi ile bulunur (Mendes,1999).

Fiyat Teklifleri ve Arzların İstikrarlığı

Bazı elektrik piyasalarında fiyat teklifleri ve arzlar, elektrik ticaretindeki firma kararları vasıtası ile ele alınır. Bu kararlardan çıktığında, dengesizlik maliyeti esas alınarak bedel talep edilir. Bununla bazı piyasalardaki üreticiler ve tüketicilerin fiyat teklifleri ve arzlarının yapısında daha dikkatli olacakları umulmaktadır (Mendes,1999).

Fiyat Rekabeti

Bazı piyasalarda, üretim planı yapılan ünitelerin tamamında fiyat tekliflerinden bağımsız olarak sistem marjinal fiyatından ödeme yapılır. SMF, seçilmiş ünitelerden en pahalı ünitenin fiyatı olarak belirlenir. Bu durum açık arttırmaya benzetilebilir. Prensipite ekonomik verimliliği sağlar. Bunun dışında eğer üreticilere kendi fiyat tekliflerinden ödemeler yapılsaydı, karlarını maksimum yapacak fiyat tekliflerini seçeceklerdi. Böylece daha ucuz üniteler, maliyetlerinden çok daha fazla fiyat teklifi sunacaklardı. Bir ünite çok yüksek fiyat teklifi verirse, planlamada üretim dışına çıkarılacaktı. Üreticiler potansiyel gelir kayıplarını telafi etmek için nadiren kendi normal fiyat tekliflerini kullanacaklardır (Mendes,1999).

İletim Kısıtları ve Kayıplar

Şebeke kapasitesi ne zaman bütün iletim gereksinimlerini başarıyla karşılamazsa, iletim kısıtları ortaya çıkar. İletim kayıpları, şebekedeki dalgalanmalar örneği gibi sistemin farklı kısımlarında çeşitlendirilebilir. İletim kısıtları ve kayıpları, şebeke bölgesinden dolayı daha ucuz üretici yerine daha pahalı üretici seçilmesinde etkili olabilir. Elektrik piyasasındaki toptan satış fiyatları, hem şebeke kısıtları ve kayıplarının da içinde bulunduğu SMF'leri ile hem de herhangi bölgesel çeşitliliğin ihmal edildiği hesaplamalarla belirlenebilir. Böyle elektrik piyasasındaki kısıtların ve kayıpların maliyeti, piyasa katılımcılarının ortak bir fiyat doğrultusunda iyileştirmesi ile bölüştürülür (Mendes,1999).

Kapasite Teslimatları

Elektrik sistemlerinin merkezi planlamalarda arzın güvenilirliği, puant yük üzerindeki üretim kapasitesinin kabul edilebilir minimum sınırının ve bu sınırın sağlanarak garanti altına alındığı santral yapılanmalarının belirlenmesi ile gerçekleştirilebilir. Alternatif yaklaşımlarda, rekabetçi elektrik piyasalarında arzın güvenliğini garanti altına alarak yerine getirilir. Bazı piyasalarda kapasite teslimatları, mevcut üreticilerin marjinal karlılığını devam ettiren üretici teşvikine dayalı olarak dizayn edilmiştir. Diğer piyasalarda, potansiyel yeni katılımlara ve piyasa katılımcıları için ekonomik bir sinyal olan enerji fiyatlarına bel bağlanmıştır (Mendes,1999).

2.2 Dünya Genelindeki Elektrik Piyasaları

Son yıllarda birçok ülkenin enerji sektöründe, yeni piyasa şartlarının oluşması ve üreticiler arasındaki rekabetin artması ile elektrik endüstrisinde yeniden yapılanmalar gerçekleşmektedir. Elektrik piyasalarında arz ve üretimdeki rekabetin teşvik edildiği uygulamalar araştırılmaktadır. Burada İskandinav ülkelerinde uygulanan İskandinav piyasası (NordPool) ile İngiltere ve Galler'in yeni elektrik piyasa yapısı (NETA) anlatılacaktır.

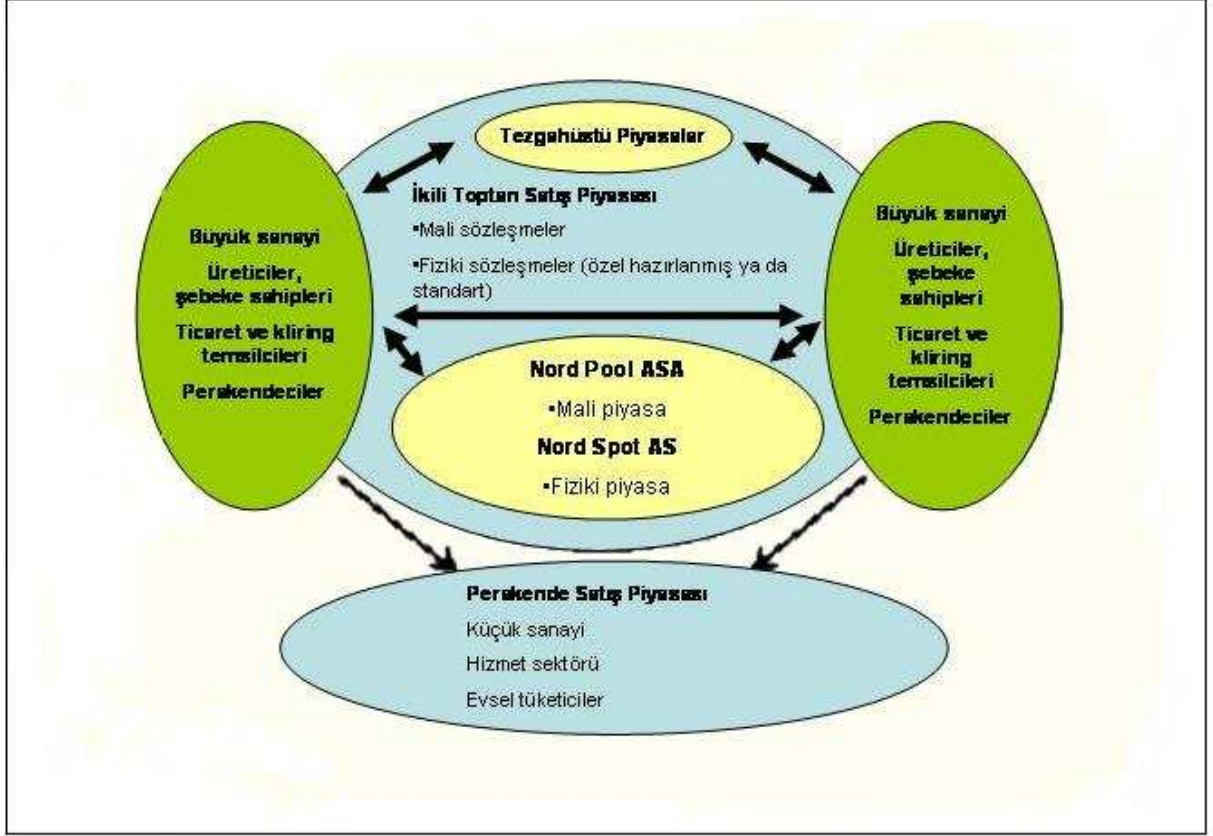
2.2.1 İskandinav Piyasası (Norveç, İsveç, Finlandiya ve Danimarka)

İskandinav Havuzu (NordPool), fiziki ikili anlaşmalara imkan tanıyan bir tür gönüllü katılımlı veya net havuzdur. Elektrik, piyasa katılımcıları arasındaki ikili anlaşmalar çerçevesinde havuz üzerinden ya da havuz dışından alınıp satılabilir. Üreticiler, dağıtımçılar, tedarikçiler, sanayi tüketicileri, ticaretçiler ve aracılar havuza katılabilirler. Beş iletim sistemi işletmecisi (Norveç, İsveç, Finlandiya ve Danimarka'da iki tane olmak üzere) ticareti kolaylaştırmak ve rekabeti teşvik etmek için işbirliği yapar.

Danimarka dışında, İskandinav elektrik piyasası %100 açıktır. Genellikle, perakende piyasasındaki büyük nihai kullanıcılar tedarikçilerle sözleşmeler yaparlar. Aşağıdakiler yaygın olan sözleşme türleridir:

- Fiyatın kısa bir süre öncesinden yapılan bildirimle değiştirilebildiği sözleşmeler;
- Sabit fiyatlı sözleşmeler – bir veya iki yıllık;
- Spot fiyatı ve fiyat tavanı olmadan bir artış oranı içeren spot sözleşmeler;
- Spot fiyatı temel alan, bir artış oranı içeren ve fiyat tavanı olan sözleşmeler.

Şimdiki durumda, toplam yıllık İskandinav tüketiminin yaklaşık %30'u İskandinav Elektrik Borsası'nın spot piyasası üzerinden alınıp satılır. Mali sözleşmeler ticaretinin yıllık toplam 3,500 TWh civarında olduğu tahmin edilmektedir (Yıllık İskandinav üretim/tüketiminin yaklaşık 9 katı.) (EPDK,2003).



Şekil 2.1 NordPool ticaret piyasası (EPDK,2003)

NordPool, aşağıdaki piyasaları ve piyasa hizmetlerini işletir:

- Fiziki sözleşmeler için bir spot piyasa - NordPool Spot AS
- Finansal türevler için bir piyasa (vadeli sözleşmeler ve opsiyon sözleşmeleri);
- Finansal elektrik sözleşmeleri için kliring hizmetleri İskandinav Elektrik Takas Odası'nda (İETO) yürütülür (EPDK,2003).

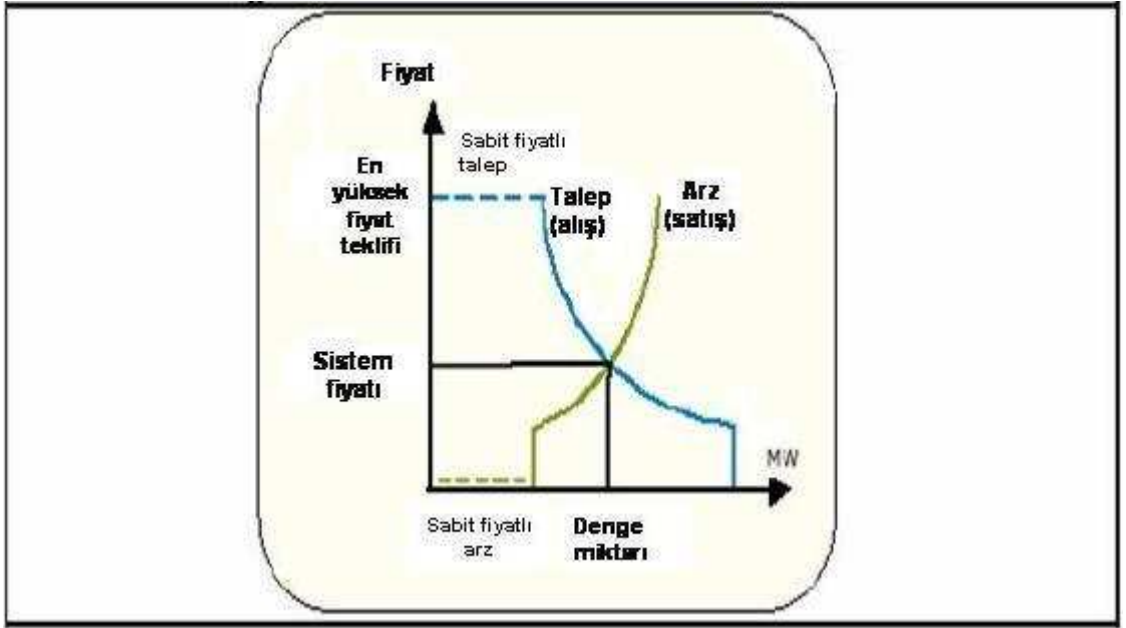
2.2.1.1 Fiziki ve Mali Piyasalar

Elspot

İskandinav Elektrik Borsası'nın spot piyasasına "Elspot" adı verilir. Piyasa, havuzda faaliyet gösteren katılımcıların yer aldığı ve bir sonraki gün için olan bir spot piyasadır. Bir sonraki

gün yapılacak elektrik teslimatı için olan fiziki elektrik sözleşmeleri bu piyasada alınıp satılır. Piyasa katılımcıları, saatlik olarak yapılan elektrik enerjisi sözleşmelerinin alım satımına yönelik olarak bir sonraki günün her saati için teklif verirler.

Ertesi gün, her elektrik teslimat saati için tüm alım satım talimatları bir araya getirilir ve bu teklifler temel alınarak toplam talep ve toplam arz eğrileri oluşturulur. Bu iki eğrinin kesişme noktası, her saat için spot fiyatları belirler. Spot fiyata ayrıca “sistem fiyatı” adı da verilir. Spot piyasanın sistem fiyatı, uzun vadeli (forward ve futures) sözleşmeler ve borsa dışı piyasa [Over-the-Counter (OTC)] veya ikili toptan satış piyasası için referans fiyatı olur.



Şekil 2.2 İskandinav elektrik piyasasında sistem fiyatı oluşumu (EPDK,2003)

Elbas

Elspot’da fiyatın belirlenmesi ve teslimat arasındaki zaman farkı (bazı durumlarda 36 saate kadar varabilir) sebebiyle katılımcılar, fiziki sözleşme dengelerini iyileştirmek isteyebilirler. Elbas piyasasında sözleşmelerin alım satımı teslimattan bir saat öncesine kadar ve 24 saat boyunca yapılabilir. Bu piyasa şimdiki durumda İsveç ve Finlandiya ile sınırlıdır (EPDK,2003).

Eltermin

Eltermin, vadeli sözleşmeler aracılığıyla, gelecekteki beklenmeyen fiyat değişikliklerine karşı hedging ve risk yönetimi için oluşturulan mali piyasadır. Katılımcılar elektrik türevleri (derivatives) satın alarak, alım ve satımlarını dört sene sonrasına kadar güvenceye alabilirler. Nord Pool’un mali piyasası ikili anlaşmalar piyasasıyla fiilen rekabet halindedir ve geleceğe

yönelik fiyat bilgisi sağlamaktadır. Diğer emtia piyasalarında olduğu gibi burada da vadeli sözleşmeler sürekli olarak alınıp satılmaktadır (EPDK,2003).

Fiyat Farkı Sözleşmeleri

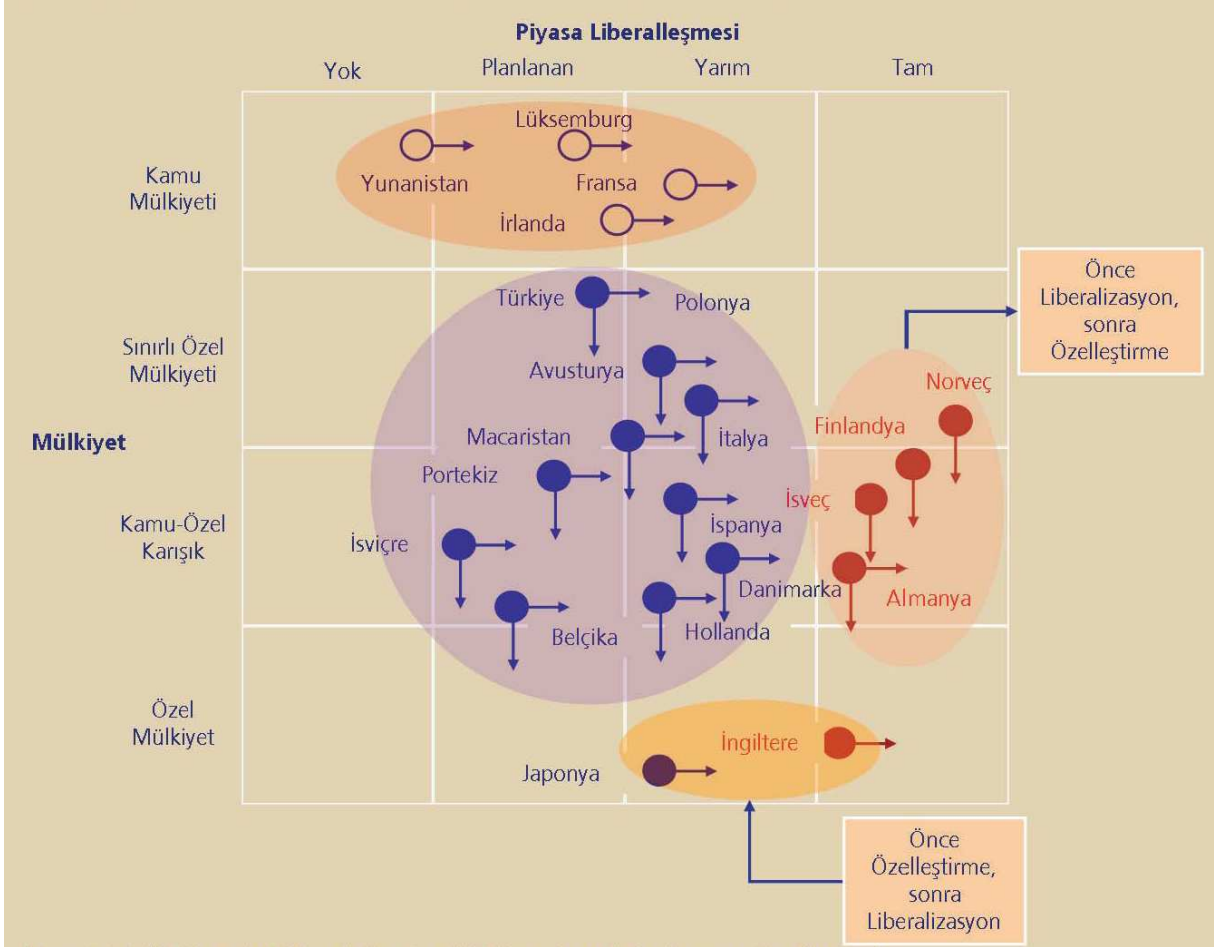
Mali piyasa türev sözleşmeleri kullanarak spot piyasa fiyatların gelecekteki beklenmedik değişikliklerine karşı önlem alan piyasa katılımcıları, hala sistem fiyatının, spot alımları için gerçekleşen bölgesel fiyatlardan farklı olması riskiyle karşı karşıyadır. Spot sistem fiyatı, sadece spot teklif verilen bölgeler arasında hiçbir iletim kısıdı olmaması durumunda, her bir bölgesel spot fiyata eşit olur. Fiyat farkı için sözleşmeler piyasanın farklı fiyat bölgelerine bölüdüğü durumlarda bile piyasa katılımcılarının önlem alabilmesini sağlar (EPDK,2003).

2.2.1.2 Yük Dağıtım

Piyasa katılımcıları, günün her saati için fiyat/miktar tekliflerini havuza sunarlar. Bu teklifler belirli bir üretim tesisi ile bağlı olmak zorunda değildir, fakat iletim kısıtları olması durumunda tesislerin yeri önem kazanır. Üreticiler sistem işletmecisine bildirmiş oldukları şekilde, ikili anlaşmalardaki taahhütleri ve NordPool'daki alım satımlarını dikkate alarak, kendiliğinden devreye girerler. Bildirilmiş olan miktarlar ile ölçülen miktarlar arasındaki farklılıklar için uzlaştırma, her ülkenin kendi dengeleme piyasasında oluşan fiyatlar üzerinden yapılır. Spot piyasa, ayrıca, olası sistem darboğazlarına, yani şebekenin bir bölümünde yetersiz iletim kapasitesi olması durumuna yönelik olarak da kullanılabilir. Piyasa farklı teklif verme bölgelerine ayrılır ve bu bölgeler, iletim şebekesinde darboğaz oluşması durumunda farklı fiyat bölgeleri olarak da kullanılabilir. Eğer böyle kısıtlar yoksa, spot sistem fiyatı bölgelerin spot fiyatına eşit olur. Eğer sözleşmeye bağlanmış miktarlar iletim şebekesi kapasite sınırını aşarsa, bu durumdan etkilenen her spot piyasa teslimat saat dilimi için iki ya da daha fazla alan fiyatı, ya da bölge fiyatı, hesaplanır. Havuzdaki spot fiyat, denge fiyatını belirler. Bütün piyasa için tek bir fiyat nadiren oluşur. Her bölge için spot piyasa fiyatları ve miktarları belirlendiğinde, piyasa, tahmin edilen üretim ve yük miktarlarına göre dengededir, fakat bu denge zaman içerisinde değişebilir ve değişecektir. Dolayısıyla, gerçek zamanlı dengeleme için de bir mekanizma gereklidir.

Her ülkedeki gerçek zamanlı piyasa, sistem işletmecilerinin, gerçek zamanlı işletme sırasında üretimi yük ile her an dengeleyebilmesini ve katılımcıların dengesizlikleri için bir fiyat oluşmasını sağlar. Gerçek zamanlı piyasa için verilecek arttırma/azaltma teklifleri, spot piyasa kapandıktan sonra, her ülkenin kendi İletim Sistemi İşletmecisine (İSİ) sunulur. Gerçek zamanlı arttırma/azaltma teklifleri, üretimi arttırmak veya tüketimi azaltmak; ve üretimi

azaltmak veya tüketimi arttırmak içindir. Hem talebe ilişkin teklifler hem de arzı ilişkin teklifler, fiyatlar ve miktarlar belirtilerek sunulur. Gerçek zamanlı piyasalar İSİ'ler tarafından oluşturulur; piyasa katılımcıları bildirimden kısa bir süre sonra önemli miktarda elektrik enerjisini taahhüt edebilecek durumda olmalıdırlar. İSİ'ler sistem dengelemesini, bu tekliflere ilişkin öncelik sırasına göre yaparlar. Yan hizmetlerin maliyetleri elektriğin tüm nihai kullanıcıları tarafından yükümlenilir ve tüm elektrik tüketimi için ayrı bir tarife olarak eklenir. Her ülkenin İSİ'si bu hizmetler için üretim tesisleriyle anlaşma yapar (EPDK,2003).



Şekil 2.3 Çeşitli ülkelerdeki elektrik enerjisi piyasası liberalleşme ve özelleştirme (Deloitte,2007)

2.2.2 İngiltere ve Galler'in Yeni Elektrik Ticareti Düzenlemeleri (NETA)

Zorunlu olan İngiltere ve Galler Havuzu'nun yerine oluşturulan Yeni Elektrik Ticareti Düzenlemeleri (NETA), üreticiler, tedarikçiler, ticaretçiler ve müşteriler arasında ikili alışverişleri ve bir dengeleme mekanizmasını esas alır. Taraflar ikili anlaşmalar yaparlar ve uzun vadeli olarak üzerinde anlaşılmış miktarlarda bir eksiklik ya da fazlalık olması durumunda, bu farklılıklar daha kısa vadeli olan bir piyasada düzeltilebilir. Gerçekleşen dengesizlik miktarları için, Dengeleme Mekanizması'nda belirlenen dengesizlik fiyatı

üzerinden ödeme yapılır. Sistemin fiziki dengesini belirlemek için, katılımcılar, her yarım saatlik ticaret dönemi için beklenen fiziksel durumlarını (yani planlanan üretim miktarını ve ölçülen talebi) iletim sistemi işletmecisi (İSİ) olan Ulusal İletim Şirketi'ne (NGC) bildirirler. Fiziksel durumların nihai bildirimleri, dengeleme mekanizması açılırken yapılır (EPDK,2003).

2.2.2.1 Spot Piyasa

Katılımcılara, ticaret zamanı öncesinde katılımcıların alım satım yapması ve sözleşmeye bağlanmış miktarlarında ayarlamalar yapabilmelerine fırsat vermek için, birkaç tane ex ante elektrik borsası (fiziki spot piyasa) kurulmuştur. Ayrıca, katılımcıların gereksinimlerini karşılayabilmek için vadeli piyasalar da gelişmektedir. [“Forward and futures markets” olarak ifade edilen bu piyasalar, gelecekteki belirli bir tarihte, daha önceden belirlenmiş sabit bir fiyat üzerinden mal ve hizmetlerin alım-satım işlemlerinin yapıldığı piyasalardır.] Bu piyasalar, elektrik enerjisi alım satım anlaşmalarının birkaç yıl sonrasını kapsayacak şekilde yapılabildiğini sağlar (EPDK,2003).

2.2.2.2 Yük Dağıtımı

Katılımcılar, sistem işletmecisine sunmuş oldukları fiziksel durum bildirimlerine göre kendiliklerinden devreye girerler. İSİ, kısa vadeli bir piyasa olan dengeleme mekanizmasını işletir. Bütün nihai fiziksel durum bildirimleri “kapı kapanışında” (ilk başlarda ticaretin gerçekleşeceği zamanın ticaretten 3½ saat öncesi idi, fakat 28 Haziran 2002’de bu süre bir saate indirildi) İSİ’ye ulaştığında, dengeleme piyasası açılır. Dengeleme mekanizması, İSİ’nin işlettiği ve üreticiler, tedarikçiler ve müşterileri de dahil birçok katılımcı tarafından verilen teklifleri kabul ettiği kısa vadeli bir piyasadır. Hiçbir kullanıcının yük alma – yük atma teklifi vermesi zorunlu değildir. İSİ, iletim sistemini kısa vadeli olarak dengeleyebilmek için kullanıcıların yükü ya da üretimi arttırmak ya da azaltmak için verdikleri teklifleri alır. İSİ’nin ayrıca vadeli sözleşmelere ilişkin bir dengeleme görevi de vardır.

Tüm katılımcıların durumları, sayaçlarla ölçülen elektrik üretimlerinin veya tüketimlerinin sözleşmeye bağlanan miktarlara uygun olup olmadığına bakılarak belirlenir. NETA dengesizlik piyasasında iki tane fiyat vardır ve dengesiz olma durumu için belirlenen ücret, kullanıcının sözleşmeye bağlanan miktarın altında ya da üzerinde üretmiş/tüketmiş olmasına bağlıdır. (uzun/kısa pozisyon) Farklı fiyatlar, İSİ’nin sistemi dengelemek amacıyla üreticilere (arz), tedarikçilere ya da müşterilere (talep) üretim ya da tüketimlerini değiştirme talimatı vermesinden dolayı yüklendiği ek maliyetleri yansıtmak amacıyla belirlenmişlerdir. İSİ

ayrıca, farklı yerlere yük dağıtımını yaparak iletim sisteminde darboğazları yönetebilmek amacıyla da dengeleme mekanizmasındaki teklifleri kabul eder (EPDK,2003).

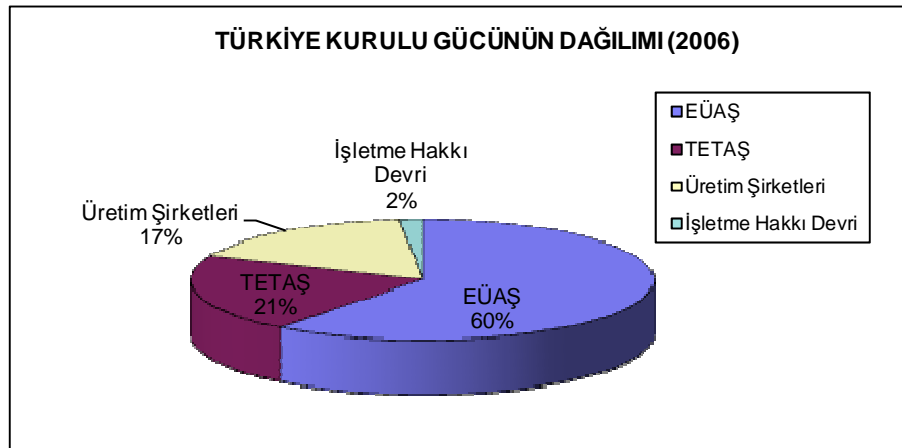
2.2.2.3 Uzlaştırma

Talep uzlaştırmasının büyük bir kısmı ikili anlaşma tarafları arasında yapılır. İkili anlaşmalarda belirlenen miktarlar ile ölçülen elektrik miktarı birbirini tutmayan katılımcılar, dengesiz olarak kabul edilir ve sistemdeki alış veya satış fiyatlarından açıkları varsa satın almak, fazlaları varsa satış yapmak zorundadırlar. Bu fiyatları, dengeleme mekanizması belirler. Uzlaştırma, İSİ'nin kabul ettiği teklifler için yapılan ödemeleri de kapsar (EPDK,2003).

2.3 Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası

Enerji, kalkınmanın temel taşlarından biridir. Türkiye elektrik enerjisi piyasası, GSYİH'ın yaklaşık olarak %3'ünü oluşturmaktadır ve toptan satış fiyatlarıyla yaklaşık olarak yıllık 18 milyar YTL büyüklüğündedir. Yıllık ortalama %6-9 oranında büyüyen talebi karşılamak için özel sektör arz yatırımlarını çekmek ve sanayinin rekabet gücünü artırmak üzere elektrik enerjisi fiyatını düşürmek amacıyla rekabetçi bir piyasa yapısına geçiş süreci yaşanmaktadır.

Avrupa Birliği kazanımlarına ve enerji mevzuatına uyum açısından da önem arz eden Türkiye elektrik enerjisi piyasası reformu, yeni piyasa yapısının hukuki alt yapısı olan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 3 Mart 2001 tarihinde yürürlüğe girmesi ile resmen başlatılmıştır. Reformun ana amacı, rekabetçi piyasa yapısı tesis etmek suretiyle özel sektör yatırımlarının cezp edilmesi ve bunun sonucunda elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulmasıdır.



Şekil 2.4 Türkiye kurulu gücünün 2006 yılı itibariyle üretici kuruluşlara dağılımı (TEİAŞ,2007)

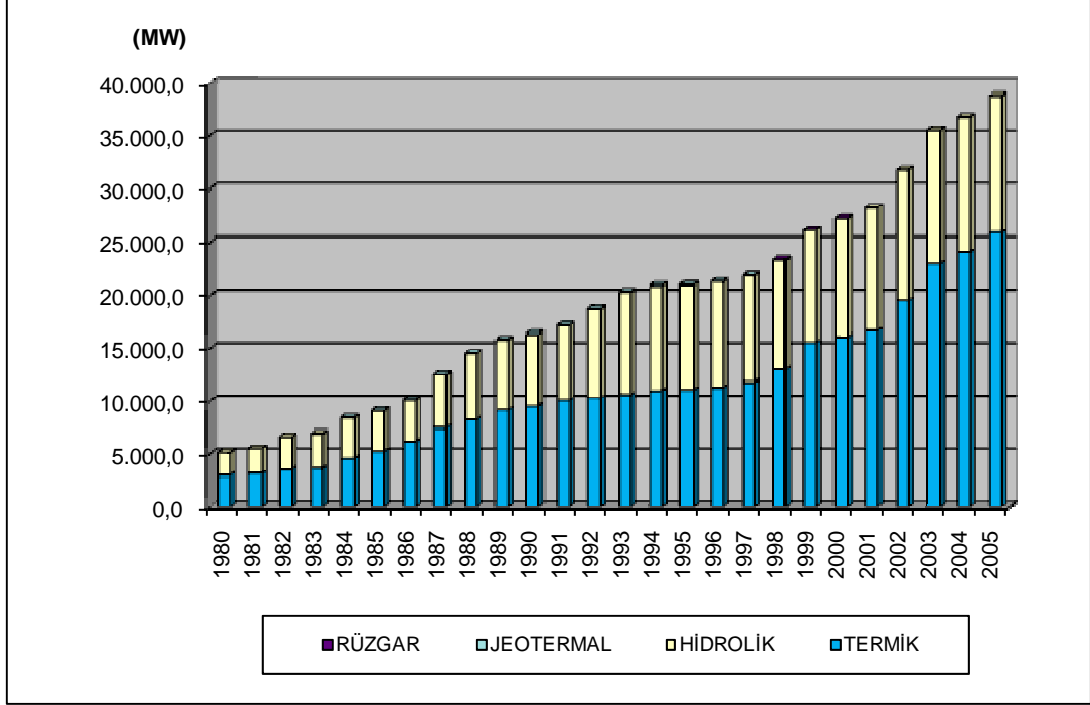
Bu kapsamda, enerji sektörünün rekabete açılması, gerekli yatırımların kamu finansmanı üzerinde ek yük yaratmaksızın özel sektör tarafından yapılması, kamunun gözetim ve denetim faaliyetlerini etkin bir şekilde yerine getirerek arz güvenliğini gözetmesi ve kamu mülkiyetindeki tesislerin özelleştirilmesi beklenmektedir. Kamu mülkiyetindeki dağıtım ve üretim varlıklarının özelleştirilmesi rekabetçi elektrik enerjisi piyasasına geçiş için bir araç olarak görülmektedir. Türkiye'nin AB'ye üyelik sürecinde AB Elektrik İç Piyasasına entegre olması ve bölgesel piyasa gelişmeleri doğrultusunda elektrik enerjisi piyasasının gelişmesi kaçınılmazdır. Bu gelişmeler karşısında piyasa katılımcılarının piyasa risklerini iyi algılaması, bu risklere karşı yeni iş modellerini hayata geçirmesi ve riskten korunma enstrümanları kullanması gerekmektedir (Deloitte,2007).

2.3.1 Türkiye'de Elektrik Enerjisi Gelişiminin Kısa Tarihçesi

Kullanım kolaylığı, istenildiği anda diğer enerji türlerine dönüştürülebilmesi günlük hayattaki yaygınlığıyla, bugün elektrik enerjisi tüketimi ülkelerin gelişmişlik düzeyinin en önemli göstergelerinden biridir. 19.yüzyılın sonlarında bulunup öncelikle aydınlatmaya dönük olarak insanlığın kullanımına sunulan elektrik enerjisini elde etmek için artan gereksinim sonucunda birincil kaynakların yanı sıra yeni ve yenilenebilir kaynaklar, rüzgar, güneş, biomas ve benzeri kaynakların da değerlendirilmesine başlanmıştır. Elektrik enerjisinin Dünya'da günlük hayatta kullanılmaya başlaması 1878 yılında olmuştur. İlk elektrik santrali ise 1882' de Londra'da hizmete girmiştir. Ülkemizde kurulan ilk elektrik üreticisi ise, 1902 yılında Tarsus'ta tesis edilen, bir su değirmenine bağlanmış 2 kW gücündeki bir dinamodur. İlk büyük santral ise 1913 yılında İstanbul Silahtarağa'da kurulmuştur.

İstiklal Savaşı sonucu 1923 yılında kurulan Türkiye Cumhuriyeti'ne kadar kurulu güç 33 MW iken bugün 1212 kat artarak 40000 MW 'a ulaşmıştır. 1935 yılına gelindiğinde, Etibank, Maden Tetkik ve Arama (MTA), Elektrik İşleri Etüt İdaresi(EİEİ) kurulmuş, daha sonra İller Bankası ve Devlet Su İşleri (DSİ) devreye girmiştir. Bu tarihte kurulu güç 126.2 MW, üretim 213 milyon kWh, elektrikleştirilmiş il merkezi sayısı da 43 dür. 1948 yılında Çatalağzı Termik Santrali devreye girmiş ve 1952 yılında 154 kV'luk bir iletim hattı ile İstanbul'a elektrik takviyesi yapılmıştır. 1950'li yıllarda Devlet ve özel sektör eliyle santraller yapılmaya ve işletilmeye başlanmıştır. Bunlar imtiyazlı şirket olarak kurulan Adana ve İçel yöresine elektrik veren Çukurova Elektrik A.Ş. (ÇEAS) ile Antalya yöresine elektrik veren Kepez Elektrik A.Ş.'dir. 1950 yılının başında kurulu gücümüz 407.8 MW'a, üretimimiz 789.5 milyon kW'a ulaşmıştır. 1970 yılına gelindiğinde; artan üretim, dağıtım ve tüketim miktarı ve hizmetin yaygınlaşması, kurumsal bir yapıyı zorunlu kılmış ve TEK (TÜRKİYE ELEKTRİK

KURUMU) kurulmuştur. Böylelikle, belediyeler ve iller bankası dışında bütünlük sağlanmıştır. Bu tarihte de kurulu gücümüz 2234.9 MW, üretimimiz 8.6 milyar kWh seviyelerine yükselmiştir (TEİAŞ,2001).



Şekil 2.5 Türkiye kurulu gücünün yıllar itibariyle gelişimi (TEİAŞ,2005)*

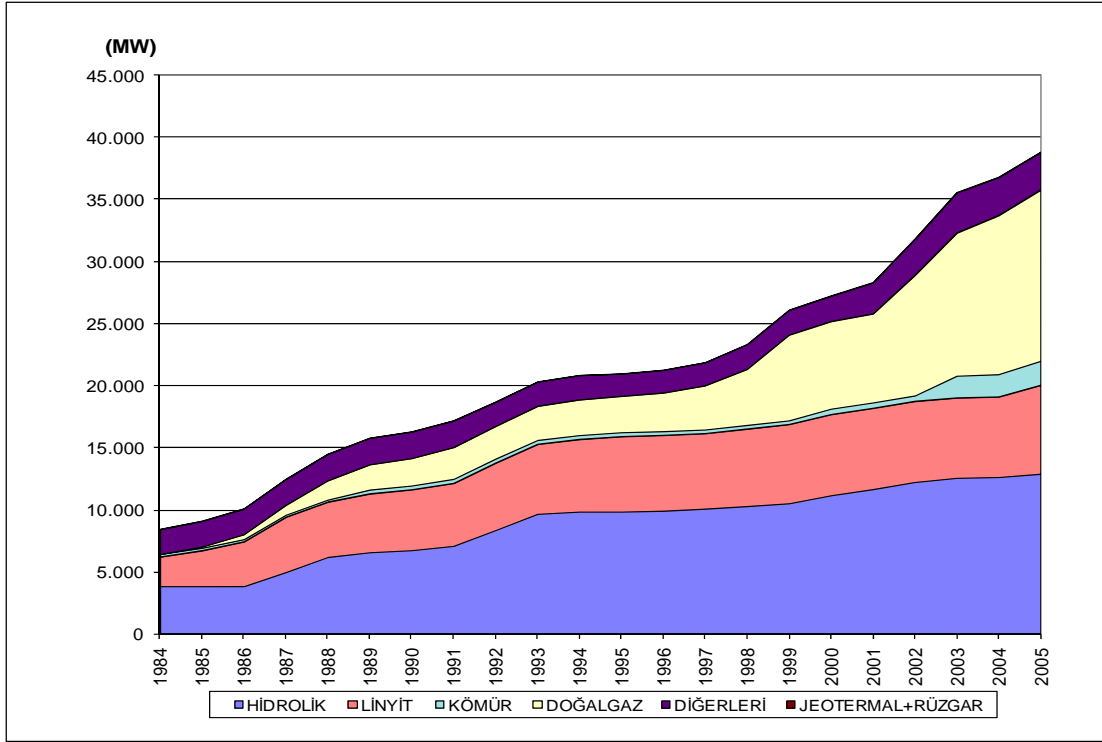
1970-1980 tarihleri arasındaki yıllarda, Dünya'daki enerji krizinden Türkiye'de etkilenmiş, termik santrallerin yakıtlarının, çoğunlukla dışa bağımlı olmasından arz ve talep dengesi bozulmuş, dolayısıyla zorunlu enerji kısıtlamalarına başvurulmuştur. Bütün bu olumsuzluğa karşın, Türkiye kurulu gücü 1980 yılında 5118.7 MW, üretimi de 23.3 milyar kWh değerlerine ulaşmıştır. 1982 yılında Belediyeler ve Birliklerin ellerindeki elektrik tesisleri TEK'e devredilmiş, bundan böyle tüm satışların, köy satışları da dahil olmak üzere TEK tarafından yapılması sağlanmıştır. Bu tarihte kurulu gücümüz 6638.6 MW, üretimimiz 26.6 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. 1970 yılında toplam köy sayısının %7'si elektrikleştirilmişken, 1982 yılına gelindiğinde bu oran %61'e ulaşmıştır. 1984 yılında, enerji sektöründeki TEK tekeli kaldırılmış, gerekli izinli alınarak kurulacak özel sektör şirketlerine de enerji üretimi, iletimi ve dağıtım konusunda olanaklar sağlanmıştır. Ayrıca yine bu yılda TEK'in hukuki bünyesi, organları ve yapısı düzenlenerek bir Kamu İktisadi Kuruluşu hüviyetine kavuşması sağlanmıştır. 1988-1992 yıllarında, elektrik sektöründe kendi yasal görev bölgesi içinde elektrik üretimi, iletimi, dağıtım ve ticaretini yapmak üzere 10 kadar sermaye şirketi görevlendirilmiştir. Aynı zamanda imtiyazlı şirketlerden olan ÇEAŞ ve

* 1980 yılından önceki yıllarda kurulu güç miktarları küçük olduğundan grafiğe alınmamıştır.

KEPEZ A.Ş.'lerine de kendi görev bölgelerinde elektrik üretim, dağıtım ve ticaretini yapma görevi verilmiştir (TEİAŞ,2001).

Türkiye Elektrik Kurumu kuruluşundan 23 yıl sonra, çıkarılan 13.8.1993 gün ve 513 sayılı Kanun Hükmünde Kararname ile Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile ilgisi devam etmek üzere özelleştirme kapsamına alınmıştır. Bu düzenlemenin bir devamı olarak da Bakanlar Kurulunun 93/4789 Sayılı Kararı ile Kurum.” Türkiye Elektrik Üretim, İletim A.Ş.” (TEAŞ) ve ” Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş.” (TEDAŞ) adı altında iki ayrı İktisadi Devlet Teşekkülüne ayrılmıştır.

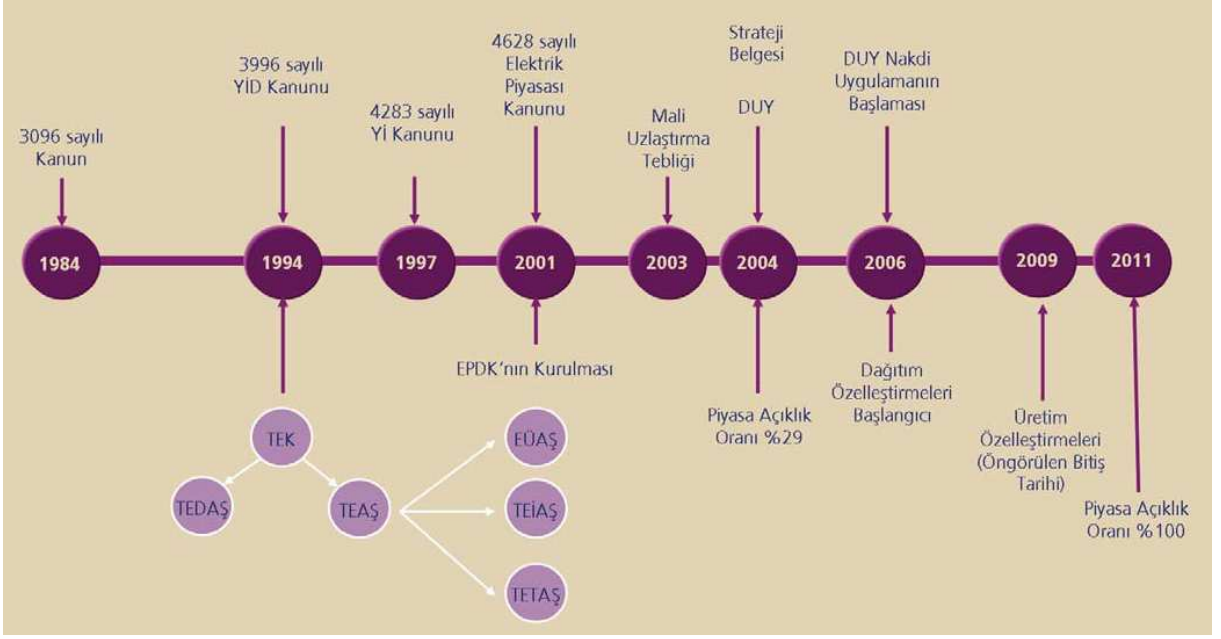
Enerji sektörünün yeniden yapılanmasına yönelik olarak 3 Mart 2001 tarihli Resmi Gazetede yayınlanan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreye uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması amaçlanmaktadır. Bu kanun, elektrik üretimi, iletimi, dağıtım, toptan satışı ve perakende satışı, perakende satış hizmeti, ithalat ve ihracatı ile bu faaliyetlerle ilişkili tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülüklerini, Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulunun kurulması ile çalışma usul ve esaslarını ve elektrik üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesinde izlenecek usulü kapsamaktadır. Bakanlar Kurulu'nun 2 Mart 2001 tarihli Resmi Gazetede yayınlanan 05.02.2001 tarih 2001/2026 sayılı kararı ile, Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, Elektrik Üretim Anonim Şirketi ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi olacak şekilde üç ayrı İktisadi Devlet Teşekkülü olarak yeniden teşkilatlandırılması kararlaştırılmıştır. Bu karar doğrultusunda, yeni piyasa yapısı içinde temel görevleri, üretilen elektriğin tüketim noktalarına kadar iletilmesini sağlayan iletim tesislerinin tesis ve işletilmesi, elektrik sisteminin işletilmesi, bir başka deyişle yük dağıtım, yeni piyasa yapısına uygun bir iletişim alt yapısının oluşturulması ve piyasanın tam olarak açılmasına bağlı olarak piyasanın işletilmesi yani, piyasadaki mali dengeleme ve uzlaştırma faaliyetlerinin yürütülmesi olarak belirlenmiştir (TEİAŞ,2001).



Şekil 2.6 Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücünün birincil enerji kaynakları itibariyle gelişimi (TEİAŞ,2005)

2.3.2 Türkiye Elektrik Sektörü Reformu ve Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY)

1980 sonrası dünyada yaşanan liberalleşme politikası ve özelleştirme girişimlerine paralel olarak özel sektörün elektrik enerjisi alanında faaliyet göstermesine olanak sağlayan düzenlemeler yapılmıştır. 1984 yılında Türkiye Elektrik Kurumu'nun (TEK) elektrik sektöründeki tekeline son veren 3096 sayılı kanun ile özel sektörün Yap-İşlet Devret (YİD) modeli ile üretim tesisi kurmak ya da mevcut üretim ve dağıtım tesislerinin mülkiyeti TEK 'de kalmak üzere, işletme hakkını devralmak suretiyle özel sektöre faaliyette bulunma imkanı verilmiştir. Özel sektörün 3096 sayılı kanun çerçevesinde başvurarak izinlerini aldığı çeşitli büyüklükteki hidroelektrik ve termik santrallerin inşası ise, 3096 sayılı kanun'da çözüm getirilmediği daha sonra ortaya çıkan çeşitli hukuki nedenler sonucu, çok gecikmiş ve ilk büyük ölçekli projenin inşaatına başlanması 1996 yılını bulmuştur. Türkiye'de iletim ve dağıtım faaliyetlerinin dikey ayrıştırması Mayıs 1994 tarihinde TEK'in ikiye bölünmesi sonucu, elektrik enerjisi üretim ve iletim faaliyetlerinin Türkiye Elektrik Üretim ve İletim A.Ş. (TEAŞ), dağıtım faaliyetlerinin Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) tarafından yürütülmeye başlanmasıyla yapılmıştır. 2001 yılında ise TEAŞ bünyesinde devam eden üretim, iletim ve ticaret faaliyetleri ayrıştırılarak üretim faaliyetinden Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), iletim faaliyetinden Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ), elektrik ticaretinden ise Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş.(TETAŞ) sorumlu olmuştur (Deloitte,2007).



Şekil 2.7 Türkiye elektrik sektörü reformu kilometre taşları (Deloitte,2007)

Haziran 1994'te yürürlüğe giren 3996 sayılı kanun ile, özel ve yabancı sermayeli şirketlerin ileri teknoloji ve yüksek yatırım kaynak ihtiyacı duyulan büyük altyapı yatırım projelerinin yapımı, işletmesi ve devredilmesi konularında, Yap-İşlet-Devret modeli çerçevesinde, özel hukuk hükümlerine tabi olacak şekilde görevlendirilmesine ilişkin esaslar düzenlenmiştir. Avrupa Birliği müktesebatına ve enerji mevzuatına uyumu açısından da önem arz eden Türkiye elektrik piyasası reformu, yeni piyasa yapısının hukuki alt yapısı olan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun (Kanun) 3 Mart 2001 tarihinde yürürlüğe girmesi ile resmen başlatılmıştır. Kanun, Türkiye'de liberal bir elektrik piyasası kurulmasının ve işletilmesinin esaslarını içermektedir ve Avrupa Birliği "Elektrik Direktifi" ile uyumlu bir yasal altyapı oluşturmayı amaçlamaktadır. Kanun, merkezinde ikili anlaşmaların, serbest tüketici kavramının ve dengeleme ve uzlaştırma mekanizmasının yer aldığı bir piyasa modelinin hayata geçirilmesini benimsemiştir. Kanun ile "Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu ve Kurulu" oluşturulmuş, piyasada faaliyet gösterecek olan katılımcılara faaliyetleri için lisans uygulaması getirilmiş, elektrik üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesi konularında düzenleme yapılmıştır. Özet olarak, Kanun ile Kurul tarafından yönetilen özerk bir Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK), tüm piyasa katılımcıları için yeni bir lisanslandırma çerçevesi, piyasa katılımcıları arasındaki ikili anlaşmalara dayalı bir enerji piyasası, serbest tüketicilere kendi tedarikçilerini seçmelerinde özgürlük tanıyan bir serbest tüketici kavramı, iki yıllık bir program dahilinde uygulanacak bir geçiş mekanizması kurulması öngörülmüştür.

30 Mart 2003 tarihinde yayımlanan Elektrik Piyasasında Mali Uzlaştırma Yapılmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Tebliğ (Mali Uzlaştırma Tebliği) ile birlikte Türkiye elektrik piyasası tek-alıcı/satıcı yapısından dengesizliklerin uzlaştırılmasının yapıldığı kısmi açık piyasa yapısına geçmiştir. Elektrik Piyasası Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nin (DUY) 3 Kasım 2004 tarihli ve 25632 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmesi ve 1 Ağustos 2006 tarihinde nakdi uygulamaya başlamasıyla Dengeleme Piyasası kurulmuş ve lisans sahibi tüzel kişilerin dengeleme ve uzlaştırma sistemine katılımlarına, ve üretim, tüketim, alım ve satım işlemlerinin bir ya da bir kaçını yapmaları neticesinde, kendilerinin ya da ikili anlaşmalar yoluyla sorumluluklarını üstlendikleri diğer piyasa katılımcılarının ve serbest tüketicilerin, yapmış oldukları uzlaştırmaya esas ikili anlaşmalarla tesis edilmiş olan hak ve taahhütlerinden farklı şekilde, sistemden çektikleri ya da sisteme verdikleri elektrik enerjisine ilişkin alacak ve borçlarının mali açıdan uzlaştırılmasına ilişkin usul ve esaslar belirlenmiştir (Deloitte,2007).

2.3.2.1 Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY) Sistemi

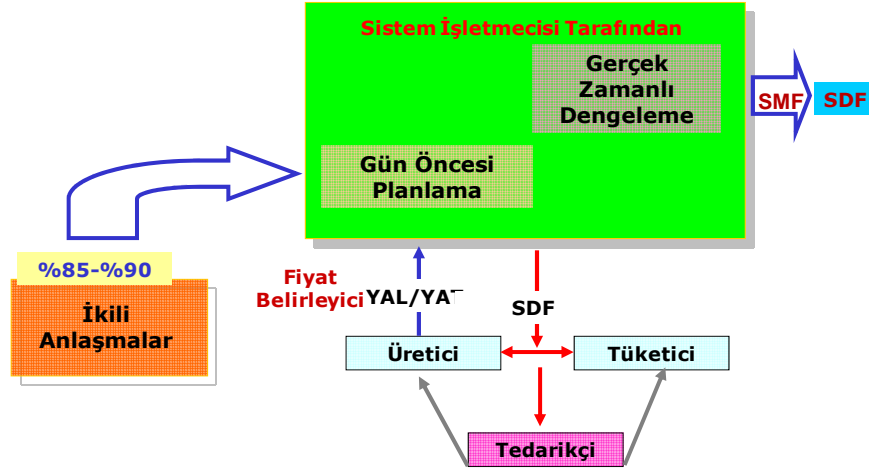
Gerek dünya uygulamalarında gerekse ülkemizde yapılan yasal ve ikincil mevzuat uygulamalarında elektrik piyasasının oluşmasında ve işlenmesinde ikili anlaşmalar ve dengeleme pazarları(piyasanın gelişmesine paralel olarak gün öncesi piyasa) uygulamaları elektrik enerjisi sektörüne yön veren düzenlemeler olmuştur. Uygulanan modeller doğrudan doğruya sektöre fiyat, yatırım tüketim ithalat ve ihracat faaliyet ve parametreleri olarak yön vermekle kalmayıp tüketici ve yatırımcı davranışlarını etkileyen özellikler taşımaktadır. Piyasa tasarımının en önemli unsuru elektrik enerjisi fiyatıdır, dolayısıyla vadeye (riske) göre değişen fiyatın piyasa ortamında oluşmasını sağlamak üzere piyasa tasarımı temel olarak kısa vadeli piyasa mekanizmaları, kısıt yönetimi ve uzun vadeli piyasalardan oluşmaktadır. Dikey bütünleşik tekel yapıda önceden bilinen (ve sabit) fiyat, rekabetçi piyasada önceden bilinmeyen ve arz talep dengesine göre dalgalanan fiyat özellik kazanmaktadır. Rekabetçi ortamda elektrik enerjisi fiyat değişimine göre piyasa katılımcıları üretim veya tüketimlerini yönetmelidir (Güneş,2007).

Elektrik tüketimi saatlik, günlük, haftalık, aylık ve mevsimlik değişimi ve bazen de belirli bir profil izlemektedir. Üretim ve tüketim planlama aşamasında ne kadar hassas bir tahmin yapılırsa da gerçek zamana gelindiğinde, ikili anlaşmanın her iki tarafında da değişen koşullar ve beklenmeyen durumlar nedeniyle ikili anlaşmalar kapsamında öngörülen arz ve talep dengesi bozulabilir. Bu tür dengesizlik durumlarında asgari teknik şartları yerine getirebilen üretim tesisleri (Dengeleme Birimleri) tarafından sistem işletmecisine verilmiş olan yük alma

ve yük alma teklifleri değerlendirmeye alınarak dengeleme işlemi en düşük maliyetli olacak şekilde sistem işletmecisi tarafından gerçekleştirilir (Güneş,2007). Dengeleme, elektrik enerjisi arz ve talebini gerçek zamanlı olarak dengede tutmak amacıyla, sistem işletmecisi tarafından yürütülen;

- Yük alma (YAL) tekliflerinin değerlendirilerek kabul edilmesi suretiyle, dengeleme birimlerinin üretimlerinin artırılması,
- Yük atma (YAT) tekliflerinin değerlendirilerek kabul edilmesi suretiyle, dengeleme birimlerinin üretimlerinin azaltılması,
- İlgili mevzuat hükümleri ve zorunlu ve/veya ticari yan hizmetler anlaşmaları çerçevesinde frekans kontrol ve talep kontrol hizmetinin temin edilmesi,

faaliyetlerini ve bu faaliyetler için gerekli teknik ve idari işlemleri içerir (PMUM,2007).



Şekil 2.8 DUY geçiş dönemi piyasa yapısı (PMUM,2005)

Sistem işletmecisi olarak Milli Yük Tevzi Merkezi, anlık yük alma ya da yük atma gereksinimini tespit edecek ve yük alma, yük atma fiyat tekliflerini ve ilgili teknik unsurları dikkate alarak, kabul edilecek yük alma, yük atma tekliflerini belirleyecektir. Bu çerçevede, dengeleme sistemi katılımcıları,

- Bir sonraki gün için dengeleme birimlerinin üretim seviyesini gösteren Günlük Üretim Programı (GÜP) sunmakla,
- Her bir dengeleme birimi için teknik parametreler(emreamade kapasite, minimum kararlı üretim düzeyi, yüklenme-yük düşme hızları vb.) sunmakla,
- Dengeleme biriminin üretimin arttırmak ya da azaltmak için yük alma-yük atma teklifleri sunmakla ve,

- Merkezi Yük Tevzi Merkezi'nin (MYTM) yük alma-atma talimatlarına(yük alma-atma teklif kabulleri) uymakla ve bunları kayıt altına almakla

yükümlü olacaklardır.

Dengeleme talimatlarının mali sonuçlarının uzlaştırılmasında ise, dengeleme talimatları saatlik fiyatlar üzerinden aylık olarak uzlaştırılmaktadır.

- Dengeleme amacıyla kabul edilen tüm yük alma/yük atma teklifleri için saatlik sistem marjinal fiyatı ödenmektedir.
- Dengeleme haricinde diğer sistem işletim gereklerinin karşılanmasına yönelik olarak yük alıran dengeleme birimlerinin sisteme satışlarında ya da yük atılan dengeleme birimlerinin sistemden alımlarında dengeleme birimlerinin teklif fiyatları esas alınmaktadır.
- Dengeleme birimlerinin, üretimlerini, kabul edilen yük alma-atma teklifleri uyarınca düzenlememeleri durumunda teslim etmeme ücreti uygulanmaktadır.

Dengesizliklerin uzlaştırılmasında piyasa katılımcılarının aktif enerji açık ya da fazlaları,

- Sisteme verilen ve/veya sistemden çekilen aktif elektrik enerjisi miktarları,
- İkili anlaşma bildirimlerinde yer alan alış ve satış miktarları ve kabul edilen yük alma-atma teklif miktarları,

dikkate alınarak belirlenmektedir. Bu miktarlar,

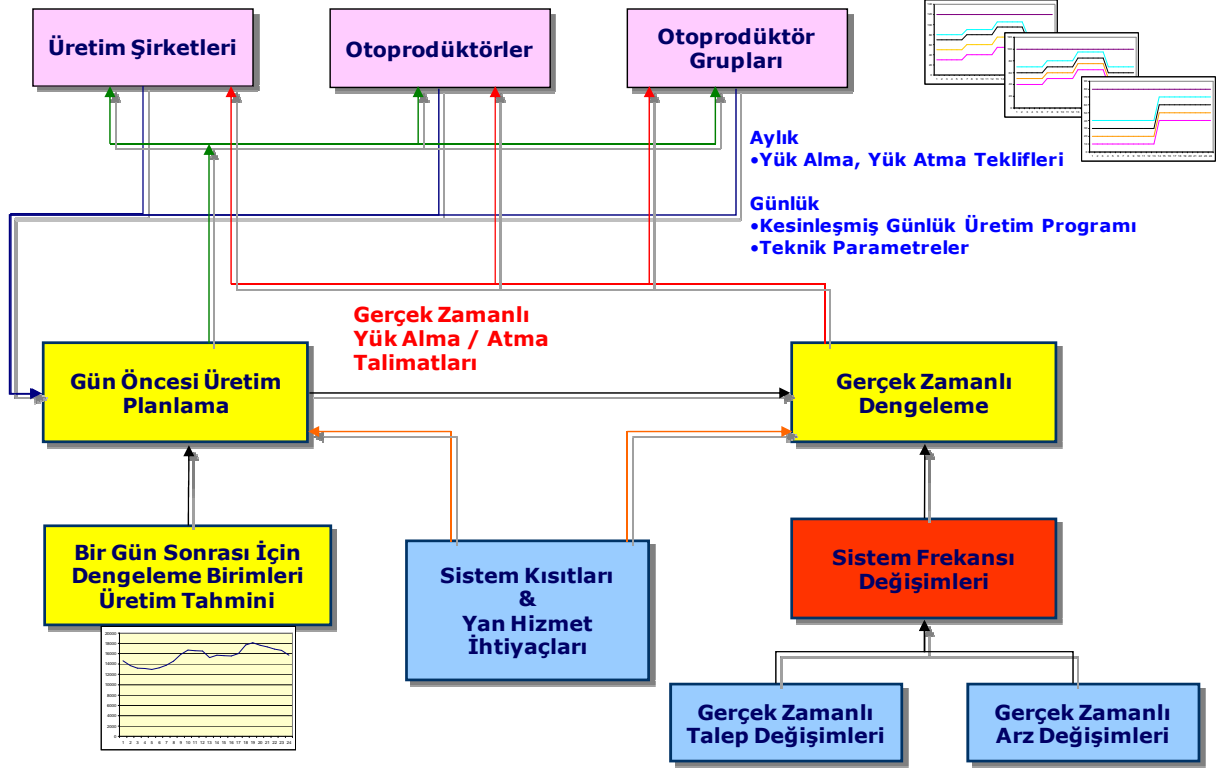
- Saatlik sistem marjinal fiyatlarının ağırlıklı ortalaması alınarak belirlenen,
- Uzlaştırma dönemi bazında,
- Ortalama sistem maliyetini yansıtan

Tek bir Sistem Dengesizlik Fiyatı (SDF) üzerinden uzlaştırılmaktadır (PMUM,2007).

$$SDF = \frac{\sum_{t=1}^U \left(SMF \times \sum_{n=1}^Z KEYM \right)}{\sum_{t=1}^U \sum_{n=1}^Z KEYM} \quad (2.1)$$

Burada, *SDF* sistem dengesizlik fiyatını, *SMF* sistem marjinal fiyatını, *KEYM* kabul edilen yük teklif miktarlarını, *U* uzlaştırma dönemindeki saat sayısını, *Z* dengeleme birimleri sayısını ifade eder.

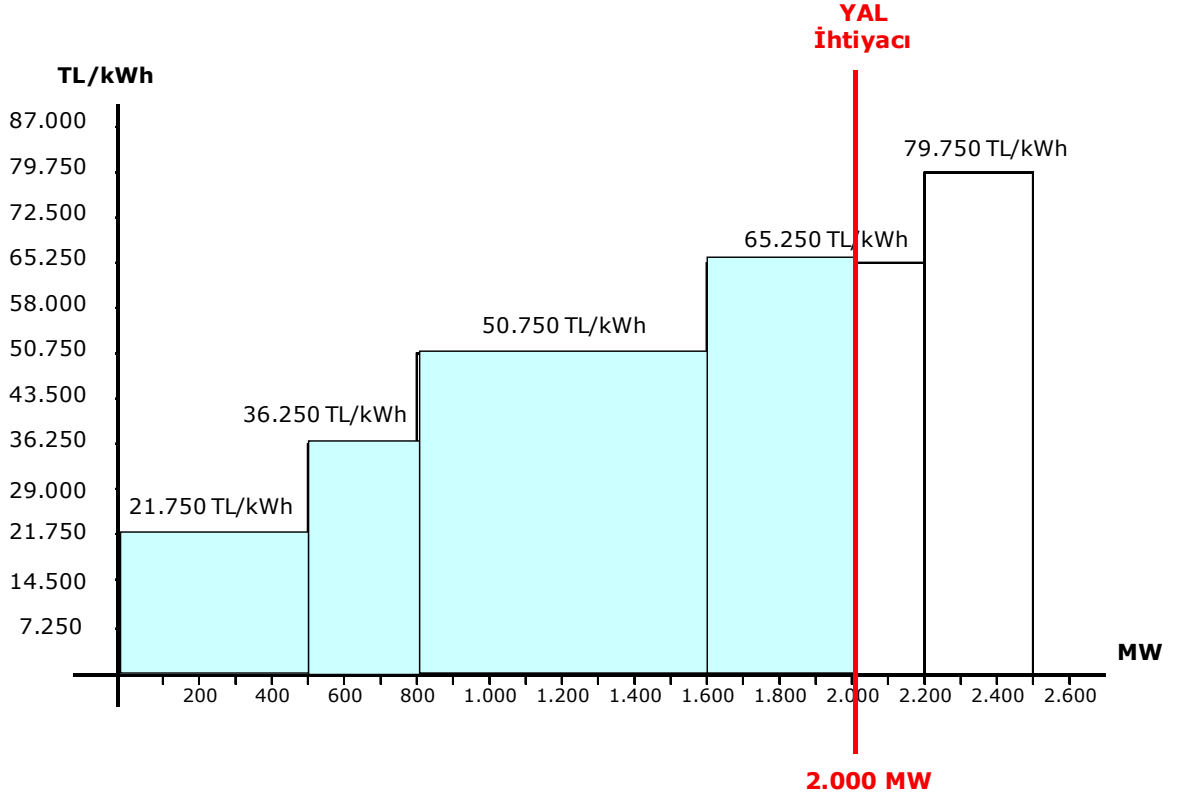
Günlük üretim programlarının üretim tesisleri (ya da onlarla koordinasyon içerisinde ikili anlaşma yapmış buldukları toptan satış şirketleri) tarafından yapılacak olması, gerek planların yapılması, gerekse MYTM tarafından bu planların dengelemeye esas teşkil edecek şekilde kullanılması, dengeleme ve uzlaştırma sisteminin getirdiği temel yeniliktir.



Şekil 2.9 Dengeleme mekanizmasına genel bakış (PMUM,2005)

Benzer şekilde üretim tesislerinin planlarının üzerinde ya da altında yükte çalışmak için talep edecekleri (ya da teklif edecekleri) fiyatları belirlemeleri, bu süreç kapsamında kendi maliyetleri ve bütçe hedefleri kadar, piyasa genelindeki arz-talep dengesini de dikkate almaları gerekir. Üretim tesislerinin çalıştıkları yük seviyesini, gün içerisinde gerçekleşecek teklif kabulleri doğrultusunda ayarlamaları ve uzlaştırma hesaplamalarına esas teşkil edecek bu kabullerin gerek MYTM gerekse üretim tesisleri tarafından kayda alınması diğer bir gereksinimdir. Uzlaştırma neticesinde hesaplanacak gelir ve gider tahakkuklarının katılımcılar tarafından doğrulanması, tüm taraflar için ilave bir süreç olacaktır. Tüm bu çerçevede, kayıt işlemleri (katılımcıların kaydı, ölçüm sistemlerinin kaydı, dengeleme birimlerinin kaydı ve uzlaştırma birimlerinin kaydı) ve sözleşme bildirimleri yapılması gereken temel işlemler arasındadır (Güneş,2007).

Dengeleme piyasasında teknik koşulları yerine getirebilen belli büyüklükteki santraller ve/veya üniteler yük alma- yük atma teklif fiyatlarını sunarak saatlik sistem marjinal fiyatlarını belirler.



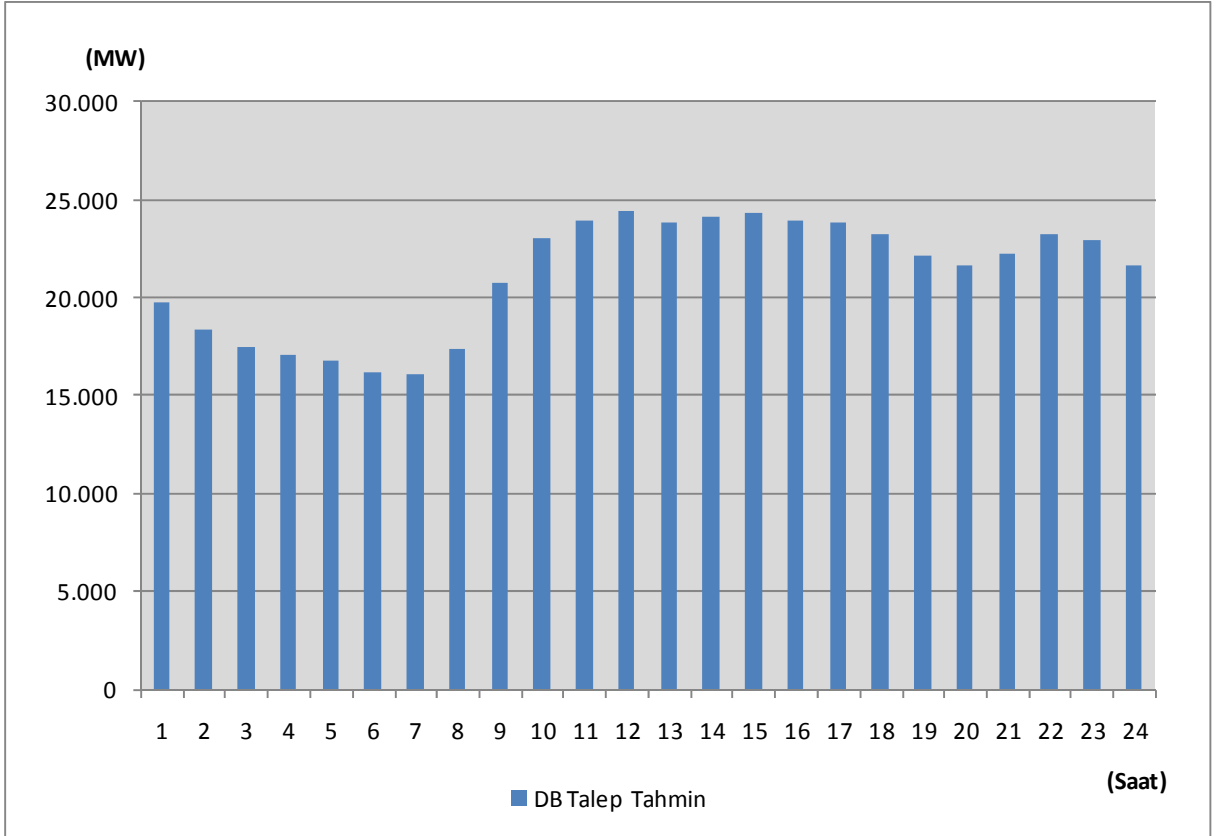
Şekil 2.10 Sistem marjinal fiyatı (SMF) oluşumu (YAL) (TEİAŞ ve EÜAŞ,2005)

SMF'lerin ağırlıklı ortalamaları ile hesaplanan sistem dengesizlik fiyatları, piyasa katılımcılarının enerji dengesizliklerinin uzlaştırılmasında kullanılır. Bir başka deyişle, tüketim tarafını temsil eden toptan satış ve perakende satış şirketleri fiyat belirlemede herhangi bir rol oynamamaktadır.

Dengeleme piyasası, gün öncesi planlama ve gerçek zamanlı dengeleme olmak üzere iki ayrı bölümden oluşmaktadır. Gün öncesi planlamada olası sistem kısıtları da dikkate alındığından dengeleme piyasasının bir çeşit kısıt yönetim piyasasını da içerdiğini düşünebiliriz. Gün öncesi üretim planlanması her gün aşağıdaki şekilde yürütülür,

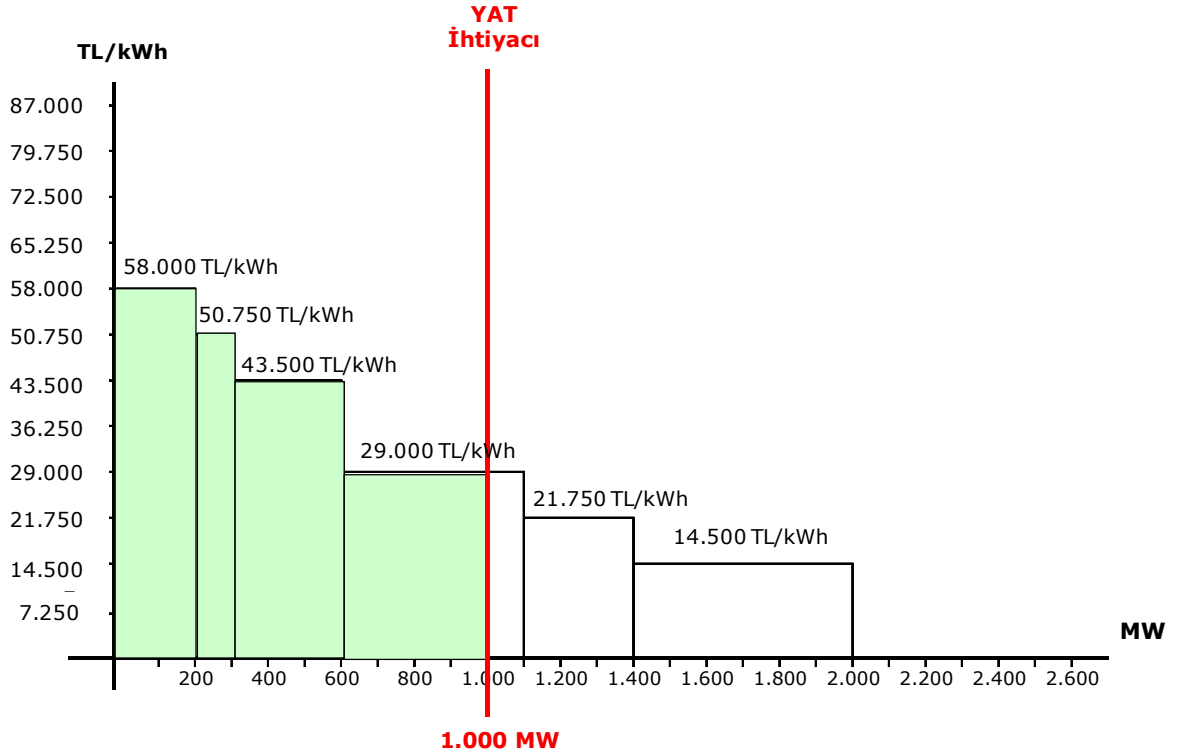
- Saat 11:30'a kadar, MYTM tarafından, bir sonraki güne ait talep tahmin, tüm dengeleme sistemi katılımcılarına duyurulur,(Şekil 2.11)
- Saat 11:30 – 14:30 arası, dengeleme sistemi katılımcıları tarafından, her bir dengeleme birimi için belirlenen GÜP'ler ve teknik parametreler MYTM'ye bildirilir. 14:30 itibariyle en son bildirilmiş olan GÜP'ler, Kesinleşmiş Günlük Üretim Programı (KGÜP) olarak kaydedilir,

- Saat 14:30 -16:00 arasında, MYTM, tüm dengeleme birimleri için üretim planlaması yapar; tüm dengeleme birimleri için KGÜP'leri baz alarak, bir gün sonrası için tahmin edilen ulusal yük talebinin karşılanmasına yönelik yük alma ve yük atma tekliflerini değerlendirir ve yapılan değerlendirme sonucu uygun görülen yük alma ve yük atma tekliflerini, ulusal yük talebinin karşılanmasını sağlamak üzere kabul eder. Her bir dengeleme birimi için KGÜP'leri ve bir gün sonra sonrası planlama faaliyetleri kapsamında kabul edilmiş olan yük alma ve yük atma tekliflerine ilişkin talimatları, ilgili dengeleme sistemi katılımcısına bildirir.
- Saat 16:00 – 16:30 arasında; dengeleme sistemi katılımcıları MYTM tarafından kendilerine bildirilen talimatların teknik parametreler ile tutarlı olup olmadıklarını kontrol ederek tutarlı olmayan talimatlar ile ilgili olarak MYTM'ye itirazda bulunabilir.



Şekil 2.11 Bir sonraki güne ait dengeleme birimleri talep tahmini

- Saat 16:30 – 17:00 arasında; MYTM itirazları değerlendirerek dengeleme sistemi katılımcılarına düzeltilmiş talimatları bildirir.



Şekil 2.12 Sistem marjinal fiyatı (SMF) oluşumu (YAT) (TEİAŞ ve EÜAŞ,2005)

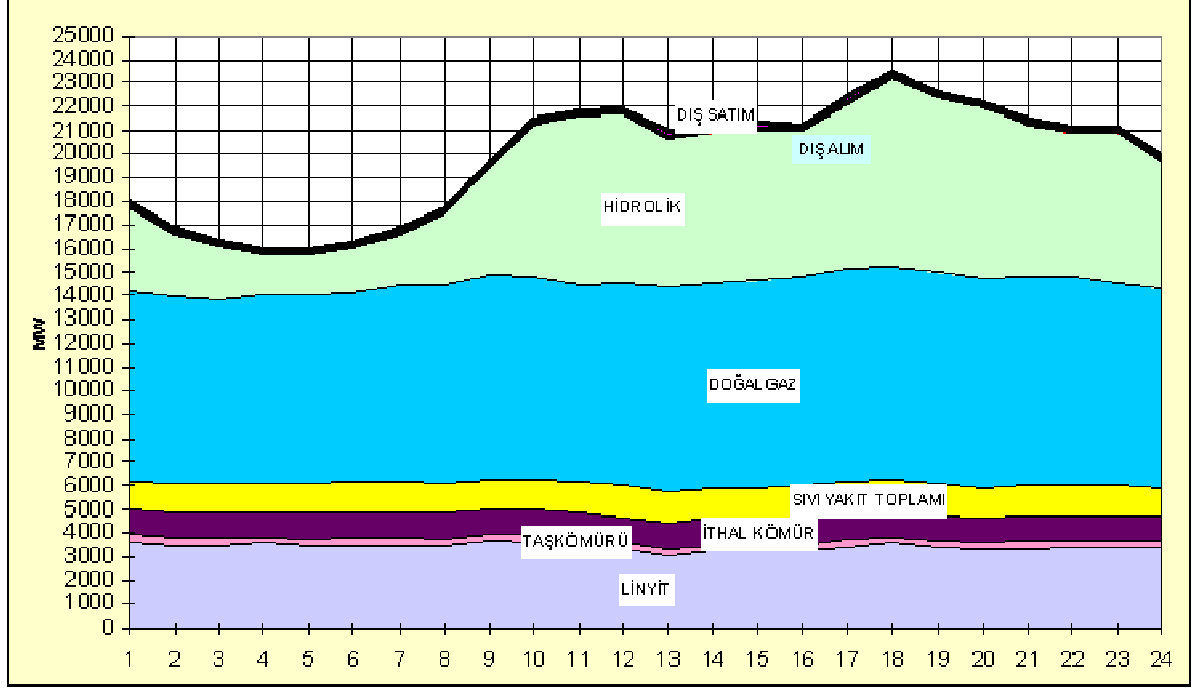
Gün öncesi üretim planlama aşamasında sağlanan arz ve talep dengesi aşağıdaki nedenlerle gerçek zamanda bozulabilir;

- Plandan veya tahminden sapmalar,
- Hava durumunda beklenmeyen ani değişimler,
- Üretim veya tüketim tesislerinin devre dışı kalmaları,
- Şebeke (hat,trafo vb.) arızalarından dolayı bölgeler arası elektrik enerjisi akış değişikliği.

Bu durumlarda sistem işletmecisi arz ve talebi eş zamanlı olarak dengelemek için sürekli bir şekilde gerçek zamanlı dengeleme işlemini yürütmektedir. Gerçek zamanda olası sistem dengesizliğine karşı sitem işletmecisi olağan şartlarda primer, sekonder ve tersiyer adı verilen değişik zamanlarda devreye alınabilen ve birbirini sıra ile geri doldurabilen üç çeşit yedek kapasiteye başvurmaktadır. Bu yedeklere ilaveten puant yedeği ve olağandışı koşullar için belirli miktarda yedeği, olası risklere karşın sistem güvenliği açısından sağlaması sistem işletmecisi sorumluluğundadır (Güneş,2007).

Mevcut uygulamada MYTM merkezi olarak bir gün sonrası için tahmin edilen talebin iletim sistemine bağlı her bir üretici tarafından saatlik olarak ne şekilde karşılanacağı gösteren bir yük kılavuzu hazırlar ve her bir Bölgesel Yük Dağıtım Merkezi (BYTM)'ne kendi sorumluluk

alanlarında planlanan üretim ile ilgili bilgiyi iletir. Bu aşamadan sonra BYTM'ler kendi alanlarındaki üreticilere üretim planlarını gönderir. Şekil 2.13'de görüldüğü gibi baz yük santrallerini ekonomik sıralamaya göre çalıştırdığı görülmektedir.



Şekil 2.13 MYTM tarafından gerçekleştirilen günlük mevcut dengeleme uygulaması (TEİAŞ,2004)

Burada öncelikli üretim olarak uzun vadeli sözleşmeye bağlanmış YİD/Yİ/İHD santrallerinin ve mevcut kömür anlaşması koşullarının yerine getirilmesi için çalıştırılan kömür santrallerinin (mevcut doğalgaz anlaşmasından dolayı gaz santrallerinin pahalı olmasına rağmen) daha fazla çalıştırıldığı görülmektedir. Yük eğrisi takibinin az bir kısmını doğalgaz santralleri ve büyük çoğunluğunu hidroelektrik santralleri ile yapmaktadır ki teknik ve ekonomik olarak da doğrusu budur. Dolayısıyla, teknik anlamda MYTM tarafından yapılmakta olan mevcut dengeleme uygulamasında DUY kapsamında çok büyük değişiklikler beklenmemektedir. Ancak, santrallerin çalışma durumu merkezi olarak MYTM'nin inisiyatifinde iken DUY hükümlerince dengelemeye katılabilecek santrallerin yük alma ve/veya yük atma teklif fiyatlarını kendileri teklif etmeleri ve bu tekliflerin ekonomik sıralamasına göre MYTM tarafından sistemin dengelenmesi öngörülmektedir (Güneş,2007).

Sonuç olarak dengeleme piyasası aşağıdaki üç ana esasa dayanmaktadır;

- Enerji açığı olan piyasa katılımcıları için ve enerji fazlası olan piyasa katılımcıları için tek bir Sistem Dengesizlik Fiyatı uygulanması,

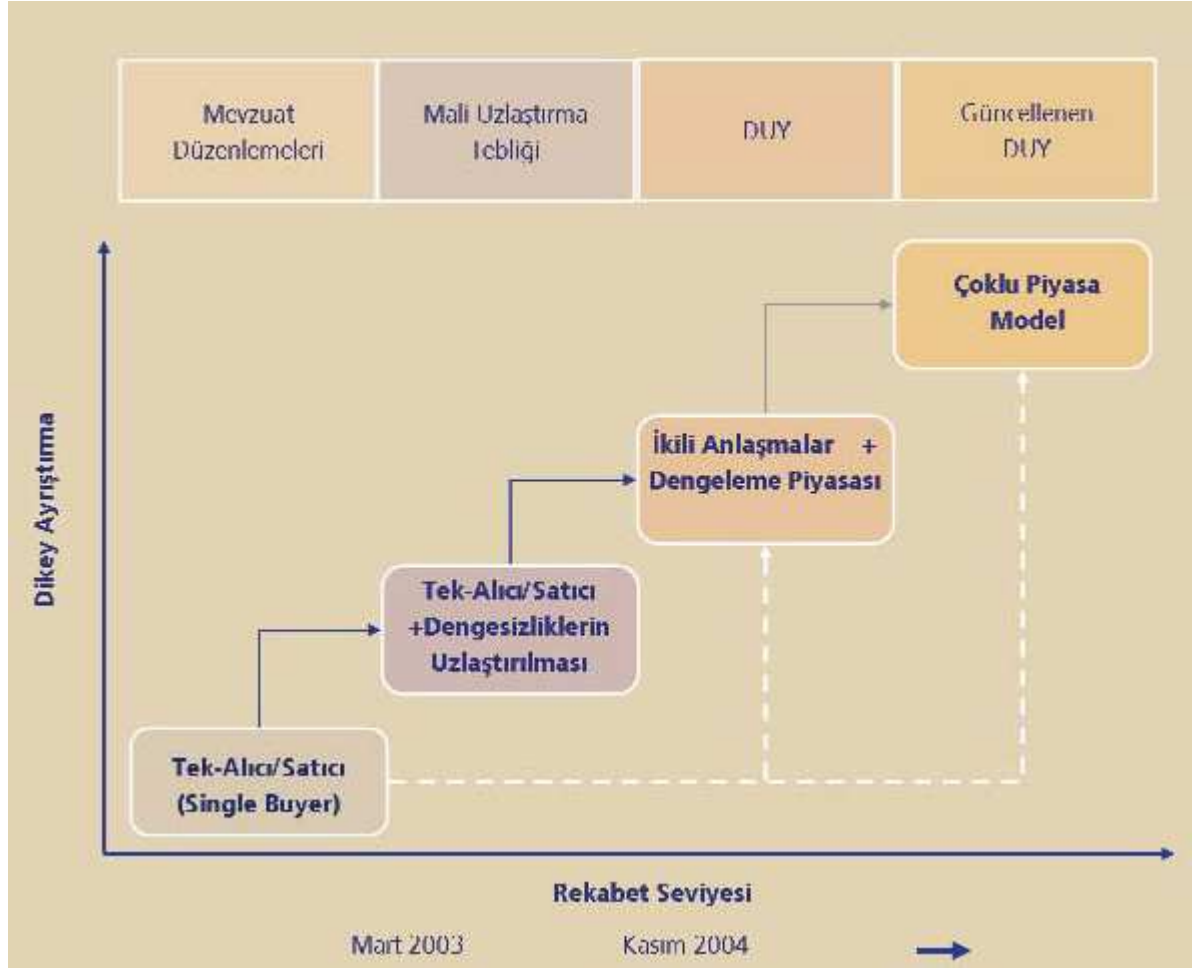
- Dengeleme piyasasında SMF bir saat içinde kabul edilen en yüksek yük alma veya en düşük yük atma teklifi ile belirlenmesi,
- Bu fiyatların, özel sektör yatırımlarını çekebilmek için, kapasite açığı ve arz-talep dengesine ilişkin bir sinyal içermesidir.

Kurulan dengeleme piyasası ile birlikte piyasa katılımcıları için yeni ticaret imkanları yaratılmaktadır. Piyasa katılımcıları,

- Mevcut durumda da olduğu gibi, ikili anlaşmalarla elektrik enerjisi alabilir ya da satabilirler,
- Kabul edilme ihtimali yüksek yük alma/yük atma teklifleri sunarak, sistem marjinal fiyatı(dengeleme haricinde diğer sistem işletim gereklerinin karşılanması için kabul edilmesi durumunda, teklif fiyatı) üzerinden elektrik enerjisi satabilirler/satın alabilirler,
- İkili anlaşma yapmaksızın ve yük alma/yük atma teklifi vermeksizin, sisteme enerji vererek ya da sistemden enerji çekerek, sistem dengesizlik fiyatı üzerinden elektrik enerjisi alabilir ya da satabilirler (Güneş,2007).

Hedeflenen piyasa yapısına mevcut koşullar dikkate alınarak kademeli olarak geçilmesi öngörülmüştür. Elektrik piyasası gelişmeleri ve söz konusu kademeli geçiş Şekil (2.14)'de özetlenmektedir. Mali uzlaştırma sisteminin sağlıklı olarak işleyebilmesi, büyük ölçüde ölçme-iletişim-kontrol altyapısının oluşturulmasına dayanmaktadır. Bu itibarla, başlangıç koşulları dikkate alınarak aşamalı bir uygulama programı öngörülmüştür. Mart 2003 tarihinden itibaren Mali Uzlaştırma Tebliği ile birlikte Türkiye elektrik enerji piyasasında tek alıcı/satıcı yapısından dengesizliklerin uzlaştırılmasının yapıldığı kısmi açık piyasa yapısına geçilmiştir. Kısmi açık piyasa uygulamasında piyasanın sadece küçük bir kesimi (kurulu gücü olarak %16, 2005 yılı üretim ile %17) sistemde uzlaştırma sürecine dahil etmiştir (Deloitte,2007).

Piyasalar geliştikçe standart ürünler ortaya çıkmakta ve bu standart ürünleri sunan elektrik borsasının kurulması kaçınılmaz olmaktadır. Piyasanın en önemli unsurlarından talep tarafının fiyat belirlemede aktif rol oynaması gibi olgun ve gelişmiş piyasalarda mevcut uygulamaların piyasa gelişimi ve ihtiyaçları doğrultusunda sürekli güncellenecek DUY kapsamında ele alınması beklenmektedir. Risk yönetimi araçları sunan vadeli ve opsiyon işlemler piyasası, elektrik enerjisi piyasasının doğal gelişim sürecinde tesis edilecektir. İkili anlaşmalar piyasasını tamamlayan gün öncesi piyasası ve dengeleme piyasasının olduğu piyasa modeline çoklu piyasa modeli denilmektedir.



Şekil 2.14 Türkiye elektrik piyasasında rekabetçi piyasa yapısına kademeli geçiş (Deloitte,2007)

3 Ekim 2005 tarihinde Avrupa Birliği'nin Türkiye ile üyelik müzakere sürecine başlamasıyla, elektrik sektörü liberalleşme süreci ivme kazanmakta ve piyasa yatırımcılar açısından cazip hale gelmektedir. Ayrıca, Türkiye mevzuatının ve elektrik piyasasının AB Enerji Müktesebatı'na uyumu orta vadede beklenen gelişmedir (Deloitte,2007).

3. ENERJİ SANTRALLERİNDE ÜRETİM PLANLANMASI

Termik santrallerdeki ünitelerin ekonomik olarak yüklenmesinde ya da en iyi üretim programının planlanmasında, güç sistemlerindeki operasyonel problemlerin en önemlilerinden birisi olan işletme kısıtları büyük önem taşımaktadır. Bir hidro-termik güç sistemindeki ünitelerin üretiminin planlanması daha zordur, çünkü hidro ve termik sistemlerdeki problemlerin arasında koordinasyonun sağlanmasının yanı sıra su miktarının uzun dönem tahmini yapılması gerekir (Mendes,1999). Burada sadece termik santrallerdeki üniteler ele alınacaktır.

Ünitelerin üretimlerinin planlanması, fiyat tekliflerinin arz'ı belirlemesiyle oluşan bir optimizasyon problemidir. Bu tekliflerin tamamının başlı başına toplanmasıyla oluşan eğri bize problemin çözümünde fayda sağlayacaktır. Önceki bölümlerde SMF'nin oluşumu ve sistemden istenen talep konularına değinilmişti. Talep edilen enerji, sistemin işletme kısıtlarından birini oluşturur. Talebin sürekli değişimi sistemin esnek olmasını gerektirir.

3.1 Elektrik ve Buhar Üreten Santrallerde Maliyet Analizi

Elektrik enerjisinin maliyeti ile müşteriye satış fiyatı arasında fark vardır. Satış fiyatı, üretim maliyetine ilave olarak, taşıma ve dağıtım masraflarını içine aldığı gibi bir miktar kar içerebilir. Piyasanın serbestleşmediği durumlarda elektrik satış fiyatını merkezi yönetim belirler, değişik saatlerde ve değişik müşteri kategorilerine farklı fiyatlar uygulanır. Elektrik satış fiyatının doğru olarak belirlenebilmesi için, maliyetin doğru bir şekilde hesaplanması gerekmektedir. Ayrıca alternatif elektrik enerjisi üretim santrallerinin seçimi için yapılan ekonomik değerlendirme ve mukayesede, elektrik enerjisi maliyeti en önemli kriterdir (Aybers ve Şahin,1995).

Elektrik enerjisi maliyeti üretim, taşıma ve dağıtım olmak üzere üç ana kısımda toplanabilir. Burada incelenmesi hedeflenen maliyet, toplam maliyetin en büyük kısmını teşkil eden üretim maliyeti yani santralin çıkış barasındaki elektrik enerjisi maliyetidir.

3.1.1 Maliyete Etki Eden Faktörler

Elektrik üretim şirketleri fiyat tekliflerini belirlerken, üretilen elektrik ve buharın maliyetlerini dikkate almak zorundadırlar. Aksi takdirde zarar kaçınılmaz olur. Maliyeti etkileyen birçok faktör vardır. Bu faktörler; yakıt, yardımcı malzemeler, bakım, işçilik, hat bedelleri, amortisman ve diğer giderler adı altında sınıflandırılabilir. Bunlara ek olarak ünitelerin ilk çalıştırmada devreye girme(start-up cost) maliyeti ve durma maliyetleri (no-load cost) vardır. Ayrıca eğer santral birleşik ısı-güç santrali ise, yani elektriğin yanı sıra buhar da üretiyorsa

(kojenerasyon), buhar geliri ve maliyeti de hesaba katılmalıdır. Elektrik üretim maliyeti hesaplanırken, maliyeti etkileyen faktörleri, sabit masraflar ve değişken masraflar olarak ayırabiliriz.

Sabit Masraflar

Elektrik üretim maliyetinde hesaplanan, amortisman, diğer giderler, işçilik, hat bedelleri, bakım giderleri bu gruba dahil olan masraflardır. Sabit masraflar, belirli bir zaman diliminde, santralin çalışmasından bağımsız olan maliyetlerdir. Başka bir deyişle, santral elektrik enerjisi üretmese de bu masraflar mevcuttur.

Amortisman, bir tesisin kuruluşunda yapılan toplam yatırım masraflarının, kredi alınmışsa kredinin faizi de dahil olmak üzere, belirli bir sürede geri ödenmesi amacıyla, toplam yatırım değerinin önceden belirlenmiş bir kısmının, sermaye maliyeti olarak her yıl işletme gelirlerinden ayrılması ve vergi dışı bırakılması işlemine denmektedir (Aybers ve Şahin,1995).

İşçilik masrafları, santralde çalışan üretim ekibinin ücret ve aylıklarını kapsamaktadır. Bakım masrafları, santralin belirli zaman aralıklarında düzenli bakım ve onarım çalışmalarını kapsar. Bazı durumlarda yenilenen parçalar nedeniyle bakım ve onarım masrafları değişiklik gösterebilir. Böyle durumlarda oluşacak masraflar sabit masraflara dahil edilmeyecektir. Hat bedelleri, belirli bir zaman diliminde, elektriğin iletilmesinde kullanılan hatların, anlaşmalar doğrultusunda belirlenen ödeme şartlarını içermektedir. Bu anlaşmalar genelde santralin sisteme verebileceği ve çekebileceği maksimum elektrik enerjisi üzerinden yapılır. Diğer giderler ise santralin sigorta, depolama, genel yönetim masrafları v.b. masraflardan oluşmaktadır.

Değişken Masraflar

Elektrik ve buhar üretiminde en önemli gider olan yakıt masrafları, santralde kullanılan yardımcı malzemeler ve ilk çalıştırmada devreye girebilme maliyeti (start-up cost) değişken masrafları oluşturur. Değişken masraflar, santralin çalışmadığı durumlarda oluşmaz. Yakıt masrafları, belirli zaman aralığında santralde kullanılan her türlü yakıtın oluşturduğu masrafları kapsamaktadır. Yardımcı malzemeler ise santralde kullanılan kimyasal madde v.b. masraflarından oluşmaktadır. Santraller ilk çalıştırmada devreye girene kadar belirli bir süre güç üretmeden çalışırlar. Bu sürede sarf edilen enerjiye start-up maliyeti denmektedir.

Elektrik enerjisi üretim firmalarının kojenerasyon santrallerinde üretilen elektrik enerjisi yanında, üretilen buhar, kızgın su, kızgın yağ gibi ürünlerin satışından elde edilen gelir, toplam masraflardan çıkartılarak, değişken masrafları azaltıcı yönde etki edebilir.

3.1.2 Elektrik Üretim Maliyetinin Hesaplanması

Elektrik enerjisi üretim maliyetini hesaplayabilmek için santrale yapılan masrafların bilinmesi gerekir. Genellikle bu masraflar sırasıyla; santral yeri masrafları, santralin inşaat masrafları, işletme başladıktan sonra bahis konusu olan yakıt masrafları, işletme ve bakım masraflarıdır. Belirli bir süre içinde bu masrafların tamamı, aynı sürede üretilen elektrik enerjisi miktarına bölünerek, üretilen birim enerji başına maliyet hesaplanabilir (Aybers ve Şahin,1995).

En basit bir şekilde, belirli bir zaman dilimindeki amortisman için ayrılacak sabit miktar biliniyor ise, buna işletme ve bakım masrafları ile yakıt masrafları eklenerek toplam masraf bulunur. Belirli bir zaman dilimindeki birim elektrik enerjisi üretim maliyeti, toplam masrafların enerji üretimine oranı olarak,

$$g = \frac{C_k + C_m + C_f}{E} = \frac{C_T}{E} \quad (3.1)$$

şeklinde ifade edilebilir. Burada; C_k , yatırım masraflarını yani amortisman masraflarını, C_m , işletme ve bakım masraflarını, C_f , yakıt masraflarını, C_T , toplam masrafları, E ise elektrik enerjisi üretimini göstermektedir. Elektrik enerjisinin her zaman bu kadar kolay elde edilemeyeceği bilinmelidir. Zorlukların başında, paranın zaman içindeki değerinin hesaba katılması gelir. Santralin inşaat süresince yapılan masraflar değişik tarihlerde yapılmaktadır. Ayrıca yıllık işletme ve bakım masrafları, yıllık yakıt masrafları ile yıllık elektrik enerjisi üretimi yıldan yıla değişmektedir. Santralin inşaatının başlangıcından ömrünün sonuna kadar yapılan değişken yıllık toplam masrafların, referans olarak kabul edilen santralin güç üretiminde başladığı tarihteki değeri,

$$C_{PW} = \sum_{t=-L}^n C_T(t)(1+r)^{-t} \quad (3.2)$$

olmaktadır. Burada $C_T(t)$ zamanla değişebilen yıllık toplam masrafları, r iskonto oranını yani geçerli faiz oranını, n santralin ömrünü, L_i inşaat süresini göstermektedir. Denklemden, $t = -L_i$ ve $t = n$ zaman aralığında yapılan tüm masrafların işletmeye başlama tarihindeki ($t = 0$) değeri, yani şimdiki değeri elde edilmiş olur. Elde edilen C_{PW} değeri, santralin ömrü (n yıl) boyunca eşdeğer ve üniform yıllık masraf serisine,

$$C_{AW} = \frac{C_{PW}}{\sum_{t=0}^n (1+r)^{-t}} \quad (3.3)$$

şeklinde dönüştürülür. C_{PW} denklemde yerine konursa, eşdeğer ve üniform yıllık enerji maliyeti,

$$C_{AW} = \frac{\sum_{t=-L}^n C_T(t)(1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^n (1+r)^{-t}} \quad (3.4)$$

elde edilir. Santral her yıl yaklaşık aynı miktarda elektrik enerjisi üretiyorsa, denklem yıllık elektrik enerjisi üretimine oranlanırsa,

$$g = \frac{\sum_{t=-L}^n C_T(t)(1+r)^{-t}}{E \sum_{t=0}^n (1+r)^{-t}} \quad (3.5)$$

şeklinde santralin ömrü boyunca eşdeğer ve üniform birim enerji üretim maliyeti elde edilir. Yıllık elektrik enerjisi üretimi zamanın fonksiyonu ise, yani yıldan yıla değişiyorsa eşdeğer birim enerji üretim maliyeti,

$$g = \frac{\sum_{t=-L}^n C_T(t)(1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^n E(t)(1+r)^{-t}} \quad (3.6)$$

ifadesi kullanılarak hesaplanmalıdır. Santral inşaatının başlangıcından ömrünün sonuna kadar, farklı tarih ve miktarlarda yapılan masraflar söz konusu olduğunda, yıllık elektrik enerjisi üretim miktarlarının sabit ve değişken olması durumuna göre yukarıdaki denklemler kullanılarak yapılan elektrik enerjisi üretim maliyeti hesaplama metoduna “Bir Değere Getirilmiş Maliyet (Levelised Cost) Metodu” adı verilir. Bu metotla paranın zaman değeri dikkate alınarak eşdeğer bir enerji üretim maliyeti elde edildiği için, üretilen elektrik enerjisi, santralin ömrü boyunca bu maliyet değerinden satılırsa, gelirlerin şimdiki değeri, üretim için yapılan tüm masrafların şimdiki değerine eşit olacaktır (Aybers ve Şahin,1995).

Yıllık faiz ve anapara ödemelerinin zaman ile fonksiyonel ilişkisi,

$$f_t = I_k (1+i)^{t-1} i - C_k [(1+i)^{t-1} - 1] \quad (3.10)$$

$$b_t = C_k (1+i)^{t-1} - I_k (1+i)^{t-1} i \quad (3.11)$$

olmaktadır. (3.10) ve (3.11) denklemleri ile $1 \leq t \leq n$ olmak üzere herhangi bir t_y yılına ait faiz ve anapara ödemeleri bulunabilir. Bir t_y yılına ait $C_k = b_t + f_t$ ödemesinden sonra geriye kalan borç,

$$I_t = I_k (1+i)^{t_y} - C_k \frac{(1+i)^{t_y} - 1}{i} \quad (3.12)$$

ifadesi ile hesaplanabilir (Aybers ve Şahin).

Yakıt Masrafları

Kömür, fuel-oil, ağır yağ, linyit ve doğalgaz gibi fosil yakıtlarla çalışan klasik santrallerde üretilen birim enerji başına yakıt maliyeti aşağıdaki gibi bulunur.

$$c_f = \frac{F_f * q}{H_u} \quad (3.13)$$

burada; F_f , yakıt fiyatını (\$/ton veya \$/Nm³), q , santralin özgül ısı sarfiyatını (kJ/kWh veya kcal/kWh), H_u ise kullanılan yakıtın alt ısıl değerini (Kj/kg, kJ/Nm³ veya kcal/kg, kcal/Nm³) göstermektedir.

Santralin termik verimi η_T ise, özgül ısı sarfiyatı,

$$q = \frac{3600}{\eta_T} \quad (\text{kJ/kWh}) \quad (3.14)$$

veya

$$q = \frac{860}{\eta_T} \quad (\text{kcal/kWh})$$

ifadesi ile hesaplanır. (3.13) denklemleri ile hesaplanacak birim enerji başına yakıt maliyetinde kullanılan yakıt fiyatı (F_f) hangi yıla aitse, bu maliyet değeri de o yıla ait olacaktır. Ancak diğer maliyet kısımlarında (Yatırım ve İşletme Bakım maliyeti) olduğu gibi bir değere getirilmiş maliyet (Levelised Cost) metodu ile yakıt fiyatlarındaki değişim de göz önüne

alınabilir. İşletme ömrü boyunca değişken yıllık yakıt maliyeti $C_f(t)$ ise, bir değere getirilmiş maliyet metoduna göre birim enerji başına yakıt maliyeti,

$$g_f = \frac{\sum_{t=0}^n C_f(t)(1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^n E(t)(1+r)^{-t}} \quad (3.15)$$

olarak ifade edilir. Bu maliyet büyüklüğü, diğer masraflarda olduğu gibi seçilen iskonto oranına göre paranın o yıllık değeri (Money of the year) veya reel değeri cinsinden elde edilebilir (Aybers ve Şahin,1995).

İşletme ve Bakım Masrafları

İşletme ve bakım masrafları, işletme esnasındaki tüm işçilik, malzeme tedarik ve depolama, tamir ve bakım, sigorta v.b. masrafları kapsar. Bu masrafları iki kısımda ele almak mümkündür. Birincisi, kullanma süresi veya şebeke yük faktörüne bağlı olmayan, yıllık sabit masraflar, ikincisi üretilen enerji ile orantılı yıllık değişken masraflar (Aybers ve Şahin,1995).

İşletme bakım masrafları yıldan yıla değişik olabilir, bunun nedeni bazı yıllardaki yenilenen parçaların tamir ve bakım masraflarının farklı olmasıdır. Bu durumda işletme ömrü boyunca değişken yıllık işletme ve bakım masrafları $C_m(t)$ 'nin referans tarihe getirilmiş toplam değeri kullanılmalıdır. Referans tarih olarak işletmeye başlangıç tarihi kabul edilirse, n yıllık santral ömrü boyunca yapılan işletme ve bakım masraflarının referans tarihteki değeri(şimdiki değer),

$$C_{PW} = \sum_{t=0}^n C_m(t)(1+r)^{-t} \quad (3.16)$$

olmaktadır.

(3.16) denklemi ile verilen şimdiki değerden hareketle, herhangi bir yöntemle birim enerji başına işletme ve bakım maliyetine geçilebilir. Bir değere getirilmiş maliyet (levelised cost) metodu kullanılırsa, üretilen enerji başına işletme ve bakım maliyeti,

$$g_m = \frac{\sum_{t=0}^n C_m(t)(1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^n E(t)(1+r)^{-t}} \quad (3.17)$$

ifadesi ile elde edilir (Aybers ve Şahin,1995).

3.2 Kojenerasyon Sistemleri

Kojenerasyon, ısı ve elektrik enerjisi üretiminin aynı tesiste ve genellikle tek çeşit yakıt kullanılarak, birlikte gerçekleştirdiği sistemlere verilen genel isimdir. Aynı zamanda “Birleşik ısı-güç üretim sistemleri olarak da anılan sistem için, diğer ülkelerde olduğu gibi, “kojenerasyon” kelimesi daha yaygın olarak kullanılmaya başlanmıştır. Kojenerasyon basit olarak elektrik ve ısı enerjisinin birlikte üretilmesi olarak tanımlanabilir. Sadece elektrik enerjisi üreten bir sistemde termik verim en modern uygulamalarda dahi %55 civarındadır. Görüldüğü üzere kullanılan yakıtın maksimum %55’lik kısmı faydalı enerjiye çevrilebilmekte, geri kalan %45’lik kısım ise mekanik ve termik kayıplar olarak faydalı enerjiye çevrilememektedir.

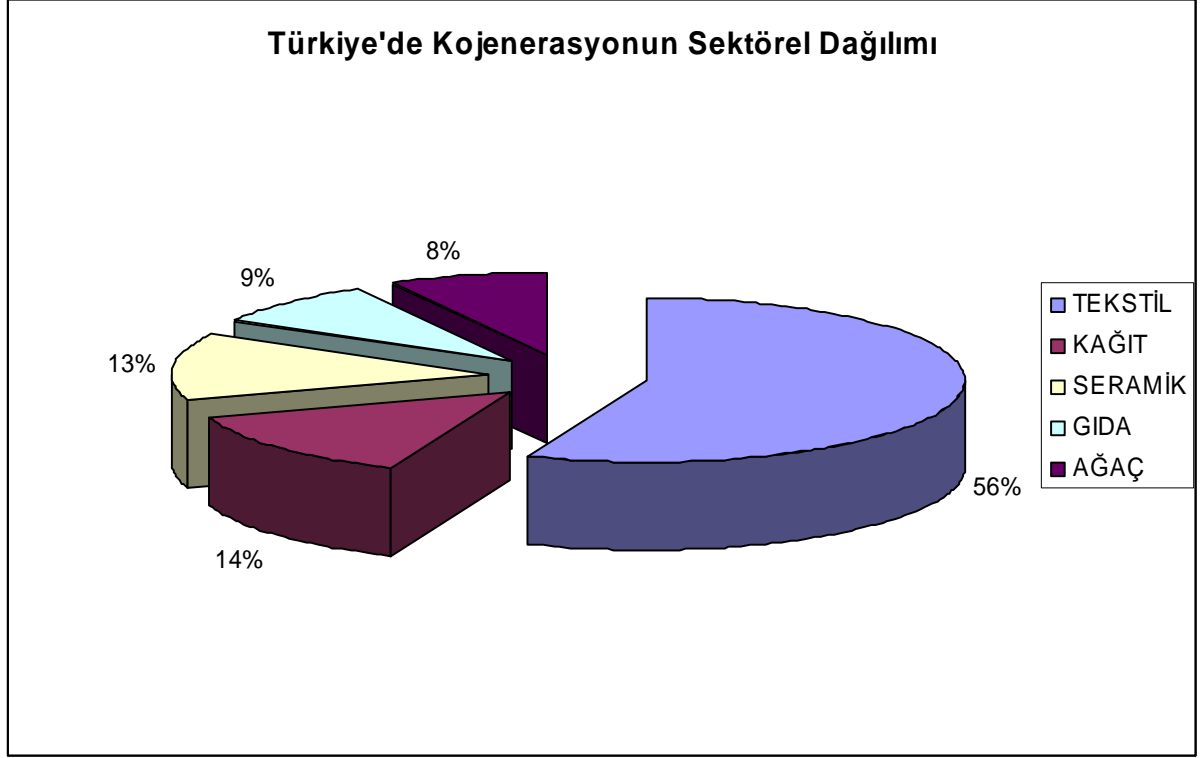
Termik kayıpların en önemlisi kondenser kayıplarıdır. Kondensasyon sistemlerinde türbinde iş yapan buhar, kondenserde oluşturulan vakum sayesinde daha alt basınçlara kadar genişleyebilmekte ve böylece buhar türbinden daha fazla iş elde edilebilmektedir. Kondanserde vakum oluşturabilmek için çeşitli soğutma teknikleri kullanılmakta ve soğutma işlemi nedeniyle atmosfere zorunlu ısı deşarjı yapılmaktadır. Atmosfere deşarj edilen bu ısının kullanılması genel verimi artırır. Bu miktar, ısının ayrıca üretilmesi halinde meydana gelecek kazan kayıpları da dikkate alındığında, kojenerasyon yönteminin sağladığı ekonomi daha iyi anlaşılır.

Gelişmiş ülkelerde kojenerasyon uygulamaları elektrik enerjisi üretimiyle birlikte başlamıştır. 19. yüzyıl sonu ve 20. yüzyıl başlarından itibaren endüstriyel işletmeler, kendi elektrik üretim tesislerini, ısı ihtiyaçlarını da dikkate alarak tesis etmişler ve ülke bazında genel elektrik enerjisi üretiminde oldukça önemli bir yer tutmuşlardır (TÜBİTAK,2006).

Ancak bu ülkelerde, yeni ve ucuz yakıt kaynaklarının kullanımına sunulması ve güçlenen ulusal şebekeler neticesinde, elektrik enerjisinin ulusal şebekeden kaliteli, ucuz, güvenilir ve zahmetsiz olarak temin edilebilir olması sebebiyle, Avrupa ülkelerindeki şehir ısıtım sistemleri hariç olmak üzere, kojenerasyon uygulamaları genel olarak duraklamaya girmiş ve bu duraklama gerileme eğilimi ülkelere göre farklılık göstermekle birlikte 1973 ve 1979 petrol şoklarına kadar devam etmiştir. Bu tarihlerden sonra “kojenerasyon” tekrar önem kazanmış ve daha yaygın olarak kullanılması için hemen hemen her ülkede çeşitli teşviklerle desteklenmiştir.

Nedenleri farklı olsa da ülkemizde de benzer bir gelişme yaşanmıştır. Cumhuriyetin ilanından sonra başlatılan sanayi hamlesinde, Şeker fabrikaları, Demir-Çelik tesisleri, Kağıt sanayi, Rafineler, Petro-Kimya tesisleri ve tekstil sanayinde elektrik ve ısı ihtiyaçlarının karşılanması

amacıyla kojenerasyon tesisleri kurulmuştur. Bununla birlikte 1984 yılında çıkan 3096 sayılı yasa ve ilgili yönetmeliklerin yürürlüğe girmesi ile özel sektör kojenerasyon tesislerine çok yoğun bir ilgi göstermeye başlamıştır (TÜBİTAK,2006)(Şekil 3.2).



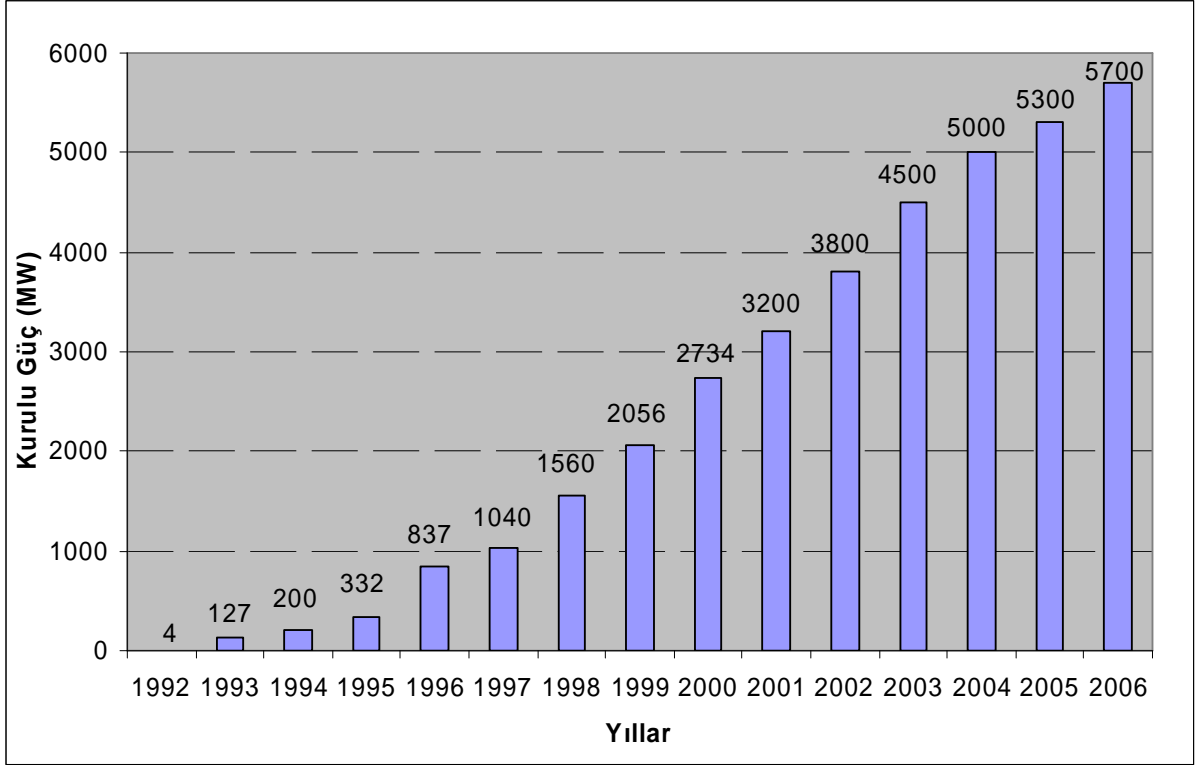
Şekil 3.2 Türkiye’de kojenerasyonun sektörel dağılımı (T.Kojenerasyon Derneği,2006)

3.2.1 Kojenerasyonun Faydaları

Kojenerasyon sisteminin, talep edilen ısı miktarı üzerinden belirlenmiş şekilde optimizasyonun yapılması şartıyla oluşan yararları aşağıdaki gibidir:

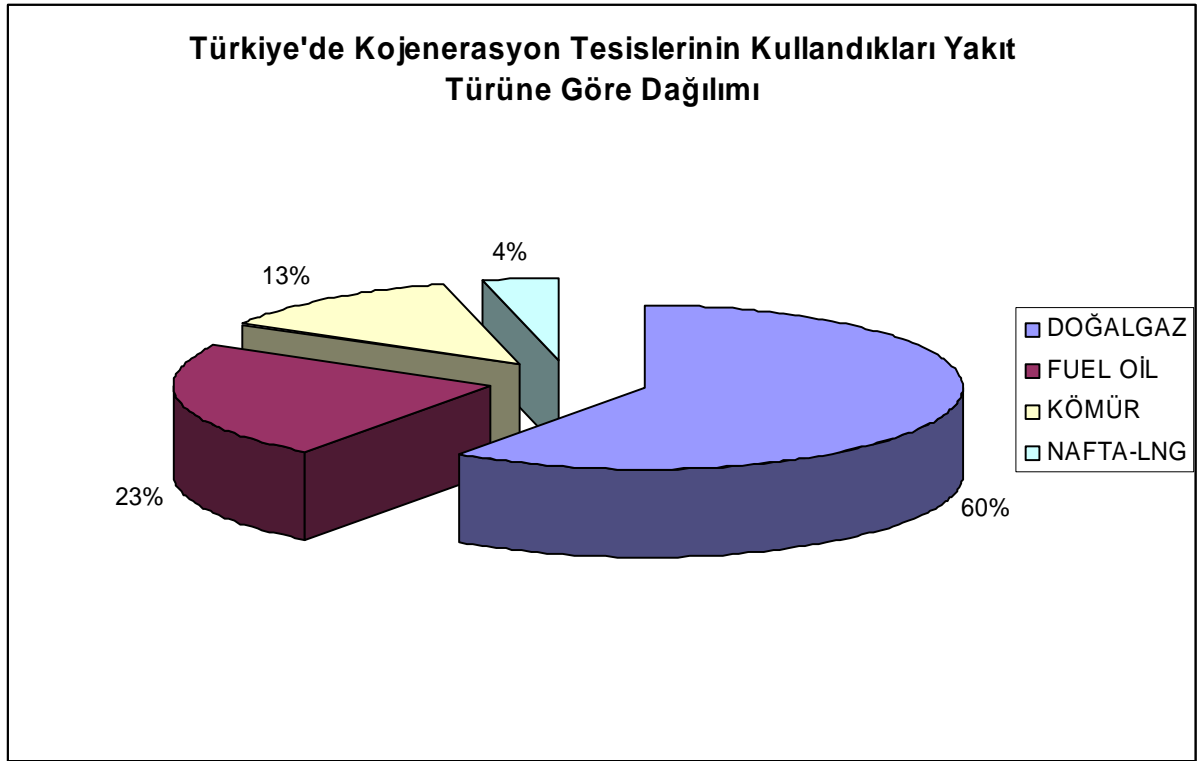
- Enerjinin dönüşümünün sağlanması ve kullanılması ile verimin artması.
- Sera gazlarının en önemlisi olan CO₂'in çevreye daha az yayılması.
- Proses veya zirai atıkların oluşturduğu rafineri gazları gibi, atık malzemelerin ve atık yakıtların var olduğu bazı durumlarda, bu maddelerin kojenerasyon projelerinde yakıt olarak kullanılabilmesine olanak sağlar. Böylece maliyete katkı sağlanmış ve atıkların yok edilmesi gereksinimi azalmış olacaktır.
- Endüstri ve ticari alanda rekabete katkı sağlayarak büyük miktarlarda maliyet tasarrufu sağlar.
- Sistem kullanımında esnekliğin artırılması ve iletim kayıplarının önlenmesiyle yüksek verim sağlayarak, bölgesel müşterilerin ihtiyaçlarını karşılayacak şekilde santrallerin

dizayn edilmesi, elektrik üretiminin bölgesel olarak daha dağıtılmış biçimde oluşmasına olanak sağlar.



Şekil 3.3 Türkiye’de kojenerasyon tesisleri toplam kapasite gelişimi (T.Kojenerasyon Derneği,2006)

- Kojenerasyon aracılığıyla bölgesel üretim, ulusal ve bölgesel arz güvenliğini geliştirir, müşterilerin ısı ve elektrik ihtiyaçlarının karşılanamaması riskini azaltır. Buna ilaveten yakıt ihtiyacının azalmasıyla dışa bağımlılık azalacaktır.
- Üretimde rekabet sağlar ve santrallerin üretimlerinde çeşitliliğin artmasına olanak sağlar. Kojenerasyon, enerji piyasalarında liberalleşmenin sağlanması için kullanılan en önemli araçlardan birisidir.
- Kojenerasyon sistemlerinin gelişmesi, üretimle ilgili mesleklerin ve çalışmalarının artmasıyla birlikte istihdam artmış olacaktır (Educogen,2001).



Şekil 3.4 Türkiye’de kojenerasyon tesislerinin kullandıkları yakıt türüne göre dağılımı
(T.Kojenerasyon Derneği,2006)

3.2.2 Kojenerasyon Teknolojileri

Kojenerasyon santralleri dört ana ögeden oluşur,

- Bir güç sağlayıcı
- Bir elektrik generatörü
- Bir ısı geri kazanım sistemi
- Bir kontrol sistemi

Kojenerasyon üniteleri genellikle güç sağlayıcının tipi vasıtasıyla sınıflandırılırlar. Günümüzde mevcut kojenerasyon üniteleri aşağıdaki gibidir.

- Buhar türbinleri
- Dizel ve gaz motorları
- Gaz türbinleri
- Kombine çevrim
- Yakıt hücreleri
- Stirling motor

- Mikro türbinler (Educogen,2001)

Buhar Türbinleri

Buhar türbinleri, kojenerasyon sistemleri endüstrisinde uzun yıllardır güç sağlayıcı olarak kullanılmıştır. Konvansiyonel bir buhar kazanındaki yüksek basınçlı buharın, türbinde genişlemesiyle üretilen mekanik enerji, daha sonra bir elektrik generatöründe kullanılabilir. Güç üretimi, belirli bir mevkinin ısı enerjisi ihtiyacının karşılanmasından önce, türbin boyunca buhar basıncının ne kadar azalacağıyla ilgilidir. Bu sistem, tüm veriminin (%84'e çıkarak) diğerlerinden daha yüksek olabilmesine rağmen (yakıtın brüt değerine göre), bir gaz türbinli ya da bir gaz motorlu sistemden ünite bazında daha az elektrik enerjisi üretir. Güç üretiminin sağlanabilmesi için, buharın yüksek basınç ve sıcaklıkta olması gerekmektedir. Buharın tipik giriş şartları 42 bar 400 °C ve 63 bar 480 °C'dir. Sıcaklık, prosesin emrettiği şekilde buharın gerçek çıkış şartları vasıtasıyla belirlenmektedir. Daha yüksek türbin giriş basıncı, daha büyük güç çıkışı sağlar. Fakat daha yüksek buhar basınçları, daha büyük buhar kazanı sermayelerini ve işletme maliyetlerini zorunlu kılmaktadır. Bu yüzden optimum basınç, gerekli proses buhar basınçlarına ve santralin boyutuna bağlıdır. Buhar çevrimleri, santraldeki buhar kazanında kullanılan herhangi bir yakıtta göre dizayn edilmesi ile ve genelde yakıtların çeşitlerine göre işletme kapasiteleriyle ilişkili olarak büyük avantajlara sahiptirler.

Buhar türbinleri, türbinden çıkan buharın basıncına göre iki tip olarak ayrılırlar,

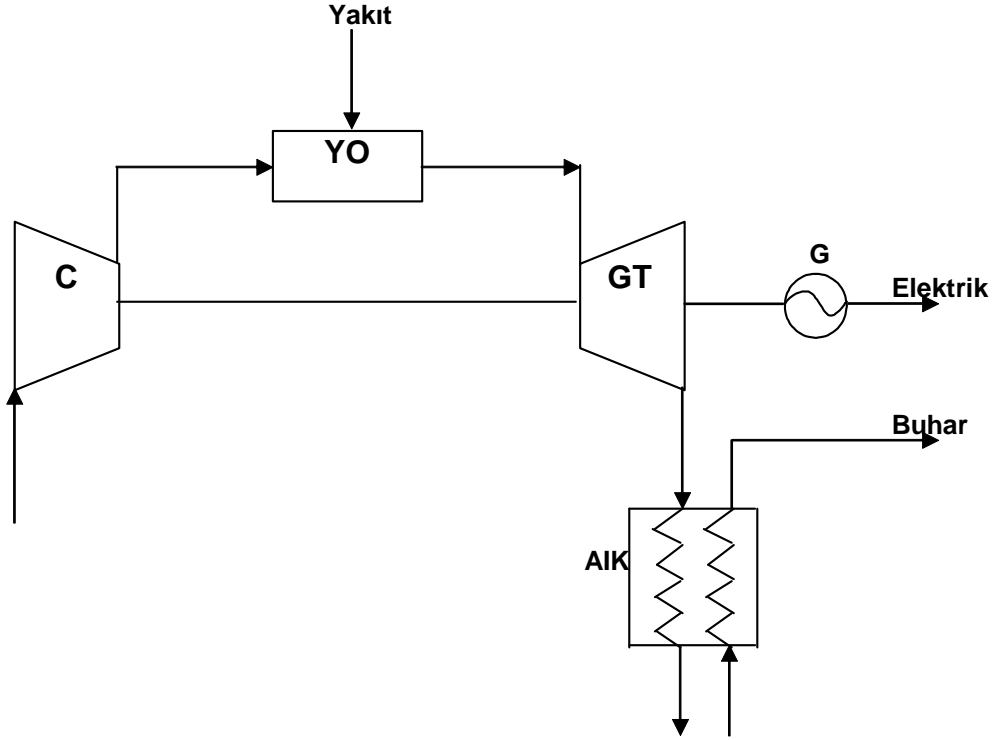
- Çıkış basıncı atmosferden daha büyük olan karşı-basınçlı türbinler.
- Çıkış basıncının atmosferden daha düşük olduğu ve bir kondansere ihtiyaç duyulan kondensasyonlu türbinler (Educogen,2001).

Gaz Türbinleri

Gaz türbinleri, son yıllarda üretimleri 1 ile 100 MW arasında olan büyük ölçekli kojenerasyon sistemlerinde en yaygın olarak kullanılan güç sağlayıcılar olmuştur. Bir gaz türbinli sistem, yüksek basınçlı buhar kazanlı santralden ve buhar kazanından, var olan bir yerleşim bölgesine çok daha kolay kurulur.

Gaz türbini ile ilişkili bir kompresörde yanma için kullanılan havanın sağlanması ile yakıt hava karışımı bir yanma odasının içinde yakılır. Mekanik enerjinin üretiminde kullanılan shaft ve kanatların dönmesini, çok sıcak (900°C-1200°C) basınçlı gazlar sağlar. Sıcak egzoz gazlarının oluşturduğu atık ısı enerjisi, bir bölgenin termal ihtiyacının tamamını veya bir

bölümünü karşılamakta kullanılabilir (Educogen,2001). Gaz türbinli ve atık ısı kazanlı bir kojenerasyon sisteminin tesis şeması Şekil 3.5’de gösterilmiştir.



Şekil 3.5 Gaz türbinli ve atık ısı kazanlı kojenerasyon sistemi tesis şeması

Burada sadece gaz türbininden oluşan bir kojenerasyon sistemi görülmektedir. Yakıtın, kompresörden (C) gelen sıkışmış havayla, yanma odasında (YO) yanmasıyla oluşan ısı enerjisi, gaz türbini (GT) kanatlarında mekanik enerjiye, bu enerji de generatörde (G) elektrik enerjisine dönüştürülür. Gaz türbinlerinde mekanik enerjiye dönüştürülemeyen ısı enerjisi, egzoz gazı olarak atık ısı kazanları (AIK) tarafından tutulur. Bu enerji atık ısı kazanının içerisinde geçirmiş suyun buhara dönüştürülmesinde kullanılır. Açığa çıkan bu buhar, buhar kollektörü vasıtasıyla toplanıp, buhar hatları vasıtasıyla dağıtılır. Kojenerasyon sistemlerinde istenildiği takdirde kızgın yağ ve kızgın su da elde edilebilir.

Bir gaz türbini, yüksek sıcaklık ve yüksek hız gerektiren şartlar altında çalışır. Oluşan sıcak gazlar temiz olmak zorundadır (aşınmış kanatların kopan taneciklerinin serbest kalması gibi durumlar nedeniyle) ve çalışma şartları altında korozyona sebebiyet verecek kirleticilerin minimum miktarından daha fazla kirletici içermemesi gerekmektedir. Bu yüzden özellikle doğal gaz gibi yüksek kaliteli yakıtlar kullanılır. Aynı zamanda gaz yağı gibi damıtılmış yakıtlar da uygundur. Prensipinde atık yakıtlar, kirleticilerinden arındıkları takdirde, nadir olmasına rağmen kojenerasyon sistemlerinde kullanılabilirler. LPG ve nafta bu gruba dahil

edilebilir. LPG'yi gaz ve sıvı yakıt olarak kullanmak mümkündür. Yüksek derecede ısı enerjisi sağlanabilmesi için gaz türbinlerinden çıkan egzoz gazlarının sıcaklığı 450 °C ve 500 °C civarındadır. Her bir gaz türbininin karakteristikleri, kullanılabilir ısıyla güç arasında 1.5/1 ve 3/1 değişen oranlara bağlıdır. Egzoz gazlarının kullanılmasında uygulanan yöntemler aşağıdaki gibidir.

- Yakma ve kurulama proseslerinde kullanılmak üzere, direkt yanmış gazlarla temas edilmesiyle yapılan işlemler için yüksek sıcaklıktaki ısı akışının uygun olduğu durumdur. Bu şu demektir, arada kullanılan akışkanlar (buhar, sıcak su, ısı transfer akışkanları) kullanılmaz ve bundan dolayı teoride termal verimin en yüksek seviyesine çıkmak başarılabilir. Bununla birlikte egzoz gazlarının direkt kullanılmasının ürün kalitesini etkileyip etkilemeyeceğinin ve direkt kullanım için doğalgaz kullanılan gaz türbinlerinde bu durumun kısıtlı olması yargıları oldukça önemlidir.
- Bir gaz türbini alternatör ünitesi ve atık ısı kazanından oluşan açık çevrim (open-cycle) gaz türbinli kojenerasyon santralinde, proses veya bir yerin ısıtılması için orta, düşük basınçta (genelde 8-18 bar) buhar üretilmesi.
- 140°C üzerindeki sıcaklıkların gerekli olduğu yüksek sıcaklıktaki sıcak su uygulamaları için kullanılan en iyi yöntem olan sıcak su üretilmesi. Kuşkusuz bu şartlar birleşik ısı-güç sistemlerinde uygulanabilir.
- Bir buhar türbininde kullanılmak üzere, yüksek basınçlı buharın atık ısı kazanında üretilmesi.

Şaft verimi, gaz türbinin tipine bağlı olarak (türbinin giriş sıcaklık ve basınçları, diğer güç artırıcı özellikleri) %20 ile %45 arasında değişebilir. Bu değer pratikte %25 ile %35 arasında olur (Educogen,2001).

Dizel Motorları

Büyük ölçekli kojenerasyon sistemlerinde kullanılan dizel motorlar, turboşarjlar ve ara soğutucularla ile uyan dört stroklu direkt enjeksiyonlu makinelerdir. Dizel motorlarında gaz yağı ve doğalgaz kullanılabilir. Şaft verimleri %35 ile %45 olup, çıkış gücü 15 MW'ın üstündedir. Soğutma sistemleri gaz motorlarına göre daha karmaşıktır ve sıcaklıkları genelde daha düşük olur. Maksimum 85°C olmasından dolayı atık ısı için kullanım olanakları sınırlıdır. Egzoz çıkışındaki hava seviyesi yüksek olduğundan, ek yanma uygulanabilir. Dizel motorlar 500 ve 1500 dev/dak arasındaki hızlarda çalışırlar. Genelde 500 kW'lık gücün üstündeki (bazen 2 MW üstünde) orijinal otomotiv dizellerinden türemişlerdir. Bunlar gaz

yağı ile çalıştırılabilirler ve otomotiv dizellerinin hız sınırlarından daha yüksek hızlarda çalıştırmak mümkündür (Educogen,2001).

Gaz Motorları

Gaz motorları dizel motorlarına benzetilerek türetilmiştir ve 90°C derecedeki soğutma suyu olması gibi aynı parametrelere sahiptirler. Aynı zamanda atık ısının dönüşümü amacıyla egzoz gazlarını kullanırlar. Böylece santraller, 20 bar buhar çıkışı 160°C sıcak su eldesi ile kurulabilirler. Geleneksel olarak şaft verimi dizel motorlarına göre daha düşüktür ve %27 ile %35 arasında değişmektedir. Çıkış gücü maksimum 2MW civarındadır. 3MW'ın üstündeki gaz motorları karışım için ön oda kullanırlar. Küçük motorlarda ön oda mevcut değildir ve bunlar açık odalı motorlar veya konvansiyonel motorlar olarak adlandırılırlar. Ön odalı motorlar, %44 şaft verimine sahiptirler. Bu yönleriyle daha büyük dizel motorları gibidirler. Gaz motorlarının çıkış gücü dizel motorlarının çıkış gücünden biraz daha küçüktür.

Gaz motorları daha küçük ve daha basit kojenerasyon sistemlerine daha uygundur. Genelde bir atık ısı kazanının yerel kullanım için orta veya düşük sıcaklıktaki su üretmesi ile atık ısı geri dönüşümü sistemi ve soğutma sistemi ile birlikte kurulurlar. Gaz motorları, temiz gaz halindeki yakıtlarla çalıştırılırlar. Bunlardan en yaygın kullanılanı doğalgazdır. Aynı zamanda biyogaz ve benzer dönüşümlü gazlar kullanılabilirler. Fakat düşük kalorifik değerleri olmasından dolayı çıkış gücü düşük olacaktır. Gaz motorlarının egzoz gazı ısısı, dizel motorlarından daha azdır. Verimsiz yanmanın gerçekleştiği motorlarda egzoz gazlarının içinde %12 oksijen mevcuttur ve bu durumlarda ek yanma ile kullanılabilirler (Educogen,2001). Dizel ve gaz motorları vasıtasıyla termik enerji üretimi için kullanılan en yaygın uygulamalar aşağıdaki gibidir;

- Egzoz gazlarının ısıyla 15 bar üzerinde buhar üretilebilmesi ve motorun soğutma sisteminden 85-90°C sıcaklıkta ayrı olarak sıcak suyun üretilmesi.
- Gazlardan elde edilen ısı ile soğutma sistem suyunun sıcaklığına ek olarak 100°C sıcak su üretilmesi.
- Egzoz dumanları sayesinde CO₂ üretimiyle yapılan kurutma işlemi gibi bazı proseslerde direkt olarak kullanılabilirler.
- Sıcak hava üretimi için uygun cihazların değiştirilmesiyle kurulan sistem vasıtasıyla, motordan sağlanan bütün atık enerjiler kullanılabilir (Educogen,2001).

Kombine Çevrimler

Bazı büyük sistemlerde(genelde güç çıkışı 3 MW'dan daha büyük olan sistemler), buhar türbini için gerekli buhar üretimi gaz türbinlerinden çıkan sıcak egzoz gazlarından sağlanması ile buhar türbinin ve gaz türbinin kombinasyonundan yararlanırlar. Bu sisteme kombine çevrim adı verilir. Gaz türbinli kombine çevrimler doğalgaz sağlanmasının kolay olduğu yerlerde kamu hizmeti veren şirketler vasıtasıyla benimsenmiştir. 1800 MW üzerinde güç istasyonları yapılabilmektedir. Gaz türbinli kombine çevrim uygulamalarında, buhar türbininden çekilen buhar veya egzoz, prosesde veya diğer ısıtma hizmetleri için kullanılır. Gaz türbinli kombine çevrim kojenerasyon uygulamalarının en önemli avantajı, elektrik üretiminde bütün verimin alternatif üretimlerle karşılaştırıldığında çok daha büyük olmasıdır. Gaz türbinli kombine çevrimler en yaygın olarak kullanılan durumlardır. Fakat bazı durumlarda dizel motorlarla da dizayn edilebilirler (Educogen,2001).

Atık Isı Kazanları

Atık ısı kazanı, kojenerasyon kurulumlarında gerekli bir ünedir. Gaz türbinleri veya gaz motorlarının egzoz gazlarındaki ısı enerjilerinden faydalanırlar. En basit şekliyle atık ısı kazanları, egzoz gazlarının içinden geçtiği ve kazan besisuyundan buharın oluşumuna olanak sağlayan ısı transferinin gerçekleştiği ısı değiştiricileridir. Soğuyan egzoz gazları bacadan atmosfere salınırlar. Egzoz gazları önemli miktarlarda ısı içermesine rağmen kazanda tamamından faydalanılamaz. Bu durumu etkileyen birçok faktör vardır bunlardan bazıları aşağıdaki gibidir,

- Etkili ısı transferi için egzoz gazlarının sıcaklığı, ısıtılan akışkanın sıcaklığından fazla kalmak zorundadır. Pratikte minimum 30 °C sıcaklık farkı uygulanabilir.
- Egzoz gazlarının atmosfer içine salınması sırasında, yükselmelerini engelleyici sıcaklıklara kadar soğumaması gerekmektedir. Böylece bütün hava şartları altında gazların düzgün dağılımı güvencesi sağlanır.
- Egzoz gazları, asit yoğuşmasının meydana geldiği sıcaklıklara kadar soğumamalıdır. Bu risk, özellikle sülfür içeren yağlı yakıtların yanması ile ilişkilendirilebilir.
- Egzoz gazlarının içindeki su buharının gizli ısısı, su buharının yoğuşarak sıvı forma geçmesi ve gizli ısısını bırakmasını sağlayan, egzoz gaz sıcaklığının 100°C altına düşürülmesi vasıtası ile kullanılır (Edocogen,2001).

3.2.3 Kojenerasyon Sistemlerinde Kullanılan Ünitelerin Avantajları ve Dezavantajları

Burada kojenerasyon sistemlerinde güç sağlayıcı olarak kullanılan ünitelerin her birinin avantaj ve dezavantajları basit bir tablo şeklinde özetlenecektir.

Çizelge 3.1 Kojenerasyon sistemlerinde kullanılan ünitelerin avantaj ve dezavantajları (Educogen,2001)

	Avantajları	Dezavantajları
Buhar Türbinleri	<p>Toplam verim yüksektir. Herhangi bir yakıt tipiyle kullanılabilir. Isı ve güç oranları esnek çalışma doğrultusunda çeşitlendirilebilir. Yerleşim yerlerindeki ısı gereksiniminin karşılanması kabiliyeti çok daha iyidir. İstenilen boyutlarda geniş bir çeşitlilik mevcuttur. Uzun çalışma ömürleri vardır.</p>	<p>Yüksek ısı/güç oranları vardır. Yüksek maliyetlidirler. İlk çalıştırmada türbinin istenilen güce çıkması (start-up) yavaştır.</p>
Gaz Türbinleri	<p>Uzun süre operatörsüz çalıştırmaya olanak sağlayan yüksek güvenilirlik sağlarlar. Yüksek derecede ısı üretilmesine olanak sağlarlar. Elektrik çıkış gücünün kontrolü ve yüksek hızlarda sabit çalışabilme imkanı sağlar. Soğutma suyu gereksinimi yoktur. Elektrik çıkış gücü ile ilişkili olarak her kW başına düşük yatırım maliyeti söz konusudur. Geniş yakıt seçenekleri (Dizel, LPG, Nafta v.b.)mevcuttur. Çoklu yakıt kullanabilme kabiliyeti vardır. Düşük emisyon sağlarlar.</p>	<p>Çıkış gücüne göre ünite boyutlarının sınırlı olması. Dizel ve gaz motorlarından daha düşük mekanik verim. Gaz yakıldığı durumlarda yüksek basınç sağlanması gerekir. Düşük yüklerde düşük verim(fakat düşük yüklerde sürekli çalışabilir). Türbin içindeki kısıtlardan dolayı çevre sıcaklığının yükselmesi güç çıkışını düşürecektir. Uzun bakım onarım çalışma periyotları gerekebilir.</p>

	Avantajları	Dezavantajları
Dizel ve Gaz Motorları	<p>Geniş yükleme seçenekleri çeşitliliği ile yüksek güç verimi sağlanır. Elektrik çıkış gücüyle ilişkili olarak her kW başına düşük yatırım maliyeti söz konusudur.</p> <p>3 kW'dan başlayarak yukarıya doğru, ünite büyüklük seçenekleri vardır. Kısmi yükleme vasıtası ile %30 ile %100 arasında değişen yüksek verimlerde çalışmasını mümkün kılan esnekliği sağlar. İyi yükleme kabiliyeti sağlayan ada modunun, kullanılabilmesine izin verir. İlk çalıştırmada (Start-up) hızlı devreye girerek, tam yüklemeye 15 saniyede çıkar(Gaz türbinleri için 0,5-2 saat gereklidir. Yakıt karışımlarının kullanılmasına olanak sağlar. Küçük boyutlarda düşük yatırım maliyeti gerektirir. 1 barın altındaki düşük basınçlı gazlar ile çalıştırılabilir.</p>	<p>Soğutma sistemleri olmak zorundadır.</p> <p>Düşük güç/ağırlık oranı mevcuttur ve güç dengesinin dışında sağlam bir tesis gereklidir. Yüksek bakım masrafları vardır.</p>

3.2.4 Kojenerasyon Uygulamaları

Kojenerasyon sistemlerini başlıca iki grupta toplamak mümkündür. Birincisi, elektrik enerjisinin ısı enerjisinden önce üretildiği sistemler olup bunlar karşı-basınç türbinli, ara buhar çekmeli, türbin öncesi buhar çekmeli, gaz türbini ve atık ısı kazanlı, yüksek kondensasyon sıcaklıklı, dizel jeneratör ve gaz motorlu uygulamalar olarak ayrıca gruplandırılabilirler. İkincisi ise, önce proses buharının üretilip iş yapan buharın daha alt basınç ve sıcaklık parametrelerinde buhar türbininde mekanik ve elektrik enerjisine çevrildiği veya endüstriyel tesislerde ekzotermik proses reaksiyonlarından, yüksek fırınlardan ısı kazanımıyla yapılan elektrik enerjisi üretimini kapsar (TÜBİTAK,2006). Burada, yeni

teknoloji olarak kabul edilen yakıt hücreleri, stirling motor ve mikro türbinler dışındaki sistemler ele alınacaktır.

Karşı-Basınçlı Sistemler

Konvansiyonel elektrik üretim tesislerinde önemli miktarda ısı kondanser ile atmosfere deşarj edilmektedir. Eğer türbinden çıkan buharın basınç ve sıcaklığı diğeri bir işte kullanılacak seviyede tutulabilirse, kondanserden atmosfere atılacak bütün ısı faydalı enerji olarak kullanılabilir. Bu da türbini kondensasyon yerine karşı-basınçlı çalıştırmak durumunda mümkün olur. Türbinden atmosfer basıncı üzerinde bir basınç seviyesinde alınan egzoz buharı, direkt proses buharı olarak veya çeşitli eşanjörlerden geçilerek tesisin veya çevredeki yerleşim birimlerinin ısı ihtiyacının karşılanması amacıyla kullanılabilir. Bu sistem genel olarak ısı ve elektrik enerjisi ihtiyaçlarının birbirine eşit olduğu durumlarda kullanılır. Bu uygulamada üretilen elektrik enerjisi bir miktar düşmekle birlikte, %85-90 genel verimliliğe ulaşmak mümkündür (TÜBİTAK,2006).

Ara Buharlı Sistemler

Kompleksin teknolojik buhar ihtiyacının türbin için gerekli miktardan daha az olması veya teknolojik buhar ihtiyacının sabit olmaması durumunda, karşı-basınçlı sistemler yerine ara buharlı sistemler kullanılır. Bu sistemde türbinin bir veya daha fazla yerinden alınan buhar, doğrudan proses buharı olarak veya çeşitli eşanjörlerden geçirilmek suretiyle gerekli ısıtma sistemlerinde kullanılır (TÜBİTAK,2006).

Türbin Öncesi Buhar Çekilen Sistemler

Bu sistemde kompleksin teknolojik buhar ihtiyacı, kazanda üretilen taze buharın buhar türbinine girişinden önce ana buhar hattından çekilen taze buhardan karşılanır. Çekilen buhar direkt prosese veya çeşitli eşanjörlerden geçirilerek buhar veya sıcak su olarak kullanıcılara gönderilir (TÜBİTAK,2006).

Kondensasyonlu Sistemler

Kondensasyonlu türbinlerde soğutma suyunun sıcak su olarak yerleşim bölgelerinin ısıtılmasında kullanıldığı sistemlerdir. Kondensasyonlu türbinlerde kondanser basıncı biraz yüksek tutularak, soğutma işlevi gören soğutma suyu sıcaklığının yerleşim bölgelerin ısıtılmasında kullanılabilir seviyelere çıkarılması mümkündür (TÜBİTAK,2006)

Gaz Türbinli ve Atık Isı Kazanlı Sistemler

Kojenerasyon sistemleri elektrik enerjisi ile birlikte proses buharı veya sıcak su olarak ısı enerjisi de ürettiklerinden, kullanıcıların olumsuz etkilenmemeleri için üretimin yüksek emre amadelik oranları ve dizayn, işletmede sağladıkları esneklik ile son yıllarda en çok tercih edilen kojenerasyon sistemleri durumuna gelmişlerdir.

Bu sistemde elektrik enerjisi gaz türbininde üretilir. Yüksek sıcaklık ve debideki gaz türbini egzoz gazı atmosfere atılmak yerine atık ısı kazanından geçirildiğinde, yüksek sıcaklık ve basınçta buhar elde edilir. Üretilen buhar, kazan çıkış parametrelerine veya çeşitli eşanjörlerle istenilen parametrelerine getirilerek kullanıcılara gönderilir(Şekil 2.1). Son yıllarda ülkemizde servise giren kojenerasyon uygulamaları genellikle bu sistemdedirler. Gaz türbini ünitesinin arıza ve bakım durumlarında ısı enerjisi üretiminin aksamaması için kazanlara ilave yakma sistemleri de monte edilebilir. Ayrıca AIK'da egzoz gazı enerjisi ile üretilen ısı enerjisinin ihtiyacı karşılamadığı durumlarda ilave yakma sistemleri kullanılabilir.

Kombine çevrim santrallerinde gaz türbinlerinden üretilen elektrik enerjisine ilave olarak gaz türbin egzozuyla çalışan atık ısı kazanlarında üretilen buharın, buhar türbini ile tekrar elektrik enerjisi üretiminde kullanılmasıyla yüksek termik verimliliğe ulaşılmaktadır. Konvansiyonel termik santrallerde uygulanan tüm kojenerasyon teknikleri kombine çevrim santrallerinde de kolaylıkla uygulanabilir (TÜBİTAK,2006).

Dizel ve Gaz Motorlu Sistemler

Dizel uygulamalarında, dizel jeneratör grubuyla elektrik enerjisi üretilirken, çıkan egzoz gazı, yağlama yağı soğutucusu ve turbo soğutucudan geçirilerek ısı üretimi yapılır. Gaz motorlu sistemlerde ise elektrik enerjisi gaz motoru jeneratör grubuyla üretilirken, sistemden atılan ısının geri kazanımı yoluyla ısı enerjisi üretilir (TÜBİTAK,2006).

Buharın Kullanım Alanları

Günümüzün sanayileşmiş dünyasında buhar, çok önemli bir kaynaktır. Birçok endüstri alanında ısı enerjisi gereksiniminin karşılanmasında kritik bir rol oynar. Bunlardan bazıları şunlardır.

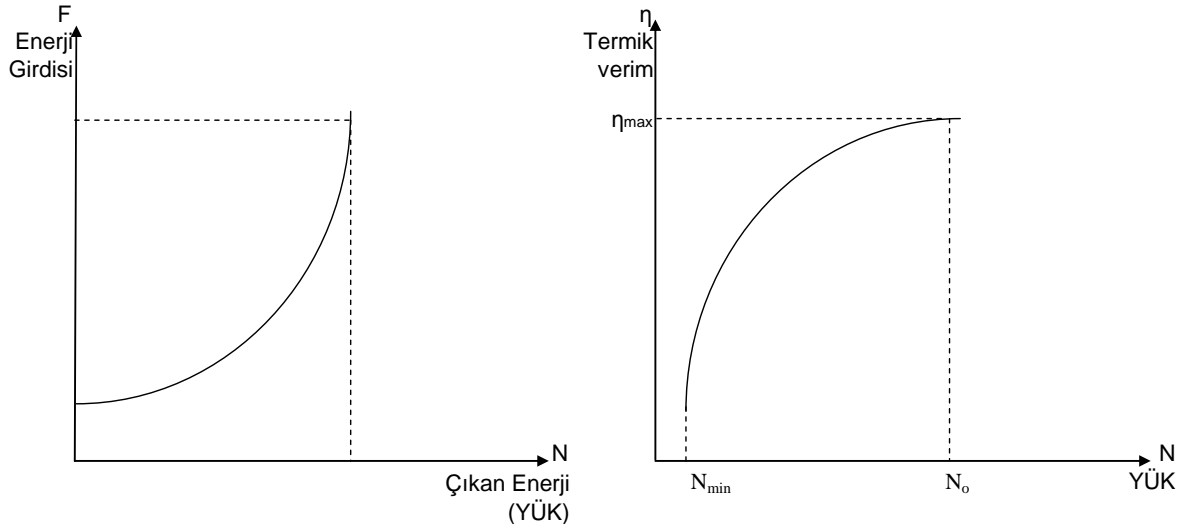
- Kağıt ve diğer ağaç ürünlerinin üretimi (3,5-12 bar)
- Yapılarda ısıtma ve soğutma
- Tekstil sektörü (6-21 bar 165 °C ve üstü)

- Madenlerin işlenmesi
- Gıda sektörü (0.7-5 bar)
- Pompa ve kompresör gibi ekipmanların çalıştırılması

Elbette buharın en önemli kullanım yeri, elektrik üretiminde birincil kaynak olarak kullanılmasıdır. İleriki bölümlerde santralin yük optimizasyonu yapılırken, buhar üretiminin sistemde kısıt oluşturmasını göreceğiz.

3.3 Enerji Santrallerinde Grupların Ekonomik Yüklenmesinde Etkili Olan Faktörler

Enerji üretim firmalarının aynı tesisinde ya da farklı tesislerinde bulunan birden çok ünitesine grup denmektedir. Enerji santrallerinin performanslarının kıyaslanmasında kullanılan kriterler termik verimleri ve güç çıktısıdır. Bilindiği gibi enerji üretim santrallerinde termik verim, sistemden alınan yararlı enerjinin (elektrik), sisteme aynı zamanda verilen ısı enerjisine oranıdır. Sistemdeki ünitelerin her birinin güç çıktısı için tüketilen yakıt enerjisi miktarı, hassas bir şekilde termik verim kullanılarak bulunabilir. Fakat genelde her sistem dizayn noktasında maksimum verimi verir. Ünite dizayn noktasının altındaki güçlerde termik verim azalmaktadır. Bu nedenle kısmi yüklerde, termik verim ve ısı enerjisi girdisini gösteren eğriler çizilerek bulunur.



Şekil 3.6 Enerji santrallerinin yük-ısı enerjisi ve verim eğrileri

Genelde enerji santrallerinde güç ünitelerinin enerji eğrileri yukarıdaki gibi olur (Şekil 3.6). Ünitenin termik verimi bilindiği üzere çıkan enerjinin giren enerjiye oranıyla bulunmaktadır.

Termik verim;

$$\eta_{termik} = \frac{N}{F} \quad (3.18)$$

olur. Burada, N çıkan enerjiyi, F , giren enerjiyi ifade etmektedir. Özgül ısı tüketimi veya ısı oranını (Heat rate) Q şeklinde ifade edersek;

$$Q = \frac{F}{N} \quad (3.19)$$

şeklinde olacaktır. Denklemler düzenlendiğinde,

$$\eta_{termik} = \frac{1}{Q} \quad (3.20)$$

ifade edilebilir. Genelde ünitelerin yük-ısı enerji denklemleri;

$$F = a + bN + cN^2 + dN^3 + \dots \quad (3.21)$$

şeklinde bir polinomla ifade edilebilir. Bu eğriler ve teknik özellikler üretici firma tarafından kataloglarında verilmektedir. Eğri uydurma yöntemiyle denkleme dönüştürülürler. Bu denklem sayesinde ünitelerin hangi güçte ne kadar enerji girdisiyle çalıştığı bulunabilmektedir. Termik verim-güç grafiğinde görüldüğü üzere, N_0 dizayn değerindeki nominal güçte ünite maksimum verimde çalışmaktadır. Eğri denklemlerinde eğimin sıfır olduğu nokta bize verimin maksimum olduğu noktayı verecektir. Yani, denklemin birinci türevi alınıp sıfıra eşitlendiğinde, ünitenin hangi güçte çalışırken veriminin maksimum olacağı bulunabilecektir. Her ünitenin en verimli çalıştığı noktanın bulunması ile sistemin optimum çalışma gücü saptanabilir. Fakat istenen güç sürekli değişeceğinden, yük dağılımının çok iyi yapılması gerekmektedir. Yük dağılımı yapılırken, ünitelerin elektrik üretim maliyetleri de göz önünde tutulmak zorundadır.

Enerji santrallerinde grupların ekonomik yüklenmesi, santralin yüksek verim ve güç sunmasının yanında esnek işletme koşullarına uygun, çabuk devreye alınabilen, tam yük ve değişken yük durumlarına kolay adapte olabilen, değişken yük durumlarında yüksek verimle çalışabilmesi gibi etkenlere bağlıdır. Ayrıca bunların yanında çevre koşullarının santral performansına önemli etkisi bulunmaktadır. Çevre sıcaklığının artmasıyla türbin çevrimine giren havanın kütleli debisindeki azalmaya bağlı olarak sistemi oluşturan her bir ünitenin giriş ve çıkış noktalarında enerji miktarları azalmaktadır. Çevre sıcaklığının artması santralden elde edilen net gücün düşmesine neden olmaktadır. Bu gibi durumlar dikkate

Amaç fonksiyonunun sınır değerindeki gerekli şartları belirlemek için, fonksiyona belirsiz bir çarpanla çarpılmış kısıt fonksiyonunun eklenmesi gerekir. Bu durumda oluşan fonksiyona lagrange fonksiyonu denir (Wood ve Wollenberg,1996).

$$\ell = F_T + \lambda\phi \quad (3.24)$$

Lagrange fonksiyonunun her bir bağımsız değişkene göre türevinin sıfıra eşit olması, amaç fonksiyonun sınır değerleri için gerekli şartları oluşturur. Bu durumda, belirsiz lagrange çarpanı eklenmesiyle K+1 değişken olacaktır. Lagrange fonksiyonun, çıkış güç değerine göre türevinin alınması ile eşitlik şu şekilde oluşacaktır,

$$\frac{\partial \ell}{\partial N_i} = \frac{dF_i(N_i)}{dN_i} - \lambda = 0 \quad (3.25)$$

$$0 = \frac{dF_i}{dN_i} - \lambda \quad (3.26)$$

Termik santrallerde minimum işletme maliyetinin oluşması için, bütün ünitelerin maliyet artışı belirsiz lagrange çarpanına eşit olmalıdır (Wood ve Wollenberg,1996).

3.4 Yük Optimizasyonu İçin Amaç Fonksiyonunun Belirlenmesi

Yük optimizasyonu problemi, sistem ve ünite kısıtlarının oluşturduğu bir amaç fonksiyonun minimize edilmesinden oluşmaktadır (Mendes,1999). Amaç fonksiyonu, genellikle elektrik üretim maliyetinin tamamı olarak ifade edilebilir. Sistem kısıtları, talep ve rezerv güç kısıdından oluşmaktadır. Ünite kısıtları ise ünitelerin maksimum ve minimum üretim sınırları, ünitelerin minimum durma ve çalışma süreleri ile buhar kısıdından oluşmaktadır. Elbette sistem kısıtları ve ünite kısıtları, her bir elektrik piyasasının farklı kısıtları olacağından ülkeden ülkeye değişiklik gösterebilir.

3.4.1 Amaç Fonksiyonu

Yük optimizasyonunun amacı, toplam üretim maliyetinin oluşturduğu sistem işletim maliyetinin minimize edilmesidir. Önceki bölümlerde toplam üretim maliyetinden söz ederken değişken masraflara ve sabit masraflara değinilmişti. Santralin çalışmasından bağımsız olan sabit masraflar, yük optimizasyonunda kullanılmamaktadırlar. Değişken masraflar ise santralin çalışması ile oluşacağından yük optimizasyonunda etkili olacaklardır. Dolayısıyla yük optimizasyonunda amaç fonksiyonu belirlenirken, toplam üretim maliyeti olarak değişken masraflardan oluşan yakıt ve start-up maliyetleri alınacaktır. Değişken

masraflardan olan yardımcı malzeme masrafları güç ile direkt ilgili olmadığından ve yakıt maliyetine nazaran oldukça küçük miktarlarda olmasından dolayı toplam üretim maliyetinde ihmal edilmiştir. Sistem işletim maliyetini matematiksel olarak ifade edersek,

$$F_T = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^K u_{i,t} (FC_{i,t} + SC_{i,t}) \quad (3.27)$$

Burada,

F_T : Belirli bir periyottaki toplam üretim maliyeti.

$FC_{i,t}$: Belirli bir t periyodundaki, i ünitesinin güç üretiminin yakıt maliyeti fonksiyonu.

$SC_{i,t}$: Belirli bir t periyodundaki, i ünitesinin durma (no-load) maliyetini de içeren, ilk çalıştırma (start-up cost) devreye girme maliyeti.

T : Toplam periyot sayısı.

K : Toplam ünite sayısı.

$u_{i,t}$: Ünitelerin çalışıp çalışmadığını gösterir. (çalışması durumunda 1, aksi takdirde 0 alınır) ifade eder (Einar,1998).

Yakıt maliyeti fonksiyonunu şu şekilde ifade edebiliriz.

$$FC_i = a_i + b_i N_i + c_i N_i^2 \quad (3.28)$$

Denklemdaki a_i , b_i , c_i , ünitelerin N_i gücünde çalışırken oluşturdukları, yakıt maliyeti fonksiyonunun katsayıları olarak ifade edilir.

Termik üniteler basınç ve sıcaklıktan dolayı daha yavaş çalıştırılmak zorundadırlar. Üniteler çalışır hale gelene kadar belirli bir miktar enerji sarf ederler. Bu enerji herhangi bir elektrik (MW) üretimi sağlamaz. Bu sarf edilen enerjinin oluşturduğu maliyet, ilk çalıştırmada devreye girebilme (start-up) maliyeti olarak tanımlanır. Belirli bir zaman aralığındaki ilk çalıştırmada devreye girebilme (start-up) maliyeti üstel bir maliyet eğrisiyle ifade edilir (Einar,1998).

$$SC_i = \sigma_i + \delta_i \left(1 - \exp\left(\frac{-T_{off,i}}{\tau_i}\right)\right) \quad (3.29)$$

Burada σ_i , sıcak ilk çalıştırmada devreye girebilme (start-up cost) maliyeti. δ_i , soğuk ilk çalıştırmada devreye girebilme (start-up cost) maliyeti. τ_i , ünitenin sabit soğuma süresi. $T_{off,i}$ ünitenin kapalı kaldığı zamanı ifade etmektedir (Einar,1998).

3.4.2 Sistem Kısıtları

Sistem kısıtları iki başlıkta ele alınabilir. Bunlardan birincisi talep kısıdı, ikincisi rezerv güç kısıdıdır.

Talep kısıdı

Talep kısıdı, sistemin güç dengesini oluşturmaktadır. Toplam üretilen güç miktarı ($N_{i,t}$), talep edilen güç miktarına eşit olmak zorundadır (Ren ve Galina,2002). Talep, ülkenin toplam yük tahmini olacağı gibi aynı zamanda üreticinin müşteriye sattığı elektrik enerjisi miktarından da oluşabilir. Talep edilen güç miktarını $N_{D,t}$ şeklinde gösterdiğimizde,

$$\sum_{i=1}^K u_{i,t} N_{i,t} = N_{D,t} \quad t = 1, 2, 3, \dots, T \quad (3.30)$$

Rezerv Güç Kısıdı

Rezerv güç, sistemde yükleme ya da başka kayıpların oluşması durumunda, bütün ünitelerin bir sorun yaşamadan senkronize çalışmasını sağlamak amacıyla üretilen güç olarak ifade edilebilir (Mendes,1999). Acil durumlarda güç sisteminin operasyonel güvenliğini garanti altına almak gerekir. Yani sistemdeki ünitelerden birinin ya da daha fazlasının sorun yaşaması halinde, diğer ünitelerin bu açığı kapatacak rezerv güçleri olması gerekmektedir. Burada rezerv gücü R_t olarak ifade edebiliriz. Rezerv güç, aynı zamanda emre amade kapasite olarak da ifade edilebilir. Matematiksel olarak ifade edersek,

$$\sum_{i=1}^K u_{i,t} N_{i,t}^{\max} \geq N_{D,t} + R_t \quad t = 1, 2, 3, \dots, T \quad (3.31)$$

bu denklemdeki $u_{i,t}$, i ünitesinin t süresinde çalışması durumunda 1, aksi takdirde $u_{i,t} = 0$ alınacaktır.

3.4.3 Ünite Kısıtları

Ünite kısıtları, ünitelerin maksimum ve minimum üretim sınırları, ünitelerin minimum durma ve çalışma süreleri ve buhar kısıdından oluşmaktadır. Bunlara ek olarak iletim hattı kapasitesi kısıtları da eklemek mümkündür. Buhar kısıdı, sadece kojenerasyon sistemlerinde üretimi

etkileyen bir durum olduğundan diğer termal ünitelerde böyle bir kısıt söz konusu olmayacaktır.

Ünitelerin Güç Sınırları Kısıdı

Bütün güç üniteleri üretimlerini, kendi kapasitelerinin öngördüğü doğrultuda yapmak durumundadırlar. Ünitelerin çalışabilecekleri maksimum (N_i^{\max}) ve minimum güç (N_i^{\min}) sınırları belirlidir. Bu sınırların dışında çalışmaları mümkün olamaz (Wang ve Shahidehpour,1995).

$$N_i^{\min} u_{i,t} \leq N_{i,t} \leq N_i^{\max} u_{i,t} \quad i = 1, 2, \dots, K \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (3.32)$$

Minimum Çalışma Süresi Kısıdı

Minimum çalışma süresi ($T_{i,t}^{\text{up}}$) (Minimum up time), güç ünitelerinin çalışacağı asgari zamanı ifade etmektedir. Ünitenin planlanan çalışma süresine $X_{i,t}^{\text{on}}$ dersek, kısıt şöyle oluşacaktır (Wang ve Shahidehpour,1995).

$$(X_{i,t}^{\text{on}} - T_{i,t}^{\text{up}}) \geq 0 \quad (3.33)$$

Minimum Durma Süresi Kısıdı

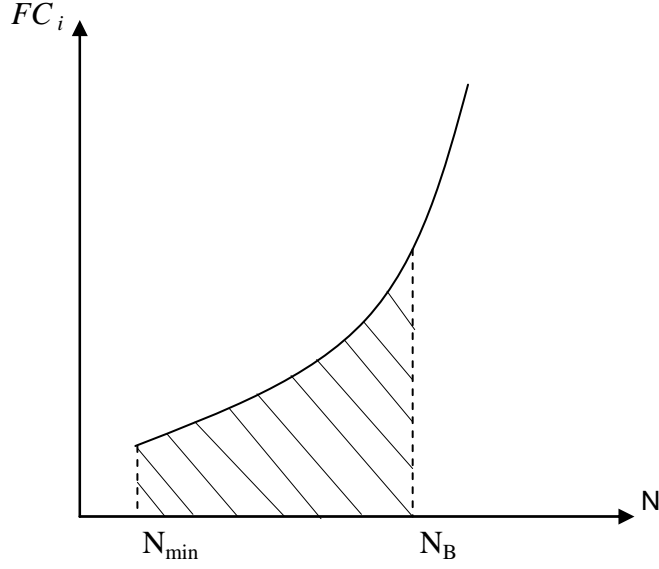
Minimum durma süresi ($T_{i,t}^{\text{down}}$) (Minimum down time), güç ünitelerinin kapalı kalabileceği asgari zamanı ifade etmektedir. Ünitenin planlanan durma süresine $X_{i,t}^{\text{off}}$ dersek, kısıt şöyle oluşacaktır (Wang ve Shahidehpour,1995).

$$(X_{i,t}^{\text{off}} - T_{i,t}^{\text{down}}) \geq 0 \quad (3.34)$$

Buhar Üretim Kısıdı

Buharın kullanım alanları daha önceki bölümlerde ayrıntılı olarak anlatılmıştı. Bilindiği gibi bir kojenerasyon sisteminde buhar üretimi atık ısı kazanına gelen egzoz gazından oluşmaktadır. Buhar üretimi dolaylı olarak sistemdeki ünitelerin çalışmasına bağlıdır.

Bir kojenerasyon tesisini göz önüne alırsak, sistemde üretilen elektriğin ve buharın kullanım amacına göre, eksiksiz olarak temin edilmesi gerekir. Üretici bir firmayı örnek olarak alırsak, elektrik satışından elde edilen gelirin yanında, sanayi kuruluşlarına iletim hatları vasıtasıyla satılan buharın geliri de önemli bir yer tutmaktadır. Satılan bu buharın eksiksiz ve basıncı istenilen seviyede olması gerekmektedir. Toplam yakıt maliyeti fonksiyonu eğrisinde, talep edilen buhar miktarının sağlanması için ünitelerin çalışması gerekli güç miktarının belirlenmesi gerekmektedir.



Şekil 3.8 Güç-yakıt maliyeti fonksiyonunda buhar kısıdı oluşması

Grafikte N , üretilen güç miktarını, FC_i , yakıt maliyeti fonksiyonunu, N_B gerekli buhar miktarına bağlı üretilen güç miktarı, N_{min} , santralin çalışacağı minimum gücü ifade etmektedir.

Üretilen buhar miktarının, satılacak buhar miktarına eşit ya da fazla olması gerekir. Dolayısıyla bu santralde ya da türbin grubunda N_B gücünün altına düşülemez. $N_{i,t} \geq N_B$ olmak zorundadır denilebilir. Grafikte taralı alan buhar kısıdını oluşturur ve zorunlu kalınmadıkça santral ya da türbin grubu N_{min} ve N_B arasındaki güçlerde çalıştırılmaz.

$$N_{i,t} \geq N_B \quad t = 1, 2, 3, \dots, T \quad i = 1, 2, 3, \dots, K \quad (3.35)$$

Buhar üretim kısıdı, santrallerdeki ünitelerin güç sınırları kısıdına dahil edilebilir. Denklem şu şekilde oluşur,

$$N_B u_{i,t} \leq N_{i,t} \leq N_i^{\max} u_{i,t} \quad i = 1, 2, \dots, K \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (3.36)$$

3.5 Optimizasyon Yöntemleri

Enerji santrallerindeki ünitelerin üretim planlanmasında oluşan problemlerin çözümlenmesinde kullanılan bir çok optimizasyon yöntemi mevcuttur. Bu yöntemleri matematiksel, deneysel ve yapay zeka olarak üç gruba ayırabiliriz. Matematiksel yöntemler, ayrıntılı sıralama, dinamik programlama, tamsayı ve karma programlama, dallanma ve sınır yöntemi, lagrangian relaxation ve artırılmış langrangian'dan oluşur. Deneysel yöntemler,

öncelik listeleme, genetik algoritmalarından oluşur. Yapay zeka yöntemleri ise yapay sinir ağları ve uzman sistemler den oluşur (Sheble ve Fahd,1994).

3.5.1 Matematiksel Yöntemler

Matematiksel yöntemler üretim planlaması problemlerinde kullanılan klasik yöntemlerdir. Bu yöntemlerin her birinde problemin uygun modellenmesi gerekir.

Ayrıntılı Sıralama

Ayrıntılı sıralama, ünite yönetim problemlerinin çözümlenmesinde kullanılan basit bir yaklaşım biçimidir. Optimal çözüm, her bir uygun çözümün ekonomik dağılımının belirlenmesi vasıtasıyla ünitelerin üretim durumlarına uygun bütün kombinasyonların sıralanması ile sağlanabilir. Bu yaklaşımda, T zaman aralığında K tane üretim ünitesinin planlanması için $(2^K-1)^T$ kombinasyonun ve her planlama aralığı için (2^K-1) kombinasyonun değerlendirilmesi gerekir. Bu elbette çok sayıda teorik kombinasyon sayısını doğurur. Pratikte tipik güç sistemlerinin ünite ve sistem kısıtlarında bu sayı önemli ölçüde düşerken, mümkün olan bütün kombinasyonların değerlendirilmesi imkansızdır (Mandes,1999).

Dinamik Programlama Tekniği

Dinamik programlama tekniği, bütün olası kombinasyonları denemeden optimal çözümün bulunmasını sağlayan sistematik çok aşamalı işlemdir. Optimum çözüm arayışı son zaman aralığından başlayarak geriye doğru ilk olana kadar ilerler. Bu işlemde ünitelerin önceden ürettikleri dikkate alınmaz, bu sebepten dolayı ünitelerin ilk çalıştırma maliyeti (start-up), minimum durma süresi ve minimum çalışma süresi kısıtları dikkate alınmaz. Alternatif olarak, optimal dağılımı araştırarak ilk zaman aralığından geriye doğru operasyonel maliyetlerin toplanması vasıtasıyla en ekonomik dağılımın bulunmasını öngören ileri araştırma denemeleri de vardır.

Eğer optimal çözüm arayışı, ünitelerin üretim durumları kombinasyonun tamamına doğru yapılmışsa, sonrasında $(2^K-1) \cdot T$ durumun toplamı ve $(2^K-1)^2 \cdot T$ değişimi yapılmalıdır. Bu yüzden dinamik programlama(DP) tekniği ünite yönetimi problemlerinde bütün sıralama yöntemleriyle karşılaştırıldığında boyutun azalması avantajına sahiptir. Talep ve rezerv güç kısıtlarından memnun kalınmadığı bazı durumlar ve minimum durma, çalışma sürelerine uymayan bazı periyotlar dikkate alındığında, ünite karar problemlerinin boyutları daha da azaltılır (Mendes ve Kirschen,1998).

Tamsayı ve Karmaşık Programlama

Ünite karar alma problemleri, ekonomik yük dağıtım problemlerinden oluşan ve talebin en ekonomik karşılanmasını içeren karmaşık-tamsayı lineer olmayan problemlerdir. Benders'in ayrıştırma metoduna dayanarak ünite yönetim problemi, lineer olmayan ekonomik dağıtım problemi ve tamsayı lineer olmayan karar alma probleminden ayrılabilir (Mandes,1999).

Dallanma ve Sınırlandırma

Dallanma ve sınırlandırma tekniği, orijinal problemde türetilmiş ardışık basit problemlerin çözümlerinin araştırılması vasıtasıyla ayrı kısıtlı optimizasyon problemi olarak çözümlenir. Yöntem, bütün uygun çözümlerin ağacın yapraklarını oluşturduğu dallanma ve sınırlandırma uygunluğunu içermektedir. Dallanma ve sınırlandırma tekniği, kısıtlı optimizasyon problemleri serilerinin en yüksek ve en düşük sınırlarının belirlenmesi fikrine dayanmaktadır ve daha sonra bu sınırlar en yakın optimum çözüm arayışında olabilecek çözümlerin elimine edilmesinde kullanılır. Çözüm araştırmasında problemin en düşük sınırı orijinal problemdeki bir en yüksek sınırdan veya uygun çözümden büyük olması durumunda, problemde en düşük sınır altındaki kalan kısımların değerlendirilmelerine gerek yoktur. En düşük sınır, langrangian relaxation yönteminin kullanıldığı ikili optimizasyon problemiyle belirlenebilir, en yüksek sınır ise ardışık uygun çözümlerden en ekonomik olanının seçilmesi vasıtasıyla bulunabilir. Dallanma ve sınırlandırma tekniğinin ünite yönetimi problemlerinde uygulanmasında, altkümeler içindeki çözüm aralıklarının kısımlara ayrılması gerekir. Bu ünite kısıtlarına uyan bir kısıt ağacı yapılanmasına olanak sağlar ve ağaçtan aşağıya doğru inerken eklenen kısıtlarla karşılaşılır. En düşük sınırın hesaplanmasında ikili problemin çözümü ile en uygun ünite yönetim planlanması oluşturulmaz iken, çözümde en yüksek sınırın hesaplanması yardımıyla ünite yönetim planının çok iyi yapılabilmesine olanak sağlar (Huang ve Yang,1998).

Lagrangian Relaxation

Lagrangian relaxation tekniği, ikili alt problemlerin çözümlenmesi ile oluşan ünite yönetim problemlerinin ayrılmasından meydana gelir. Kısa dönemli ünite üretimleri planlanmasında sistematik ve verimli bir yöntemdir. Fakat lagrange çarpanlarının belirlenmesiyle ünite özelliklerinin hassasiyeti, optimum çözüm çevresinde duraksama işlemi oluşturabilir. Lagrangian relaxation tekniği bu yüzden gereksiz alt optimal çözümleri üretebilir hatta kabul edilebilir bir iterasyon sayısı ile uygun çözümün bulunmasında başarısız olabilir. Bununla birlikte, lagrangian relaxation tekniği, planlamanın yapılacağı saat ve ünite sayısının artması

bakımından problemin boyutu değişimi gibi durumlara ayak uyduran, ünite yönetim problemleri çözümünde günümüzde hemen hemen endüstri standardı olarak kabul görmüştür (Mendes,1999).

Arttırılmış Lagrange Relaxation

Arttırılmış lagrangian relaxation tekniği, yakınsamanın geliştirilmesine yardımcı lagrange fonksiyonuna talep kısıdı ile ilgili ikinci dereceden ceza durumlarını içerir. Bu ceza durumları, lagrangian relaxation tekniğinin ayrışma kabiliyetini koruyarak önceki iterasyonlarda sağlanmış çözümlerin çevresinde doğrusallaştırılır (Mendes,1999).

3.5.2 Deneysel Yöntemler

Ünite yönetim problemlerinde deneysel yöntemlerin kullanılmasının ana hedefi, optimal çözümü dışlamaksızın mümkün olduğu kadar orijinal problemin boyutunun azalmasını sağlamaktır. Bununla birlikte bu hedef daima başarılı olamaz ve çözümün optimal olması garanti edilemeyebilir.

Öncelik Listeleme

Bu yöntem, sistem talebine uyan ünite kararlarının sıralanmasını içeren bir öncelik listesi içindeki ünite üretimlerinin düzenlenmesini, deneyselliği kullanarak uygular. Ekonomik indeks olarak, ünitelerin tam yükte çalışırken ortalama üretim maliyetlerinin sıralanmasını kullanır. Bu indeks, rezerv güç gereksiniminin sağlanmasında her bir ünitenin etkisini nicelik olarak ölçülmesi ile oluşan bir kullanım faktörü ile birleştirilmiştir. Öncelik listeleme yöntemi nadiren yeterli bir çözüm sağlar. Bu yöntemin uygulamalarında, yük almama maliyetinin sıfır olduğu sistemlerle sınırlandırılmıştır. Ünite maliyet eğrileri sıfırdan tam yüke kadar doğrusaldır ve ilk çalıştırmada devreye girebilme maliyeti olan start-up cost, ünitelerin kapalı kaldığı sürelerden bağımsızdır (Lee,1991).

Genetik Algoritmalar

Son yıllarda ünite yönetim problemlerinde, genetik algoritmalar ile uğraşılmaktadır. Genetik algoritmaların araştırma teknikleri, biyolojik organizmaların genetik işlemlerinin gelişiminden kaynaklanan teorilerden esinlenilmesine dayanmaktadır. Genetik algoritmanın basit prensibi, zaman içinde çözümler popülasyonunun hayatta kalmasıdır. Her bir çözüm kromozom veya genetik özellik olarak adlandırılabilir.

Genetik algoritma kullanarak T periyodunda K tane üretim birimi için ünite yönetim problemi çözümlenmesinde, ünitelerin durumlarını içeren bir matris vasıtası ile çözüm ifade edilebilir. Her bir ünitenin operasyonel planlanması, T parçalarının bir çift sarmalı olarak ifade edilir. Bu parçalar ünitelerin çalıştığı durumlarda “1” olarak, çalışmadığı durumlarda “0” olarak gösterilirler. K tane ünitenin sarmal yapısı, ünite yönetim problemlerinin ayrı ayrı çözümlenmesinin ifade edilmesinde $K \times T$ uzunluğunda bir kromozomdan sıralanmıştır. Çözümün uygun değeri, tüm operasyonel maliyetlerin toplanması ile belirlenir ve ceza fonksiyonu sistem ve ünite kısıtlarının ihlali ile ilişkilendirilir. Ceza fonksiyonu, uygun olmayan çözümler arasındaki önemli farkları bulabilmek için ihlalin önemini orantılayabilmelidir (Orero ve Irving,1996).

3.5.3 Yapay Zeka Yöntemleri

Yapay zeka yöntemlerinin önemli avantajlarından birisi, ünite yönetim problemlerinde matematiksel formülasyonun karmaşıklığını önleyebilmesidir. Bununla birlikte bu yöntemlerin eksikliği, genellikle gerekli araçların çok sayıda hesaplama ile ilişkilendirilmesidir. Daha büyük bellekler ile hızlı işlemcilerin olması, yapay zeka yöntemlerinin umut verici ve gelişmeye açık olmasını sağlar. Bazı yapay zeka yöntemlerinin temel özelliklerinin özetleri ve ünite yönetim problemlerinde uygulamaları alt başlıklar altında sunulmuştur (Abbasy ve Elfayoumy,1995).

Yapay Sinir Ağları

Yapay sinir ağları, beyinde bulunan nöronların bağlantısına benzer şekilde, biri diğerine bağlanmış binlercesine benzetilme yoluyla hesaplama sistemlerinin biçimlendirilmiş yeni bir sınıfı ifade eder.

T periyodundaki K tane üretim ünitesinin planlama problemi için T nöronlarından oluşan güç girişi tabakası yükleme talep profiline adapte edilmelidir. Güç çıkışı tabakasındaki nöronlar bir $N \times T$ matris formatında planlanacaktır. Yapay sinir ağları, herhangi giriş yükleme profili için örnek uygun planlama üretilmeye çalışılmalıdır. Ünite yönetim planlanmasına uyan güç sisteminin ifade edilen tipik operasyonel senaryolarının seçilen talep profilleri, deneysel verilerin bulunabildiği matematiksel yöntemler aracılığıyla belirlenir. Ağ sistemi çalışır çalışmaz, talep yük eğrisini veren en ekonomik ünite yönetim üretiminde basit aritmetik operasyonların bir sonucu ihtiva edecektir. Eğer bu çözüm uygun değilse, optimum çözüm 'e yakın bir başlangıç kullanılır. Yapay sinir ağ kullanımının en önemli avantajı ünite yönetim probleminin çözümlenmesi için önceki veriler ve farklı durumlardaki davranışları, yeni

çözümlerin sağlanmasında kullanılabilir. Aksine bir yapay zeka sistemi olan yapay sinir ağları, karmaşık hesaplamaların kullanıldığı matematiksel programlardan daha az verimlidir (Mendes,1999).

Uzman Sistemler

Uzman sistemler, kritik durumlarda insan faktörünü azaltmak veya yerine geçmek için bir otomasyon işleminin uygulanışı olarak kabul edilir. Güç sistemlerindeki çeşitli operasyon problemlerin çözümleri, matematiksel programlama tekniklerinden ziyade genelde güç sistemleri operatörünün uzmanlığına dayandığı söylenebilir. Genelde bu uzman sistemlerin deneyimleri ve karar almaları, bu tür problemlerin çözümlenmesinde uygulanan deneysel kuralların konulması ile formüle edilebilir. Uzman sistemler, akıllı arama içeren matematiksel programlama tekniklerin desteklemesiyle kullanılabilir. Bu yüzden bu sistemler, önceden ünite yönetim planlanmasında kullanılan verilerin bir veri tabanından alınıp geliştirilerek güç sistemi operatörleri ve programcıların deneyim bilgileri ile oluşturulmuş var olan matematiksel tekniklerle birleştirilir. Ünite yönetim problemlerinin çözümlenmesinde uzman sistemlere çok rastlanılmaz. Bunun başlıca sebebi ekonomik optimizasyon problemi ile ilişkili kompleks kısıtların var olması optimal çözüm arayışında ortaya konulan kuralların oluşturulmasının zor olmasıdır. Uzman sistemlerin avantajı ise, yeni bir problemin eski bir probleme küçük değişiklikler yapılarak uyarlanması sağlar. Böylece optimal çözüme önemli ölçüde yakın çözüm bulunur (Tong ve Shahidehpour,1991).

3.6 Kısıtlı Optimizasyon Problemlerinde Kullanılan Lagrangian Relaxation Yöntemi

Lagrangian Relaxation yöntemi; lagrange fonksiyonu, lagrange çarpanları ve sistem kısıtlarından meydana gelen maliyet fonksiyonunun ele alındığı ikili bir optimizasyona dayanmaktadır. Bu ikili işlem, iki ayrı optimizasyon probleminin ardı ardına çözümlenmesini içerir. Bunlardan birincisi, lagrange çarpanlarının sabit olarak alındığı, problemin diğer değişkenleri olan ünite kısıtlarına uyan lagrange fonksiyonunun minimize edilmesidir. İkincisi ise, lagrange çarpanlarına uyan sistem kısıtları denkleminde oluşan lagrange maliyet fonksiyonunu denkleminin minimum olacağı değerlerin belirlenmesinden oluşmaktadır. İkili optimizasyon probleminin çözüm yöntemi, birinci ve ikinci işlemler arasındaki farkın ilişkilendirilmesiyle çözümlenebilir. (Mendes,1999).

Lagrange fonksiyonundan oluşan maliyet fonksiyonu çözümlenirken, kısıtlar eşitlik ve eşitsizlik kısıtları diye ayrılmalıdır. Problemi formüle edersek,

Minimize $F(x)$ Amaç Fonksiyonu

$$g(x) = 0 \quad m \text{ Eşitlik Kısıtları} \quad (3.37)$$

$$h(x) \leq 0 \quad p \text{ Eşitsizlik Kısıtları}$$

Bilindiği üzere optimizasyon teorisi, problem şartları doğrultusunda Lagrange fonksiyonundan (L) oluşan amaç fonksiyonunun minimize edilmesine dayanır. Bu fonksiyon; amaç fonksiyonu, eşitlik kısıtları ve eşitsizlik kısıtlarından meydana gelmektedir.

$$L(x) = F(x) + \lambda g(x) + \mu h(x) \quad (3.38)$$

Bu formüldeki bilinmeyen değişkenler λ ve μ , Lagrange çarpanları olarak adlandırılır. Her eşitlik kısıdı $g_i(x)$ belirsiz lagrange çarpanı olan λ_i ile çarpılır. Her eşitsizlik kısıdı da $h_i(x)$ belirsiz lagrange çarpanı olan μ_i ile çarpılır. Optimizasyona katılan değişkenlerin sayısı n , eşitlik kısıtlarının sayısı m , eşitsizlik kısıtlarının sayısı p kadardır (Martin,2003).

Lagrange fonksiyonunun optimum şartlara uyabilmesi için, problemin çözümünde kullanılan Karush-Kuhn-Tucker (KKT) şartlarına uyması gerekir. (KKT) şartları aşağıdaki gibidir.

$$1. \frac{\partial F(x)}{\partial x} + \left(\frac{\partial g(x)}{\partial x} \right) \lambda + \left(\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right) \mu = 0 \quad (3.39)$$

$$2. g(x) = 0 \quad (3.40)$$

$$3. h(x) \leq 0 \quad (3.41)$$

$$4. [\mu]h(x) = 0 \text{ ve } \mu \geq 0 \text{ (Wood ve Wollenberg,1996)} \quad (3.42)$$

3.6.1 İkili Optimizasyon Problemi

Problemin birinci kısmını oluşturan, ünite kısıtları dikkate alınarak sistem toplam maliyetinin minimize edilmesini amaçlayan denklemi J ile gösterirsek,

$$J = \min \bullet (F_T) \quad (3.43)$$

olacaktır.

Problemin ikinci kısmını, lagrange maliyet fonksiyonunda bulunan lagrange çarpanları (λ ve μ), amaç fonksiyonu ve sistem kısıtları oluşturmaktadır. Sistemin langrange denklemini yazarsak aşağıdaki gibi olur.

$$\begin{aligned} MinL = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^K u_{i,t} (FC_{i,t} + SC_{i,t}) + \sum_{t=1}^T \lambda_t \left(N_{D,t} - \sum_{i=1}^K u_{i,t} N_{i,t} \right) \\ + \sum_{t=1}^T \mu_t \left(R_T - \sum_{i=1}^K (N_{i,t}^{\max} u_{i,t} - N_{D,t}) \right) \end{aligned} \quad (3.44)$$

Burada, λ_t , eşitlik kısıtlarında kullanılan lagrange çarpanını, μ_t , eşitsizlik kısıtlarında kullanılan lagrange çarpanını göstermektedir (Einar,1998). Sistemin lagrange denklemini problemin ikinci kısmına göre uyarlayalım.

$$\begin{aligned} MinL = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^K u_{i,t} (FC_{i,t} + SC_{i,t}) - \sum_{t=1}^T \lambda_t \sum_{i=1}^K (u_{i,t} N_{i,t} - N_{D,t}) \\ - \sum_{t=1}^T \mu_t \sum_{i=1}^K (N_{i,t}^{\max} u_{i,t} - N_{D,t} - R_T) \end{aligned} \quad (3.45)$$

(3.45) denklemini artan ve azalana göre tekrar düzenlersek,

$$\begin{aligned} MinL = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^K u_{i,t} (FC_{i,t} + SC_{i,t}) - \sum_{t=1}^T \lambda_t \sum_{i=1}^K u_{i,t} N_{i,t} - \sum_{t=1}^T \mu_t \sum_{i=1}^K N_{i,t}^{\max} u_{i,t} \\ + \sum_{t=1}^T \lambda_t N_{D,t} + \sum_{t=1}^T \mu_t (N_{D,t} + R_T) \end{aligned} \quad (3.46)$$

İkili optimizasyon probleminde amaç, maliyet fonksiyonunun ve diğer sistem verilerinin minimum olacağı değere uyan lagrange çarpanlarının bulunmasıdır.

Problemin ikinci kısmı çözümlenirken, minimum maliyetin bulunması işlemi için Lagrange denkleminde (3.46), lagrange çarpanlarının (λ ve μ) uyduğu son iki terim dışarıda bırakılabilir. Böylece sistem kısıtları çıkarılmış (relaxation) ve problemin ikinci kısmının

çözümü lagrange denkleminin minimizasyonu doğrultusunda gerçekleşmiş olacaktır (Mendes,1999).

$$D = \sum_{i=1}^K \text{Min}Z(N_i) + \sum_{t=1}^T (\lambda_t N_{D,t} + \mu_t (N_{D,t} + R_T)) \quad (3.47)$$

Bu denklemde ki $Z(N_i)$, problemin minimize edilecek kısmını oluşturmaktadır. D ise, yakınsama işleminde problemin ikinci kısmının optimizasyon problemini ifade etmektedir. $Z(N_i)$ denkleminin minimum olması problemin çözümünü sağlayacaktır. $Z(N_i)$ denklemini yazarsak,

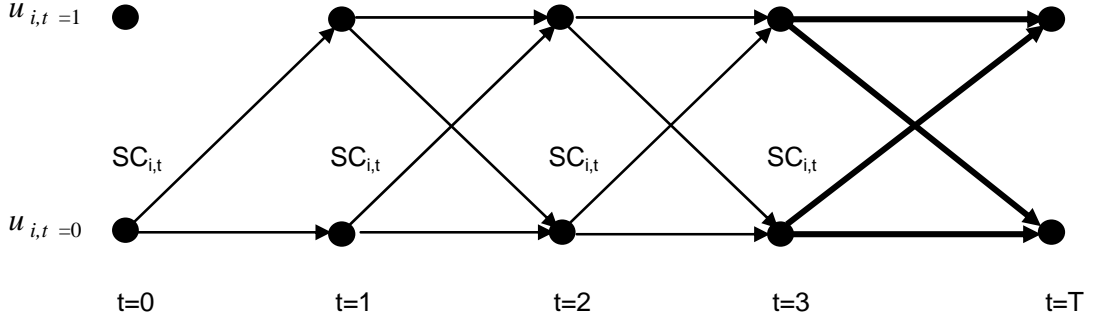
$$\text{Min}Z(N_i) = \text{Min} \sum_{i=1}^K \sum_{t=1}^T (u_{i,t} (FC_{i,t} + SC_{i,t}) - \lambda_t u_{i,t} N_{i,t} - \mu_t N_{i,t}^{\max} u_{i,t}) \quad (3.48)$$

Burada, üniteleri birbirinden ayırma hedefi başarılabilir. Böylece problemin ikinci kısmı, her bir ünitenin diğer ünitelerden bağımsız olarak ayrılması ile çözümlenebilir. Lagrange denkleminin minimumu, ünite kısıtlarına bağlı tüm zaman aralıklarında her bir üretim ünitesinin minimumunun çözümlenmesi ile bulunabilir.

$$\text{Min} \sum_{t=1}^T (u_t [F(N_t) + SC_t] - \lambda_t u_t N_t - \mu_t N_t^{\max} u_t) \quad (3.49)$$

Bu noktada Lagrangian Relaxation tekniğinin en önemli avantajlarından biri ortaya çıkar. Problemin boyutu, ünite sayısı ile birlikte Dinamik Programlama algoritmalarındaki gibi üstel değil, doğrusal artar. Bu sebepten ünite karar verme problemlerinde Lagrangian Relaxation tekniği, her bir periyotta büyük miktarlarda durumu test etme zorunluluğu olan, büyük ölçekli güç sistemlerinde kullanılmaya uygun olmayan Dinamik Programlama tekniğinden üstündür (Mendes,1999).

İkili optimizasyon probleminde ünitelerin durum kalkmalarını gösteren $u_{i,t}$ değerinin t zaman değişkeni ile dinamik programlama problemi olarak çözümlenmesi (şekil 3.9)'da gösterilmiştir.



Şekil 3.9 t zaman değişkeni ile $u_{i,t}$ değerinin dinamik programlama problemi olarak çözümlenmesi (Mendes,1999)

Sistemde eğer ünite çalışmıyor ise $u_{i,t}$ değeri sıfıra, ünite çalışıyor ise $u_{i,t}$ değeri bir'e eşit olacaktır. İlk çalıştırmada devreye girme maliyeti olan $SC_{i,t}$ (Start-up cost), minimizasyon probleminin çözümünde $N_{i,t}$ gücünden bağımsız olduğundan denklemden çıkarılabilir (Mendes,1999). Bu durumda denklem şu şekilde olacaktır,

$$\text{Min}Z(N_{i,t}) = \text{Min}(F(N_{i,t}) - \lambda N_{i,t} - \mu N_{i,t}^{\max}) \quad (3.50)$$

Bilindiği üzere ünitelerin yakıt maliyeti fonksiyonları polinom şeklinde bir fonksiyonla gösterilmektedir. Denklem $N_{i,t}$ ye göre birinci türevini aldığımızda minimumu bulabiliriz. Denklem şu şekilde oluşacaktır,

$$\frac{\partial [F(N_{i,t}) - \lambda N_{i,t} - \mu N_{i,t}^{\max}]}{\partial N_{i,t}} = \frac{\partial F(N_{i,t})}{\partial N_{i,t}} - \lambda = 0 \quad (3.51)$$

Görüldüğü üzere sistemin minimum maliyeti, langrange çarpanının uyduğu optimum yükleme ile gerçekleşecektir (Mendes,1999). Her bir ünitenin maliyet fonksiyonunun birinci türevi belirsiz langrange çarpanına eşit olmaktadır. Lagrange çarpanının bulunması ile ekonomik yükleme gerçekleşir. Fakat her zaman her bir ünitenin $N_{i,t}$ çıkış güç değerleri, ünitelerin üretim sınırları içinde olmayabilir. Bu durumda,

$$\bullet \quad N_{i,t} < N_{i,t}^{\min} \text{ ise } N_{i,t} = N_{i,t}^{\min} \quad (3.52)$$

$$\bullet \quad N_{i,t} > N_{i,t}^{\max} \text{ ise } N_{i,t} = N_{i,t}^{\max} \quad (3.53)$$

olacaktır.

Bunun dışında minimizasyon problemlerinde langrange çarpanları ekonomik gösterge olarak da kullanılabilirler. Lagrange çarpanlarının bulunmasında kullanılan birçok yöntem vardır. Bunlardan bazılarında langrange çarpanına değer verme yoluyla toplam maliyetin minimum

olduğu noktaya kadar iterasyon yapılır. Bu tekniğe Lamdha-İterasyon yöntemi adı verilmektedir. Ayrıca Karush-Kuhn-Tucker (KKT) şartlarına uyan lagrange fonksiyonu vasıtasıyla problem çözümlenebilir.

Problemin ikinci kısmının çözümü minimum maliyetin bulunması anlamına gelir, fakat optimizasyon probleminin her zaman uygulanabilir çözümü değildir. Çünkü bu çözüm toplam maliyetin en düşük sınırını vermektedir. Pratikte bu sınır değere ulaşmak işletme şartlarında oldukça zordur ve genelde toplam maliyetin en düşük sınırına belirli bir tolerans miktarı kadar yaklaşan çözümler optimum değere en yakın çözümler olarak kabul edilir. Enerji santrallerinde operasyonel problemlerin fazla olmasından dolayı, farklı seçeneklerin olduğu çözüm aralıkları tercih edilir.

İkili optimizasyon probleminin amacı, problemin birinci kısmı ile ikinci kısmı arasındaki farkın ilişkilendirilmesi vasıtası ile, verilerin değiştiği bir yakınsama problemi olacaktır. İterasyon işleminin sonlanması ile ikili işlem arasındaki fark, sifıra eşit ya da yakın olabilir. Problemin birinci kısmının çözümü her zaman ikinci kısmının çözümünden büyük veya eşit olmak zorundadır. İkili işlem arasındaki fark, optimum çözüm arayışında uygulanabilir güç değerlerinin bulunmasını sağlar. İstenilen tolerans değerine ulaşana kadar iterasyon devam eder. (Mendes,1999).

3.6.2 İkili Optimizasyon Problemi Yakınsamasının Kontrolü

Lagrangian Relaxation algoritmasının yakınsaması, problemin birinci ve ikinci çözümlerinin arasındaki fark yoluyla hesaplanabilir.

$$\text{İkili Optimizasyon Farkı (İOF)} = \frac{J - D}{D} * 100 \quad (3.54)$$

İkili optimizasyon probleminin farkı belirlenmiş bir tolerans'dan daha küçük olana kadar veya maksimum sayıda iterasyon yapana kadar işlem devam eder. İkili optimizasyon probleminin farkı, problemin çözümünün doğruluğunu anlamak için %0,1 olarak kabul edilebilir. Bu değerden daha düşük oluşan değerler optimum çözüm aralığını verir. (Mendes,1999).

4. ENERJİ SANTRALLERİNDE YÜK OPTİMİZASYONU UYGULAMASI

Yük optimizasyonun amacı, belirli bir zaman aralığında talep edilen güç doğrultusunda kısıtlar dikkate alınarak optimum yüklemenin belirlenmesidir. Burada çeşitli yakıt cinslerini kullanan güç ünitelerinden oluşan bir enerji santralinin optimizasyonu yapılacaktır. Problemin çözümlenebilmesi için, optimizasyonun uygulanacağı güç ünitelerinin karakteristik özellikleri, sistemden talep edilen güç miktarı ve rezerv güç bilinmesi gerekir. Belirli bir zaman aralığında sistemden istenen enerji miktarı, rezerv güç ve altı güç ünitesinden oluşan bir grubun teknik özellikleri aşağıdaki gibidir.

Çizelge 4.1 Belirli bir günde oluşan saatlik talep edilen güç miktarları

Saat	Talep Edilen Güç Miktarı N_D (MW)	Saat	Talep Edilen Güç Miktarı N_D (MW)
00-01	250	12-13	385
01-02	275	13-14	380
02-03	280	14-15	410
03-04	200	15-16	440
04-05	230	16-17	460
05-06	260	17-18	480
06-07	300	18-19	470
07-08	320	19-20	500
08-09	330	20-21	510
09-10	400	21-22	520
10-11	350	22-23	475
11-12	420	23-00	433

Gün içinde değişen talep güç miktarları her saat için farklı bir optimizasyon problemi oluşturur ve yükleme dağılımı her saat için değişiklik gösterir. Burada sadece saat 09-10'da talep edilen 400 MW güç miktarı için hesaplama yapılacaktır. Aynı zamanda saat 09-10'da sistemin sorunsuz olarak çalışabilmesini garanti altına almak amacı ile 200 MW'lık rezerv güç gereksinimi kabul edilecektir.

Çizelge 4.2 Saat 09-10'da talep edilen güç ve rezerv güç miktarı

Saat	Talep Edilen Güç N_D (MW)	Rezerv Güç R (MW)
09-10	400	200

Güç üniteleri seçilirken, farklı yakıt tiplerinin kullanıldığı yakma sistemleri tercih edilmiştir. Böylece yakıt maliyeti fonksiyonları oluşturulurken, her yakıt için farklı üretim maliyeti değeri alınacaktır.

Ünite 1 : Linyit Yakıtlı Kojenerasyon Güç Ünitesi

Maksimum güç(N_1^{\max}) = 200 MW, Minimum güç(N_1^{\min}) = 50 MW

Yıllık çalışma süresi (X^{on}) = 6588 saat

Zorunlu devre dışı olma olasılığı = % 10

Bakım süresi (X^{off}) = 60 gün

Buhar kısıdı $N_{B1} = 100$ MW

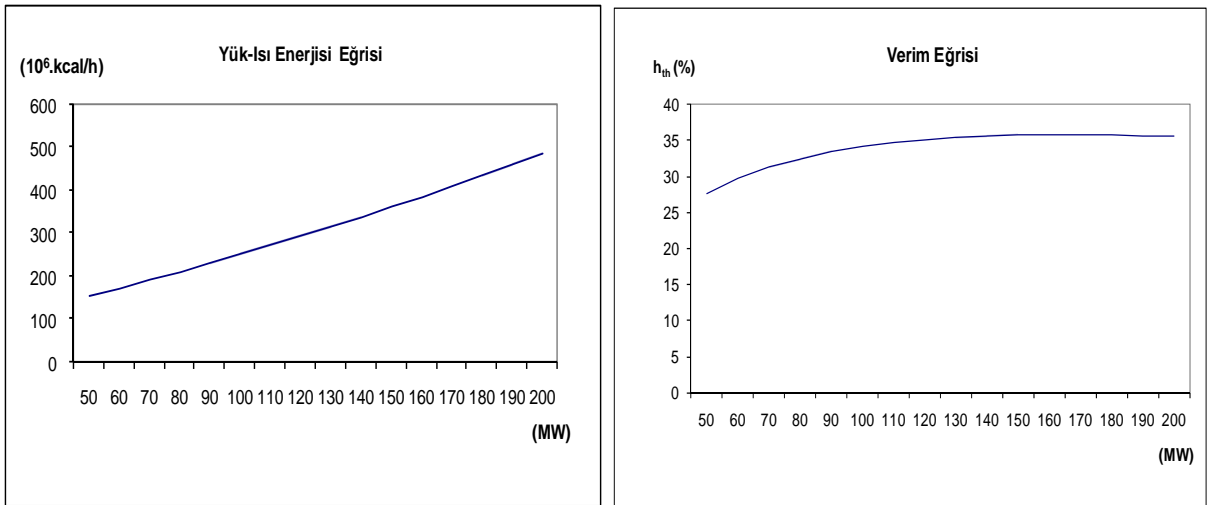
Santral ömrü : 30 yıl

İlk çalıştırmada devreye girebilme maliyeti (Start-up cost) $SC_1 = 95,97$ \$ *

Linyit yakıt maliyeti (C_f) = $18,96 \left(\frac{\$}{10^6 \text{ kcal}} \right)$ **

Yük-Isı enerjisi denklemi;

$$F_1 = 0,00261N_1^2 + 1,5354N_1 + 72 \left(\frac{10^6 \text{ kcal}}{h} \right)$$



Şekil 4.1 Ünite 1'in yük-ısı enerjisi eğrisi ve verim eğrisi grafikleri

Yakıt maliyeti fonksiyonu (\$/h), yük-ısı enerjisi denkleminin (F_1), linyit yakıt maliyeti (C_f) değeri ile çarpılması sonucu oluşacaktır.

$$FC_1 = (F_1) * (C_f) = (F_1) * (18,96) = 0,0494N_1^2 + 29,111N_1 + 1365 \text{ (\$/h)}$$

* Soğuk ilk çalıştırma (start-up) maliyeti olan δ_i , 0 olarak alınmıştır.

** Teiaş'ın Türkiye elektrik enerjisi üretim planlama çalışmasında (2005-2020) kullandığı linyit yakıt maliyeti değeri alınmıştır.

Ünite 2 : Linyit Yakıtlı Kojenerasyon Güç Ünitesi

Maksimum Güç(N_2^{\max}) = 150 MW, Minimum Güç(N_2^{\min}) = 30 MW

Yıllık çalışma süresi (X^{on}) = 6588 saat

Zorunlu devre dışı olma olasılığı = % 10

Bakım süresi (X^{off}) = 60 gün

Buhar kısıdı N_{B2} = 80 MW

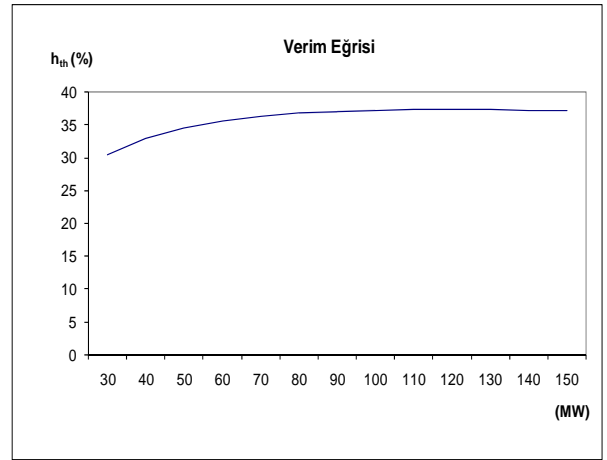
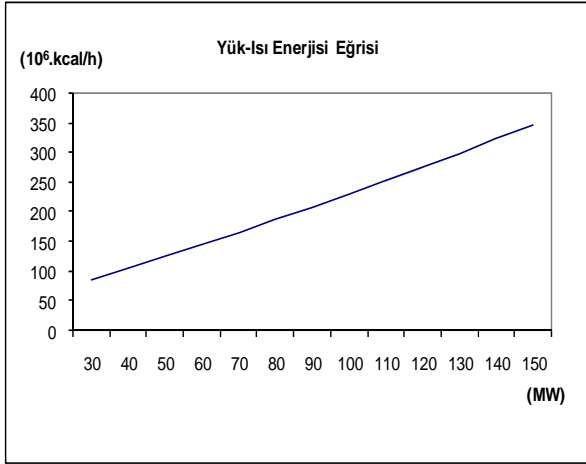
Santral ömrü : 30 yıl

İlk çalıştırmada devreye girebilme maliyeti (Start-up cost) $SC_2 = 67,32 \$$ *

Linyit yakıt maliyeti (C_f) = $18,96 \left(\frac{\$}{10^6 \text{ kcal}} \right)$ **

Yük-Isı enerjisi denklemi;

$$F_2 = 0,00212N_2^2 + 1,8015N_2 + 29 \left(\frac{10^6 \text{ kcal}}{h} \right)$$



Şekil 4.2 Ünite 2'nin yük-ısı enerjisi eğrisi ve verim eğrisi grafikleri

Yakıt maliyeti fonksiyonu (\$/h), yük-ısı enerji denkleminin (F_2), linyit yakıt maliyeti (C_f) değeri ile çarpılması sonucu oluşacaktır.

$$FC_2 = (F_2) * (C_f) = (F_2) * (18,96) = 0,0401N_2^2 + 34,156N_2 + 549 \text{ (\$/h)}$$

* Soğuk ilk çalıştırma (start-up) maliyeti olan δ_i , 0 olarak alınmıştır.

** Teiaş'ın Türkiye elektrik enerjisi üretim planlama çalışmasında (2005-2020) kullandığı linyit yakıt maliyeti değeri alınmıştır.

Ünite 3 : Fuel-oil Yakıtlı Kojenerasyon Güç Ünitesi

Maksimum Güç(N_3^{\max}) = 100 MW, Minimum Güç(N_3^{\min}) = 20 MW

Yıllık çalışma süresi (X^{on}) = 6588 saat

Zorunlu devre dışı olma olasılığı = % 10

Bakım süresi (X^{off}) = 55 gün

Buhar kısıdı $N_{B3} = 35$ MW

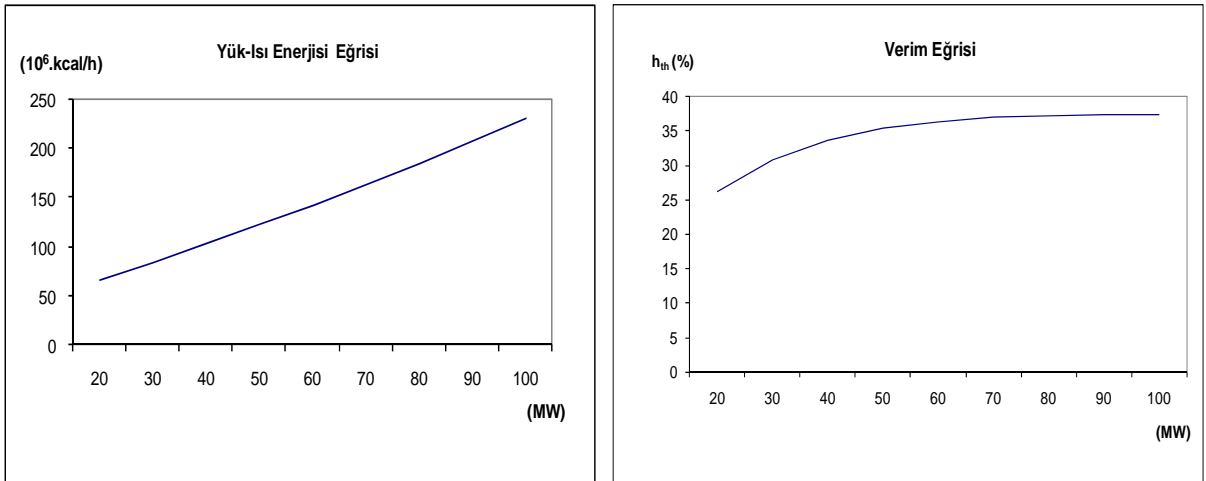
Santral ömrü : 30 yıl

İlk çalıştırmada devreye girebilme maliyeti (Start-up cost) $SC_3 = 55,92$ \$ *

Fuel-oil yakıt maliyeti (C_f) = $22,71 \left(\frac{\$}{10^6 \text{ kcal}} \right)$ **

Yük-Isı enerjisi denklemi;

$$F_3 = 0,00382N_3^2 + 1,6066N_3 + 32 \left(\frac{10^6 \text{ kcal}}{h} \right)$$



Şekil 4.3 Ünite 3'ün yük-ısı enerjisi eğrisi ve verim eğrisi grafikleri

Yakıt maliyeti fonksiyonu ($\$/h$), yük-ısı enerji denkleminin (F_3), fuel-oil yakıt maliyeti (C_f) değeri ile çarpılması sonucu oluşacaktır.

$$FC_3 = (F_3) \cdot (C_f) = (F_3) \cdot (22,71) = 0,0867N_3^2 + 36,485N_3 + 726 \text{ (\$/h)}$$

* Soğuk ilk çalıştırma (start-up) maliyeti olan δ_i , 0 olarak alınmıştır.

** Teiaş'ın Türkiye elektrik enerjisi üretim planlama çalışmasında (2005-2020) kullandığı fuel-oil yakıt maliyeti değeri alınmıştır.

Ünite 4 : Fuel-oil Yakıtlı Kojenerasyon Güç Ünitesi

Maksimum Güç(N_4^{\max}) = 80 MW, Minimum Güç(N_4^{\min}) = 15 MW

Yıllık çalışma süresi (X^{on}) = 6588 saat

Zorunlu devre dışı olma olasılığı = % 10

Bakım süresi (X^{off}) = 55 gün

Buhar kısıdı N_{B4} = 30 MW

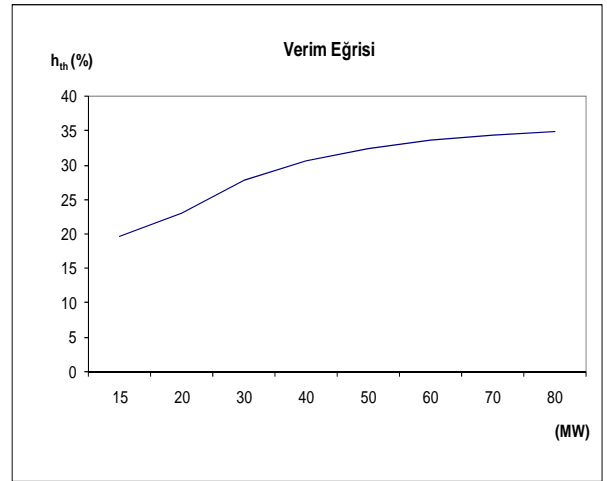
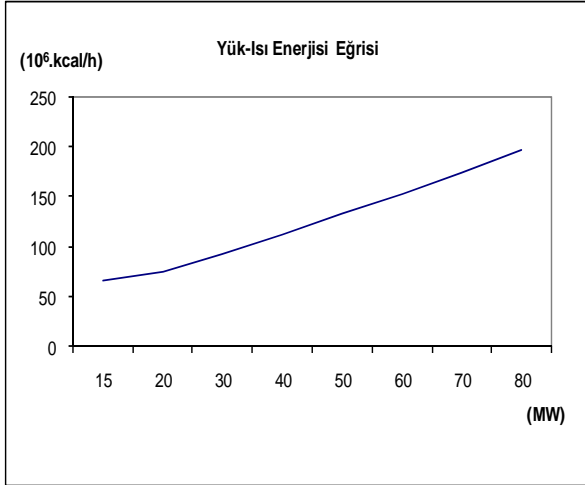
Santral ömrü : 30 yıl

İlk çalıştırmada devreye girebilme maliyeti (Start-up cost) $SC_4 = 67,88 \$$ *

Fuel-oil yakıt maliyeti (C_f) = $22,71 \left(\frac{\$}{10^6 \text{ kcal}} \right)$ **

Yük-Isı enerjisi denklemi;

$$F_4 = 0,00393N_4^2 + 1,6518N_4 + 40 \left(\frac{10^6 \text{ kcal}}{h} \right)$$



Şekil 4.4 Ünite 4'ün yük-ısı enerjisi eğrisi ve verim eğrisi grafikleri

Yakıt maliyeti fonksiyonu ($\$/h$), yük-ısı enerji denkleminin (F_4), fuel-oil yakıt maliyeti (C_f) değeri ile çarpılması sonucu oluşacaktır.

$$FC_4 = (F_4) \cdot (C_f) = (F_4) \cdot (22,71) = 0,0892N_4^2 + 37,512N_4 + 908 \text{ (\$/h)}$$

* Soğuk ilk çalıştırma (start-up) maliyeti olan δ_i , 0 olarak alınmıştır.

** Teiaş'ın Türkiye elektrik enerjisi üretim planlama çalışmasında (2005-2020) kullandığı fuel-oil yakıt maliyeti değeri alınmıştır.

Ünite 5 : Doğalgaz Yakıtlı Kojenerasyon Güç Ünitesi

Maksimum Güç(N_5^{\max}) = 60 MW, Minimum Güç(N_5^{\min}) = 15 MW

Yıllık çalışma süresi (X^{on}) = 6588 saat

Zorunlu devre dışı olma olasılığı = %8

Bakım süresi (X^{off}) = 55 gün

Buhar kısıdı $N_{B5} = 35$ MW

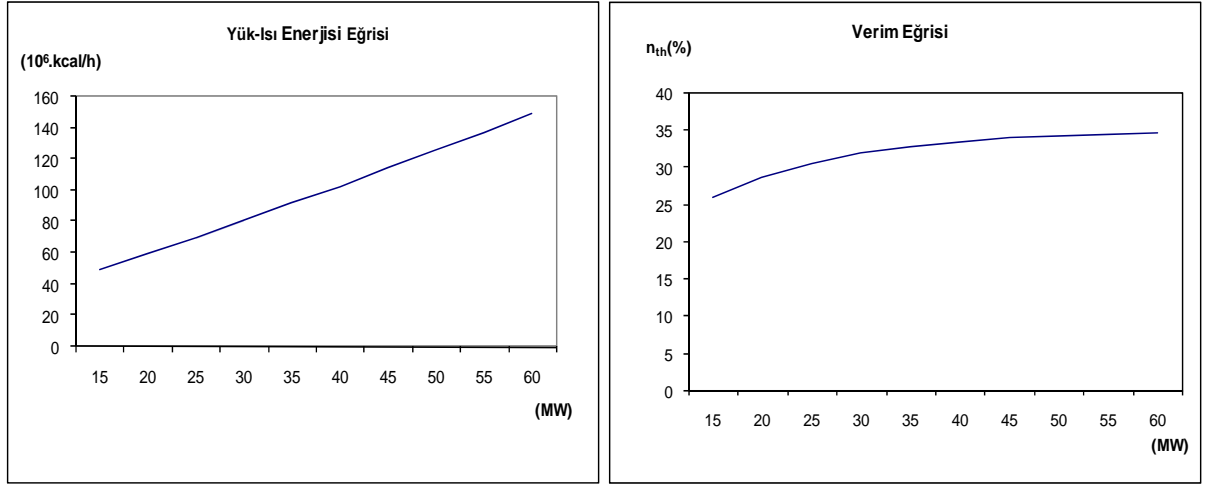
Santral ömrü : 25 yıl

İlk çalıştırmada devreye girebilme maliyeti (Start-up cost) $SC_5 = 60,09$ \$ *

Doğalgaz yakıt maliyeti (C_f) = $19,66 \left(\frac{\$}{10^6 \text{ kcal}} \right)$ **

Yük-Isı enerjisi denklemi;

$$F_5 = 0,00396N_5^2 + 1,9161N_5 + 20 \left(\frac{10^6 \text{ kcal}}{h} \right)$$



Şekil 4.5 Ünite 5'in yük-ısı enerjisi eğrisi ve verim eğrisi grafikleri

Yakıt maliyeti fonksiyonu (\$/h), yük-ısı enerji denkleminin (F_5), doğalgaz yakıt maliyeti (C_f) değeri ile çarpılması sonucu oluşacaktır.

$$FC_5 = (F_5) * (C_f) = (F_5) * (19,66) = 0,0778N_5^2 + 37,670N_5 + 393 \text{ (\$/h)}$$

* Soğuk ilk çalıştırma (start-up) maliyeti olan δ_i , 0 olarak alınmıştır.

** Teiaş'ın Türkiye elektrik enerjisi üretim planlama çalışmasında (2005-2020) kullandığı doğalgaz yakıt maliyeti değeri alınmıştır.

Ünite 6 : Doğalgaz Yakıtlı Kojenerasyon Güç Ünitesi

Maksimum Güç(N_6^{\max}) : 45 MW, Minimum Güç(N_6^{\min}) : 10 MW

Yıllık çalışma süresi (X^{on}) = 6588 saat

Zorunlu devre dışı olma olasılığı = %8

Bakım süresi (X^{off}) = 55 gün

Buhar kısıdı $N_{B6} = 20$ MW

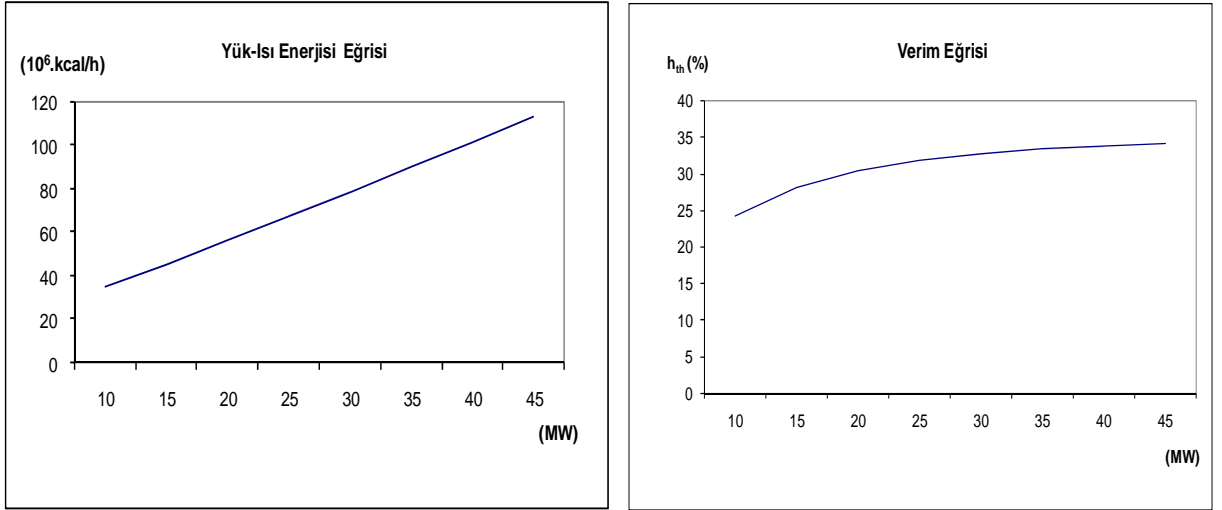
Santral ömrü : 25 yıl

İlk çalıştırmada devreye girebilme maliyeti (Start-up cost) $SC_6 = 50,98$ \$ *

Doğalgaz yakıt maliyeti (C_f) = $19,66 \left(\frac{\$}{10^6 \text{ kcal}} \right)$ **

Yük-Isı enerjisi denklemi;

$$F_6 = 0,00410N_6^2 + 2,0034N_6 + 15 \left(\frac{10^6 \text{ kcal}}{h} \right)$$



Şekil 4.6 Ünite 6'nın yük-ısı enerjisi eğrisi ve verim eğrisi grafikleri

Yakıt maliyeti fonksiyonu (\$/h), yük-ısı enerji denkleminin (F_6), doğalgaz yakıt maliyeti (C_f) değeri ile çarpılması sonucu oluşacaktır.

$$FC_6 = (F_6) \cdot (C_f) = (F_6) \cdot (19,66) = 0,0806N_6^2 + 39,386N_6 + 294 \text{ (\$/h)}$$

* Soğuk ilk çalıştırma (start-up) maliyeti olan δ_i , 0 olarak alınmıştır.

** Teiaş'ın Türkiye elektrik enerjisi üretim planlama çalışmasında (2005-2020) kullandığı doğalgaz yakıt maliyeti değeri alınmıştır.

4.1 Lagrangian Relaxation Yönteminin Probleme Uygulanması

Lagrangian relaxation yöntemi, daha önceden bahsedildiği üzere ikili optimizasyon probleminin yakınsama ile çözümlenmesinden oluşmaktadır. Problemin ilk aşaması, ünite kısıtları doğrultusunda toplam maliyetin minimum olmasını sağlamaktır. Problemin ikinci kısmını sistem ve ünite kısıtlarının uyduğu, toplam maliyetin en düşük sınırının bulunması oluşturmaktadır. Optimum çözüm arayışında, problemin birinci kısmının iterasyonla çözümlenmesi ile, toplam maliyetin en düşük sınırına yakınsama gerçekleştirilecektir. İkili optimizasyon problemi arasındaki farkın % 0,1'den daha az olduğu noktalar bize problemin en yakın optimum çözüm aralığını verecektir.

4.1.1 Problemin İkinci Kısmının Çözülmesi

Problemi lagrangian relaxation yönteminin ikinci kısmına göre düzenlersek,

$$\begin{aligned} MinL = \sum_{t=9}^{10} \sum_{i=1}^6 u_{i,t} (FC_{i,t} + 398,16) + \sum_{t=9}^{10} \lambda_t \left(400 - \sum_{i=1}^6 u_{i,t} N_{i,t} \right) \\ + \sum_{t=9}^{10} \mu_t \left(200 - \sum_{i=1}^6 (N_{i,t}^{\max} u_{i,t} - 400) \right) \end{aligned}$$

şeklinde oluşacaktır. Denklemi azalan ve artana göre düzenlersek,

$$\begin{aligned} MinL = \sum_{t=9}^{10} \sum_{i=1}^6 u_{i,t} (FC_{i,t} + 398,16) - \sum_{t=9}^{10} \lambda_t \sum_{i=1}^6 u_{i,t} N_{i,t} - \sum_{t=9}^{10} \mu_t \sum_{i=1}^6 N_{i,t}^{\max} u_{i,t} \\ + \sum_{t=9}^{10} \lambda_t 400 + \sum_{t=9}^{10} \mu_t (400 + 200) \end{aligned}$$

şeklinde oluşacaktır.

Problemin ikinci kısmı bilindiği üzere lagrange çarpanlarının uyduğu toplam maliyetin minimum olmasını amaçlamaktadır. Denklem çözümlenmesinde lagrange çarpanlarının uyduğu sistem kısıtları olan son iki terim çıkarılacaktır. Denklem çözümlenmesinde bu iki terim $N_{i,t}$ den bağımsız olduğundan çıkarılmasında sakınca yoktur. Denklem minimum olan kısmına $Z(N_i)$ dersek denklem şu şekilde oluşacaktır,

$$D = \sum_{i=1}^6 MinZ(N_i) + \sum_{t=9}^{10} (\lambda_t 400 + \mu_t (400 + 200))$$

Son iki terimin çıkarılması ile denklem,

$$\text{Min}Z(N_i) = \text{Min} \sum_{i=1}^6 \sum_{t=9}^{10} (u_{i,t} (FC_{i,t} + 398,16) - \lambda_t u_{i,t} N_{i,t} - \mu_t N_{i,t}^{\max} u_{i,t})$$

şeklinde oluşacaktır.

Burada güç ünitelerini birbirinden ayırarak hesaplama her bir ünite için ayrı ayrı yapılacaktır. Lagrange denkleminin minimumu, ünite kısıtlarına bağlı tüm zaman aralıklarında her bir üretim ünitesinin minimumunun çözümlenmesi ile bulunacaktır.

$$\text{Min} \sum_{t=9}^{10} (u_t [F(N_t) + SC_t] - \lambda_t u_t N_t - \mu_t N_t^{\max} u_t)$$

İkili optimizasyon probleminde belirli bir zaman aralığında ünitelerin çalışıp çalışmadıklarını gösteren $u_{i,t}$ değeri, her ünitenin saat 09-10'da çalıştırılacağı kabul edilerek $u_{i,t} = 1$ olarak alınacaktır. Ayrıca ilk çalıştırmada devreye girme maliyeti olan $SC_{i,t}$ (Start-up cost), optimum noktanın bulunmasında $N_{i,t}$ gücünden bağımsızdır. Bu sebepten optimizasyon denkleminde çıkarılabilir. Fakat toplam maliyet hesaplamasında $SC_{i,t}$ (Start-up cost) ilave edilecektir.

$$\text{Min}Z(N_{i,t}) = \text{Min}(F(N_{i,t}) - \lambda N_{i,t} - \mu N_{i,t}^{\max})$$

Her bir ünite denkleminin $N_{i,t}$ 'ye göre birinci türevlerini aldığımızda, o ünitenin minimum noktasını bulabiliriz. Denklem şu şekilde oluşacaktır,

$$\frac{\partial [F(N_{i,t}) - \lambda N_{i,t} - \mu N_{i,t}^{\max}]}{\partial N_{i,t}} = \frac{\partial F(N_{i,t})}{\partial N_{i,t}} - \lambda = 0$$

Bu durumda her bir güç ünitesinin birinci türevleri, belirsiz lagrange çarpanına eşit olacaktır. Problemdaki güç ünitelerinin yakıt maliyeti denklemlerinde uyguladığımızda şu şekilde oluşacaktır,

Ünite 1 :

$$FC_1 = 0,0494N_1^2 + 29,111N_1 + 1365 \text{ (\$/h)}$$

$$\frac{\partial (FC_1)}{\partial N_1} = \frac{dFC_1(N_1)}{dN_1} - \lambda = 0$$

$$\frac{dFC_1}{dN_1} = 0,09897N_1 + 29,111 = \lambda$$

Ünite 2 :

$$FC_2 = 0,0401N_2^2 + 34,156N_2 + 549 \text{ (\$/h)}$$

$$\frac{\partial(FC_2)}{\partial N_2} = \frac{dFC_2(N_2)}{dN_2} - \lambda = 0$$

$$\frac{dFC_2}{dN_2} = 0,08039N_2 + 34,156 = \lambda$$

Ünite 3 :

$$FC_3 = 0,0867N_3^2 + 36,485N_3 + 726 \text{ (\$/h)}$$

$$\frac{\partial(FC_3)}{\partial N_3} = \frac{dFC_3(N_3)}{dN_3} - \lambda = 0$$

$$\frac{dFC_3}{dN_3} = 0,1735N_3 + 36,485 = \lambda$$

Ünite 4 :

$$FC_4 = 0,0892N_4^2 + 37,512N_4 + 908 \text{ (\$/h)}$$

$$\frac{\partial(FC_4)}{\partial N_4} = \frac{dFC_4(N_4)}{dN_4} - \lambda = 0$$

$$\frac{dFC_4}{dN_4} = 0,1785N_4 + 37,512 = \lambda$$

Ünite 5 :

$$FC_5 = 0,0778N_5^2 + 37,670N_5 + 393 \text{ (\$/h)}$$

$$\frac{\partial(FC_5)}{\partial N_5} = \frac{dFC_5(N_5)}{dN_5} - \lambda = 0$$

$$\frac{dFC_5}{dN_5} = 0,1557N_5 + 37,670 = \lambda$$

Ünite 6 :

$$FC_6 = 0,0806N_6^2 + 39,386N_6 + 294 \text{ (\$/h)}$$

$$\frac{\partial(FC_6)}{\partial N_6} = \frac{dFC_6(N_6)}{dN_6} - \lambda = 0$$

$$\frac{dFC_6}{dN_6} = 0,1612N_6 + 39,386 = \lambda$$

Problemde saat 09-10'da istenen talep güç miktarı belli olduğuna göre, belirsiz lagrange çarpanı eşitlikleri vasıtası ile denklemler çözümlendiğinde, her ünitenin optimum yükleme noktaları bulunmuş olacaktır.

$$0,09897N_1 + 29,111 = \lambda$$

$$0,08039N_2 + 34,156 = \lambda$$

$$0,1735N_3 + 36,485 = \lambda$$

$$0,1785N_4 + 37,512 = \lambda$$

$$0,1557N_5 + 37,670 = \lambda$$

$$0,1612N_6 + 39,386 = \lambda$$

$$N_1 + N_2 + N_3 + N_4 + N_5 + N_6 = 400 \text{ MW}$$

Denklemler çözümlendiğinde elde edilen sonuçlar,

$$N_1 = 145,7022 \text{ MW}$$

$$N_2 = 116,6192 \text{ MW}$$

$$N_3 = 40,6077 \text{ MW}$$

$$N_4 = 33,7205 \text{ MW}$$

$$N_5 = 37,6410 \text{ MW}$$

$$N_6 = 25,7094 \text{ MW}$$

$\lambda = 43,531 \text{ (\$/MWh)}$ şeklinde oluşacaktır.

Hesaplanan bu değerlerin, ünite ve sistem kısıtlarına uygun olup olmadığı kontrol edilmelidir. Ünitelerin maksimum üretim sınırlarını aşan veya minimum üretim sınırının altında kalan güç değerlerinin olması durumunda, daha önceden belirtildiği gibi o ünitenin sınır değeri kabul

edilip, yük dağılımının tekrar yapılması gerekecektir. Ayrıca buhar kısıt değerinin altında kalan yük miktarları için, sistemde buhar sorunu yaşanmaması adına o ünitenin N_B buhar kısıt güç değeri kabul edilerek dağılım o doğrultuda yapılacaktır.

Çizelge 4.3 Ünite kısıtları uygunluğunun değerlendirilmesi

Ünite	N_i (MW)	Maksimum Güç (MW)	Minimum Güç (MW)	N_B (MW)	Değerlendirme
1	145.7022	200	50	100	Uygun
2	116.6192	150	30	80	Uygun
3	40.6077	100	20	35	Uygun
4	33.7205	80	15	30	Uygun
5	37.641	60	15	35	Uygun
6	25.7094	45	10	20	Uygun

Burada her bir ünitenin, optimum yük dağılımı değerlerine göre yakıt maliyetlerini hesaplayabiliriz. Ayrıca rezerv güç değerinin uygunluğu ve μ lagrange çarpanı kontrol edilmelidir. Böylece yakıt maliyetleri ve kısıtlardan oluşan optimizasyon probleminin ikinci kısmını çözmüş oluruz.

Eşitsizlik kısıtlı lagrange denkleminin çözümlenmesine yardımcı olan, Karush-Kuhn-Tucker (KKT) şartları vasıtasıyla rezerv güç uygunluğu ve μ lagrange çarpanının bulunması sağlanacaktır.

$$1. \frac{\partial F(x)}{\partial x} + \left(\frac{\partial g(x)}{\partial x} \right) \lambda + \left(\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right) \mu = 0$$

$$2. g(x) = 0$$

$$3. h(x) \leq 0$$

$$4. [\mu]h(x) = 0 \text{ ve } \mu \geq 0$$

Burada birinci ve ikinci şartın uygulanması bize önceden bulduğumuz optimum sonuçları ve λ lagrange çarpanını verecektir. Bu sebepten üçüncü ve dördüncü şartlardan devam edilecektir. Problemi üçüncü şarta göre uyarlırsak,

$$h(x) = \left(200 - \sum_{i=1}^6 (N_{i,t}^{\max} u_{i,t} - 400) \right) \leq 0$$

şeklinde oluşur. Denklemden tüm ünitelerde $u_{i,t} = 1$ kabul edildiğine göre,

$$h(x) = 200 - 635 + 400 \leq 0$$

olduğundan rezerv güç değerinin uygun olduğu görülecektir. (KKT) şartlarının dördüncüsünü denkleme uyguladığımızda,

$$[\mu]h(x) = 0 \text{ ve } \mu \geq 0$$

$h(x) < 0$ olduğuna göre μ lagrange çarpanı 0 olmak zorundadır.

Çizelge 4.4 Optimum yük dağılımı değerlerine göre yakıt maliyetleri ve toplam maliyetler

Ünite	$FC_{i,t}$ (\$/h)	$SC_{i,t}$ (\$)	F_T (\$)
1	6657.22	95.97	6753.19
2	5079.79	67.32	5147.11
3	2351.38	55.92	2407.30
4	2274.82	67.88	2342.70
5	1921.46	60.09	1981.55
6	1360.79	50.98	1411.77
Toplam	19645.47	398.16	20043.63

Bulunan sonuçları lagrange denklemine yazarsak,

$$MinL = 20043,63 + 43,531(400 - 400) + 0(200 - 635 - 400)$$

$$L = 20043,63 \$$$

olarak bulunacaktır. Böylece problemin ikinci kısmı çözülmüş olacaktır. Problemin birinci kısmının çözümlenmesinde, yakınsama yapılırken yakıt maliyeti fonksiyonu değeri olan $FC_{i,t}$ toplamı alınacaktır.

4.1.2 Problemin Birinci Kısmının Çözümlenmesi

Problemin birinci kısmının çözümlenmesinde daha önceden bahsedildiği gibi ünitelerin üretim kısıtları göz önünde tutularak optimum çözüm arayışı yapılacaktır. Burada bu tür problemlerin çözümlenmesinde kullanılan Gradient yöntemlerinden olan birinci dereceden Gradient yöntemi uygulanacaktır.

Birinci Dereceden Gradient Yöntemi ve Probleme Uygulanışı

Gradient yöntemleri, problemin doğasının anlaşılmasının çok zor olduğu durumlarda ve amaç fonksiyonu davranışlarının belirlenmesini sağlayan problem tiplerinde kullanılması çok uygundur. Yaygın olarak kullanılan gradient yöntemleri daima uygun çözümün bulunmasını sağlar. Fakat bu tip optimizasyon yöntemlerinin dezavantajı, işlemin nerede sonlanacağını tam olarak açık olmamasıdır. Optimum noktanın bulunması böyle durumlarda zor olacaktır.

Genelde gradient yöntemlerinde, amaç fonksiyonundan fayda sağlanana kadar veya belirlenen iterasyon sayısı kadar arayış devam eder. Burada gradient yöntemini problemin birinci kısmına uyarladığımız için optimizasyon'dan istenen değerlere, problemin ikinci kısmı ile arasındaki farkın belirli bir noktada sonlanmasıyla ulaşılabacaktır. Amaç fonksiyonunu Taylor serisine göre genişlettiğimizde,

$$\begin{aligned}
F_T + \Delta F_T &= F_1(N_1) + F_2(N_2) + \dots + F_K(P_k) \\
&+ \frac{dF_1}{dN_1} \Delta N_1 + \frac{dF_2}{dN_2} \Delta N_2 + \dots + \frac{dF_K}{dN_K} \Delta N_K \\
&+ \frac{1}{2} \left(\frac{d^2 F_1}{dN_1^2} [\Delta N_1]^2 + \frac{d^2 F_2}{dN_2^2} [\Delta N_2]^2 + \dots \right) + \dots
\end{aligned} \tag{4.1}$$

şeklinde oluşacaktır. Burada Taylor serisi ikinci dereceye kadar genişletilmiştir. Birinci dereceden Gradient yöntemi için serinin sadece birinci dereceden kısmı alınacaktır. Bu durumda,

$$\Delta F_T = \frac{dF_1}{dN_1} \Delta N_1 + \frac{dF_2}{dN_2} \Delta N_2 + \dots + \frac{dF_N}{dP_N} \Delta P_N \tag{4.2}$$

olacaktır. Problem istenen talep güç doğrultusunda sadece ünitelerin üretim kısıtları dikkate alınarak çözümlenecektir. Ünitelerin toplam ürettikleri enerji miktarları, talep güce eşit olduğundan, iterasyon yapılırken değişen güç miktarları toplamı sifıra eşit olmak durumundadır.

$$\sum_{i=1}^K \Delta N_i = 0 \tag{4.3}$$

Problem çözümlenirken, ünitelerden en az biri bağımsız bir değişken olarak belirlenir. Bu değişkeni x^{bd} olarak adlandırabiliriz. Bu değişken ünitenin güç çıkışı değişimi, diğer ünitelerin güç çıkışı toplamının negatifi kadar etki edecektir.

$$\Delta N_x = - \sum_{i \neq x} \Delta N_i \tag{4.4}$$

Bu iki eşitliği, amaç fonksiyonundaki değişikliği veren bir eşitlikle birleştirdiğimizde birinci dereceden gradient yöntemi oluşturulur.

$$\Delta F_T = \sum_{i \neq x} \left[\frac{dF_i}{dN_i} - \frac{dF_x}{dN_x} \right] \Delta N_i = \sum_{i \neq x} \frac{\partial F_T}{\partial N_i} \Delta N_i \quad (4.5)$$

Bu yöntemle göre, problemin çözümüne ünite üretim ve talep kısıtlarına uyan rastgele seçilmiş ünite çıkış güç değerleri ile başlanır. Bağımsız değişken belirlendikten sonra, ΔF_T denkleminde oluşan katsayılar değerlendirilir. Amaç fonksiyonunu en çok azaltan katsayı belirlenir. Katsayının olduğu güç ünitesinde amaç fonksiyonunu azaltacak şekilde yük değişimi gerçekleştirilir. Burada dikkat edilecek nokta, yük değişim miktarı kadar bağımsız değişkenin güç miktarı da zıt yönde değişecektir. Ayrıca toplam talep edilen güç miktarı değişmemesi gerekir. Değişken ünitenin güç çıkış değeri üretim sınırları dahilinde değilse, probleme tekrar yeni bir bağımsız değişken atayarak devam edilir. Problemin sonlanması, problemin ikinci kısmı ile arasındaki farkın istenen aralıkta oluşması ile gerçekleşecektir.

Birinci dereceden Gradient yöntemi probleme uygulanırken, problemin ikinci kısmının çözümlenmesinde sistem kayıpları ve ilk çalıştırmada devreye girebilme maliyeti olan (start-up cost)'un hesaplara dahil edilmediği gibi burada da kullanılmayacaklardır. Hesaplamaya güç ünitelerinin üretim sınırları içinde ve talep güç toplamına eşit olacak şekilde rastgele güç miktarlarının belirlenmesi ile başlanacaktır.

$$N_1 = 95 \text{ MW}$$

$$N_2 = 145 \text{ MW}$$

$$N_3 = 80 \text{ MW}$$

$$N_4 = 30 \text{ MW}$$

$$N_5 = 30 \text{ MW}$$

$$N_6 = 20 \text{ MW}$$

$$\sum_{i=1}^6 N_{i,t} = N_{D,t} = 400$$

Hesaplama yapılırken güç ünitelerinden birisi bağımsız değişken x^{bd} olarak belirlenecektir. Bağımsız değişkenin seçilmesinde belirli bir kistas yoktur. Herhangi bir güç ünitesi seçilebilir. Bağımsız değişken üniteyi N_2 olarak kabul edersek, amaç fonksiyonunun birinci dereceden değişimini gösteren ΔF_T şu şekilde oluşur,

$$\Delta F_T = \left(\frac{dF_1}{dN_1} - \frac{dF_2}{dN_2} \right) \Delta N_1 + \left(\frac{dF_3}{dN_3} - \frac{dF_2}{dN_2} \right) \Delta N_3 + \left(\frac{dF_4}{dN_4} - \frac{dF_2}{dN_2} \right) \Delta N_4 + \left(\frac{dF_5}{dN_5} - \frac{dF_2}{dN_2} \right) \Delta N_5 + \left(\frac{dF_6}{dN_6} - \frac{dF_2}{dN_2} \right) \Delta N_6$$

$$\Delta F_T = (-7,2996)\Delta N_1 + (4,5531)\Delta N_3 + (-2,9456)\Delta N_4 + (-3,4713)\Delta N_5 + (-3,2019)\Delta N_6$$

ve

$$F_T = 19948 \text{ \$/h olur.}$$

İkili optimizasyon farkını kontrol ettiğimizde,

$$IOF = \frac{J - D}{D} \times 100 = \frac{19948 - 19645}{19645} \times 100 = \%1,54 \text{ olur.}$$

İOF değerinin %0,1'den küçük olmaması, istenilen optimum çözümü vermeyecektir. Her iterasyondan sonra bu fark kontrol edilir. İterasyon işlemi, ΔF_T denkleminde toplam maliyeti en çok azaltacak olan katsayının bulunduğu ünite ile yapılır. Görüldüğü üzere N_1 ünitesinde yapılacak pozitif değişim toplam maliyeti azaltma yönünde gerçekleşecektir. Bu sebepten N_1 ünitesini 50 MW arttırır iken toplam talebin değişmediği göz önünde tutularak, bağımsız değişken ünite olan N_2 50 MW azaltılacaktır.

$$N_1 = 145 \text{ MW}$$

$$N_2 = 95 \text{ MW}$$

$$N_3 = 80 \text{ MW}$$

$$N_4 = 30 \text{ MW}$$

$$N_5 = 30 \text{ MW}$$

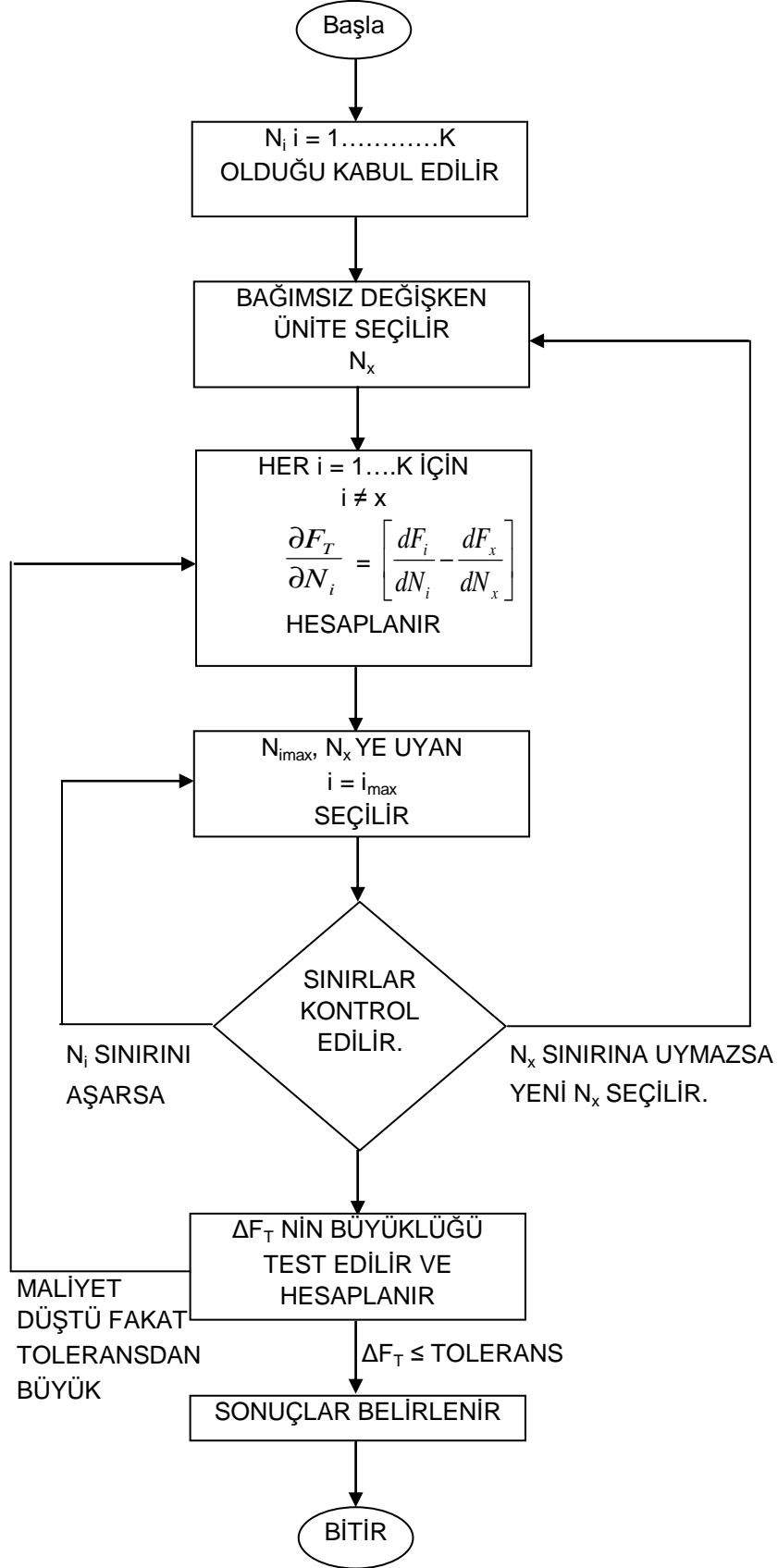
$$N_6 = 20 \text{ MW}$$

$$\sum_{i=1}^6 N_{i,t} = N_{D,t} = 400$$

İkinci iterasyonun sonuçlarına göre,

$$F_T = 19807 \text{ \$/h}$$

İOF = %0,82 değerleri oluşacaktır.



Şekil 4.7 Birinci dereceden Gradient yöntemiyle yük optimizasyonu akış diyagramı

$$\Delta F_T = (1,6684)\Delta N_1 + (8,5727)\Delta N_3 + (1,0738)\Delta N_4 + (0,5482)\Delta N_5 + (0,8175)\Delta N_6$$

ΔF_T denkleminde toplam maliyeti en çok azaltacak olan katsayının bulunduğu ünite N_3 ünitesidir. Bu durumda N_3 ünitesi 25 MW azaltılacak, bağımsız değişken ünite olan N_2 25 MW arttırılacaktır. Birinci dereceden Gradient yöntemindeki iterasyon işlemleri ve optimizasyon probleminin çözümlenmesinde kullanılan İOF değerinin değişimlerini gösteren hesaplama sonuçları, özet şeklinde çizelge 4.5'de sunulacaktır.

5. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Enerji santrallerinde elektrik üretim planlanması ve yük optimizasyonu yapılması ile talep edilen enerji miktarına bağlı olarak, değişik yükleme seçenekleri doğrultusunda toplam elektrik üretim maliyetinin azaldığı görülmüştür. Rekabetçi piyasa koşullarında elektrik üretim firmalarının, elektrik üretim fiyat teklifini daha düşük sunması ile enerjinin önemli bir bölümünün tüketildiği sanayi sektörü başta olmak üzere, tüketiciye daha ucuz elektrik sağlanmış olacaktır. Ayrıca fosil yakıt rezervlerinin hızla tükendiği düşünüldüğünde, termik santrallerde yakıt tasarrufu sağlanması ile dışa bağımlılık azalacaktır. Böylece ülke ekonomisine ve gelişmesine katkı sağlanmış olunur.

Çizelge 4.5'deki sonuçları incelediğimizde, toplam maliyet değerinin her iterasyondan sonra azaldığını görebiliriz. Bu sonuç bize işlemin doğru yapıldığını gösterecektir. İOF değerinin %0,1'den küçük olduğu güç değerleri problemin çözüm aralığını oluşturacaktır. Bu değerler toplam maliyetin minimum sınır değerine çok yakın değerlerdir. Birden fazla optimum çözüm seçeneği olması, yük optimizasyonunda değişik çalışma koşullarında esneklik sağlayacaktır. Elbette toplam maliyetin sınır değerine yapılan yakınsamada, toleransın belirlenen bir değerden küçük olduğu noktada iterasyon durdurulabilir ve bu noktadaki güç değerleri yük optimizasyon değerleri olarak kabul edilebilir. Burada belirlenen tolerans değerine ulaşıldıktan sonra iterasyona devam edilmiştir ve İOF değerinin daha düşük olduğu güç değerleri gösterilmiştir. İterasyonun sürdürülmesi durumunda toplam maliyetin sınır değerine kadar ulaşmak mümkündür.

İterasyonun bittiği nokta ile tolerans değerinden küçük olan noktalar, yük optimizasyonunu sağlayan güç değerleri olarak kabul edilecektir. Bu durumda son iterasyonda ki toplam üretim maliyetine, ilk çalıştırmada devreye girebilme maliyeti (Start-up cost) değerlerini eklediğimizde,

$$F_{T13} = 19645,49 + 398,16 = 20043,65 \$$$

olarak bulunur. Yük optimizasyonun güç değeri seçenekleri ve maliyetleri çizelge 5.1'deki gibi oluşacaktır. Burada değişik yükleme seçeneklerinin oluşması, elektrik üretim firmalarının esnekliğini ve rekabet güçlerini arttırmış olacaktır.

Rasgele seçilen güç değerlerinin olduğu ilk iterasyonda oluşan toplam maliyet değeri ile son iterasyonda oluşan toplam maliyet değerini karşılaştırdığımızda,

$$F_{T1} - F_{T13} = 20346,24 - 20043,65 = 302,59 \$$$

olacaktır. Görüldüğü gibi yük optimizasyonu neticesinde bir saat içinde 302,59 \$ yakıt tasarrufu sağlanmıştır.

Çizelge 5.1 Saat 09-10 arasında hesaplanan yük optimizasyonu güç değeri seçenekleri ve maliyetleri

Saat	Seçenek	N ₁ (MW)	N ₂ (MW)	N ₃ (MW)	N ₄ (MW)	N ₅ (MW)	N ₆ (MW)	F _T (\$/h)
09-10	1	145	125	40	30	40	20	19652.64
	2	145	120	40	30	40	25	19647.69
	3	145	115	40	35	40	25	19646.25
	4	145	117.5	40	35	37.5	25	19645.74
	5	145	116.5	40	35	37.5	26	19645.68
	6	145	117.5	40	34	37.5	26	19645.57
	7	145	117	40.5	34	37.5	26	19645.51
	8	145.5	116.5	40.5	34	37.5	26	19645.49
	9	145.5	117	40.5	33.5	37.5	26	19645.49

Yük optimizasyonu sonucunda 302,59 \$ yakıt tasarrufu sağlanması ilk bakışta küçük bir miktar olarak gözükebilir. Fakat bu durumun sadece bir saat'te oluştuğu dikkate alınacak olursa gün içinde yaklaşık olarak toplam 7262,16 \$, haftada 50835,12 \$, ayda 203340,5 \$, yılda 2440086 \$ yakıt tasarrufu sağlanmış olacaktır.

Elektrik ve buhar üreten santrallerde buhar üretim kısıdı ihmal edilmemelidir. Bulunan yükleme seçeneklerinin güç miktarları, her bir ünite için buhar üretim kısıdı güç miktarları ile ayrı ayrı kontrol edilmelidir. Çıkan sonuçların buhar üretim kısıt değerlerine uyduğu görülmektedir.

Çevresel etkiler dikkate alındığında, termik santrallerde oluşan sera gazlarının en önemlisi CO₂ emisyonunun, yük optimizasyonu neticesinde atmosfere daha az yayılması sağlanabilecektir.

Günümüzde enerji, ülkelerin kalkınma ve ekonomik yapısını simgelemenin ötesinde, ülkelerin birbirleri ile ilişkisini etkileyen stratejik bir yapıya dönüşmüştür. Bu doğrultuda enerji arzının sürekli değişmesi, enerji fiyatlarının kısa zaman aralıklarında değişiklikler göstermesi gibi oluşumlara karşın enerji talebinin sürekli artması, elektrik enerjisinin hem üretiminde hem de tüketiminde verimlilik yaklaşımını ön plana çıkarmıştır. Hem kamu hem de özel sektör elektrik üreticilerine arzın sürdürülebilir olmasında büyük görevler düşmektedir. Bu doğrultuda yeni yapılacak yatırımların, ülke koşullarında kurulabilecek en verimli ve en uygun santraller olmasına dikkat edilmelidir.

Türkiye'de tam rekabetçi elektrik piyasa yapısına geçişin ve özelleştirmelerin yakın zamanda gerçekleşeceği düşünüldüğünde, elektrik üretim şirketlerinin rekabet gücünü arttıracak

yapılanmalara ihtiyaçları olduğu açıktır. Bu doğrultuda yeni teknolojilerin takip edilmesinde ve elektrik üretiminin santral bazında çeşitlendirilmesinde fayda olacaktır. Termik santral yatırımlarının yanında, ülkemizin yenilenebilir enerji kaynakları açısından zengin olmasının getirdiği avantajların kullanılması amaçlanmalıdır.

Enerji santrallerinde üretim planlaması ve karar alma mekanizmaları oldukça karışık sistemlerdir. Hidro-termik enerji santrallerinde suyun uzun ve kısa dönem tahminlerinin yapılması gerekecektir. Bunun yanında iletim kayıplarının probleme eklenmesi, hesaplamaları daha zorlaştıracaktır. Tüm bu durumların yanında içerisinde tahmin mekanizmalarının olduğu, enerji üretim maliyeti modelleri oluşturulması gerekecektir. Bu modellerde ileri bir tarihteki enerjinin maliyetinin hesaplanması amaçlanmaktadır. Enerji santral yatırımlarının bu değerlere göre yönlendirilmesi sağlanacaktır.

Bu çalışmada, termik santrallerin yüklenmesinde etkili olan faktörler incelenmiştir. İletim kısıtlarının dahil edilmediği ve sadece termik ünitelerde uygulanan hesaplamalarda farklı yakıt türlerinden oluşan g üniteleri tercih edilmiştir. Sonuçların çıkarılmasında matematiksel yöntemler kullanılmıştır. ıkan sonuçlar incelendiğinde, elektrik üretim firmalarının yk optimizasyonu modelleri oluşturması gerekliliği açıktır. Firmaların retim maliyetlerinin düşmesi neticesinde karlarını maksimize etme olanakları doğacaktır. Oluşan rekabet sonucunda tüketicilere daha ucuz elektrik temin edilecek ve ülke gelişimine önemli lde katkı sağlanacaktır.

KAYNAKLAR

- Abbasy N. ve Elfayoumy M., (1995) “An Improved Two Stages Dynamic Programming/Artificial Neural Networks Solution Model to the Unit Commitment of Thermal Units”, Proceedings of the IEEE/KTH Stockholm Power Tech. Conference, 18-22 Haziran 1995, İsveç.
- Aybers N. ve Şahin B. (1995), Enerji Maliyeti, Yıldız Teknik Üniversitesi Yayını, 1995, İstanbul.
- Deloitte, (2007), “Türkiye Elektrik Enerjisi Piyasası Beklentiler ve Gelişmeler”, Deloitte & Touche Danışmanlık Hizmetleri A.Ş, 2007.
- Educogen, (2001), “A Guide To Cogeneration”, Educogen, Mart 2001.
- Einar, H., (1998), “Power Generation Scheduling A Free Market Based Procedure With Reserve Constraints Included” The Norwegian University of Science and Technology Faculty of Electrical Engineering and Telecommunications Department of Electrical Power Engineering, Kasım 1998,
- EPDK, (2003), “Dünya Geneline Uygulanan Elektrik Ticaret Rejimlerinden Örnekler”, Elektrik Piyasası Düzenleme, İzleme ve Değerlendirme Dairesi Başkanlığı, Ocak 2003.
- Güneş, C., (2007), “Dengeleme Piyasası ve Arz Etkileri” Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği Eğitim Semineri Notları, 23 Mart 2007, Ankara.
- Huang K. ve Yang H.,(1998) “A New Thermal Unit Commitment Approach Using Logic Programming”, IEEE Transaction on Power System, Ağustos 1998.
- Lee F. (1991), “The Application of Commitment Utilization Factor (CUF) to Thermal Unit Commitment”, IEEE Transactions on Power Systems, Mayıs 1991.
- Martin, G., (2003) “Implementation of FACTS and Economic Generation Dispatch in an Interactive Power Flow Simulation Platform” ,EEH – Power Systems Laboratory, ETH, Mart 2003, Zürih.
- Mendes D. ve Kirschen D., (1998) “Cost and Price Optimisation in a Competitive Electricity Pool” ,Proceedings of the VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, 23-28 Mayıs 1998, Brezilya.
- Mendes, D., (1999), “Generation Scheduling, Pricing Mechanisms and Bidding Strategies in Competitive Electricity Markets”, the University of Manchester Institute of Science & Technology, Eylül 1999.
- Orero S. ve Irving M.,(1996) “Large Scale Unit Commitment Using a Hybrid Genetic Algorithm” , Electric Power and Energy Systems, 1996
- PMUM, (2005), “Elektrik Piyasasında Mali Uzlaştırma Uygulamaları” Piyasa Mali Uzlaştırma Merkezi, 26 Mayıs 2005.
- PMUM, (2007), “Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği'nin (DUY) Temel Özellikleri” Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Dengeleme ve Uzlaştırma Yönetmeliği Eğitim Semineri Notları, 23 Mart 2007, Ankara.
- Ren Y. ve Galina F., (2002) “Minimum Consumer Payment Scheduling and Pricing In Electricity Markets” Department of Electrical and Computer Engineering McGill University” , 2002, 24-28 Haziran 2002, Kanada.
- Sheble G. ve Fahd G., (1994) “Unit Commitment Literature Synopsis” ,IEEE Transactions on Power Systems, Şubat 1994.

- TEİAŞ, (2001), “Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri” TEİAŞ, 2001.
- TEİAŞ, (2004), “İşletme Faaliyetleri Raporu” 2004
- TEİAŞ, (2005), “Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri” TEİAŞ, 2005
- TEİAŞ ve EÜAŞ, (2005) “TEİAŞ G-DUY EÜAŞ Sunumu Sanal Dönem Uygulamaları” TEİAŞ Genel Müdürlüğü, 3-4 Şubat 2005, İstanbul.
- TEİAŞ, (2007), “İşletme Faaliyetleri Raporları” TEİAŞ Yük Tevzi Daire Başkanlığı, 2007.
- T.Kojenerasyon Derneği, (2006), “Türkiye’de Kojenerasyon” 2006.
- Tong S. ve Shahidehpour S., (1991) “A Heuristic Short-Term Unit Commitment” , IEEE Transactions on Power System, Ağustos 1991.
- TÜBİTAK, (2006), “Enerji Üretiminde Verimliliği Artırmaya, Çevreyi Korumaya Yönelik İleri Teknolojiler-Alt Grup Raporu” 2006.
- Wang S. ve Shahidehpour S.(1995) “Short-Term Generation Scheduling With Transmission and Environmental Constraints Using An Augmented Lagrangian Relaxation” , IEEE Transactions on Power System, Vol. 10 No. 3, Ağustos 1995.
- Wood A. ve Wollenberg B., (1996), Power Generation, Operation and Control, Power Technologies, Inc. ve Rensselaer Polytechnic Institute, 1996, New York.

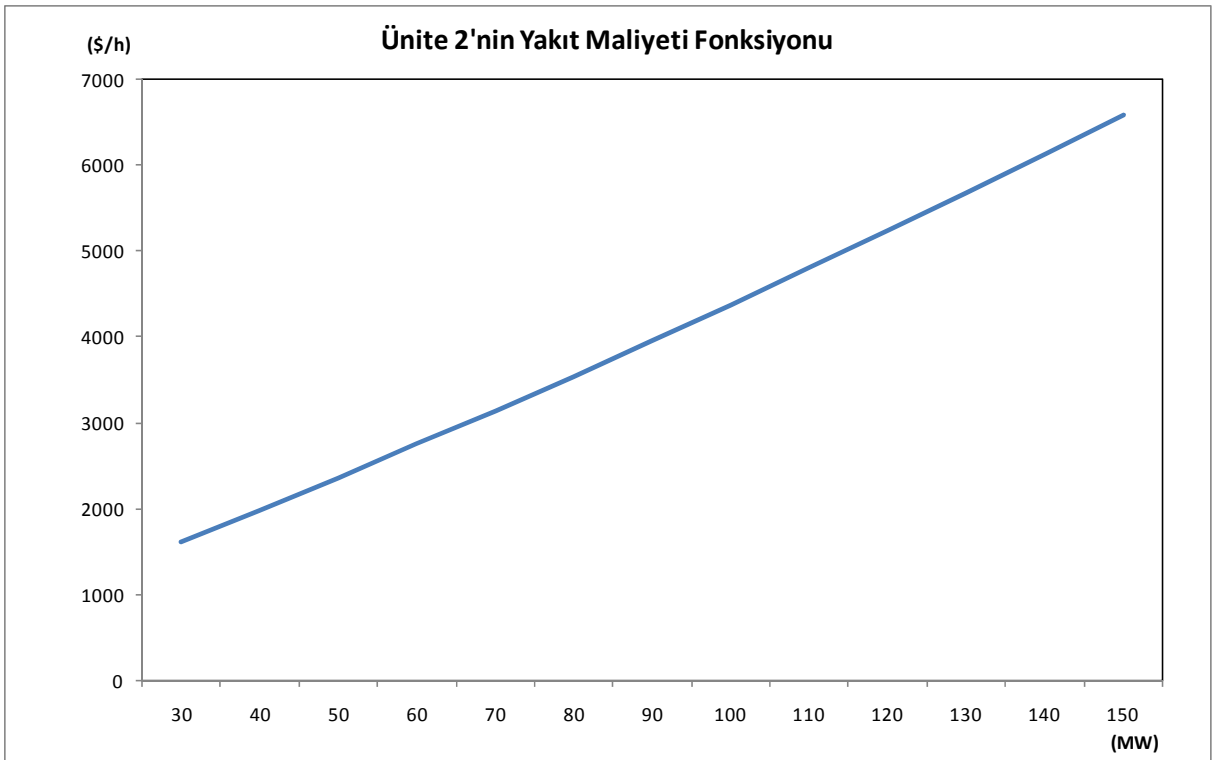
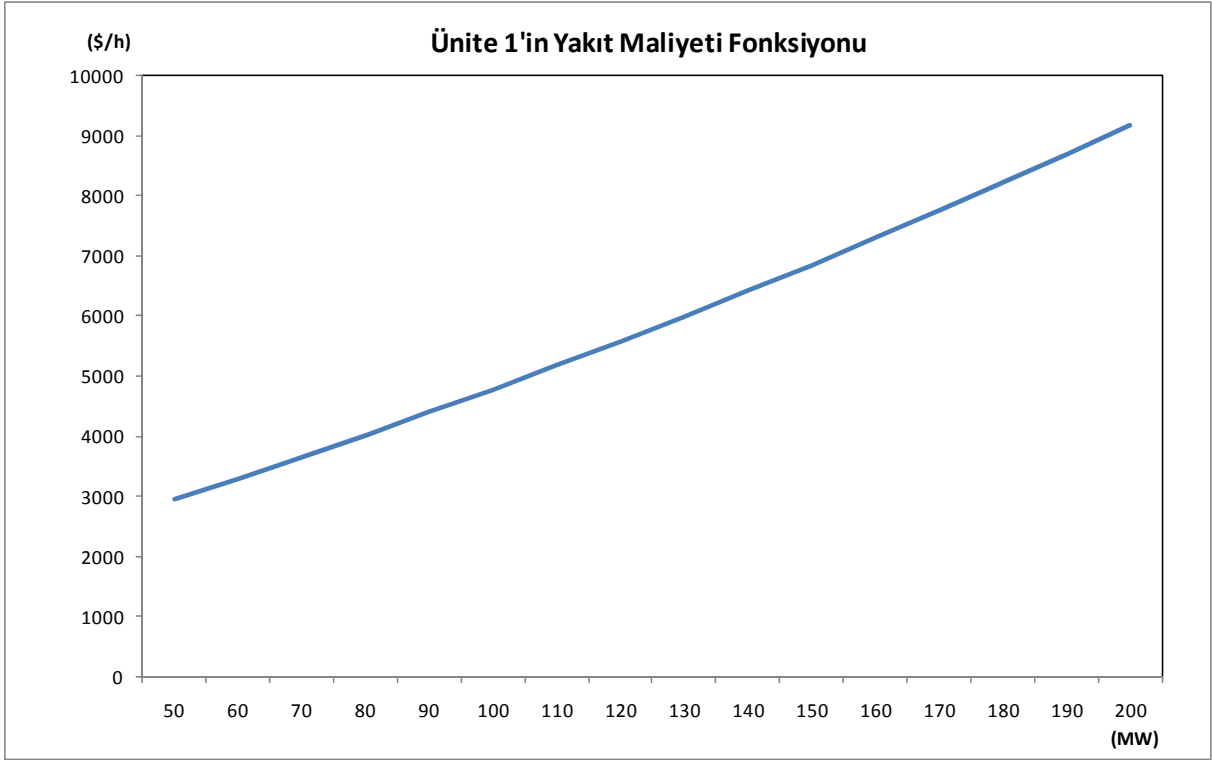
INTERNET KAYNAKLARI

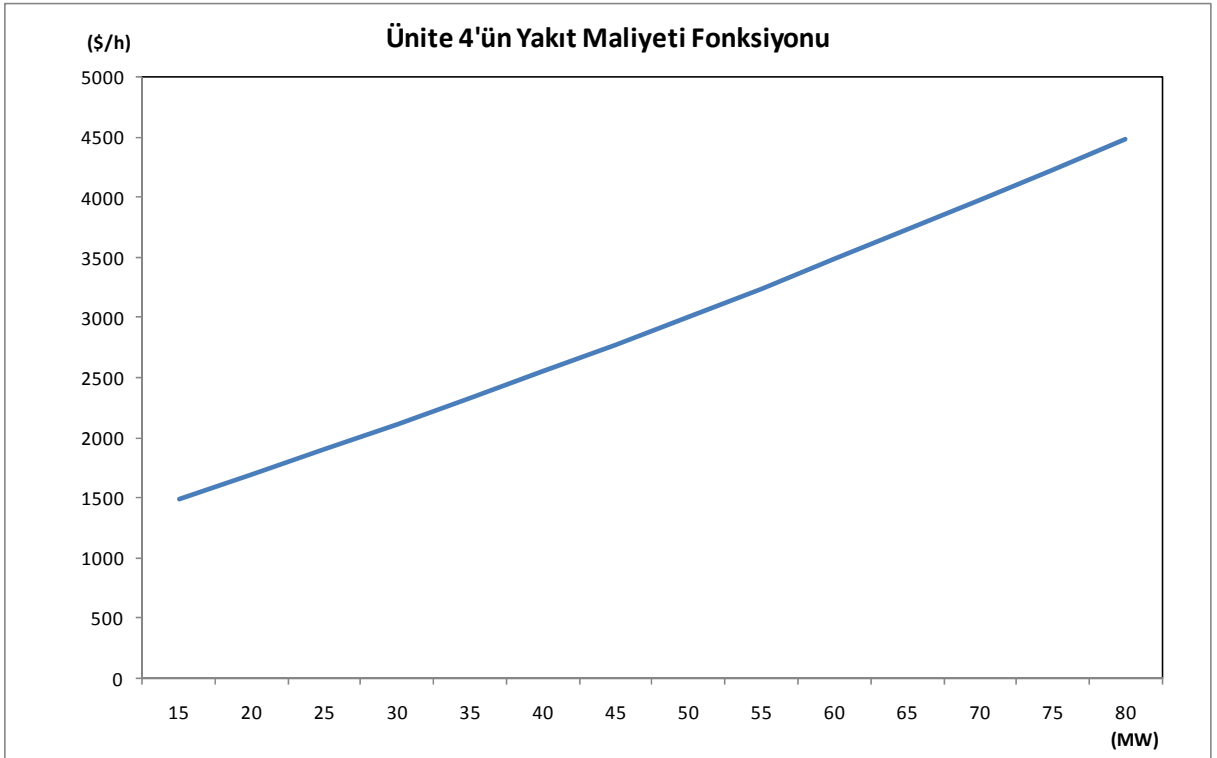
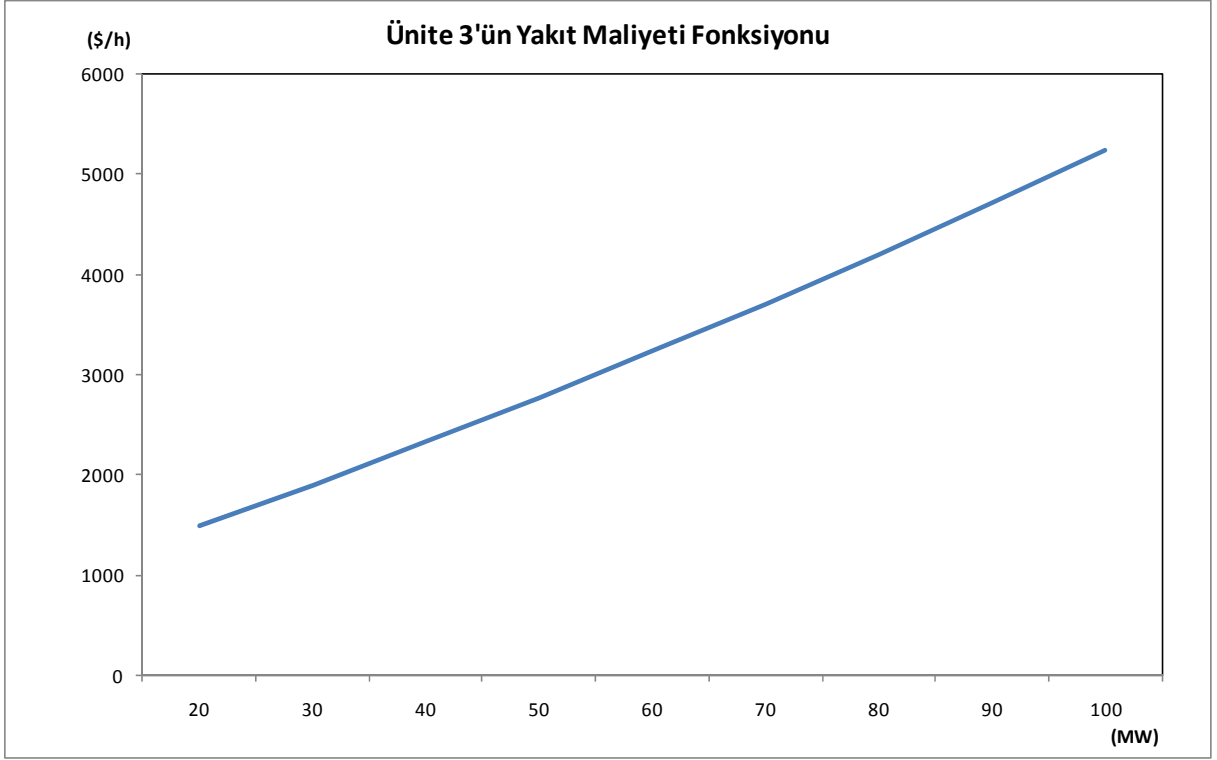
- [1] <http://www.epdk.gov.tr/>
- [2] <http://www.euas.gov.tr/>
- [3] <http://www.kojenerasyon.com/>
- [4] <http://www.icciconference.com/>
- [5] <http://www.teias.gov.tr/>
- [6] <http://www.ucte.org/>

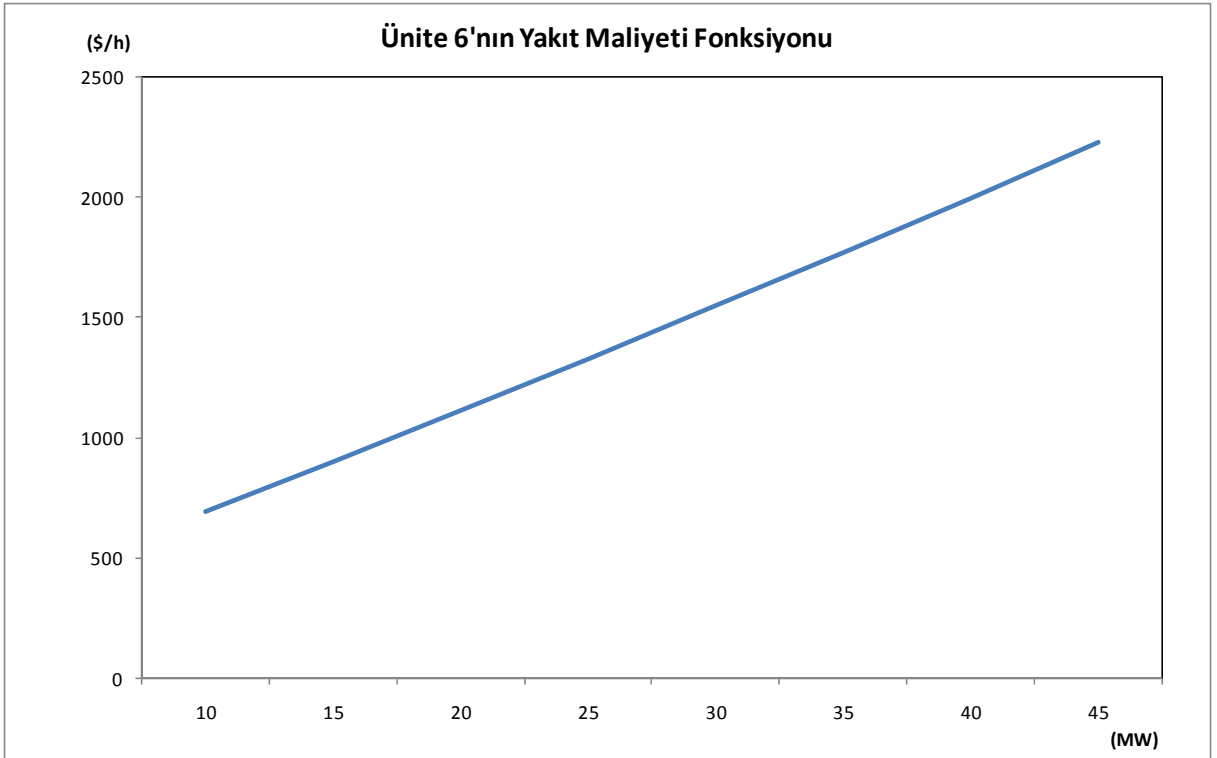
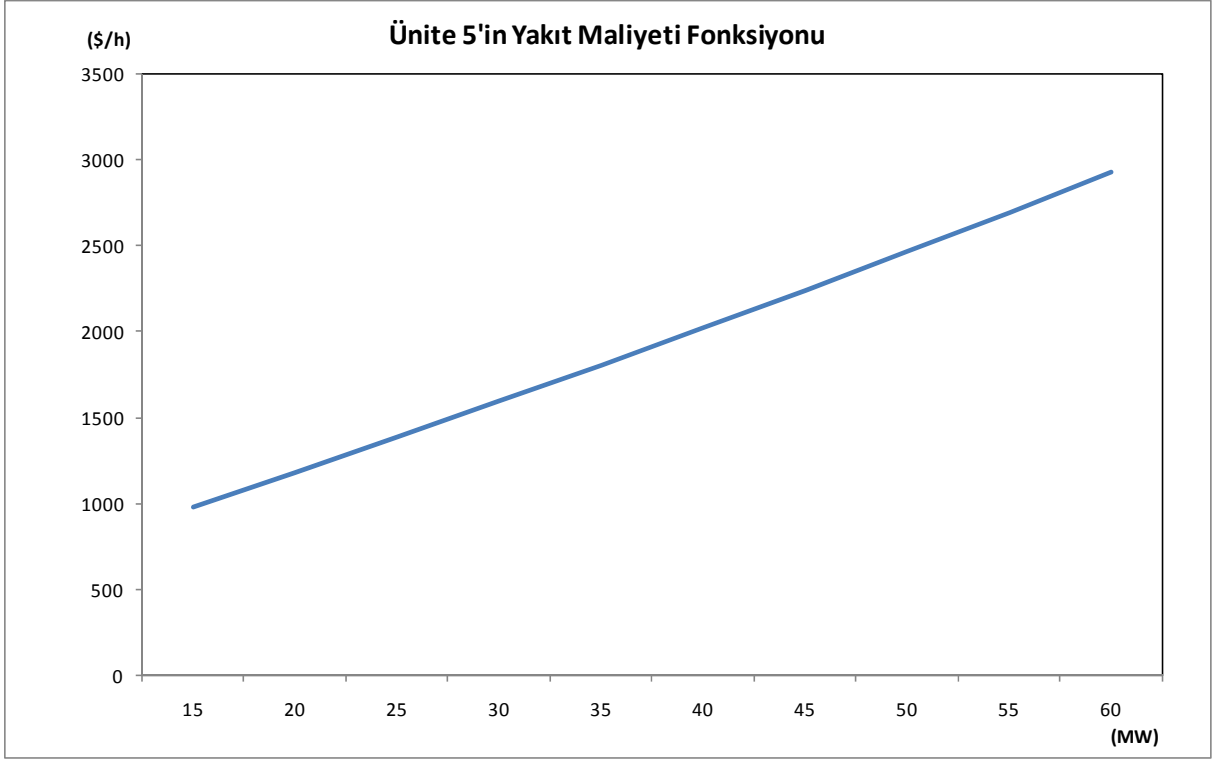
EKLER

Ek 1 Yük optimizasyonu uygulamasında kullanılan termik ünitelerin güce bağlı yakıt maliyeti fonksiyonu grafikleri

Ek 1 Yük optimizasyonu uygulamasında kullanılan termik ünitelerin güce bağlı yakıt maliyeti fonksiyonu grafikleri







ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi 19.09.1979

Doğum yeri Köln/Almanya

Lise 1993-1996 Balıkesir Cumhuriyet Lisesi

Lisans 1997-2003 Balıkesir Üniversitesi Mühendislik Fakültesi
Makine Mühendisliği Bölümü

Yüksek Lisans 2004- Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
Makine Müh. Anabilimdalı, Enerji Bölümü

Çalıştığı Kurum 2005- Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.