

**YILDIZ TEKNİK ÜNİVERSİTESİ
FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ**

**TÜRKİYE’DE ALTERNATİF SANTRAL
KAPASİTELERİNİN VE BÖLGELERE GÖRE
DAĞITIMLARININ OPTİMİZASYONU**

Makina Yük. Müh. Hasan Hüseyin ERDEM

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

DOKTORA TEZİ

Tez Savunma Tarihi : 18 Kasım 2002
Tez Danışmanı : Prof. Ertuğrul KÜÇÜKKARAMIKLI (YTÜ)
İkinci Tez Danışmanı : Prof. Dr. Bahri ŞAHİN (YTÜ)
Jüri Üyeleri : Prof. Dr. İsmail TEKE (YTÜ)
Prof. Dr. Hasbi YAVUZ (İTÜ)
Prof. Dr. Ahmet R. BAYÜLKEN(İTÜ)

İSTANBUL, 2002

İÇİNDEKİLER

	Sayfa
SİMGE LİSTESİ	v
KISALTMA LİSTESİ	vi
ŞEKİL LİSTESİ	vii
ÇİZELGE LİSTESİ	x
ÖNSÖZ	xii
ÖZET	xiii
ABSTRACT	xv
1. GİRİŞ	1
2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR	4
2.1 Genel Enerji Sistemleri Optimizasyonu	4
2.2 Elektrik Üretim Sistemleri Optimizasyonu	9
2.3 Elektrik Üretim Teknolojileri Karşılaştırmaları	20
2.4 Birleşik Kaynak Planlaması	24
2.5 Enerji ve Elektrik Planlamasında Kullanılan Programlar	29
2.5.1 Enerji ve Güç Değerlendirme Programı (ENPEP)	29
2.5.1.1 Macro Modül	30
2.5.1.2 Demand Modül	30
2.5.1.3 Plantdata Modül	30
2.5.1.4 Balance Modül	31
2.5.1.5 LDC Modül	32
2.5.1.6 MAED Modül	32
2.5.1.7 ELECTRIC Modül	32
2.5.1.8 ICARUS Modül	34
2.5.1.9 IMPACTS Modül	35
2.5.2 Enerji Talep Analizi İçin Model (MAED)	35
2.5.2.1 Modül 1 (Enerji Talep Tespiti)	36
2.5.2.2 Modül 2 (Saatlik Elektrik Talebi)	36
2.5.2.3 Modül 3 (Yük Süre Eğrisi)	37
2.5.2.4 Modül 4 (Yük Modülasyon Katsayıları)	37
2.5.3 Elektrik üretim ve kapasite büyüme planlama modeli (WASP)	37
2.5.3.1 Amaç Fonksiyonu ve Matematik Modeli	39
2.5.3.2 WASP Modelinin Girdileri	41
2.6 Önceki Çalışmaların Değerlendirmesi ve Oluşturulan Model için Hedefler	42
3. ENERJİ POLİTİKALARI VE ELEKTRİK ENERJİSİ PLANLAMASI	53
4. ELEKTRİK ÜRETİM MALİYETİ HESAPLAMALARI	60
4.1 Elektrik Üretim Santrallerinin Yatırım Masrafları ve Tahmini	67
4.1.1 Santral Yatırım Maliyetleri	68

4.1.2	Kapasite - Maliyet İlişkisi.....	71
4.1.2.1	Linyit Yakıtlı Termik Santrallar	73
4.1.2.2	Hidroelektrik Santrallar	75
4.1.2.3	Kombine Çevrim Santralları.....	77
4.1.2.4	Basit Gaz Türbinli Santrallar	80
4.1.3	Santral Tiplerinin Yatırım Maliyetleri Karşılaştırılması	83
4.1.4	Yıllık Sermaye Masrafları	86
4.1.4.1	Sabit Yıllık Sermaye Masrafı	87
4.1.4.2	Lineer Azalan Yıllık Sermaye Masrafı.....	88
4.1.5	İnşaat Süresince Eskalasyon ve Faiz Yüğü	88
4.1.6	Birim Enerji Sermaye Maliyeti.....	91
4.2	Elektrik Üretim Santrallarının Yakıt Masrafları.....	93
4.2.1	Yakıt Fiyatları.....	95
4.2.2	Santral Termik Verimleri.....	100
4.2.3	Yakıt Isıl Değerleri	102
4.3	Elektrik Üretim Santrallarının İşletme ve Bakım Masrafları	102
5.	TÜRKİYE ELEKTRİK SİSTEMİ.....	105
5.1	Elektrik Dengesi	105
5.2	Kurulu Güç Durumu	112
5.3	Pik Yük Gelişimi	117
6.	TÜRKİYE BİRİNCİL KAYNAK REZERVLERİ.....	127
6.1	Linyit Rezervleri.....	129
6.2	Hidroelektrik Potansiyel	138
6.3	Doğalgaz Rezervleri	148
7.	OPTİMİZASYON MODELİ.....	155
7.1	Modelin Tanımlanması ve Amaç Fonksiyonu.....	156
7.1.1	Yük Faktörü ile Maliyet Değişimi.....	161
7.1.2	Santral Kapasitesi ile Maliyet Değişimi	163
7.1.3	Santral Tipi ile Maliyet Değişimi	164
7.1.4	Birim elektrik üretim maliyetinin yük faktörü, kapasite ve santral tipleri ile değişimi	166
7.2	Optimizasyon modelinin algoritması ve çalışması	170
7.2.1	Kaynak Bilgileri Girişi	176
7.2.2	Hesaplama Yılı Pik Yüğü ve Yük Süre Eğrisi.....	179
7.2.3	Referans Yılı Santralları	180
7.2.4	Hesaplama Yılı Talep Değerleri	181
7.2.5	Yeni Kurulacak Santral Kapasitesi	183
7.2.6	İlk Kaynak Seçimi	183
7.2.7	Kaynak Tipi için Güç Seçimi	184
7.2.8	Güç için Yük Faktörü Tespiti	185
7.2.9	Rezerv Kontrolü	186
7.2.10	Birim Üretim Maliyeti Hesaplaması.....	188
7.2.11	Güç Kontrolü	191
7.2.12	Kaynak Karşılaştırması.....	191
7.2.13	En düşük birim üretim maliyetli santral seçimi.....	192
7.2.14	Seçilen Santralin Kontrolü.....	192
7.2.15	Toplam Güç Karşılaştırılması.....	192

7.2.16	Yeni İlave Edilecek Güç Toplamı ve İlave Güç Karşılaştırması.....	193
7.2.17	Referans Yılı Santrallerinden İlkini Seçimi.....	193
7.2.18	Santral için Yeni Yük Faktörü Hesabı.....	194
7.2.19	Mevcut Santralin Birim Üretim Maliyeti Hesaplaması	194
7.2.20	Santral Karşılaştırması, Bir Sonraki Santral Seçimi.....	194
7.2.21	II. Toplam Güç Karşılaştırması	194
7.2.22	Sonuçların Görüntülenmesi	195
7.3	Sonuçların Değerlendirmesi	198
8.	OPTİMİZASYON MODELİNİN UYGULAMA ÇALIŞMALARI	202
8.1	Türkiye Elektrik Sistemi için Uygulama	202
8.2	Duyarlılık Analizi	222
8.3	Bölgesel Analiz.....	233
9.	SONUÇLAR VE ÖNERİLER.....	244
KAYNAKLAR.....		252
İNTERNET KAYNAKLARI		257
ÖZGEÇMİŞ.....		258

SİMGE LİSTESİ

b_e	Özgöl yakıt tüketimi (kg/kWh veya m ³ /kWh)
B_j	j büyüme planının amaç fonksiyonu
c_f	Birim enerji yakıt maliyeti (\$/kWh)
C_{fo}	Referans yılı yıllık yakıt masrafı (\$/yıl)
C_{ft}	t yılındaki yıllık yakıt masrafı (\$/yıl)
C_k	Yıllık sermaye maliyeti (\$/yıl)
C_{kt}	t yılındaki yıllık sermaye maliyeti
C_s	N kapasitesindeki tesise ait spesifik yatırım maliyeti
C_{so}	Referans tesise ait spesifik yatırım maliyeti
e_f	Yakıt eskalasyonu (%)
e_i	Yatırım eskalasyon oranı (%)
F	Yakıt fiyatı (\$/kg veya \$/m ³)
g_f	Bir değere getirilmiş birim enerji yakıt maliyeti (\$/kWh)
H_u	Yakıtın alt ısı değeri (kJ/kg veya kJ/m ³)
i	Faiz oranı
I	N kapasitesindeki tesise ait maliyet
I_0	Referans tesise ait maliyet
I_d	İnşaat başlangıcındaki direkt yatırım masrafları (\$)
I_e	Eskale edilmiş yatırım masrafları (\$)
I_k	Üretime başlama tarihindeki toplam kuruluş masrafı (\$)
j	Alternatif büyüme planları
L	Yakıt envanter masrafı
M	İşletme ve bakım masrafları
n	Ekonomik ömür
N	Maliyeti aranan tesis kapasitesi
N_0	Referans tesise ait kapasite
O	Sağlanamayan enerji masrafları
S	Yatırım masrafının hurda bedeli
T	Çalışma periyodunun toplam yıl sayısı
t	Planlamanın basmağını oluşturan yıllar (1,2,.....T)
y_t	t yılındaki harcama yüzdesi (%)
α	Kapasite- maliyet üssü
η_t	Termik verim (%)

KISALTMA LİSTESİ

ANL	Argonne National Laboratory
BP	British Petroleum
CEEP	Capacity Expansion and Energy Production
DEK-TMK	Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi
DFA	Damage Function Approach
DIS	Decision and Information Sciences Division
DSM	Demand Side Management
DOE	U.S. Department Of Energy
ENPEP	Energy and Power Evaluation Program
ESAM	Ekipman Satın Alma Masrafları
GSMH	Gayri Safi Milli Hasıla
IAEA	International Atomic Energy Agency
IRP	Integrated Resource Planning
LEAP	Long-Range Energy Alternatives Planning
LOLP	Loss of Load Probability
MAED	Model of Analysis of Energy Demand
MILP	Mixed Integer Linear Programming
MINLP	Mixed Integer Nonlinear Programming
MODEST	Model for Optimization of Dynamic Energy Systems with Time Dependent Components and Boundary Conditions
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
ORNL	Oak Ridge National Laboratory
RLCs	Representative Load Curves
TEAŞ	Türkiye Elektrik Anonim Şirketi
TEP	Ton Eşdeğer Petrol
TKİ	Türkiye Kömür İşletmeleri
TTK	Türkiye Taşkömürü Kurumu
TVA	Tennesy Valley Authory
WASP III	Wien Automatic System Planning III

ŞEKİL LİSTESİ

Şekil 2.1 Basit enerji ağı.....	31
Şekil 2.2 Gerçek yük süre eğrisinin basamak fonksiyona dönüştürülmesi	45
Şekil 4.1 Ömür boyu masrafların şimdiki değeri	64
Şekil 4.2 Ömür boyu masrafların yıllık eşdeğer serisi	64
Şekil 4.3 Linyit yakıtlı santralların spesifik yatırım maliyetleri.....	74
Şekil 4.4 Linyit yakıtlı santralların yatırım maliyetleri	75
Şekil 4.5 Hidroelektrik santralların spesifik yatırım maliyetleri	76
Şekil 4.6 Hidroelektrik santralların yatırım maliyetleri.....	77
Şekil 4.7 Kombine çevrim santralların spesifik yatırım maliyetleri.....	79
Şekil 4.8 Kombine çevrim santralların yatırım masrafları	80
Şekil 4.9 Basit gaz türbinli santralların spesifik yatırım maliyetleri	82
Şekil 4.10 Basit gaz türbinli santralların yatırım maliyetleri.....	83
Şekil 4.11 Alternatif santralların kapasite ile spesifik yatırım maliyetleri değişimi	86
Şekil 4.12 Alternatif santralların kapasite ile yatırım maliyetleri değişimi.....	87
Şekil 4.13 Sabit ve lineer azalan yıllık sermaye masrafı.....	88
Şekil 4.14 Alternatif elektrik üretim santrallarının inşaat süreleri	89
Şekil 4.15 Alternatif elektrik üretim santrallarının ekonomik ömürleri.....	90
Şekil 4.16 Alternatif elektrik üretim santrallarının harcama dağılımları.....	90
Şekil 4.17 Yerli linyit ve taşkömürünün 1990-1999 yılları arası fiyat değişimi	97
Şekil 4.18 OECD ve Avrupa Birliğinin 1983-1999 yılları arası ithal linyit fiyatları değişimi	97
Şekil 4.19 Yerli linyitin havzalara göre 2000 yılı fiyatları.....	98
Şekil 4.20 Doğalgaz fiyatının 1990-2000 yılları arasındaki fiyatları	100
Şekil 5.1 Türkiye elektrik sistemi	107
Şekil 5.2 2000 yılı elektrik akışı.....	107
Şekil 5.3 1970-2000 yılları arası elektrik tüketim - üretim artışı	108
Şekil 5.4 1970-2000 yılları arası talep artış miktarı	108
Şekil 5.5 1970-1999 yılları arası tüketimin sektörler için artışı	111
Şekil 5.6 1981-1999 yılları arası tüketim artış miktarları.....	111
Şekil 5.7 1913-2000 yılları arasında kurulu gücün gelişimi.....	113
Şekil 5.8 1960-2000 yılları arasında ilave kapasite miktarları	114
Şekil 5.9 1925-2000 yılları arasındaki termik ve hidrolik santral kapasite payları.....	115
Şekil 5.10 2000 yılı kurulu güç ve üretim paylarının yakıtlara dağılımı.....	116
Şekil 5.11 2000 yılı kurulu güç ve üretiminin kuruluşlara göre dağılımı.....	118
Şekil 5.12 2000 yılı için bazı aylara ait günlük kronolojik yük eğrileri.....	119
Şekil 5.13 2000 yılı günlük aylara ait kronolojik yük eğrileri.....	120
Şekil 5.14 Yıllık kronolojik yük eğrisi	121
Şekil 5.15 Yük süre eğrisi	121
Şekil 5.16 Yük süre eğrisi ve kurulu güç	123
Şekil 5.17 1980-2000 yılları arası pik yük, kurulu güç ve yedek kapasite gelişimi.....	125
Şekil 6.1 Linyit rezerv paylarının bölgelere dağılımı.....	130
Şekil 6.2 Alt Isıl Değerlerin toplam rezerv içindeki payları.....	132
Şekil 6.3 Bölgelere kurulabilecek kurulu güç değerleri	137
Şekil 6.4 Türkiye hidroelektrik kurulu gücü ve enerji üretiminin yıllar itibari ile gelişimi ..	140
Şekil 6.5 Türkiye ekonomik hidroelektrik potansiyelinin bölgelere dağılımı.....	148
Şekil 6.6 1987-1999 yılları arası doğal gaz tüketim miktarları	150
Şekil 6.7 Doğalgaz boru hatları	154
Şekil 7.1 Mevcut ve ilave santralların yük süre eğrisine yerleştirilmesi	156
Şekil 7.2 Üretim maliyetlerinin yük faktörü ile değişimi ($0 < L_f < 1$).....	162
Şekil 7.3 Üretim maliyetlerinin yük faktörü ile değişimi ($0.25 < L_f < 1$).....	

Şekil 7.4 Kombine çevrim santrali için 200-1000 MW arası kapasitelerdeki birim elektrik üretim maliyetinin yük faktörü ile değişimi ($0 < L_f < 1$)	164
Şekil 7.5 Kombine çevrim santrali için 200-1000 MW arası kapasitelerdeki birim elektrik üretim maliyetinin yük faktörü ile değişimi ($0.25 < L_f < 1$)	165
Şekil 7.6 600 MW kapasite için birim elektrik üretim maliyetinin santral tipleri ve yük faktörü ile değişimi ($0 < L_f < 1$)	165
Şekil 7.7 600 MW kapasite için birim elektrik üretim maliyetinin santral tipleri ve yük faktörü ile değişimi ($0.25 < L_f < 1$)	166
Şekil 7.8 1000-600-200 MW kapasiteler için birim elektrik üretim maliyetinin santral tipleri ve yük faktörü ile değişimi ($0 < L_f < 1$)	167
Şekil 7.9 1000-600-200 MW kapasiteler için birim elektrik üretim maliyetinin santral tipleri ve yük faktörü ile ($0 < L_f < 0.2$)	168
Şekil 7.10 1000-600-200 MW kapasiteler için birim elektrik üretim maliyetinin santral tipleri ve yük faktörü ile ($0.2 < L_f < 0.6$)	168
Şekil 7.11 1000-600-200 MW kapasiteler için birim elektrik üretim maliyetinin santral tipleri ve yük faktörü ile ($0.6 < L_f < 1$)	169
Şekil 7.12 En düşük üretim maliyeti algoritması	172
Şekil 7.13 Rezerv kontrol algoritması	173
Şekil 7.14 Yük süre eğrisinde yük konumları	176
Şekil 7.15 Kaynak giriş penceresi	177
Şekil 7.16 Kaynak bilgi özet tablosu	177
Şekil 7.17 Kaynak bilgileri listeleme ve değiştirme penceresi	178
Şekil 7.18 Pik yük ve talep artış hızı giriş penceresi	180
Şekil 7.19 Referans yılı santralleri	181
Şekil 7.20 2002-2008 yılları arası yük süre eğrileri	182
Şekil 7.21 Hesaplama yılı talep bilgileri ve yük süre eğrisi penceresi	182
Şekil 7.22 Santral tipleri için maksimum, minimum ve kapasite artış değerlerinin giriş penceresi	184
Şekil 7.23 Aday santral için yük faktörünün belirlenmesi	186
Şekil 7.24 Kapasite- maliyet hesaplama bilgileri giriş penceresi	188
Şekil 7.25 Tek bir santralin bir değere getirilmiş birim elektrik üretim maliyetinin hesaplama penceresi	190
Şekil 7.26 Birim üretim maliyetinin yük faktörü ile değişim tablosu	190
Şekil 7.27 Optimizasyon hesaplamaları penceresi	195
Şekil 7.28 Optimizasyon hesaplamaları için bilgi giriş bölümü	196
Şekil 7.29 Tüm alternatiflerin bilgilerinin gösterildiği tablo	196
Şekil 7.30 Optimizasyon sonuçlarının gösterildiği tablo	197
Şekil 7.31 Sonuç bilgileri	197
Şekil 7.32 Sonuç listeleme penceresi	198
Şekil 7.33 Model sonuçlarının yükleme sıralaması	201
Şekil 8.1 Santral tiplerinin yıllar itibarı ile aktif güç değişimi	218
Şekil 8.2 Santral tiplerinin yıllar itibarı ile aktif güç paylarının değişimi	218
Şekil 8.3 2000-2010 yılları arasındaki santral tipleri için enerji üretim miktarı değişimi	219
Şekil 8.4 2000-2010 yılları arasındaki santral tipleri için enerji üretim payları değişimi	220
Şekil 8.5 Yük süre eğrisi ile birim elektrik üretim maliyeti değişimi	220
Şekil 8.6 2006 yılı santrallerinin yük süre eğrisine yerleşimi	221
Şekil 8.7 Yıllar itibarı ile santral tipleri için güçlerin değişimi	230
Şekil 8.8 Yıllar itibarı ile santral tipleri için güç paylarının değişimi	230
Şekil 8.9 Yıllar itibarı ile santral tipleri için yıllık elektrik üretim miktarlarının değişimi	231
Şekil 8.10 Yıllar itibarı ile santral tipleri için yıllık elektrik üretim paylarının değişimi	232
Şekil 8.11 Türkiye coğrafi bölgeleri ve bölgelerde bulunan iller	234

Şekil 8.12 Bölgelere ait tüketim payları	241
Şekil 8.13 Bölgelerin 1998-2000 yılları arasındaki talep artışları.....	242

ÇİZELGE LİSTESİ

Çizelge 4.1 Linyit yakıtlı termik santrallar için spesifik yatırım maliyetleri (Şahin,1994).....	73
Çizelge 4.2 Hidroelektrik santrallar için spesifik yatırım maliyetleri	76
Çizelge 4.3 Kombine çevrim santrallar için spesifik yatırım maliyetleri (Gas Türbine World Handbook,2000)	78
Çizelge 4.4 Basit gaz türbinli santrallar için spesifik yatırım maliyetleri	80
Çizelge 4.5 Alternatif santrallara ait kapasite-maliyet karakteristikleri	84
Çizelge 4.6 Alternatif santralların kapasite ile yatırım maliyetleri değişimi.....	84
Çizelge 4.7 Alternatif santralların kapasite ile spesifik yatırım maliyetleri değişimi	85
Çizelge 4.8 Alternatif santralların harcama dağılımları ,inşaat süreleri ve ekonomik ömürleri.....	89
Çizelge 4.9 Yerli linyit ve taşkömürünün 1990-1999 yılları arası fiyat değişimleri.....	95
Çizelge 4.10 OECD ve Avrupa Birliğinin 1983-1999 yılları arası ithal linyit fiyatları	96
Çizelge 4.11 Doğalgaz fiyatının 1990-2000 yılları arasındaki fiyatları	99
Çizelge 4.12 Santrallara ait termik verim değerleri (TEAŞ,2001).....	101
Çizelge 5.1 1970-2000 yılları arasında Türkiye elektrik dengesi (GWh)	106
Çizelge 5.2 1970-2000 yılları arasındaki yıllık tüketim artış hızları.....	109
Çizelge 5.3 1980-1999 yılları arasındaki tüketim sektörlerindeki tüketim miktarları	110
Çizelge 5.4 1913-2000 yılları arasında kurulu gücün gelişimi.....	112
Çizelge 5.5 2000 yılı kurulu güç ve üretimin yakıtlara göre dağılımı.....	116
Çizelge 5.6 2000 yılı kurulu güç ve üretiminin kuruluşlara göre dağılımı	117
Çizelge 5.7 1980-2000 yılları arası pik yük. kapasite üretim ve tüketim artışları.....	124
Çizelge 5.8 Pik yük, kurulu güç, üretim ve tüketim artış hızları.....	126
Çizelge 6.1 Türkiye'nin birincil enerji kaynakları rezervleri.....	128
Çizelge 6.2 Türkiye enerji kaynaklarının dünya rezervleri içindeki payı	129
Çizelge 6.3 Türkiye linyit rezervlerinin bölgelere göre dağılımı (Bin Ton)	130
Çizelge 6.4 Linyit rezervlerinin kalori değerlerine göre sınıflandırılması (Bin Ton)	131
Çizelge 6.5 Türkiye linyit rezervlerinin havzalara göre dağılımı.....	132
Çizelge 6.6 Marmara bölgesine ait havzaların rezerv bilgileri.....	134
Çizelge 6.7 Ege bölgesine ait havzaların rezerv bilgileri	135
Çizelge 6.8 Doğu Akdeniz bölgesine ait havzaların rezerv bilgileri.....	136
Çizelge 6.9 İç Anadolu bölgesine ait havzaların rezerv bilgileri	136
Çizelge 6.10 Batı Karadeniz bölgesine ait havzaların rezerv bilgileri	136
Çizelge 6.11 Doğu Anadolu bölgesine ait havzaların rezerv bilgileri.....	136
Çizelge 6.12 Bölgelere ait rezerv ve maksimum kurulabilecek güç değerleri	137
Çizelge 6.13 Havzalara göre ekonomik hidroelektrik potansiyel.....	139
Çizelge 6.14 Marmara bölgesinin hidroelektrik potansiyeli	141
Çizelge 6.15 Ege bölgesinin hidroelektrik potansiyeli.....	141
Çizelge 6.16 Batı Akdeniz bölgesinin hidroelektrik potansiyeli	142
Çizelge 6.17 Doğu Akdeniz bölgesinin hidroelektrik potansiyeli.....	142
Çizelge 6.18 İç Anadolu bölgesinin hidroelektrik potansiyeli	143
Çizelge 6.19 Batı Karadeniz bölgesinin hidroelektrik potansiyeli	143
Çizelge 6.20 Doğu Karadeniz bölgesinin hidroelektrik potansiyeli.....	144
Çizelge 6.21 Doğu Anadolu bölgesinin hidroelektrik potansiyeli	145
Çizelge 6.22 Güney Doğu Anadolu bölgesinin hidroelektrik potansiyeli.....	147
Çizelge 6.23 Hidroelektrik kurulu gücün bölgelere dağılımı	147
Çizelge 6.24 Türkiye doğalgaz rezervleri.....	149
Çizelge 6.25 1987-1999 yılları arası doğalgaz tüketim miktarları ve sektörel payları.....	149
Çizelge 6.26 1987-1998 yılları arası doğalgaz üretim. ithalat ve tüketim dengesi	151
Çizelge 6.27 Türkiye'nin doğalgaz satın alma anlaşmaları	152
Çizelge 6.28 İthal doğalgaz yakıtlı santralların kapasite potansiyeli.....	

Çizelge 7.1 En düşük birim üretim maliyeti sıralamasının yük faktörleri ile değişimi.....	169
Çizelge 8.1 Alternatif santrallerin maksimum ve minimum kapasiteleri ile kapasite artış miktarları	203
Çizelge 8.2 Alternatif santrallerin termik verimleri	203
Çizelge 8.3 Kaynakların ve kurulabilecek kapasitelerin bölgelere dağılımı	204
Çizelge 8.4 Alternatif santral tipleri için spesifik bakım ve işletme maliyetleri	205
Çizelge 8.5 Optimizasyon modelinin 2000 yılı için sonuçları	207
Çizelge 8.6 Yıllar itibari ile ilave edilecek santrallar	212
Çizelge 8.7 2000-2010 yılları arasındaki periyot için ilave kapasite miktarları, yıllık üretim miktarları ve ortalama birim elektrik üretim maliyetleri	215
Çizelge 8.8 2001-2010 yılları arasındaki kapasitelerin santral tiplerine dağılımı	215
Çizelge 8.9 Yıllar itibari ile enerji üretim santrallarına yapılması gereken yatırım miktarları	221
Çizelge 8.10 2001-2010 yılları arasındaki periyotta ilave edilmesi gereken santrallar.....	223
Çizelge 8.11 2000-2010 yılları arasında santral tipleri için kurulu gücü, enerji üretimi, birim üretim maliyeti ve paylarının değişimi.....	226
Çizelge 8.12 2000-2010 yılları arasında ilave santral kapasiteleri, yıllık üretim miktarları ve ortalama birim elektrik üretim maliyetleri değişimleri	228
Çizelge 8.13 Yıllar itibari ile enerji üretim santrallarına yapılması gereken yatırım masrafları	232
Çizelge 8.14 Marmara bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri.....	235
Çizelge 8.15 Ege bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri	236
Çizelge 8.16 Batı Akdeniz bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri	236
Çizelge 8.17 Doğu Akdeniz bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri.....	236
Çizelge 8.18 İç Anadolu bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri	237
Çizelge 8.19 Batı Karadeniz bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri	238
Çizelge 8.20 Doğu Karadeniz bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri.....	238
Çizelge 8.21 G.Doğu Anadolu bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri.....	239
Çizelge 8.22 Doğu Anadolu bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri.....	239
Çizelge 8.23 Bölgelerin tüketim payları (1998-2000).....	240
Çizelge 8.24 Bölgelerin tüketim artış oranları ve ortalaması (1998-2000)	241

ÖNSÖZ

Elektrik enerjisi, sosyal hayatın en önemli parçalarından biridir. Artan elektrik talebinin zamanında ve kaliteli olarak karşılanması gerekir. Talebin karşılanmasında kullanılacak yöntemin ve santrallerin alternatifler içersinden seçimi ekonomik karşılaştırmalar ile yapılır. Ekonomik seçimlere etki eden faktörlerin fazlalığı problemin karmaşıklığını artırmaktadır. Bu nedenle en uygun çözümlerin aranmasında matematik modellere ihtiyaç duyulmaktadır. Bu amaçla oluşturulan model ile en düşük üretim maliyetli sistemin belirlenmesi hedeflenmiştir. Alternatiflerin karşılaştırmasında etkili olan faktörlerin tamamının değerlendirilmeye alınması ile santrallerin kapasiteleri, bölgesel dağılımları ve yükleme durumları belirlenmiştir. Modelden elde edilecek sonuçlar elektrik üretim planlamasının bir çok safhasında kullanılabilecektir.

Ülke ekonomisine ve planlamasına katkıları olacağını düşündüğüm bu çalışmanın konusunun belirlenmesinde ve uzun süren çalışmamın her safhasında yardım, bilgi ve birikimlerini sabırla bana aktaran değerli hocalarım Prof. Ertuğrul KÜÇÜKKARAMIKLI, Prof. Dr. Bahri ŞAHİN, Prof. Dr. İsmail TEKE ve Prof. Dr. Ahmet R. BAYÜLKEN'e, her zaman dostluklarını, yardımlarını ve moral desteklerini yanımda hissettiğim arkadaşlarım Arş. Gör. Süleyman Hakan SEVİLGİN ve Mak. Müh. Ahmet Bülent ERTANSEL' e ve uzakta olsalar da hep yanımda hissettiğim, çalışmalarımın yegane destekçileri sevgili aileme ve eşime en içten teşekkürleri borç bilirim.

ÖZET

Elektrik enerjisine olan ihtiyaç, ekonomik büyüme, nüfus artışı ve sosyal gelişim ile sürekli olarak artmaktadır. Elektrik talep artışının karşılanması, elektrik üretim sistemlerinin kapasite büyüme problemi olarak adlandırılmıştır. Problem, öneminden dolayı farklı yöntemlerle ele alınmış ve çözülmeye çalışılmıştır. Kapasite ilavesinde alternatif teknolojilerin fazla olması ve bu alternatiflerin ekonomik ve teknolojik karakteristiklerinin farklılığı, problemin optimizasyon problemi olarak ele alınmasını gerektirmiştir. Probleme etki eden parametrelerin fazlalığı, kullanılan optimizasyon yöntemlerinin uygulanabilmesi için bazı kabullerin yapılmasına neden olmuştur. Yapılan bu kabuller sonuçların doğruluğunu ve uygulanabilirliğini azaltmaktadır. Literatürdeki çalışmalarda kapasite-maliyet ilişkisi, kaynak rezerv kısıtları, kapasiteler için maksimum ve minimum üst sınırlar, hidroelektrik santraller için kapasitelerin bölünemeyeceği, tüm kaynakların gerçek değerleri, santrallerin inşaat süreleri ve harcama dağılımları ihmal edilmiş yada yöntemine uygun olacak şekilde değiştirilmiştir. Özellikle tüm lineer optimizasyon yöntemlerinde, yük süre eğrisinin yapısı bozularak basamak fonksiyonuna dönüştürülmesi çözümlerde hatalara neden olmaktadır. Ayrıca optimizasyon modellerinde santrallerin kurulacağı yer karar değişkenleri arasına alınmamıştır. Halbuki, elektrik üretim ile tüketim yerleri arasındaki uzaklığa bağlı olarak kayıplar artmaktadır. Bu nedenle optimizasyonda arasında santrallerin kurulacağı yerlerin bulunması gereklidir.

Bu çalışmada, literatürdeki çalışmalarda ihmal edilen yada değiştirilen kabullerden kaynaklanan eksikliklerin giderilmesi amacı ile elektrik üretim sistemlerinin kapasite büyümesi ele alındı. Kapasite büyüme probleminin sonuçlarına, mevcut santrallerin yıl içindeki çalışma süreleri (yük sıraları) etkilediğinden, mevcut ve ilave santrallerin yük sıralarının belirlenmesi de karar değişkenleri arasına eklenmiştir. Kapasite büyüme ve yük sıralamasının belirlenmesi için oluşturulan amaç fonksiyonu, mevcut ve ilave santrallerin bir değere getirilmiş birim üretim maliyetlerinin ağırlıklı ortalamasının minimum yapılmasını hedefler. Bu amaçla, santrallerin inşaat başlangıcı ile ekonomik ömürleri boyunca yapılan tüm yatırım, yakıt, işletme ve bakım harcamaları iskonto edilerek, işletmeye alındıkları tarihe getirilmiştir. Bugünkü değere getirilmiş toplam ömür boyu masraflar, santralin ekonomik ömrüne eşit seriye dönüştürülerek yıllık eş değere getirilmiş masraf elde edilmiştir. Yıllık eş değere getirilmiş masraf, santralin yükleme sıralamasına göre belirlenen elektrik üretim miktarına dağıtılarak, bir değere getirilmiş birim elektrik üretim maliyeti hesaplanmıştır. Amaç fonksiyonunu gerçekleyen ve kaynak rezerv kısıtlı algoritma hazırlanarak Visual Basic 6 dili ile program yazılmıştır. Oluşturulan modelin girdileri; santral tiplerine ait kapasite-yatırım ilişkisi, yakıt tüketim bilgileri, işletme ve bakım bilgileri, ekonomik veriler, kaynak türleri için kalite ve fiyat bilgileri, yıllık talep miktarları (yük süre eğrisi) ve mevcut elektrik üretim sistemindeki santrallerdir. Modelin karar değişkenleri, ilave santrallerin tipi, kapasitesi, yılı, kurulacağı bölge ve tüm santrallerin yükleme sıralamasıdır. Modelde santralin kurulacağı bölgeler belirlenemeye çalışıldığı gibi, modelin oluşturulmasında bölgesel planlamalara da uygunluğu sağlanmıştır.

Oluşturulan genel modelin bir uygulama çalışması Türkiye elektrik sistemi için yapılmıştır. 2000-2010 yılları arasındaki dönemde yapılması uygun olan santral tipleri, kapasiteleri, yılları, bölgeleri ve tüm santrallerin yük sıraları belirlenmiştir. Türkiye'nin kaynak rezervleri, talep gelişimleri, mevcut elektrik üretim sistemi ve bölgesel tüketim bilgileri geçmiş yılların ve literatürdeki bilgilerin analizi ile elde edilerek optimizasyon modelinin hesaplamaları yapılmıştır. Kömür ve doğalgaz fiyatlarında eskalasyon alınmadığı durumda, yapılacak santral tiplerinin tamamı doğalgaz yakıt kullanan kombine çevrim ve basit gaz türbinli santraller olarak elde edilmiştir. Bu yıllar arasında Türkiye için en düşük birim elektrik üretim maliyetinin ortalaması 44.72-47.38 arasında mills/kWh değişmektedir. Bu durumda

santrallerin yapılacağı bölge analizlerinde toplam tüketim içinde en büyük paya (% 39.2) ve en büyük tüketim artış hızına (%14.94) sahip olan Marmara bölgesi ön plana çıkmaktadır. Bu bölgede hidroelektrik ve linyit rezervlerinin yok denecek kadar az olması, doğalgaz hatlarının bu bölge için planlanmasını zorunlu hale getirmiştir. Doğalgazın toplam kurulu güç (2010 yılı için %87.8) ve üretim içindeki payının (2010 yılı için %84.3) artması Türkiye'nin gelecekte ithal enerji kaynaklarına olan bağımlılığını artıracaktır. Modelin çalıştırılması sonucunda her yıl için elektrik üretim santrallerine yapılması gerekli yatırım miktarları elde edilmiştir. Modelin duyarlılık analizi için doğalgaz fiyatında alınan % 2'lik eskalasyon, linyit yakıtlı santrallerin planlamada öncelik almasına neden olmuştur. 2007 yılına kadar yerli linyit kapasitesinin tamamı kullanılmış ve bu yıldan sonra doğalgaz yakıtlı santrallerin kurulması gerektiği ortaya çıkmıştır.

Anahtar Kelimeler: Alternatif santraller, birim elektrik üretim maliyetleri ,optimizasyon

ABSTRACT

Because of social progress , economic and population growth , the necessity for electrical energy is increasing continuously. The covering of this increase of electrical demand is named as the capacity expansion problems of the electrical production systems. Because of the importance of the problem , it is handled with different methods and tried to be solved. In capacity addition , the majority of the alternative technologies and the difference of these alternatives' economic and technical characteristics required the problem to be handled as an optimization problem. The majority of the parameters that effect the problem caused to make some laxities and assents to practice the applied optimization methods. As a result of these laxities and assents , the truthness and the feasibility of the results are decreasing. In the literature studies capacity-cost connection , source reserve restrictions , maximum and minimum top limits for capacity , the indivisibilization of capacities for hydroelectric power plants , the real values of all sources , the building periods and the expenses dispersion of the power plants are neglected or changed appropriate to the method. Especially in all linear optimization methods , to spoilment of the structure of the bent of charge-period to convert into step-function causes mistakes in the solutions. Besides, the place, that the power plants are founded, is not taken into the decision variables in optimization models. However the losses , dependent to the distance of electric production and consumption locations , are increasing. Because of these reasons , the places that the power plants are founded must be in the optimization results.

In this research , to compensates the deficiencies that are neglected or changed in the literature studies , the capacity increase of electrical production systems is dealt with. The designation of the charge queue's of the present and extra power plants are taken in the decision variables as the work period of the present power plants (charge queue) effect the result of the capacity increase problem. The objective function formed to designate the capacity increase and charge queue , aims to minimize the average of the production costs of the present and the extra power plants that has brought into a value. For this purpose , the starting of the building of the power plants and all of the investments that had been done in their economical life , fuel , managing , upkeeping expenses had been discounted and brought to the date that they had been taken into the enterprise. The annual expense that is brought to a value is obtained by the conversion of the total life long expenses that had been brought to today's value into the series that is equal to the economical life of the power plant. The electrical production cost that is brought to a value is calculated by the distribution of the annual expense that is brought to a value into the electrical production amount of the power plant that is designated according to the loading turn of the power plant. After preparing the algorithm that confirms the aim function and takes the reserves of the sources as a limit ; it is programmed with the Visual Basic 6. The inputs of this constituted model are capacity-investment connection concerning the types of the power plants , fuel consumption data , managing and upkeeping data, economical data , quality and price data for the source types , annual demand amounts and the present power plants that are in the electrical production system. The decision variables of the model are the types of the additional power plants , their capacity , year , the area that they will be located and charge queue of all of the power plants. As the areas that the power plants will be located are tried to be designated in the model , the appropriateness of the regional plannings is also supplied in the constitution of the model.

The application study of the model is done for the electrical system of Turkey. The type of the power plants that is appropriate to be built between the period 2000-2010 , their capacities , years , areas and the charge queues are designated. After obtainig the data of the past years and the analysis of the knowledge in literature of Turkey's source reserves , demand progresses , present electrical production system and regional consumption data the

calculations for the optimization model is done. The types of the power plants that will be built are obtained as combined cycle power plant that uses natural gas as fuel and simple gas turbine power plants when no escalation is taken in coal and natural gas prices. The average of the lowest unit electric production cost for Turkey between these years varies between 44.72-47.38 mills/kWh. In this situation Marmara region becomes forward with the largest share of the total consumption (%39.2) and also with the biggest consumption increase speed (%14.49) in the region analysis. The very few amount of the hydroelectric and lignite reserves brought the planning of the natural gas lines compulsory for this region. The total founded power of natural gas (%87.8 for 2010) and the increase of the ratio in its usage in production (%84.3 for 2010) will increase the dependence of Turkey in the import energy sources in the future. As a result of operating the model the amount of the investment that has to be done to the electric production power plants for each year is obtained. The %2 of escalation that is taken in the natural gas price for the sensitivity analysis of the model caused lignite fuelled power plants priority in the planning. The domestic lignite capacity will completely be used by the year 2007 and after this year power plants those use natural gas as fuel must be founded.

Keywords: Alternatives Power Plant, Unit Generation Electricity Cost, Optimization

1. GİRİŞ

Dünyadaki enerji tüketim miktarı hızla artmaktadır. Bu artış ekonomik büyüme, nüfus artış ve sosyal yaşamdaki değişim hızına bağlıdır. Gelişmiş ülkelerde tüketim yavaş artış gösterirken; ekonomisi, nüfusu ve sosyal yaşantısı daha hızlı değişim gösteren Türkiye gibi gelişmekte olan ülkelerde birincil ve ikincil enerji tüketimi yıllar itibari ile hızlı bir artış göstermektedir (Ediger ve Tatlıdil,2002) .

Elektrik enerjisi tüketim artış hızı ortalaması, birincil enerjilerin toplam tüketim artış hızından fazladır. 1970-1998 yılları arasında Türkiye birincil enerji artış hızı ortalaması %5.1 iken aynı zaman aralığında elektrik tüketimi için bu değer %10.77 dir (Altaş vd.,2000). Bunun nedeni elektrik enerjisinin üretim, iletim ve diğer enerji türlerine dönüşüm verimlerinin yüksek olması ve kullanım kolaylığıdır. Kişi başına tüketilen elektrik miktarı (kWh/kişi) ülkelerin gelişmişliklerinin göstergelerinden sayılmaktadır. Türkiye'nin kişi başına elektrik tüketimi 1964 kWh/ kişidir. (TEAŞ,2001). Elektriğin rasyonel kullanımı çerçevesinde kişi başına tüketimin artırılması Türkiye' nin hedefleri arasındadır.

Elektrik planlamasında ilk basamağı, mevcut durumun ortaya konması ve analiz edilmesi oluşturur. Türkiye elektrik talebinin karşılanmasında yerli üretim ve elektrik ithalatı kullanılmaktadır. Yerli üretimde taşkömürü, linyit ve sıvı yakıtlı termik santraller, doğalgaz yakıtlı kombine çevrim santralleri, hidroelektrik santraller, jeotermal ve rüzgar santralleri kullanılmaktadır. Yerli elektrik üretimine ilave olarak enterkonekte şebekeye bağlı olan Azerbaycan, Ermenistan, Gürcistan , Bulgaristan, Irak ve İran ile elektrik ticareti yapılmaktadır. Ayrıca bu ülkelere ihracat da zaman zaman yapılmaktadır.

Bu çalışmada Türkiye'nin 2000 yılı elektrik sisteminin kurulu güç, üretim ve tüketim yapısı incelenmiştir. 2000 yılındaki kurulu güç kapasitesi 27264.1 MW olup kurulu güç içinde 16052.5 MW ile %58.88' lik pay termik santrallara, 11175.2 MW ile %40.99'luk pay hidroelektrik santrallara ve 36.4 MW ile % 0.13'lük pay jeotermal ve rüzgar santrallerinden oluşan yenilenebilir enerji kaynaklarına aittir. Kurulu gücün üretim şirketlerine dağılımında 17967.9 MW'lık %65.89 pay TEAŞ'a, 3284 MW'lık %12.04 pay TEAŞ'a bağlı ortaklıklara,

610.3 MW'lık %2.24 pay ayrıcalıklı şirketlere, 330.1 MW'lık %1.21 pay işletme hakkı devri santrallarına, 90.6 MW'lık % 0.33 pay mobil santrallara, 1985.3 MW'lık pay %7.28 pay üretim şirketlerine ve 2995.9 MW'lık pay %11 otoprodüktörlere aittir. 2000 yılı elektrik üretimi 124921.6 GWh olarak bir önceki yıla göre %7.3'lük artışla gerçekleşmiştir. Bu üretimde 93934.2 GWh ile %75.19'luk pay termik santrallara, 30878.5 GWh ile %24.72'lik pay hidroelektrik santrallara ve 108.9 GWh ile %0.09'luk pay yenilenebilir enerji santrallarına aittir. Üretim şirketlerinin payları ise TEAŞ %60.11, TEAŞ'a bağlı kurumlar %15.68, üretim şirketleri %9.79, işletme hakkı devri santrallarına %0.93, mobil santrallara %0.52 ve otoprodüktörle %12.97 dir. 2000 yılı üretiminin yakıt cinslerine göre dağılımı %24.72 hidrolik, %3.05 taşkömürü, %37 doğalgaz, %27.51 linyit, %7.45 sıvı yakıtlar, %0.18 katı atıklar ve %0.09 yenilenebilir kaynaklardır. 2000 yılında 437.3 GWh ihracat ve 3791.3 GWh ithalat yapılmıştır. İthalattın 2000 yılındaki tüketim içindeki payı %3 gibi küçük değerdir (TEAŞ,2001).

2000 yılında bir önceki yıla göre % 8.3'lük artışla 128275.6 GWh tüketim gerçekleşmiştir. 1999 yılındaki tüketim değeri 118485 GWh dir. Net tüketim değeri 91222 GWh olup elektrik şebekelerinde % 20'lik 21254 GWh kayıp meydana gelmiştir. Net tüketimin son kullanıcı sektörlerine dağılımı % 33.8 ev ve ticarethaneler, % 4.1 resmi daireler, % 4.69 sokak aydınlatması ve % 50.42 sanayi ye aittir. (TEAŞ,2001)

Elektrik planlamasında diğer önemli bir konu elektrik üretiminde kullanılabilecek birincil enerji kaynak rezervlerinin incelenmesidir. Türkiye'nin bilinen birincil enerji kaynaklarında linyit ve hidrolik dışında kalanlar dünya rezervleri içinde yok denecek kadar azdır. 2001 yılı itibarı ile elektrik üretiminde kullanılabilecek kaynaklarının; 8.3 milyar ton linyit, 1.12 milyar ton taşkömürü, 34249 MW hidroelektrik , 43.1 milyon ton ham petrol, 8.3 milyar m³ doğalgaz, 4500 MW jeotermal ve 8.8 milyon TEP güneş enerjisi potansiyeli vardır. Kaynaklar içinde en büyük potansiyele linyit sahiptir ve dünya rezervleri içinde % 2 paya sahiptir (BP ,2001). Fakat bu kaynağın % 91.5'inin ısı değeri 12540 kJ/kg değerinin altındadır (Dilli B.,1998). Üretilen linyitin %70' i elektrik üretim sektöründe kullanılmaktadır. Elektrik üretiminde kullanılan sıvı yakıtlar motorin ve fuel-oildir. Yerli üretim talep edilen sıvı

yakıtların sadece % 12'sini karşılamaktadır (Koçak ,2001). Genel olarak bakıldığında Türkiye bilinen enerji kaynakları açısından hem yetersiz hem de kalitesiz kaynaklara sahip olduğu görülmektedir.

Türkiye'nin geçmişteki elektrik üretim ve tüketim değerlerine ve şimdiki enerji kaynaklarına bakıldığında; yerli kaynakların rezervlerinin az ve kalitelerinin düşük olmasından, doğalgazın düşük fiyat, taşıma kolaylığı, kullanıma hazır olma, çevre açısından daha temiz yakıt olma avantajlarının bulunmasından ve elektrik enerjisi talebinin hızlı artışından dolayı gelecekteki ithal enerji miktarı artacak ve elektrik üretiminde de ithal enerji payı büyüyecektir. Bunun en büyük sebebi Türkiye'nin doğalgaz talebi artarken rezervinin çok az olmasıdır. 1998 yılında tüketilen doğalgazın %96'sı ithal edildi ve % 50'si elektrik üretiminde kullanılmıştır. Aynı yıl doğalgazın elektrik üretimindeki payı %22.4 iken 2001 yılında bu değer % 37'i olmuştur (TEAŞ,2001).

Türkiye'nin, nüfusunun büyük, ekonomisinin ve sosyal hayatının hızlı değişiminden dolayı elektrik tüketimi fazladır ve elektrik enerjisine talep hızla artmaktadır. Elektrik enerjisi talebinin hızlı artması yeni kapasitelerin kurulmasını zorunlu kılmaktadır. İlave edilecek santrallerin tipleri ,kapasiteleri , kurulma yılları ve yerleri karar verilmesi gereken konulardır. Karar vericiler bu kararları alırken ülkeler için belirlenen enerji politikaları kadar değişik kısıtları da göz önünde bulundurmak zorundadırlar. Her bir kaynak türünün rezervi, ithal enerji kaynaklarının imkanları, enerji sektörüne yapılacak yatırımlara ayrılabilen finans miktarları ve çevreye atılan enerji üretim kaynaklı emisyon miktarları temel kısıtları oluşturmaktadırlar. Ayrıca geleceğe yönelik kararların alınmasında, gelecekteki değerlerin belirsizliklerinden kaynaklanan zorluklar, elektrik üretim sektöründe alınacak kararlarda da ortaya çıkmaktadır. Talepler, yakıt fiyatları, teknolojik gelişmeleri , finansman kaynakları ve ekonomik parametreler enerji sektöründeki başlıca belirsizliklerdir. Tüm bu koşullar altında elektrik üretim santralleri için alınacak büyüme kararları, optimizasyon problemi olarak ele alınmalıdır. En doğru kararlar belirsizlikler ve kısıtlar altında alternatiflerin ekonomik karşılaştırmaları ile belirlenmelidir.

2. ÖNCEKİ ÇALIŞMALAR

2.1 Genel Enerji Sistemleri Optimizasyonu

Kavrakoğlu (1980a), enerji sektöründe alınması gereken kararların analizi için dinamik programlamaya (Dynamic Programming) dayanan lineer optimizasyon modeli (Linear Optimization Model) geliştirmiştir. Modelin amaç fonksiyonu; ithal yakıt masraflarının, ithal ekipman maliyetlerinin, yerli yatırım ve işletme maliyetlerinin , mevcut santrallerin işletme maliyetlerinin ve sağlanamayan yakıt maliyetlerinin iskonto edilmiş toplam değerinin minimizasyonudur. Amaç fonksiyonuna, ekipman maliyetleri, yakıt fiyatları, işletme ve bakım maliyetleri, dönüşüm verimleri, ödeme miktarları, yatırımların geri dönme süreleri ve yakıtların ısı değerlerini kullanarak kısıtları belirleyen denge denklemleri eklenmiştir. Bu denge denklemleri, yakıt ihtiyacı, enerji talebi, kaynak rezervleri, santrallerin üretim seviyeleri, kapasite artışı ve döviz ihtiyacı için düzenlenmiştir. Denge denklemlerinden santrallerin üretim seviyeleri özel olarak ele alınarak, istenilen güvenilirlikte arzın sağlanması amacıyla termik ve hidroelektrik santrallerin işletme oranları ve maksimum kapasite oranları tanımlanmış ve bu değerler için kısıt denklemleri oluşturulmuştur. Modelin karar değişkenleri, ithal yakıt miktarları (petrol, nükleer ve kömür) , yerli yakıt miktarları (petrol ve kömür), ilave kapasite miktarları (petrol rafineri, kömür madeni ve elektrik santralleri) ,elektrik üretim santrallerinin tipi ve üretim seviyeleridir. Ayrıca model kullanılarak ithal yakıt fiyatlarındaki değişimlerin, hidroelektrik santrallerdeki proje gecikmelerinin, döviz kurlarındaki değişikliklerin, hızlı ekonomik büyümenin ve yakıtlar arasındaki değişimlerin duyarlılık analizleri yapılmıştır. Modelde dört birincil enerji kaynağı (petrol, kömür, nükleer ve hidroelektrik) planlamaya alınmıştır. Doğalgaz, jeotermal ve güneş ihmal edilebilir seviyede kabul edilmiştir. Petrolün ayrıştırılmasında ve elektriğin üretilmesinde büyük dönüşümlerin olacağı, petrolün, kömürün ve elektriğin taşınmasında kayıplar olacağı ve enerji son kullanıcıya sıvı, katı ve elektrik şeklinde ulaştırılacağı hesaplamalara dahil edilmiştir. Ayrıca yatırım gerektiren yerler petrol arıtma , kömür çıkarma , elektrik üretim santralleri ve elektriğin taşınma sistemleri olarak modele dahil edilmiştir. Modelin test edilmesi amacıyla

Türkiye'nin 1960-75 yılları arasındaki periyoduna ait enerji analizleri yapılmıştır. Modelin doğruluğu bu periyot için sağlandıktan sonra Türkiye'nin 1980-95 yılları arasındaki dönemi için modeldeki karar değişkenler tespit edilmiştir. Yakıt fiyatlarındaki değişim ve dalgalanmaları ve hidroelektrik projelerindeki ertelemelerin etkilerini görmek için 4 farklı senaryo uygulanmıştır.

Türkiye için oluşturulan bu modelde tüm enerji sektörü ele alınmıştır ve problemin çözümünü kolaylaştırmak için alt sektörlere ayrılmadan optimizasyon yapılmıştır. Elektrik sektörü sadece termik ve hidrolik santrallerin işletme ve kapasite oranı terimleriyle kısıt olarak alınmış ve ekonomik ve teknolojik detaylara girilmemiştir. Halbuki hem ekonomik hem de teknolojik faktörler, optimum kararların üzerine önemli etkilerde bulunmaktadır. Çalışmanın sonucu genel optimum kararları verse de detaylı alt sektör kararları için optimum sonucu vermeyecektir. Modelin hazırlandığı yılda doğal gaz kullanılmadığından ihmal edilebilir seviyede bulunarak modele dahil edilmemiştir. Bu yakıt günümüz için fiyat, kullanım ve çevre etkilerinin az olması avantajlarından dolayı en önemli yakıt halini almıştır.

Kavrakoğlu (1980b), ulusal enerji politikalarını analiz etmek ve enerji planlaması yapmak amacıyla iki tane model oluşturmuştur. İlk model yakıt akışını ele alan yakıt modelidir. Bu model lineer programlama (Linear Programming) tabanlıdır. İkinci model, birincil ve ikincil enerji kaynaklarının tüm türlerini içeren daha detaylı enerji modeli olup karışık tam sayı programlama (Mixid Integer Programming) kullanılmıştır.

Yakıt modeli; ithal ve yerli sıvı, katı ve nükleer yakıtlar ile elektrik enerjisinin üretiminde kullanılan nükleer, sıvı , katı yakıtlar ve hidrolik kaynaklardan oluşan enerji akışını ele almaktadır. Amaç fonksiyonu ithal yakıt masraflarını, ithal ekipman maliyetlerini, yerli yatırım ve işletme maliyetlerini ve sağlanamayan enerji maliyetlerinin toplamını minimize etmek olarak belirlenmiştir. Kısıtlar ise yakıt akışındaki denge denklemleri, dönüşüm denklemleri, enerji kaynakları rezervleri, üretim kapasiteleri ve döviz sınırları ile oluşturulmuştur. Öncelikle talepler belirlenmiştir. Daha sonra ithal yakıtların fiyatları, ithal teknolojilerin maliyetleri, yerli yatırımların maliyetleri, işletme ve bakım maliyetleri ,

dönüşüm verimleri, geri ödeme süreleri tespit edilmiştir. Yakıt modelinin karar değişkenleri: ithal yakıt miktarları, yerli yakıt miktarları, tüm sektörlerdeki ilave kapasite miktarları ve elektrik santralleri ile rafinerilerdeki üretim miktarlarıdır. Modelin katsayıları Türkiye elektrik sektörünün 1960-75 yılları arasındaki değerleri ile tespit edilmiştir.

Enerji modeli; yakıt modeline ikincil enerji türlerinin ve tüketici sektörlerinin ilavesi ile oluşturulan detaylı modeldir. İkincil enerji türleri olarak elektrik, ısı, mekanik ve kimyasal enerji ilave edilmiştir. Modeldeki enerjinin son kullanım sektörleri ise konut, endüstri, tarım ve taşıma sektörleridir. Amaç fonksiyonu, iskonto edilmiş maliyet toplamalarının minimizasyonu olup yakıt modeli ile aynı alınmıştır. Sadece tüketim sektörleri yakıt talep denge denklemleri kısıt denklemi olarak ilave edilmiştir. Karar değişkenleri yakıt modeli ile aynıdır. Enerji modeli, enerji alt sektörlerinin analizi, büyük projelerin etkilerinin değerlendirilmesi ve dönüşüm teknolojilerinin değerlendirilmesi için de kullanılmak amacıyla oluşturulmuştur. Büyük projelerin değerlendirilmesinde tam sayı ikili değişkenler kullanılmıştır. Oluşturulan her iki modelde Türkiye enerji sektöründe test edilerek değişik senaryolar için 1980-2000 yılları arasındaki periyotta hesaplamalar yapılmıştır.

Her iki model de genel enerji modelleridir. Denklemlerin büyüyük çözümü zorlaşmasını önlemek amacıyla alt sektörlerdeki detaylara girilmemiştir. Teknolojilere ve ekonomik değişkenlere ait detaylar azaltıldığından, elde edilen sonuçlar genel optimum değerleri vermekte fakat yapılan kabullerden dolayı sonuçlarda eksiklikler bulunmaktadır. Elektrik sektörü ele alınırken problemin lineer olmayan duruma dönüşmemesi için, yük faktörü basamak fonksiyon şekline dönüştürülerek lineer forma sokulmuştur. Bu işlemin yapılması, santrallerin yük faktörlerinde hatalara neden olmakta ve optimum çözümleri engellemektedir.

Luhanga vd (1993), enerji planlaması ve enerji talep programlarını birleştirerek lineer programlama tabanlı optimizasyon modeli geliştirmişlerdir. Talep programından elde edilen sonuçları optimum enerji planlama modeline girdi olarak kullanmışlardır. Modelin amacı enerji kaynakları için yapılan harcamaların minimizasyonudur. Kısıt denklemlerini; arz, talep, çevre, maliyet ve ekonomik durumlardan elde etmişlerdir. Karar değişkenleri olarak birincil

enerji kaynaklarının (kömür, doğalgaz ve biokütle) yerli üretim ve ithalat miktarları ile elektrik üreten santrallerin (kömür, diesel, doğalgaz, güneş, rüzgar ve hidrolik) üretim miktarlarını almışlardır. Elde edilen sonuçları uzun dönemli enerji alternatifleri planlaması (Long-Range Energy Alternatives Planning - LEAP) simülasyon modelinde kullanarak tespit ettikleri optimum şartlar ile başka senaryoları karşılaştırarak, modelin doğruluğunu ispatlamışlardır. Oluşturdukları modelin, değişik enerji politikaları için uygulanabileceğini belirtmişler ve yerli kaynakların mümkün olan en yüksek seviyede kullanılması politikası için Tanzanya' ya uygulamışlardır.

Çalışmada oluşturulan optimizasyon modeli, genel enerji modelidir ve alt sektörlerdeki optimum sonuçları vermemektedir. Özellikle elektrik sektöründeki fiyatları her santral için sabit almakta ve optimum üretim miktarlarını bu değerler için belirlemektedir. Halbuki, santrallardaki birim üretim maliyetleri ekonomik ve teknolojik faktörlerden etkilenmektedir ve bu faktörlerin dahil edilmediği hesaplamalar hatalı sonuçlar verecektir.

Henning (1997), ulusal ve bölgesel enerji planlamalarının her ikisi için de uygulanabilecek MODEST (Model for Optimization of Dynamic Energy Systems with Time Dependent Components and Boundary Conditions) modelini geliştirmiştir. Amaç fonksiyonu; ısı , elektrik ve ikisinin beraber üretildiği sistemler için ilave kapasitelerin yatırım maliyetlerinin ve işletme maliyetlerinin bugünkü değerlerinin toplamının minimizasyonudur. Bu amaç için lineer programlama tekniğini kullanmıştır. Karar değişkenleri, ısı ve elektrik enerjisi için ilave edilecek kapasiteler ve santrallerin tipleridir. Modelin kısıt denklemlerini elde etmek için: elektrik ve ısı enerjisinin, enerji akış şeması oluşturmuş ve bunlara ait denge ve dönüşüm denklemlerini yazmıştır. Model; yakıt, ısı ve elektrik satışlarını, elektrik ve ısı enerjisi üretim tesisleri yatırımlarını ve enerji tasarrufu amaçlı talep tarafı seçeneklerini içermektedir. Dinamik bir programlama olması nedeniyle uzun dönemli planlama modelidir ve model içindeki her yıl önce sezonlara sonra da bu sezonlar periyotlara ayrılmıştır. Periyotların belirlenmesinde, elektrik talep seviyeleri kullanılmıştır. Modelin en büyük avantajı; bölgesel uygulamalardaki kullanılabilirliğidir. Bu avantaj, bölgesel talebe göre periyot sayısının belirlenmesiyle sağlanmıştır. Model, İsviçre'deki 30 adet bölgenin enerji planlamasında

bölgesel planlama ve İsviçre enerji planlamasında da ulusal planlama amacıyla çalıştırılmıştır.

MODEST modeli lineer optimizasyon tabanlı olduğu için, tüm denge ve dönüşüm denklemleri lineer ilişkilerle yazılmıştır. Bunun sağlanması için yük süre eğrisi periyotlara ayrılarak çok basamaklı hale getirilmiştir. Bu işlem, santrallerin yük faktörlerinde hatalara neden olmaktadır. Model içine elektrik sistemlerinin yanısıra, ısı ve birleşik güç ısı üretim sistemleri de dahil edilmiştir. Türkiye’ de bölgesel ısıtma uygulamaları çok azdır ve ısı ile elektriğin beraber üretilmesi, sadece endüstride kullanılmaktadır. Bu nedenle elektrik sistemlerinin optimizasyon çalışmalarına dahil edilmeleri uygun değildir. Diğer bir husus; bölgesel planlamaların yapılabilmesi için, bölgelere ait yıllık, mevsimlik, haftalık ve günlük yük eğrilerinin bulunması zorunluluğudur. Çünkü model içindeki periyotların sayısı ve periyotlara ait talepler modelin uygulanmasında ilk belirlenmesi gereken bilgilerdir. Bunlar olmadan modelin bölgesel planlamada kullanılması mümkün değildir.

Weizsacker ve Perner (2001), Avrupa doğal gaz ve elektrik planlamasını beraber ele alan uzun dönemli dinamik lineer programlama modeli geliştirmişlerdir. Model, önce doğal gaz ve elektrik olmak üzere iki ayrı modelin düzenlenmesinden ve sonra da bu modellerin iterasyon ile bağlanmasından oluşmaktadır. Doğal gaz modeli ile elde edilen sonuçlar, elektrik modeline ve buradan elde edilen sonuçlar tekrar doğal gaz modeline girilmektedir. Bu iterasyon işlemi her iki modelin, sonuçları optimum oluncaya kadar devam ettirilmektedir. Buradaki amaç: doğal gaz fiyatlarının elektrik üretiminde önemli rol oynayan doğalgaz yakıtlı termik santraller üzerine etkilerinin değerlendirilmesidir. Doğalgaz modelinin amaç fonksiyonu, tüm gaz üreticilerinin toplam kârının maksimum yapılmasıdır. Toplam kâr; iskonto edilmiş gelirlerden, iskonto edilmiş toplam yatırım , iletim ve işletme maliyetlerinin çıkartılması ile elde edilmiştir. Modelin kısıtlarını: talep ve arz dengeleri , üretim kapasiteleri, kaynak rezervleri, taşıma sistemi kapasiteleri, uzun dönemli anlaşmalar ve politik kararlar oluşturmuştur. Gaz modelinin karar değişkenleri: doğal gaz üretim miktarları, üretim kapasiteleri, taşıma kapasiteleri, gaz akışı ve arz miktarıdır. İkinci model olan elektrik modeli, elektrik üretim sistemlerine ilave edilecek kapasitelerin, taşıma sistemleri kapasitelerinin ve güç akışının optimizasyonunu sağlamayı amaçlar. Modelin amaç fonksiyonu; yatırım, işçilik,

bakım ve onarım, taşıma, çevre vergisi ve başka bölgelerden ithalat maliyetleri toplamının iskonto edilmiş değerinin minimizasyonudur. Kısıt olarak da talep, üretim ve taşıma kapasiteleri kullanılmıştır. Gaz modeli, üretici olarak: 5 ülkeyi (Cezayir, Hollanda, Norveç, Rusya ve İngiltere) temel üretici, 7 ülkeyi (Mısır, İran, Libya, Nijerya, Orta Doğu , Güney Amerika ve Hazar) ikincil üretici olarak almakta ve tüketim sektörleri olarak ev, sanayi ve elektrik üretimini modele dahil etmektedir. Elektrik modeli 10 elektrik üretim teknolojisini karşılaştırmaktadır. Model, Avrupa için çözülerek 2000-2020 yılları aralığında sonuçlar elde edilmiştir. Elde edilen sonuçların değerlendirilmesinde; 2014 yılına kadar doğal gaz fiyatlarının 1998 seviyelerinde olacağı, fakat bundan sonra hızlı bir artış göstereceği ve elektrik üretiminde doğal gaz yakıtlı santrallerin üretim paylarının artacağı verilmiştir.

Bu çalışmada oluşturulan model; doğal gaz ile elektrik üretimi arasındaki bağlantıyı ele almakta ve üretim santrallerinden doğalgaz yakıtlı santraller ile diğer santralleri doğalgaz yakıt fiyatının değerine göre karşılaştırmaktadır. Elektrik talebini değerlendirirken yük süre eğrisini kullanmakta ve lineer hale getirebilmek amacıyla basamak fonksiyona dönüştürmektedir. Bu dönüşüm: santrallerin yükleme kapasitelerini etkilemekte ve değerlendirmede kullanılan; yatırım, işletme ve bakım maliyetlerinin değerlerinde hatalara sebep olmaktadır. Optimizasyon sonuçları bu nedenle bozulmaktadır.

2.2 Elektrik Üretim Sistemleri Optimizasyonu

Simith ve Villagas (1997), elektrik üretim sistemlerinin büyüme probleminin çözümünde literatürde yer alan farklı optimizasyon yöntemlerini kullanmışlar ve bu yöntemleri karşılaştırmışlardır. Dinamik tabanlı metotlar, karma tamsayı lineer programlama (Mixed Integer Linear Programming -MILP) ve Heuristic metot, karşılaştırmada ele alınan yöntemlerdir. Kolombiya elektrik sisteminde bu yöntemleri kullanarak sonuçları elde etmişlerdir. Kullanılan bu optimizasyon yöntemlerinde amaç fonksiyonu olarak yatırım ve işletme maliyetlerinin bugünkü değerlerinin minimizasyonu alınmıştır. Problemin formülasyonunun oluşturulmasında bazı kabuller yapılmıştır. Bu kabuller; hesaplamaların başlangıcında her projenin maliyetinin ve kapasitesinin bilindiği, ilave edilmesi gereken

kapasitenin sadece talep artışından kaynaklandığı, planlama döneminin belli olduğu ve sabit kaldığı, elektrik satış fiyatının tüm tüketiciler için aynı olduğudur. Problemden kapasite-yatırım maliyeti fonksiyonunun olmadığı ve proje kapasitelerinin sabit kalacağı kabulleri, problemin karmaşıklığını azaltmak için yapılmıştır. Dinamik programlama modelleri zaman içindeki talep artışlarını değerlendirmek için kullanılmıştır. Modellerde talep artış hızı sabit alınarak formülasyon oluşturulmuş ve bunun sonucu olarak dinamik programlama tabanlı tüm modellerin aynı sonuçları verdiği görülmüştür. Karma tamsayı lineer programlama da (MILP) 1 yada 0 değerini alan ikili değişkenler ile projelerin sisteme ilave zamanları formülasyona dahil edilmiştir. Heuristic metot, projelerin yapım sıralamasında kriter oluşturmak amacıyla kullanılmıştır.

Bu çalışmada kullanılan optimizasyon yöntemleri ile sisteme ilave edilecek projeler, projelerin sıralaması ve zamanı, Kolombiya elektrik sistemi için ayrı ayrı hesaplanmıştır. Yöntemler; duyarlılık analizine uygun olmalarına, yöntemdeki problemin büyüklüğüne, belirsizliklerine ve çevre etkilerini değerlendirebilmelerine göre karşılaştırılmıştır. Karma tamsayı lineer programlama (MILP) yöntemi dışındaki yöntemlerin, duyarlılık analizine uygun olmadıkları, çalışmanın sonunda verilmiştir. Halbuki birçok parametrenin gelecekte alacağı değer belirsiz olduğundan, planlamanın yapıldığı anda kesin değerleri yoktur. Bu parametrelerin değerlerinin doğruluğu, sonucu önemli oranda etkilemekte ve duyarlılık analizleri yapılarak, değişen değerlerin çözümlere etkileri görülebilmektedir. Bu çalışmadaki yöntemlerle, optimum çözüme etki eden ve gelecekteki değerleri belirsiz olan parametrelerin aldığı değişik değerlerin etkisini görmek mümkün olmadığından, yöntemler sadece bir senaryo için çözüm vermektedir. Bir çok farklı senaryo için yöntemlerin uygun olmaması, değerlendirmeler açısından eksiklik oluşturmaktadır. Ayrıca santrallerin kapasite-yatırım maliyeti ilişkisi santral seçimlerinde etkilidir. Çünkü tüm santral tipleri için kapasite artınca, birim kapasiteye düşen yatırım masraflarının payı ve birim elektrik üretim maliyetleri içindeki payı azalır. Amaç fonksiyonu içinde yatırım masrafları olduğundan bu değerlerin değişmesi, optimum çözümleri değiştirmektedir. Bu nedenle problemi kolaylaştırmak için; bu ilişkinin göz ardı edilmesi optimum çözümlerin doğruluğunu azaltmaktadır.

Pokharel ve Ponnambalam (1997), elektrik üretim sistemlerinin kapasite büyüme planlamasında önemli etkileri olan bazı değişkenlerin, kararlı (deterministic) yada belirsiz (stochastic) olmaları durumunda, planlamanın analizi için iki model oluşturmuşlardır. Modellerde, lineer programlama metodunu kullanılmış olup; paranın zaman değeri (time value of money) , iletim ve dağıtım kayıpları, kirletici emisyon sınırları ve santrallerin yatırım ve işletme maliyetleri bulunmaktadır. Çalışmadaki amaç fonksiyonu; üretim, iletim ve dağıtım sistemlerinin yatırım maliyetleri ve işletme maliyetleri toplamının minimizasyonudur. Modellerin oluşturulmasında; kapasite, iletim, işletme, kirletici emisyon ve bütçe kısıtları kullanılmıştır. İkinci model olan stochastic değişkenli modelde planlama dönemi basamaklara ayrılmıştır. Talep, kullanma faktörleri ve yatırım maliyetleri stochastic değişken olarak alınmış ve modele bu değişkenlerin alacakları farklı değerler ile bunların ihtimal katsayıları ilave edilmiştir. Yaptıkları uygulama ile, her iki model için santral tiplerini ve kapasitelerini tespit etmişlerdir. İki modelin karşılaştırılması sonucunda: değişkenlerinin kesin değerlerinin bilinmesinin; yatırım masraflarının azalmasına neden olduğunu görmüşlerdir. İskonto oranına göre yapılan duyarlılık analizinde, işletme maliyeti düşük olan santrallerin tercih sebebi olduğu belirlemişlerdir. Buldukları bir diğer sonuç da; aynı yakıt fiyatı ve yatırım bedeli için , iskonto oranı farklılığından dolayı ekonomisi güçlü olan ülkelerin, ekonomisi zayıf olanlardan daha farklı bir planlamaya sahip olduklarıdır.

Bu çalışmada oluşturulan modellerde lineer programlanın kullanılabilmesi için; yük süre eğrisi dört bölüme ayrılarak basamak fonksiyon haline getirilmiştir. Bu işlem, yük süre eğrisinin nonlinear yapısını bozmakta ve sonuçların doğruluğunu etkilemektedir. Çünkü basamaklandırılmış lineer yük süre eğrisinde santrallerin çalıştığı gerçek yük faktörlerini elde etmek mümkün olmaz ve yük faktörünün değerinde oluşan hata, maliyetlere yansır. Modellerde santral kapasiteleri için bir sınır getirilmemiş ,tüm santral tipinin her kapasitede yapılabileceği varsayılmıştır. Halbuki santrallarda kapasitelerin alt ve üst sınırları vardır. Ayrıca hidroelektrik santraller sadece projelendirme kapasitelerinde yapılabildiklerinden santral kapasitelerine bir kısıt getirilmemesi, gerçek durumları yansıtmamaktadır. Çözüm sonucunda bulunan kapasitelerin, gerçek şartlarda uygulanamayacak olması, modellerin

çözüm sonuçlarını değersiz yapmaktadır. Rezervler göz önüne alınmamış ve bu nedenle rezerv kısıtları model dışında bırakılmıştır. Elektrik üretim sistemleri planlamasında kaynaklar ve rezervlerini değerlendirmeye almadan çözümler üretmek yanlıştır. Çünkü rezervi olmayan bir kaynağı kullanan santralin yapılamayacağı açıktır. Bu nedenle kaynak ve rezerv kısıtları mutlaka modellere dahil edilmelidir. Modellerden elde edilen sonuçlar; santral tiplerini ve kapasitelerini verirken, zaman ve yer hakkında bilgi vermemektedir. Planlamada santralların üretime başlama zamanları ve kurulacakları yerlerde çok önemli olduğundan, oluşturulan modellerde bu kararların tespiti de bulunmalıdır.

Aranson ve Edenburn (1997), Kapasite Büyüme ve Enerji Üretim (Capacity Expansion and Energy Production- CEEP) modeli geliştirmişlerdir. Heuristic optimizasyon algoritmasını kullanan model sürekli kaynaklar, süreksiz kaynaklar ve enerji depolaması ile çözüm üretmektedir. Sürekli kaynaklar olarak: fosil yakıtlı, nükleer, biomas ve jeotermal santrallar; süreksiz kaynak olarak da güneş ve rüzgar santralları; enerji depolama yöntemlerinde ise, tuz havuzları ve merkezi güneş toplayıcıları değerlendirmelere almışlardır. Ayrıca CEEP modelinin benzer modeller ile karşılaştırmalarını yapmışlardır. Diğer modellere göre avantajlarını; modelin süreksiz kaynakları planlamaya dahil etmesi, basit bir model olmasından dolayı detaylı bilgilere ihtiyaç duymaması, yük süre eğrilerini basamak fonksiyona dönüştürmeden hesaplamalarda kullanması ve bölgesel planlamaya uygun olması olarak vermişlerdir. Modelin amaç fonksiyonu; ilave edilecek yeni santralların yıllık bir değere getirilmiş (annual levelized cost) yatırım masrafları ile yeni ve eski santralların yıllık bir değere getirilmiş işletme maliyetleri toplamının minimizasyonudur. Model için karar değişkenleri, ilave edilecek santralların tipi ve kapasiteleridir. Yeni ve eski santralların yük süre eğrisindeki yerleri, en düşük işletme maliyetli en altta kalacak şekilde sıralanmayı yapan değer sıralaması (merit order) yöntemi ile tespit edilmiştir. Model; aday santrali, ilave kapasitenin karşılanmasında kullanmak üzere değer sıralaması yöntemi ile yük süre eğrisine yerleştirir. Amaç fonksiyonun değerini hesaplar ve bu işlemi aday santralların tüm ihtimallerini deneyinceye kadar tekrar eder. Amaç fonksiyonun en düşük değeri aldığı seçenek ilave santralların tiplerinin ve kapasitelerinin belirlendiği durum olarak alınır.

Santralların yük süre eğrisine (Load Duration Curve) değer sıralaması yöntemi ile yerleştirilmesi, yatırım maliyetlerinin birim elektrik üretim maliyeti içindeki payının göz önüne alınmadan sıralamanın yapılması anlamına gelmektedir. Birim elektrik üretim maliyeti içinde yatırım maliyetlerinin payı ihmal edilemeyecek kadar büyük olmasından dolayı yatırım maliyetlerinin payının sıralama işleminde dahil edilmemesi doğru bir yöntem değildir ve hatalı sıralama vermektedir. Ayrıca amaç fonksiyonu içerisine sadece yeni santralların yatırım masraflarının dahil edilip, eski santralların yatırım masraflarının dahil edilmemesi; modelin hesaplamalarında eksiklik oluşturmaktadır. Modelde kullanılan bir değere getirilmiş masraflar metodunda, santralların yatırım masrafları santralin ekonomik ömrüne eşit oranda dağıtılmaktadır. Bu nedenle, amaç fonksiyonuna eski santralin çalıştırıldığı sürelerde bu santralların yıllık yatırım masraflarının dahil edilmesi gereklidir. Elektrik üretim sistemlerine süreksiz kaynakların ilavesi, bu kaynaklar hakkında ayrıntılı bilgilere ihtiyaç duymaktadır. Süreksiz kaynakların rezervlerine ve yıl içinde ki enerji üretim kapasitelerinin bulunduğu zamanlara ait ayrıntılı çalışmaların olmadığı durumda, bunların planlamaya dahil edilmesi doğru değildir. Türkiye için süreksiz kaynaklar hakkında çalışmalar sürmektedir. Bu nedenle, yetersiz bilgiler ile süreksiz kaynakların sisteme ilavesi optimum çözümlmeleri bozacağından, bu kaynakların planlamaya dahil edilmesi uygun değildir. Enerji depolama sistemleri, günlük olarak sistemdeki yüklerin dengelenmesinde kullanılabilmektedir . Bu nedenle enerji depolama sistemlerinin ele alınabilmesi için talep tarafı analizlerinin yeterli bilgi ile analiz edilip, günlük yük süre eğrilerinin düzenlenmesini gerektirmektedir. Türkiye için günlük yük eğrileri olmadığından, enerji depolama sistemlerinin kullanılması uygun değildir.

Mavrotas vd (1999), elektrik üretim sistemlerin büyüme kararlarının alınmasında aynı anda çok sayıda amacı sağlamaya yarayan karışık 0-1 çok amaçlı lineer programlama (Mixed 0-1 Multiple Objective Linear Programming) modelini oluşturmuşlardır. Tek amaçlı modellerde kullanılan Branch and Bound algoritmasını geliştirerek çok amaçlı modele uygulamışlardır. Modelde, sisteme ilave edilecek santrallar tamsayı ikili (0 yada 1) değişkenlerle ; santralların üretecekleri elektrik miktarları sürekli değişkenlerle ele almışlardır. İki tane amaç

fonksiyonu kullanmışlardır. Birinci amaç fonksiyonu, ekonomik değerlendirmeyi sağlayan yeni santrallerin yatırım maliyetleri, yakıt maliyetleri ve sabit ve değişken işletme ve bakım maliyetleri toplamının minimizasyonudur. Eski santrallerin yatırım maliyetleri, sabit işletme ve bakım maliyetlerine dahil edilmiştir. İkinci amaç fonksiyonu, çevre değerlendirmesi sağlamak amacıyla, elektrik üretiminden kaynaklanan SO_2 üretiminin minimizasyonudur. Bunun nedeni: çevre ve insan sağlığına en zararlı emisyonun SO_2 olmasıdır. Elektrik talebinin gösterilmesinde, yük süre eğrisini kullanmışlar ve bu eğriyi modelin lineer koşullarına uyması için altı basamaktan oluşan basamak fonksiyonu şekline dönüştürmüşlerdir. Modele, üretim santrallerinin kapasite faktörlerini, santrallerin minimum yüklenme sınırlarını, talep güvenilirliğini ve her uygulamada özel olarak tanımlanabilecek kısıtları dahil etmişlerdir. Sistemin güç toplamını, pik yükün % 10 kadar yedek gücü pik yüke ekleyerek tespit etmişlerdir. Modelin karar değişkenleri: ilave edilecek santrallerin tipi, kapasitesi ve tüm santrallerin yük eğrisindeki her basamakta üretecekleri elektrik miktarıdır. Yunan elektrik sisteminin 2005 yılı tahmini talepleri için uygulama yapmışlar ve sonuçları elde etmişlerdir.

Modelde ilave edilecek santral kapasiteleri, önceden modele girilmiştir. Modelin çözümünün zorlaşmaması için her kaynaktan iki kapasite değerinin girilmesi, optimum sonuçları etkileyecektir. Buna ilave olarak yük süre eğrisinin basamaklara ayrılması, santrallerin üretim maliyetine önemli etkisi olan gerçek yükleme faktörlerinden sapmasına neden olacaktır. Modelde kaynak kısıtlarının alınmaması, elde edilen çözümün uygulanabilirliğini azaltmaktadır. Elektrik üretim sistemlerindeki, gelecekteki belirsizlikleri değerlendirmede önemli rolü olan duyarlılık analizlerine, modelin uygun olup olmadığından bahsedilmemiştir.

Wang ve Sparrow (1999), talep ve büyümenin belirsiz olduğu durumlarda elektrik üretim sistemlerinin kapasite büyümesinin analizi için bir optimizasyon modeli geliştirmişlerdir. İki basamaklı karma tamsayı nonlinear programlama (Mixed Integer Nonlinear Programming - MINLP) yöntemini kullanarak oluşturdukları model ile belirsizliklerden kaynaklanan maliyet değişimlerini incelemişlerdir. Belirsizliklerin ele alınmasında Stochastic Programlama metodu kullanılarak, rasgele (random) değişkenler tanımlamışlardır. Elektrik fiyatlarının belirlenmesinde, geri dönüşüm oranı (rate of return) kullanılmışlardır. Çalışmada amaç

fonksiyonu olarak belirsizlikler altındaki kârların bugünkü değerlerinin (present value of profits) maksimizasyonunu almışlardır. Optimizasyondaki kısıtlar , geri dönüşüm oranı ve kaynak rezervleridir. Model ile, ilave edilecek santral tiplerini, kapasitelerini ve zamanlarını tespit etmişlerdir. Talep değişiminin belirsizliklerini ele alabilmek için, elektrik tüketicilerini; konut, ticaret ve endüstri olmak üzere üç sektöre ayrılmışlar ve her biri için talebin fiyat esnekliğini ayrı ayrı tanımlanmışlardır. Yük süre eğrisini; maksimum, pik, orta ve temel olmak üzere dört gruba ayırarak, basamak fonksiyonu haline getirmişlerdir. Talebin toplamını yüzdesel olarak bu basamaklara dağıtmışlardır. Modelin, İndiana'daki üretici bir firma için uygulamasını yapmışlardır. Elde ettikleri en önemli bulgu; sistemdeki belirsizliklerin artmasının, kârda büyük azalmalara neden olduğudur. Elektrik üretin sistemlerinin kapasite büyüme problemlerinde belirsizliklerin artması ile, kârda meydana gelen azalmaların lineer olmadığını görerek, bunun nedenlerini araştırmak amacıyla talepleri, sabit maliyetleri ve değişken maliyetleri değiştirilerek duyarlılık analizleri yapmışlardır. Talep değişikliğinin büyük oranda kârı azalttığını , değişken maliyetlerin daha az etki yaptığını ve en az etkiyi sabit maliyetlerin yaptığını, duyarlılık analizi sonucunda görmüşlerdir. Amaç fonksiyonunun; yakıt fiyatları, faiz oranları, bakım ve onarım maliyetleri gibi belirsizlikleri de içine alacak şekilde genişletilmesinin, problemi gerçekçi şartlara yaklaştıracığını , modeli karmaşık hale getireceğini ve çözümü zorlaştıracığını vurgulamışlardır.

Yük süre eğrisinin basamak fonksiyonu haline dönüştürülmesi, gerçek şartlarda nonlineer olduğundan hesaplamalarda hatalara neden olmuştur. Hidroelektrik santraller modele ilave edilmediği için, hidroelektrik potansiyelin bulunduğu durumları model, yanlış değerlendirmektedir. Santral tipleri için kapasite aralıklarının kısıt olarak dahil edilmemesi çözümlerin gerçekliğini azaltmaktadır. Santraller tipleri için mevcut alt ve üst kapasite sınırlarının kısıt olarak alınmaması, çözüm sonucunda elde edilecek kapasitelerinin bu sınırların dışında çıkmasına neden olacaktır. Yapılamayacak kadar küçük yada büyük kapasite, çözümlerin doğruluğunu ve gerçek şartlarda uygulanabilirliğini ortadan kaldırmaktadır.

Diakoulaki vd (1999), elektrik üretim sistemlerinin kapasite büyümesini, yenilenebilir enerji kaynaklarının (rüzgar, güneş, biokütle ,hidrolik, jeotermal ve fotovolttek) dahil edildiği durumları da analiz etmişlerdir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının, elektrik üretiminde kullanılmasında uygulanan teknolojilerin, yatırım maliyetlerine etkisinin fazlalığını ve bunun en büyük engel olduğunu vurgulayarak, üretim maliyetlerine dahil edilmeyen çevresel etki ve zararlardan kaynaklanan maliyetleri ifade eden dış maliyetleri (External Cost), tüm teknolojilerin üretim maliyeti hesaplamalarına katmışlardır. Birincil maliyetler olarak alınan yatırım, yakıt, işletme ve bakım maliyetlerine ek olarak; dış maliyetlerin içine dahil edildiği birim üretim maliyetlerini, teknolojilerin karşılaştırılmasında ve optimum kapasite ilavelerinin belirlenmesinde kullanmışlardır. Dış maliyetlerin içinde insan sağlığına, insan konforuna, tarımsal çalışmalara, ormanlara ve malzemelere zarar veren, biyolojik ve iklim değişikliklerine neden olan kirleticiler vardır. Bu maliyetleri , Avrupa Komisyonu tarafından 1995 yılında yaptırılan çevresel etki ve zararların parasal karşılıklılarının bulunmasını amaçlayan ExternE projesi içindeki zarar fonksiyonu yaklaşımı yöntemi (Damage Function Approach – DFA) ile hesaplamışlardır. Zarar fonksiyonu yaklaşımı yönteminde, izlenen işlemler sırası: teknolojilerin ve çalışma bölgelerinin tanımlanması, çevresel kirleticilerin tanımlanması, kirleticilerin çevreye atılan miktarlarının ve etkilerinin belirlenmesi, fiziksel etkilerin parasal karşılıklarının bulunmasıdır. Sonuçta her kirleticinin birim miktarı için dış maliyetler (\$/ m³ yada \$/kg) bulunur ve teknolojilerin ürettikleri emisyon miktarı ile orantılı olarak birim üretim maliyetlerine dahil edilir. Optimum ilave kapasitelerin bulunması için ekonomi- mühendislik modeli WASP III (Wien Automatic System Planning III) kullanılmıştır. Bu model belirsizlikleri stochastic yöntemle ele alan dinamik programlama tabanlı modeldir. Amaç fonksiyonu, yeni santralların yatırım maliyetlerinin ve tüm santralların işletme maliyetlerinin bir değere getirilmiş değerlerinin toplamının minimizasyonudur. Bu çalışmada, toplam değere teknolojilerin ürettikleri emisyon miktarlarına bağlı olarak dış maliyetler de ilave edilmiştir. Model Yunanistan elektrik sistemi için çalıştırılarak sonuçlar elde edilmiş ve dış maliyetlerin değerlendirmeye alınmadığı çalışmalarla karşılaştırmalar yapılmıştır. Fosil yakıtlar içinde dış maliyetleri en fazla olan

yakıt, linyit; en düşük olan da doğalgaz olarak belirlenmiştir. Bu nedenle dış maliyetlerin dahil edildiği optimum planlamalarda linyitin payı azalmıştır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar enerjisi, en düşük dış maliyete sahiptir ve bundan dolayı planlamaların içerisine girmiştir. Diğer yenilenebilir enerji kaynakları dış maliyetlerinin fosil yakıtlara göre düşük olmasına karşın, yatırım masraflarının yüksek olmasından dolayı planlara katılmadıklarını görmüşlerdir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının planlamalara etkisinin araştırılmasında en önemli husus emisyonların dış maliyetleridir. Türkiye için dış maliyetlerin belirlenmesi çalışmaları yapılmadığından planlamalara dahil edilmeleri mümkün değildir.

Charton ve Doucent (1999), elektrik üretim sistemlerinin ilave kapasite planlaması için iki bölgeyi lineer optimizasyon modeli geliştirmişlerdir. Birinci bölge, ilave üretim kapasitelerinin ve santral tiplerinin optimum karışımının hesaplanacağı bölge olarak tanımlanmıştır. İkinci bölge ise elektrik pazarının yeniden düzenlenmesi sonrasında birinci bölge ile elektrik alış verişinde bulunabilecek komşu bölge olarak belirlenmiştir. Planlama zamanı 5' er yıllık üç periyoda ayrılmıştır. Modele büyük ve küçük hidroelektrik, nükleer ve termik santraller ilave edilmiştir. Bu santrallardan termik santral dışındakilerinin, inşaat süreleri uzun olduğundan, planlamanın birinci ve ikinci periyotlarında inşaatlarının devam edeceği ve üretime üçüncü periyotta başlayacakları kabul edilmiştir. Bu nedenle amaç fonksiyonu: birinci ve ikinci periyotların, yatırım maliyetleri; üçüncü periyodun da yakıt, işletme ve bakım maliyetleri ile ithalat-ihracat arasındaki fark değerlerinin toplamının minimizasyonudur. Toplam değeri etkileyen iki belirsizlik olduğu vurgulanmıştır. Bu belirsizlikler talep artış hızının değeri ile termik santrallarda kullanılan yakıtların fiyatlarıdır. Modelin kısıtları: talebin üst seviyesi, santrallerin kapasite faktörleri ve iletim hatları kapasitesidir. İletim hatları kapasitesi, iki bölge arasındaki elektrik alış veriş miktarını sınırlandırmada kullanılmıştır. Oluşturulan modelin avantajı, bölgeler arasındaki elektrik alış verişinin olduğu durumlarda kapasite optimizasyonu yapabilmesi olarak belirtilmiştir. Bu durumun özellikle düşük üretim maliyetine sahip hidroelektrik potansiyeli bulunan bölgeler için önemli olacağı çalışmada vurgulanmıştır. Model, Kanada'nın Quebec bölgesi ile

Amerika'nın kuzeydoğu bölgesi arasında uygulamıştır. Talep artış hızı ve yakıt fiyatları için duyarlılık analizleri yapılmıştır.

Modelin uygulanmasının ilk şartı, her iki bölge içinde yük süre eğrilerin ve talep artış hızlarının belirlenmesidir. Bu değerler olmadan modelin uygulanması ve doğru sonuçların elde edilmesi mümkün değildir. Çalışmada kabul edilen santrallerin, her kapasitede yapılabilecekleri kabulü santraller için doğru değildir. Bu nedenle hesaplama sonunda bulunacak santral kapasitelerinin uygulanamayacak seviyede olması, modelin gerçek şartlar için uygulanabilirliğini azaltmaktadır.

Perez-Ruiz ve Conejo (2000), çok periyotlu ihtimali üretim maliyet modelini (Multi-Period Probabilistic Production Cost Model) çok yüzlü lineer programlama (Facet Linear Programming) formülasyonu ile oluşturmuşlardır. Bu model, literatürde yaygın olarak orta ve uzun süreli elektrik üretim miktarı ve maliyeti hesaplamalarında kullanılan, ihtimali üretim maliyet modelinin (Probabilistic Production Cost Model) çok periyotlu olarak geliştirilmiş şeklindedir. Planlama periyodundaki her yıl, aylara yada haftalara bölünerek her biri için yük süre eğrileri oluşturulmuştur. Modelin çözümü için Dantzig-Wolfe bozunum tekniğini (Dantzig-Wolfe decomposition technique) temel alan yöntem geliştirilmiştir. Oluşturulan modelin amaç fonksiyonu, işletme maliyetleri toplamının minimizasyonudur. Literatürde bu amaç için , değer sıralaması (merit order) yöntemi kullanılır. Bu yöntem, en düşük işletme maliyetine sahip olan temel yüke ve en yüksek işletme maliyetine sahip olan pik yüke gelecek şekilde sıralama yapmaya olanak sağlar. Bu çalışmaya, değer sıralaması yönteminde ele alınmayan dağıtım kısıtları dahil edilmiştir. Dağıtım kısıtları olarak; enerji depolama sistemleri, çalışması zorunlu santraller, sınırlı enerji üretebilen santraller, kolay yol verilebilen santraller, santrallerin emisyon miktarları ve bir nehir üzerindeki santrallerin taşma miktarları alınmıştır. Kısıtların dahil edildiği model İspanya elektrik üretim sistemi için uygulanmıştır.

Bu çalışmada oluşturulan model, dağıtım kısıtlarını da gözeterek mevcut bir sistemin optimum yükleme sıralamasını vermektedir. Fakat mevcut sistemlerin kapasite artışı için bir çözüm üretmemektedir. Kapasite büyüme probleminin optimum çözümleri aranırken, ilave

edilecek sistemlerin tipi ve kapasitesi kadar, sıralaması da çözüme etki etmektedir. Çünkü: santrallerin yük süre eğrisindeki yeri yük faktörünü ve dolayısı ile yıllık elektrik üretim miktarını belirlemektedir. Elektrik üretim miktarı işletme maliyetlerini etkilediği kadar, yatırım maliyetlerini de etkilemektedir. Bu nedenlerden dolayı; kapasite ilave problemi ile yükleme sıralaması problemini birbirinden ayrı düşünerek yapılan optimizasyonlar doğru sonuçlar vermemektedir.

Karaki vd (2001), elektrik üretim sistemlerinin ekonomik, çevresel yada ikisinin eşit ağırlıkta düşünüldüğü planlamalar için; optimum kapasite ilavelerini tespit eden yöntemi geliştirmişlerdir. Bu yöntemde, ihtimali üretim maliyeti (Probabilistic Production Cost) ve tünel dinamik programlamaya (Tunnel Dynamic Programing) dayanan heuristic optimizasyon algoritması kullanılmaktadır. Planlamanın amacına göre üç adet amaç fonksiyonu oluşturulmuştur. Ekonomik planlamada; yatırım, yakıt ve işletme bakım maliyetlerinin toplamının bugünkü değerinin minimizasyonu hedeflenmiştir. Çevresel modelde, yakıtlardan kaynaklanan kirleticiler için kısıt değerleri alınarak , kirleticilerin temizleme maliyetlerinin minimizasyon fonksiyonu oluşturulmuştur. Üçüncü model ise ekonomik ve çevresel etkilerin eşit ağırlıkta değerlendirildiği çok amaçlı planlamadır (Multi Objective Planning). Çok amaçlı planlamada; yatırım , işletme ve bakım, yakıt ve kirletici emisyonların temizlenme maliyetlerinin bugünkü değerleri minimize edilmiştir. İhtimali üretim maliyeti, her bir santralin yük süre eğrisinde (Load Duration Curve) bulunacağı yere göre üretim yapması durumunda, üretim maliyetlerinin hesaplanması modelidir. Santrallerin yük süre eğrisindeki sıralaması, planlama amacına göre iki farklı şekilde yapmışlardır. Ekonomik planlamada; en düşük işletme maliyetli temel yüke gelecek şekilde sıralama olan değer sıralamasını (merit order) kullanmışlardır. Çevresel planlamada ise; en düşük kirletici etkiyi yapan santral, en temel yüke gelecek şekilde bir sıralama uygulamışlardır. Tünel dinamik planlamada, planlama süreci yıllara ayrılarak basamaklar oluşturulmuştur. Her bir basamakta olabilecek tüm ilave seçenekler belirlenmiş ve üç planlama yöntemi için amaç fonksiyonu değerleri hesaplanmıştır. Bir sonraki basamağa geçişte; bir önceki basamağa ait durumlar için olabilecek seçenekler tespit edilerek hesaplamalar tekrarlanmış ve planlama

sonuna kadar işlemler yenilenmiştir. Bu durumda, basamak sayısı ile seçeneklerin sayısı üstel olarak artmaktadır. Bunu azaltmak ve hesaplamaları kolaylaştırmak için; her basamakta belirlenen sayı kadar durum, bir sonraki basamağa aktarılmıştır. Bir sonraki basamağa aktarılan seçeneklerin sayısı sabit tutulmuş ve bu seçenekler, en iyi olanların sıralaması ile belirlenmişlerdir. Oluşturulan modeller Lübnan elektrik sistemi için uygulanarak sonuçlar elde edilmiştir. Yapılan karşılaştırmalarda en düşük üretim maliyetini ve en az yatırım masraflarını ekonomik optimizasyon vermiştir. Çok amaçlı optimizasyonda elde edilen değerlerin, ekonomik optimizasyon sonuçlarına yakın olduğu görülmüştür.

Bu çalışmada kullanılan yöntemlerde, tünel dinamik planlamanın kullanılması bazı kaynakların ve seçeneklerin ihmal edilmesine neden olmuştur. Özellikle planlama yıllarının artması ile hesaplamalara dahil edilmeyen seçenek sayısı artmıştır. Uygulamanın yapıldığı Lübnan için kaynak ve seçenek sayısı fazla olmadığından yöntem uygun sonuç vermiştir. Fakat kaynak ve seçenek sayısı artığında, bu yöntem tüm seçenekleri değerlendirmede için uygun sonuç vermeyecektir. Ayrıca yöntem duyarlılık analizine uygun değildir. Yapılan duyarlılık analizinde, her basamakta yapılan uygunluk sıralaması değişecektir. Bu bir sonraki basamağa taşınmadığından optimum çözüm elde edilemeyecektir. Çalışmada çevresel optimizasyon planlaması için kirleticilerin kısıtları ve giderilme maliyetleri kullanılmıştır. Bu yöntem için kısıtların olmadığı ve giderilme masraflarının bilinmediği durumlarda uygun çözümlerin elde edilmesi mümkün değildir.

2.3 Elektrik Üretim Teknolojileri Karşılaştırmaları

Şahin ve Bekdemir (1994), enerji üretim tesislerinden kombine çevrim güç santrallerini alternatif santraller ile ekonomik açıdan karşılaştırmışlardır. Karşılaştırmalarda santrallara ait bir değere getirilmiş maliyet metoduyla hesapladıkları birim elektrik üretim maliyetlerini kullanmışlardır. Birim enerji maliyeti hesaplamalarında: termik verim, yakıt türü ve fiyatı, santral kapasitesi, yük faktörü, santral ekonomik ömrü, inşaat süresi, inşaat süresi boyunca yapılan harcama dağılımı, birim güç başına yatırım bedeli (\$/kW), faiz, eskalasyon ve iskonto oranı parametre olarak alınmıştır. Kombine çevrimli güç santralına alternatif tesisler olarak

ithal ve yerli kömür yakan buhar türbinli santraller ve nükleer santraller değerlendirilmeye dahil edilmiştir. Ayrıca geleceğe ait bazı parametrelerde meydana gelecek değişimleri değerlendirmek amacıyla; kredi faizleri, santral güçleri ve yakıt fiyat eskalasyon değişimlerine dayanan duyarlılık analizleri yapmışlar ve alternatif tesislerin avantajlı oldukları bölgeleri tespit etmişlerdir. Çalışmada tüm masraflar santralin üretime başladığı yıl referans seçilerek bu tarihe getirilmiştir. Santrallerin yatırım maliyetleri hesaplamalarında spesifik yatırım bedelleri (\$/kW) kullanılmıştır. Bu değerler santral gücü ile üstel olarak değiştiği ve bu üs katsayısının farklı tipler için farklı değerler olduğu kabul edilmiştir. Yakıt masrafları, işletme ve bakım masrafları için eskalasyonların olabileceği formülasyona dahil edilmiştir. Oluşturulan hesaplama için tüm değerler OECD ve IAEA üyesi ülkelerdeki referans tesis değerleri ile Türkiye'nin ulusal ekonomik verilerinden alınmış ve sonuçlar elde edilmiştir.

Güngör ve Bozkurt (1999), Türkiye'nin uzun dönemli (1996-2010) elektrik üretimi planlaması için gelecekte önemi artacak ithal enerji kaynaklarını karşılaştırmışlardır. Enerji kaynağı olarak ithal kömür, doğalgaz ve nükleer enerjiyi alarak, bu yakıtları kullanan elektrik üretim santrallerinin birim üretim maliyetleri, net bugünkü değer (Net Present Value) metodu ile hesaplanmışlardır. Bu kaynakların karşılaştırılmasının sebebi, Türkiye'nin yerli kaynaklarının yetersiz ve kalitesiz olmasıdır. Yerli kaynaklardan linyit ve hidrolik dışındaki kaynakların rezervleri dünya rezervlerinin içinde ihmal edilecek kadar azdır. Talebin artması ile birlikte elektrik üretiminde ithal kaynakların payının artacağı, yetkili kurumlar tarafından yapılan projeksiyonlarda ön görülmektedir. İthal yakıtlar olarak doğalgaz, kömür ve nükleer yakıtlar ele alınmıştır. Bu yakıtları kullanan santrallerin birim elektrik üretim maliyetleri (cent/kWh) referans yılı (1995) için bir değere getirilmiş masraflar (Levelized Cost) metodu ile hesaplanmıştır. Birim elektrik üretim maliyetine etki eden enflasyon oranı, birim yatırım maliyeti, yük faktörü, iskonto oranı ve birim yakıt fiyatları uygun aralıklarla değiştirilerek senaryolar oluşturulmuş , duyarlılık analizleri yapılmış ve her bir değişkenin maliyet üzerine olan etkileri ayrı ayrı incelenerek grafikler üzerinde gösterilmiştir.

Çalışmada yerli kaynaklar karşılaştırmaya dahil edilmemiştir ve bu önemli bir eksiklik

oluşturmaktadır. Yerli kaynakların ilave edilmesi, ithal kaynaklar ile yerli kaynakların beraber düşünüldüğü gerçek durum için kıyaslamayı verir ve ithal kaynakların yerli kaynaklara göre avantajlı yada dezavantajlı oldukları durumları gösterir. Hesaplamalarda santrallerin inşaat süreleri göz ardı edilmiş ve yatırım maliyetlerine inşaat süresinde enflasyonun etkisi dahil edilmemiştir. Halbuki, tüm santral tiplerinin inşaat süreleri farklıdır ve bu süreye bağlı olarak yatırım maliyetine enflasyon etkisi ile ek masraflar dahil olmaktadır. Bu ek masrafların hesaplamalara dahil edilmemesi hem yatırım maliyetlerinde önemli değer eksikliklerine; hem de karşılaştırmalarda santral inşaat sürelerinin farklılığının göz ardı edilmesine neden olmaktadır. Diğer bir husus, tüm santral tipleri için tek güç değeri alınması ve birim güç başına yatırım maliyetinin duyarlılık analizi yapılırken, santral gücü ile yatırım maliyetinin değişimi ele alınmasıdır. Elektrik üretim sistemlerinin planlanmasında ilave edilecek santrallerin kapasitelerinin karar değişkenleri arasında olması gereklidir. İlave edilecek kapasitenin değeri, optimum şartları etkilemekte ve kapasite optimum çözüm aranırken karşılaştırılmalıdır. Bu nedenle hesaplamaların başlangıcında her santral tipi için tek kapasite alınması hatalıdır. Ayrıca birim kapasite başına düşen yatırım masrafları için duyarlılık analizi yapılırken kapasitenin artması ile beraber bu değer azaldığı maliyet hesaplamalarına dahil edilmeyerek hatalı birim elektrik üretim maliyetleri bulunmuştur. Yük faktörüne bağlı duyarlılık analizi yapılırken değerler, temel ve orta yükleri gösteren % 65-90 arasında değiştirilmiştir. Bu yük aralığı pik yükleri kapsamadığından, analizlerde santrallerin pik yüklerde çalışma durumlarında, birim elektrik üretim maliyetleri ne olacağına bakılmamıştır. Temel ve orta yükler kadar pik yüklerde çalışacak santrallerin tespit edilmesi önemli olduğundan; çalışmanın pik yükler için sonuç vermemesi önemli eksikliklerdir. Yakıt fiyatları için aynı enflasyon değeri alınarak duyarlılık analizi yapılmıştır. Yakıtlar için fiyatlarının belirlenmesi birbirlerinden bağımsızdır ve bu nedenle fiyatlarından aynı oranda artış beklemek gerçekçi değildir. Bu kabul yapılarak birim elektrik üretim maliyetlerinde paralel artışlar elde edilmesi karşılaştırmalar için bir sonuç vermemektedir. Yakıtların farklı fiyat artış oranları için karşılaştırmalar yapılmalıdır .

Poullikkas (2001), bağımsız elektrik üreticileri için teknolojiler arasından en az maliyetli

(Least Cost) olanının seçim algoritmasını oluşturmıştır. Özellikle elektrik piyasası yeniden düzenlenen Avrupa ve Kuzey Amerika’da bağımsız üreticiler piyasaya dahil edildiklerinden dolayı , algoritma ile bir değere getirilmiş masraflar (Levelized Cost) yöntemi kullanılarak teknolojilerin birim üretim maliyetlerinin hesaplanması amaçlanmıştır. Birim üretim maliyeti içine yatırım , yakıt, sabit ve değişken bakım ve işletme maliyetleri dahil edilmiştir. Çalışmanın uygulama bölümünde kömür, sıvı doğalgaz ve fuel-oil yakıt olarak alınmış ve bu yakıtlar için 30 yıllık fiyat senaryoları ayrı ayrı oluşturulmuştur. Bu yakıtları kullanan buhar türbinli termik santraller ve kombine çevrim santralleri için birim üretim maliyetleri yük faktörünün % 60-95 aralığındaki değişimi ile hesaplanarak grafiksel olarak gösterilmiştir.

Bu çalışmada oluşturulan algoritma, santrallerin inşaat sürelerini ele almamaktadır. Bu süre içinde ülkeler arasında farklı ekonomik yapıdan dolayı, enflasyonun inşaat masraflarına etkisi ile yatırım masrafları değişik miktarlarda artmaktadır. Enflasyon ile masrafların artışı, santrallerin yatırım masraflarının büyüklüğüne ve inşaat sürelerine bağlıdır. Teknolojiler için bu değerlerin farklı olması nedeniyle, birim üretim maliyetlerini artırma oranları da farklıdır. Bu artışların algoritmada göz ardı edilmiş olması, teknolojilerin karşılaştırılmasında yanlış sıralama vermiştir.

El-Kordy vd (2002), yenilenebilir enerji kaynakları ile klasik güç üretim sistemlerinin birim üretim maliyetlerini, çevreye verdikleri zararların maliyetlerini de dahil ederek karşılaştırmışlardır. Elektrik üretiminden kaynaklanan sülfür oksitleri (SO_x) ,nitrojen oksitleri (NO_x), havada asılı kalan katı partikülleri ve karbondioksiti (CO_2) çevreye zarar veren ürünler olarak ele alınmış , bunlardan kaynaklanan çevreye etki ve zarar maliyetlerini dış maliyetler ile birim elektrik üretim maliyetlerine katmışlardır. Tüm teknolojilerin ömür boyu maliyet (Life Cycle Cost) hesaplamalarında bugünkü değer yöntemini (Present Worth) kullanmışlardır. Dış maliyetlerin belirlenmesine etki eden faktörler olarak; santrallerin tipi ve yaşı, yakıtın tipi ve cinsi, yakıtın kükürt oranı, santralin işletilme süresi, termik verimi ve kurulu emisyon temizleme ünitesini almışlar ve her teknoloji için bu değerleri hesaplamışlardır. Klasik güç üretim sistemleri olarak Mısır’da kullanılan buhar türbini, gaz türbini ve kombine çevrimli termik santralleri almışlar ve yakıt olarak fuel-oil, diesel yakıtı

ve doğalgaz kullanıldığını kabul etmişlerdir. Yenilenebilir enerji sistemleri olarak da rüzgar enerjisi dönüşüm sistemini ve fotovoltaik sistemini karşılaştırmalara dahil etmişleridir. İlk analiz olarak dış maliyetleri dahil etmeden birim elektrik üretim maliyetlerini hesaplamışlardır. Bu durumda en düşük maliyetin: doğalgaz yakıtlı kombine çevrime; en büyük maliyetinde fotovoltaik sisteme ait olduğunu görmüşlerdir. Rüzgar santralının maliyetini, doğalgaz ve diesel yakıtlı gaz türbinli santralların maliyetlerinden daha düşük seviyede bulmuşlardır. Birim elektrik üretim maliyeti hesaplamalarına dış maliyetleri ilave ederek ikinci analizi gerçekleştirmişlerdir. Bu durumda rüzgar santralının maliyet değeri en düşük olurken, doğalgaz yakıtlı kombine çevriminki ikinci sırayı almış ve en pahalı maliyete sahip olan santral yine fotovoltaik olarak hesaplanmıştır. Bu analizlerden sonra ileriye yönelik beklentiler olarak, yakıt fiyatlarının artacağını ve yenilenebilir enerji sistemlerinin yatırım maliyetlerinin teknolojik gelişmelerden dolayı düşeceğini ön görerek bu iki değeri içeren iki farklı senaryo oluşturmuşlar ve analizleri yenilemişlerdir. Her iki senaryoya ait hesaplamalar sonucunda rüzgar santralının maliyetinin en düşük, doğalgaz yakıtlı kombine çevrimin maliyetinin ikinci sırada ve en büyük maliyetin fotovoltaik santralına ait olduğunu göstermişlerdir.

Çevre kirleticisi emisyon ve katı partiküllerin birim elektrik üretim maliyetlerine dahil edilmesini içeren maliyet hesaplamalarında, dış maliyetlerin değerlerinin doğru tespit edilmesi sonuçları önemli oranda etkilemektedir. Ülkeler arasında farklılık gösteren bu değerlerin tam değerleri bilinmeden yapılacak analizler hatalı olacaktır. Çalışmaya ait bir diğer husus da ileriye yönelik olarak yapılan senaryolar ile analizlerde yakıt fiyatları ve yenilenebilir enerji teknolojilerinin yatırım maliyetleri ile sınırlı tutulmasıdır. Bu değerlerin dışında klasik güç üretim sistemlerinin yatırım maliyetlerinde de gelişmelerden dolayı düşüşler olacaktır. Bunların analizlerde göz ardı edilmesi hesaplama sonuçlarını hatalı yapmaktadır.

2.4 Birleşik Kaynak Planlaması

Farag vd (1999), talep ve arz tarafı kaynaklarının beraber değerlendirildiği birleşik kaynak planlamasını (Integrated Resource Planning-IRP) geliştirmişlerdir. Birleşik kaynak

planlamasının amacını , artan tüketici elektrik talebini karşılamada arz ve talep tarafı seçeneklerini eşit oranda değerlendirerek, istenen güvenilirliği sağlayan en düşük maliyetli (Least Cost) arz seçeneğinin belirlenmesi olarak almışlardır. Arz tarafı seçenekleri, enerji satışı, yeni üretim kapasitelerinin kurulması ve mevcut santrallerin ömürlerinin uzatılması; talep tarafı seçenekleri ise enerji tasarrufu ve enerji kullanım programlarıdır. Amacı sağlayan 20- 30 yıllık uzun dönemli enerji planlamasını altı alt bölüme ayırarak, her bir bölümde yapılacak çalışmaları ve kullanılacak metotları tanımlamışlardır. Bu bölümler işlem sıralamasına göre; kaynakların güncelleştirilmesi, planlama seçeneklerinin tanımlanması, seçeneklerin elenmesi, birleşik kaynakların değerlendirilmesi, performans analizlerinin uygulanması ve uzman görüşlerinin alınması olarak verilmiştir. Sırası ile bölümler uygulanarak arz ve talep tarafına ait değişik kaynak seçeneklerini içeren alternatif planlar, güvenilirlik, esneklik ve maliyetler açısından karşılaştırılarak en düşük maliyetli alternatifler kararlaştırılır. Güvenirlik, geleceğe ait pik yük değerinin belli bir yüzdesi kadar yedek kapasitenin üretim sistemlerinde oluşacak planlı ve zorunlu kısıntıları karşılamak amacıyla ilave edilmesidir. Esneklik, gelecekteki belirsizliklere seçilen planın uyumunu gösterir. Talep tahminleri: yakıt fiyatları, enflasyon, yatırım masrafları ve yakıt tipleri için yapılan duyarlılık analizleri ile alternatif planların esneklik testleri gerçekleştirilmiştir. Çalışmada alternatif planların karşılaştırılmasında iki model kullanılmıştır. Bunlar, üretim maliyeti modeli ve ekonomik değerlendirme modelidir. Üretim maliyeti modeli, tüm kaynakların yakıt ve diğer işletme maliyetlerinin planlama periyodunun her yılı için hesaplamasında kullanılmıştır. Hesaplamalara planlı ve zorunlu kesinti oranları, santral kapasiteleri, yakıt tipleri ve fiyatları, sabit ve değişken işletme ve bakım maliyetleri ve ısı oranları dahil edilmiştir. Ekonomik değerlendirme modelinde ise, yatırım planlarının artan değer ihtiyaçları (Incremental Revenue Requirements) ekonomik ömürleri boyunca hesaplanmıştır. Hesaplamalar gelir, değer kaybı, vergiler ve sigortalar ile yapılmıştır. Planlamadaki tüm yatırımların artan değer ihtiyaçları iskonto edilerek, artan değer ihtiyaçlarının bugünkü değeri (Cumulative Present Worth of Incremental Revenue Requirements) bulunmuş ve alternatif planlar bu değerler için karşılaştırılmıştır.

Bu çalışmada verilen birleşik kaynak planlaması yöntemi, değerlendirmede ele alınan alternatif enerji planları içinden planlama amacı olan en düşük maliyetli planı seçmekle, optimum kaynak planını vermemektedir. Ayrıca talep tarafının planlamaya dahil edilebilmesi için tüketicilere ait ayrıntılı bilgilerin olması zorunludur. Bu bilgilerin olmadığı durumlarda, talep tarafı seçeneklerinin planlamaya dahil edilmemesi gerekmektedir. Planlama yöntemi 1995-2015 yılları arasındaki periyotta Mısır elektrik enerji planlaması için uygulanmıştır. Sonuç olarak sadece yüksek, düşük ve temel yük artış senaryoları için yıl yıl ilave edilmesi gereken üretim kapasiteleri verilmiştir. Bu ilave kapasiteleri karşılayacak santrallerin tipi, ünite kapasiteleri, yakıt tipleri ve üretime başlama yılları verilmemiştir.

Chattopahyay vd (1995), talep tarafı seçeneklerinin (Demand Side Manegment-DSM) elektrik enerjisi üretim planlamasına dahil edilmesini analiz edecek uzlaşmalı programlama tekniğine (Compromise Programming Technique) dayanan çok amaçlı eş zamanlı arz ve talep tarafı birleştirme modeli geliştirmişlerdir. Modelin amaç fonksiyonu, maliyet ve emisyonların azaltılması ve arz güvenilirliğinin artırılmasıdır. Bu amacı sağlamak için; her bir amacın tek başına optimum olduğu durumlardan sapma miktarının seviyesinin önceden belirlendiği uzlaşmalı programlama tekniği kullanmışlardır. Modele eş zamanlı ardışık birleştirme metodunu, talep tarafı seçeneklerinin karakteristiklerini ve birbirleriyle etkileşimlerini ve çoklu kriter analizlerini dahil etmişlerdir. Analizlere dahil edilen talep tarafı seçenekleri enerji depolama sistemleri, enerji tasarruf programları, yük kontrol programları, farklı zamanlarda farklı fiyat uygulamaları , bölgesel fiyat uygulamaları ve kojenerasyon sistemleridir. Tüm bu seçeneklerin maliyet ve emisyon azaltılması ve arz güvenilirliğinin artırılması üzerine farklı etkileri olduğundan; seçeneklerin karakteristiklerinin değerlendirilmesinde altı basamaklı uygulama tanımlamışlardır. Bu basamaklar sırası ile: talep tarafı seçeneklerinin tasarruf etkileri ve maliyetleri açısından ilk değerlendirmenin yapılması, seçeneklerin farklı tüketim sektörleri için uygulanabilirliklerine , enerji tasarruf potansiyellerine ve kWh başına gerekli masraflarına göre sıralanması, talep tarafı seçeneklerinin her birinin arz tarafı seçeneklerine etkilerinin karakterize edilmesi, talep tarafı planlamasının yapılması, arz tarafı optimizasyon tekniklerinin uygulanması ve talep tarafı

seçeneklerinin dahil edildiği ve edilmediği planlama sonuçlarının karşılaştırılmasıdır. Modelin uygulaması Hindistan elektrik sistemi için yapılmış ve sonuçlar elde edilmiştir.

Oluşturulan modelde doğru sonuçların alınması ve arz tarafı optimizasyon sonuçlarının güvenilir olması, talep tarafı seçeneklerinin maliyetlerinin, tasarruf potansiyellerinin ve uygulanabilirliklerinin iyi tanımlanmasıyla doğrudan ilişkilidir. Bu bilgiler için bu konular üzerinde ayrıntılı çalışmalar gerekmektedir. Özellikle sektörlere ve bölgelere ait günlük yük eğrileri bilgileri olmadan talep tarafı seçeneklerinin uygulanması mümkün değildir. Eksik bilgiler ile talep tarafı seçeneklerinin arz tarafı optimizasyonuna dahil edilmesi yanlış sonuçlar verecektir.

MacGreger vd (1993), birleşik kaynak planlamasının (Integrated Resource Planning-IRP) uygulama basamaklarını vermişler ve elektrik üretim planlamasında kullanılan en düşük maliyetli planlama (Least Cost Planning) ile konvansiyonel g üretin teknolojilerini karşılaştırmışlardır. Karşılaştırmada eleme eğrisini (Screnning Curve) ve yk süre eğrisini (Load Duration Curve) kullanmışlardır. Birleşik kaynak planlamasının amacı, arz ve talep tarafı seçeneklerinin eşit oranda değerlendirilerek, en uygun kaynak karışımının elde edilmesidir. Çalışmada birleşik kaynak planlamasının uygulanması basamaklara ayrılmıştır. Sırası ile bu basamaklar: planlamanın amacının, kısıtlarının ve tktim taleplerinin belirlenmesi, arz ve talep tarafı seçeneklerinin belirlenmesi, belirlenen seçeneklerin sistem güvenirliği, toplam sistem maliyetleri ve finansman etkileri açısından değerlendirilmesi, seçeneklerden en iyi kombinasyon olan temel planın talep tarafı yönetimi ve g üretimi için belirlenmesi ve belirsizlikler altında temel planın test edilmesidir. Seçeneklerin değerlendirilmesinde: amacı yatırım, yakıt ve işletme ve bakım maliyetlerinin toplamının bir değere getirilmiş değerlerinin minimum olması olan en düşük maliyet yöntemini kullanmışlardır. Arz tarafı seçenekleri: yeni kapasitelerin ilavesi ve mevcut santralların ömürlerinin uzatılması; talep tarafı seçenekleri de yk kontrolü, verimli ekipman ve binaların kullanılması ve kojenerasyon sistemleri olarak verilmiştir. Talep tarafı seçenekleri, talepleri etkilemiş ve bu taleplere göre yk süre eğrisini çizmişlerdir. Santralların yk eğrisindeki yükleme sıralarının ve ilave edilecek santralların kapasite ve tiplerinin belirlenmesinde eleme

eğrisi kullanmışlardır. Bu eğri farklı üretim alternatiflerinin maliyetlerinin karşılaştırılması için kullanılan bir metottur ve yıl boyunca santrallerin çalışma saatlerinin fonksiyonu olarak toplam bir değere getirilmiş maliyetlerini gösterir. Farklı alternatiflerin eğri üzerindeki kesişim noktalarından, maliyetlerinin en düşük oldukları çalışma saatleri belirlenmiştir. Oluşturulan yöntemle konvansiyonel güç üretim teknolojilerinden basit gaz türbinli, kombine çevrimli, kömür yakıtlı buhar ve birleşik gazlaştırmalı kombine çevrimli santraller karşılaştırılmıştır. Eleme eğrisinden yıllık çalışma saati 2000' den az ise basit gaz türbinli santrallerin en avantajlı santraller olduğu tespit edilmiştir. Hem orta yüklerde (2000-5000 saat) hem de temel yüklerde (5000 saatten büyük yükler) kombine çevrimli santraller kullanılabileceği görülmüştür. Bunun nedeni: verimlerinin yüksek, yatırım ve yakıt maliyetlerinin düşük olması olarak verilmiştir. Kömür teknolojisi, kömür yakıtlı buhar santralleri ve birleşik gazlaştırmalı kombine çevrimli santraller olarak değerlendirmelere alınmıştır. Kömür teknolojilerinin yatırım maliyetlerinin yüksek, doğalgaz fiyatlarının düşük olmasından dolayı maliyetler açısından dezavantajlı oldukları belirtilmiştir.

Çalışmada kullanılan yöntemde teknolojiler, sadece bir üretim kapasite değerleri için karşılaştırılmışlardır. Kapasitenin değişmesi ile yatırım maliyetleri değişmekte ve bu da bir değere getirilmiş maliyetleri, dolayısıyla da avantajlı oldukları yıllık çalışma saatlerini değiştirmektedir. Ayrıca santrallerin inşaat süreleri ve bu inşaat sürelerince etkiyecek ve zaman içinde farklılık gösterecek olan eskalasyon değerleri ihmal edilmiştir. Bu ihmaller yıllık maliyetler içinde önemli bir payı olan yatırım maliyetlerini önemli oranda etkileyeceğinden hesaplama sonuçlarında hatalara neden olmuştur.

Balachandra ve Chandru (1999), elektrik üretim planlama modellerinde talebi göstermede kullanılacak temsili yük eğrilerini (Representative Load Curves -RLCs) geliştirmişlerdir. Bu eğriler ile planlamada kullanılan yıllık talep (GWh), pik yük (MW) yada yük süre eğrisi (Load Duration Curve) gösterimlerinin dezavantajlarının kaldırılması amaçlanmıştır. Yıl içindeki talepler mevsimsel değişikliklerden (sıcaklık, yağış), endüstriyel faaliyetlerin değişiminden, konut ve ticarethanelerdeki kullanım değişiminden ve tarımsal çalışmalardaki değişimlerden etkilenecek değişmekte; fakat bunu yük süre eğrileri gösterememektedir.

Elektrik planlaması için bu durum dezavantaj olduğundan, bir yıla ait günlük yük eğrileri çoklu fark analizi (Multiple Discriminant Analysis) yöntemiyle, benzer değerleri temsil eden gruplara ayrılarak temsili yük eğrileri oluşturulmuştur. Temsili yük eğrileri, talebin zamanını ve etkileyen faktörleri belirttiğinden arz talep uyumunun sağlanmasında, bakım planlamaların yapılmasında , hidroelektrik santrallerin mevsimlik su planlamalarında ve elektrik üretim kapasitesi planlamalarında kullanılabilecekleri belirtilmiştir. Çalışmada, Hindistan'ın Karnataka bölgesi için temsili yük eğrileri 9 grupta verilmiştir. Her bir grubun zamanı, talep seviyesi, talebin nerelerde ve ne amaçla gerçekleştiği belirlenmiştir.

2.5 Enerji ve Elektrik Planlamasında Kullanılan Programlar

2.5.1 Enerji ve Güç Değerlendirme Programı (ENPEP)

Enerji ve Güç Değerlendirme Programı, (Energy And Power Evaluation Program -ENPEP), gelişmekte olan ülkelerin enerji planlamalarını değerlendirmek için 1984 yılında Amerkia Enerji Bakanlığı (U.S. Department Of Energy - DOE) , Argonne Uluasal Laboratuvarı (Argonne National Laboratory's-ANL) ve Karar ve Bilgi Bilimleri Bölümü'nün (Decision and Information Sciences Division - DIS) tarafından hazırlanan bilgisayar programıdır. Programın amacı, özellikle gelişmekte olan ülkelerde enerji sistemlerini değerlendirmede, enerji planlamacılarına yardım etmek için analitik test ve dizayn araçlarını oluşturmaktır. Bu araçlar, enerji planlamacılarının karşı karşıya kaldığı enerji sistemlerinin büyümesi, ekonomik gelişme, enerji talep projeksiyonları , arz-talep dengesi, çevre üzerine etkileri konularının analizini kapsar. Birleştirilmiş planlama paketi, ülkelerin enerji ve kaynak ihtiyaçlarının ve bu kaynakların çevre üzerine etkilerinin uygunluğunun değerlendirmesi için kullanılır.

Program birbirinden ayrı şekilde çalıştırılabilen dokuz modül ve bunların içinde bulunan formlardan oluşur. Her bir modül güç ve enerji değerlendirmenin bir yönü ile ilgilenir ve modüller ile simülasyon ve optimizasyon yapılır. Modüller bağımsızca çalıştırılacakları gibi bir önceki modülden elde edilen sonuçlar, bir sonraki modüle girdi olarak kullanılabilecek şekilde aralarında uyum vardır. ENPEP modüllerinin her birinin bağımsızca

çalıştırılabilmesine karşın, planlama çalışmaları birbiri ile bağlantılı dokuz modülün birleştirilmesinden oluşur. Enerji planlaması için değişik modül zincirlerinin uygulanması mümkündür ve modüller arasında otomatik bilgi alışverişi yapılabilir.

2.5.1.1 Macro Modül

MACRO modül, ENPEP içinde diğer modüller tarafından kullanılabilecek ekonomik değerlendirme sonuçlarını oluşturur. MACRO modül; planlama periyodunu belirleyerek kullanılan enerji dönüşüm sistemlerini , Gayri Safi Milli Hasıla (GSMH)' daki büyümeyi, nüfus artışını ve özel büyüme parametrelerini değerlendirerek; sektör ve alt sektörlerdeki özel büyüme parametrelerini verir. Parametrelerin her biri MACRO' ya tek başına bilgi olarak girilir. Sonuçlar DEMAND modülünde talep artışına etki eden parametrelerin artışlarının bulunmasında kullanılır.

2.5.1.2 Demand Modül

DEMAND modülü; GSMH, nüfus artışı ve özel parametrelerdeki artışlara göre MACRO modülünde geliştirilmiş olan enerji talepleri için talep projeksiyonları üretir. DEMAND modülü ekonomik ve diğer değişkenlerle belirli ilişkiler kurulmasını sağlayarak, bu parametrelerin enerji kullanılmasına nasıl etkiyeceğini gösterir. Böylece çok sayıdaki değişkenlerin, enerji talebi parametreleri üzerindeki etkilerinin değerlendirmesi yapılmış olur. Analizlerin uygulanmasında DEMAND modülü, enerji sektörlerini tanımlar, temel alınan yıl için enerji taleplerini işler, temel alınan yıldaki faydalı enerji talebini işler, projelendirilen sonuç enerji talebini hesaplar. Temel alınan yıl için sektör ve yakıt tiplerine göre enerji tüketimini ve sektör tarafından tüketilen projelendirilmiş enerji miktarlarını içeren raporlar hazırlar ve BALANCE modülü için talep artışlarını belirler.

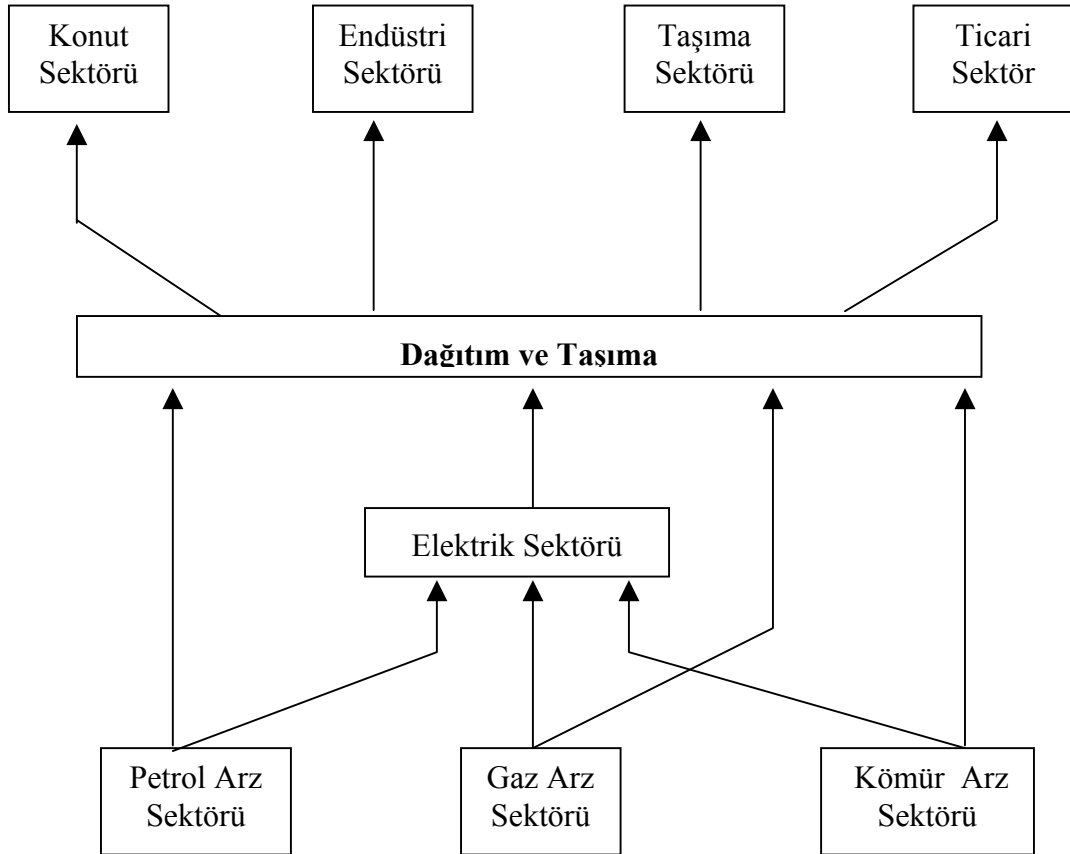
2.5.1.3 Plantdata Modül

PLANTDATA diğer ENPEP modüllerinin girdi olarak ihtiyaç duyduğu elektrik üretim santrallerinin tanımlarını yapmak için kullanılır. Bu modül termik santral ve hidroelektrik

santrallara ait bilgileri içerir.

2.5.1.4 Balance Modül

BALANCE modülü, arz ile talep arasındaki dengeyi kurabilecek alternatifleri değerlendirir. Dengenin oluşturulabilmesi için nonlineer denge yaklaşımını kullanır. Bu yaklaşım, Şekil 2.1' de gösterilen enerji ağındaki ham petrol, kömür gibi ilk kaynaktan endüstriyel buhar, sıcak su, taşıma gibi son yada faydalı enerji talebine kadar olan enerji akışını izleyecek şekilde oluşturulur. BALANCE modülü enerji arz ve talep eğrilerinin kesiştiği noktayı simülasyon ile bulmak için kullanılır ve enerji ağındaki tüm enerji kullanıcıları ve tüm enerji kaynaklarının kesişim noktasını bulur.



Şekil 2.1 Basit enerji ağı

2.5.1.5 LDC Modül

LDC modülünün temel fonksiyonu, elektrik güç sistemlerinin saatlik yüklerini tarihsel sıraya göre düzenlemek ve ELECTRIC ve ICARUS modülleri tarafından ihtiyaç duyulan yük süre eğrilerini (Load Duration Curves) oluşturmaktır. LDC bir yük tahmin programı olmadığından, modül çalıştırılmadan önce MAED yada BALANCE çalıştırılarak geleceğe ait yük tahminleri elde edilmelidir.

2.5.1.6 MAED Modül

MAED modülü; bir bölge, yada ülkenin orta yada uzun dönem enerji talebini değerlendirmek için oluşturulmuş simülasyon modelidir. Model Uluslararası Atom Enerji Ajansı (IAEA) tarafından geliştirilmiştir. MAED üç alt modülden oluşur.

- Modül 1 (Enerji Talebi) : Temel alınan yıl için teknolojik gelişme (örneğin verim artışı) ve sosyo-ekonomik gelişmeleri parametre olarak, değişik senaryolar için ekonomik sektör ve enerji formlarının her biri için sonuç enerji taleplerini hesaplar
- Modül 2 (Saatlik Elektrik Enerji Talebi) : Toplam yıllık elektrik talebini her bir sektör için saatlik talebe dönüştürür.
- Modül 3 (Yük Süreklilik Eğrisi) : Şebekedeki saatlik yük eğrilerini büyükten küçüğe doğru sıralar ve yük süreklilik eğrilerini çizer. Eğri formları ENPEP' in ELECTRIC modülünün temel girdisidir.

MAED modülünün sonuçları; seçilen yıl için her sektörde ayrı ayrı kullanılan alternatif enerji formlarının detaylandırılmış tahminlerini içerir.

2.5.1.7 ELECTRIC Modül

ELECTRIC modül Wien Otomatik Sistem Planlama (Wien Automatic System Planning-

WASP)'ın bilgisayar tabanlı versiyonudur. WASP elektrik sistemleri planlamasında kullanılan Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı tarafından geliştirilmiş planlama programıdır. ELECTIRIC modülünün konusu kullanıcılara ait özel sınırlandırmaları da göz önüne alarak minimum maliyetle (Least Cost) elektrik talebini karşılamak için büyüyen üretim sistemlerinin planlamasına karar vermektir. Bu modül 10 yıllık zaman dilimlerine ait uzun dönem planlaması yapar ve elektrik planlamasındaki üretim sistemlerinin ilave kapasitelerinin, sistem güvenilirliğinin, mevcut sistemlerin yükleme sıralamasının, yüklerdeki mevsimsel dalgalamaların, hidroelektrik kapasitelerin belirlenmesi konularında karar alınmasına yardımcı olur.

ENPEP' in geliştirilmesinin temel nedeni; büyüyen elektrik üretim sistemleri için, tüm alternatiflerin değerlendirilmesidir. Değerlendirmede; tüm ekonomik gelişmeler, alternatif enerji formlarının sağlanması , enerji formlarının maliyetleri , alternatif enerji formlarının çevresel etkileri göz önüne alınır.

Bu nedenle bu modül, ENPEP' in diğer modülleri PLANTDATA, BALANCE, LDC, MAED, ICARUS ve IMPACT ile ilişkilendirilmiştir. Buna karşın ELECTRIC tek başına da kullanılabilir. ELECTRIC sekiz alt modülden oluşur.

1. LOADSY (Yük Sistemi Tanımlaması) : 30 yılı aşkın yükleme ve peak yük bilgilerini düzenleyerek bir sonraki modülün ihtiyacı olan talep bilgilerini hazırlar.
2. FIXSYS (Sabit Sistem Tanımları) : Mevcut üretim sistemlerinin bilgilerini içerir. Bu sistemdeki tüm üretim ünitelerin çalışma periyotlarının, başlangıcından işletme dışı bırakılincaya kadar geçen maliyet karakteristiklerini ve performansları içerir.
3. VARSYS (Değişken Sistem Tanımları) : Artan üretim sistemlerine ilave olarak; düşünülen aday üretim sistemlerinin performans ve maliyet karakteristiklerini işler.
4. CONGEN (Konfigrasyon Üretimi) : Büyüme için aday olan ilavelerin birleşimleri, tüm ihtimaller için yıl yıl hesaplanır. Bu işlemi bazı kısıtları göz önüne alarak ve mevcut sistem ile oluşan birleşimden, yeterli elektrik talebini karşılayabilecek şekilde

gerçekleştirir.

5. MERSIM (Birleşme ve Similasyon) : CONGEN tarafından tüm konfigürasyonlar düşünülür ve her bir konfigürasyon için sistem güvenilirliği, kullanılmayan enerji ve birleştirilmiş enerji maliyetlerini hesaplamak için sistem işletilmesinin simülasyonu yapılır.
6. DYNPRO (Dinamik Programlama Optimizasyonu) : Bir önceki bölümde belirlenen güvenilirlik kriterleri, ekonomik parametreler, kullanılmayan enerji maliyetleri ve yatırım maliyet bilgilerine dayanarak, oluşturulan işletme maliyetlerini temel alarak, optimum genişleme planına karar verir.
7. REMERSIM (Re-mersim) : Tespit edilen optimum durum için sistemin işletilmesini yeniden simüle eder. Simülasyonun detaylandırılmış çıktıları verir ve bu sayede üretim-maliyet hesapları ayrıntılı bir şekilde incelenebilir.
8. REPROBAT : Sabit büyüme listeleri ve optimum yada, optimuma yakın güç sistemlerinin büyümesi için, kısmi yada toplam sonuçların özet raporlarını verir.

2.5.1.8 ICARUS Modül

ENPEP sisteminin kullanıldığı programlardaki güvenilirlik ve maliyetlerinin araştırılması modülü olan ICARUS modül, enerji planlamacıları tarafından elektrik üretim sistemlerinin detaylandırılmış analizleri için kullanılır. ICARUS üretim-maliyet modelidir. Bu model bir yıllık bir periyotta sistemin geniş güvenilirliğini yaparken aynı zamanda santrallerin kapasite faktörlerini ve üretim maliyetlerini de simüle edebilir. ICARUS dört temel fonksiyonu yerine getirir.

1. Sisteme sipariş edilen yükü hesaplar.
2. Sistemin bakım zamanlarını hesaplar.
3. Tahmin edilen enerji üretim ve maliyetlerini hesaplar.

4. Sistemin güvenilirlik parametrelerini hesaplar.

2.5.1.9 IMPACTS Modül

IMPACT modülü, sistemin çevre ve kaynak kısıtlarını göz önüne alarak; çevre etkileri ve kaynak ihtiyaçlarını değerlendirmek için kullanılır. ENPEP sisteminde kullanılan yaklaşım, öncelikle teknik ve ekonomik durumlara göre enerji sistem konfigürasyonunun oluşturulması, sonra da çevresel etkinin kararlaştırılmasıdır. Eğer kabul edilemez bir etki elde edilirse, konfigürasyon iptal edilir. Bazı modellerde yaklaşım; teknik, ekonomik ve çevresel etkisi en iyi enerji sistemini elde etmek için simülasyona gidilir. Tipik bir model, tüm bu faktörleri birleştirecek bir fonksiyonu içerir.

2.5.2 Enerji Talep Analizi İçin Model (MAED)

Enerji Talep Analizi için Model (Model of Analysis of Energy Demand -MAED); ülkelerin uzun ve orta vadeli enerji ve elektrik talepleri için, projeksiyonlar geliştirmek amacıyla oluşturulmuştur. MAED, optimizasyon modeli olmayıp senaryo yaklaşımını kullanan simülasyon modelidir. Ekonomik, sosyal ve teknik bilgiler içeren farklı senaryolar için talepleri tahmin etmekte kullanılır. Modelde senaryo yaklaşımının kullanılmasının amacı: geleceğe ait belirsizliklerin ele alınması değil; alternatif enerji planlarının karşılaştırılmasıdır. Oluşturulan senaryolar ile farklı parametrelerin, enerji ve elektrik talepleri üzerine etkileri görülür ve bu sayede farklı enerji politikalarının değerlendirilmesi yapılarak, tercih edilen politika seçilir.

Model; ülkelerin sosyal, ekonomik ve teknolojik sistemlerinin yapısını ayrıntılı olarak değerlendirir, uzun vadeli enerji talepleri üzerine olan etkilerini inceler. Senaryolar oluşturulurken, sosyal yaşamın değişmesi sonucunda kişilerin ihtiyaç duyacakları enerji, ülkenin ekonomik büyüme, sanayi gelişme politikaları, ulaştırma ve teknolojik gelişmelerdeki politikalar model içeriğine dahil edilir. Enerji talebini, son kullanıcı kategorilerine ayırır ve ürün yada hizmetler ile talep arasında ilişkiler kurar. Son kullanıcı sektörleri; tarım, ev ve hizmet, sanayi ve ulaşırmadır. Enerji ihtiyacını karşılamada kullanılan kaynaklar ise fosil

kaynaklar, elektrik, motor yakıtları ile ısı ihtiyacını karşılamada güneş enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarıdır.

Model çalıştırıldığında, sırası ile ülkenin son enerji tüketimini inceler. Bu tüketimi etkileyen; sosyal, ekonomik ve teknik faktörleri belirler. Bu faktörler arasındaki fonksiyonel ilişkiyi kurar. Sosyal, ekonomik ve teknolojik parametreleri içeren senaryolar oluşturarak bunlara ait enerji taleplerini hesaplar.

Modelin içinde dört modül vardır. Birinci modül; tüm enerji talepleri ile, son üç modül ise elektrik talebi ile ilgilidir. Elektrik enerjisi ile ilgili hesaplamalarda diğer enerji türlerinde olduğu gibi, yıllık toplam değerin tespitine ilave olarak, her tüketici sektör için yıl içindeki saatlik talepler de hesaplanır.

2.5.2.1 Modül 1 (Enerji Talep Tespiti)

Yıl içindeki toplam talep; tanımlanan sosyal, ekonomik ve teknolojik gelişme senaryoları ile belirlenir. Öncelikle ülkenin sosyal ve ekonomik karakteristiği tanımlanır. Sonra teknolojik faktörlerle talep ilişkilendirilerek; ev ve hizmet, endüstri ve tarım ve ulaştırma sektörleri için hesaplamalar yapılır.

2.5.2.2 Modül 2 (Saatlik Elektrik Talebi)

Modülde her bir sektör için hesaplanan toplam yıllık elektrik talebi, yıl içindeki saatlik taleplere dönüştürülür. Modeli basitleştirmek amacıyla, sektörler ev-hizmet, endüstri-ulaştırma olarak alınır. Hesaplamalar modül faktörleri kullanılarak yapılır. Modül faktörleri; sektörlerin yıllık elektrik taleplerini saatlik, günlük ve aylık olarak karakterize eden değerlerdir ve aşağıdaki şekilde hesaplanırlar:

- Bir yıldaki elektrik talep artışı belirlenir.
- Yıl içindeki mevsimlere ait elektrik tüketim seviyeleri bulunur.
- Hafta içi, hafta sonu ve tatil günleri için elektrik tüketim seviyelerindeki değişimler tespit edilir.

- Sonuç olarak gün tipine göre yıl boyunca olacak saatlik talepler belirlenir.

Ele alınan sektörün; gün, saat yada, haftalık talepleri bir modülasyon faktörü ile karakterize edilir. Hesaplamalar sonunda ise, bir yıla ait 8760 değeri ile saatlik yük eğrileri çizilir.

2.5.2.3 Modül 3 (Yük Süre Eğrisi)

Saatlik yük süre eğrilerinin, büyükten küçüğe sıralanması ile yük süre eğrileri (Load Duration Curves) çizilir. Aynı yük değerine ihtiyaç duyan saatler toplanarak, o yük için yıl içinde gerek duyulacak toplam zaman bulunur.

2.5.2.4 Modül 4 (Yük Modülasyon Katsayıları)

Bu modül ile; ele alınan yıl içindeki toplam talep değişik karakteristik (mevsimlik, günlük yada saatlik) modülasyon katsayıları hesaplanır. Hesaplamalarda geçmiş yılların değerleri kullanılır.

Modelin Türkiye için kullanılmasına 1984 yılında başlanmıştır. Modelin uygulanması, Uluslararası Atom Enerji Ajansı (IAEA) desteği ile Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yapılmaktadır. Modelin test çalışmaları sonucunda, ulusal enerji yapımıza uygun sonuçlar verdiği görülmüş ve enerji talep tahminlerinde kullanılabilirliği kabul edilmiştir. Bu amaçla; düşük, orta ve yüksek olmak üzere üç senaryo geliştirilerek sonuçlar elde edilmiştir. Orta senaryo; Türkiye' nin hedefleri doğrultusunda beş yıllık kalkınma planlarına uygun olarak, baz senaryo olacak şekilde düzenlenmiştir. Düşük senaryo, bu planlamadan daha düşük değerlerin oluşması; yüksek senaryo da, daha büyük değerlerin oluşması durumundaki enerji taleplerini tahmin için oluşturulmuştur.

2.5.3 Elektrik üretim ve kapasite büyüme planlama modeli (WASP)

Wien Otomatik Sistem Planlama modeli (Wien Automatic System Planning Package -WASP) ilk olarak, Tennesse Valley Authority (TVA) ve Oak Ridge National Laboratory (ORNL) tarafından geliştirilmiştir. Modelin daha sonraki gelişmeleri Uluslararası Atom Enerji Ajansı tarafından yapılarak; 1976 yılında WASP II ve 1980 yılında WASP III elde edilmiştir. Son

olarak 1996 yılında yeni özellikler eklenerek WASP IV oluşturulmuştur.

WASP, elektrik üretim sistemlerinin ekonomik büyüme planlarının optimizasyonunu yapan bilgisayar tabanlı ekonomi-mühendislik modelidir. WASP; yatırım masraflarını, yakıt masrafları, işletme ve bakım masrafları, sağlanamayan enerji maliyetlerinin iskonto edilmiş toplamını, lineer optimizasyon teknikleri ile minimize eder. Yakıt varlığı, çevresel emisyonlar ve bazı santrallerin üretebilecekleri enerji miktarlarını, temel kısıt almakla beraber; kullanıcıların kendi kısıtlarını tanımlamasına da müsaade eder. Orta ve uzun vadeli planlamaları yapabilen dinamik bir program olup alternatif büyüme planlarının karşılaştırılmasında kullanılır. Modelin karar değişkenleri: planlamada ele alınan periyot içindeki her yıl için ilave edilecek santral kapasiteleri, santral tipleri ve santrallerin yükleme sıralarıdır. Hesaplamalar sonunda, ülkelerin elektrik enerjisi taleplerini minimum maliyetle karşılayacak optimal, sistemleri belirlenir. Modelin ele aldığı ekonomik kriterler :

- ilave edilecek termik ve hidrolik santrallerin yatırım maliyetleri,
- termik santrallerin yakıt maliyetleri,
- termik ve hidrolik santrallerin işletme ve bakım maliyetleri,
- sağlanamayan enerji maliyetleridir.

WASP modelinin en önemli girdisi, elektrik enerjisinin yıllık talep miktarı olup bu talep MAED modeli tarafından belirlenir. MAED tarafından, ülkenin yıllık elektrik talebi ve yük süre eğrisi tespit edilir. Sistemin bu yükü karşılayamama olasılığı, güvenilirlik olarak adlandırılır ve LOLP (Loss of Load Probability) ile gösterilir. LOLP, bir yıl içinde pik yükün olduğu andaki talebin karşılanmadığı saatlerin bir yıla oranıdır. Sisteme ilave edilecek ünitelerin yapım programları ve yıl içindeki pik yüke ilave edilecek olan yedek kapasite yüzdesi, modelde ele alınan diğer önemli hususlardır.

Dinamik programlamanın basamaklarını oluşturmak için planlama dönemi, bir yıllık periyotlara ayrılır. Her basamakta modelin karar değişkenleri olan ilave edilecek santrallerin tipi ve kapasitesine karar verilir.

2.5.3.1 Amaç Fonksiyonu ve Matematik Modeli

WASP modeli; 30 yıllık planlama döneminde elektrik üretim sistemlerinin kapasite ilave miktarlarının, santral tiplerinin, zamanlamalarının ve yükleme sıralamalarının optimum değerlerini bulmayı amaçlar. Kısıtlar altında çözülecek olan amaç fonksiyonu: iskonto edilmiş yatırım, işletme ve bakım ,yakıt ve sağlanamayan enerji bedelini; yatırım masraflarının hurda bedelinin çıkartılmasıyla elde edilen değer toplamının minimizasyonudur. Model içinde, değişik alternatif planlar alınarak; her birinin amaç fonksiyonu hesaplanır ve amaç fonksiyonu en küçük olan alternatif, optimum plan olarak belirlenir. Amaç fonksiyonu ;

$$B_j = \sum_{t=1}^T [I_{j,t} - S_{j,t} + F_{j,t} + L_{j,t} + M_{j,t} + O_{j,t}] \quad (2.1)$$

denklemleri ile hesaplanır.

Burada:

- j alternatif büyüme planları,
- B_j j büyüme planının amaç fonksiyonu,
- t planlamanın başlangıcı oluşturan yıllar (1,2,.....T),
- T çalışma periyodunun toplam yıl sayısı,
- I yatırım masrafları,
- S yatırım masrafının hurda bedeli,
- F yakıt masrafları,
- L yakıt envanter masrafı,
- M işletme ve bakım masrafları,
- O sağlanamayan enerji bedelini göstermektedir.

Sisteme planlama döneminin her periyodunda ilave edilmesi gereken kapasite, mevcut

kapasiteden ekonomik ömrünü doldurduğu için işletme dışı bırakılacakların çıkartılmasıyla bulunan kapasite ile tahmini pik yük değerinin yedek kapasite yüzdesi kadar arttırılmış değeri arasındaki fark alınarak belirlenir.

Hesaplama yapılan yıl içinde üretilen enerji miktarı, talep edilenden düşük ise aradaki fark sağlanamayan enerji olarak adlandırılır ve bu enerji miktarı ile orantılı olarak zarar eklenir. Bu zarar, enerjinin sağlanamamasından dolayı meydana gelen ekonomik kayıpları gösterir. Maliyet, model içinde ikinci dereceden fonksiyonla ifade edilir. Bir yıl boyunca her bir santralin üreteceği enerji, planlı ve zorunlu bakım zamanlarıyla ilişkili olan kullanma faktörü ile gösterilir.

Santral tiplerine ait bazı bilgiler modele girilir. Termik santrallar için girilen bilgiler;

- maksimum ve minimum kapasiteler,
- minimum kapasitede termik verim ve artan kapasite ile verim arasındaki ilişki,
- planlanmış bakım ihtiyacı,
- zorunlu kesintilerden dolayı enerji üretememe ihtimali,
- emisyon oranları,
- yatırım masrafları,
- değişken yakıt masrafları,
- yakıt envanter masrafları,
- sabit ve değişken yakıt ve işletme masrafları,
- santral ekonomik ömrüdür.

Hidrolik santrallar için projeler; nehir tipi, günlük, haftalık ve mevsimlik depolamalı santral olarak alınır. Bunlara ait bilgiler;

- maksimum ve minimum kapasiteler,

- rezervuarda enerji toplama kapasitesi,
- yatırım masrafları,
- sabit işletme ve bakım masrafları,
- santral ekonomik ömrüdür.

Amaç fonksiyonu içindeki tüm masraflar bugünkü değer yöntemi ile seçilen referans tarihine getirilir. Değişik alternatif planlar içinden en küçük değere sahip olanı ekonomik optimum plan olarak alınır.

2.5.3.2 WASP Modelinin Girdileri

Model hesaplamaları için gerekli olan ve önceden modele girilmesi gereken ekonomik ve teknik bilgiler vardır. Bunlar ;

- mevsimlik yük eğrileri,
- pik yük talebi,
- mevcut ve aday termik santrallerin yakıt ve yakıt dışı işletme maliyetleri ve kükürt arıtma tesislerinden kaynaklanan işletme maliyetleri,
- mevcut ve aday termik santraller için işletme seviyeleri (min-max), ısı özellikleri, bakım-arıza süreleri,
- hidrolik santrallerin mevsimlere ve 3 hidrolojik koşula (normal, kurak, yağışlı) göre alınabilir güçleri, minimum ve maksimum enerjileri ile rezervuar hacimleri, işletme maliyetleri,
- aday üretim tesisleri için yatırım maliyetleri, kükürt arıtma tesislerinin maliyetleri ve inşaat süreleri,
- sağlanamayan enerji maliyeti,
- yedek kapasite yüzdesi ve yükün karşılanamama olasılığı (Loss of Load probability -

LOLP),

- santralların yükleme sıraları,
- iskonto, eskalasyon ve faiz oranlarıdır.

2.6 Önceki Çalışmaların Değerlendirmesi ve Oluşturulan Model için Hedefler

Elektrik tüketim talebinin yıllar itibari ile artması üretim kapasitesinin de artmasını zorunlu kıldığından, ilave edilecek yeni kapasitelerin ve teknoloji tiplerinin belirlenmesi gerekmektedir. Alternatif santral tipleri; kullandıkları enerji dönüşüm teknolojisi, yakıt, enerji kaynağı ve inşaat süreleri açısından birbirlerinden farklılık gösterir. Farklılıklar, alternatiflerin birbirlerine karşı değişik durumlarda ekonomik, teknik ve çevre yönünden avantaj ya da dezavantaja sahip olmalarına neden olmaktadır. Bu nedenle verilen bir durum için en uygun alternatifin seçilmesi; santralların teknik, ekonomik ve çevre açısından karşılaştırılmalarıyla elde edilebilir. Karşılaştırmada kullanılacak kıstaslar ve yöntem ülkelerin enerji politikaları ile tespit edilir. Gelişmiş ülkelerde ekonomik yapının sağlam temellere dayanması ve insanların çevre duyarlılığının artmasından dolayı ekonomik ve çevre kıstasları beraber kullanılırken, gelişmekte olan ülkelerde sadece ekonomik kıstaslar kullanılmaktadır. İlave edilecek kapasitenin belirlenmesinde çok sayıda parametrenin ve alternatiflerin bulunması, problemi optimizasyon problemine dönüştürmektedir. Bu amaca yönelik olarak literatürde çok sayıda çalışma yapılmış ve modeller geliştirilmiştir. Literatürde karşılaşılan çalışmaları; genel enerji sistemleri optimizasyonu, elektrik üretim sistemleri optimizasyonu, elektrik üretim sistemlerinin ekonomik karşılaştırılması ve birleşik kaynak planlaması başlıkları altında toplamak mümkündür.

Genel enerji sistemleri için yapılan model ve optimizasyon çalışmaları; bir ülke yada bölgenin birincil enerji kaynaklarının elde edilmesinden son kullanıcıların enerjiyi tüketimlerine kadar olan enerji akışını ele almaktadır. Uygun kısıtlar, kabuller, denge denklemleri ve optimizasyon yöntemleri kullanılarak enerji ağı içindeki birçok karar değişkeninin optimum değeri hesaplanır. Fakat birincil enerji kaynaklarının elde edilmesi, taşınması, dönüştürülmesi

ve farklı tüketim sektörleri tarafından kullanılması arasındaki enerji akışında, çok fazla parametre vardır. Bu nedenle, böyle bir problemin boyutları çok büyür ve problemi basitleştirmek amacıyla çok sayıda kabuller yapmak gerekir. Kabullerin sayısının artması ise optimum çözümün doğruluğunu azaltır. Enerji akışı içindeki tüm parametrelerin etkisini görebilmek ve optimum çözümlerin doğruluğunu artırmak amacı ile, genel enerji ağını alt bölümlere ayırmak uygun olacaktır. Bu gerekçeden dolayı elektrik üretim sektörü genel enerji ağından ayrılarak ele alınacaktır.

Elektrik üretim sistemlerinin ele alındığı çalışmalarda; ilave edilecek santral tipi, kapasitesi, yılı ve yeri konularından biri yada birkaçının tespit edilmesi amaçlanır. Oluşturulan modeller; ekonomik, çevre ya da ikisinin beraber bulunduğu karşılaştırma yöntemlerini kullanır. Çevreye atılan emisyonları konu alan optimizasyon modelleri ya en düşük emisyon üreten sistemin seçimini amaçlamakta ya da çevreye elektrik üretiminden dolayı verilen zararların parasal karşılığını hesaplayarak ekonomik modele dahil etmektedir. En düşük emisyon üreten alternatifin seçiminde, hem yatırım masraflarının; hem de birim üretim maliyetlerinin büyük olduğu santralleri seçtiğinden, gelişmekte olan ülkelerde kullanılan bir yöntem değildir. Fakat zamanla bu ülkelerdeki ekonomik yapının iyileşmesi ve çevreye duyarlılığın artmasıyla elektrik santrali seçiminde çevre konuları da dahil edilecektir. Ekonomi ve çevre kıstaslarının beraber değerlendirildiği yöntemde, elektrik üretiminden kaynaklanan çevreye etki ve zararların parasal karşılığı bulunarak birim üretim maliyetlerine dahil edilir. Dış masraflar (external cost) olarak tanımlanan bu masraflar, insan sağlığına ve konforuna, ormanlara, çevreye ve tarımsal çalışmalara verilen zararı içermektedir. Dış maliyetlerin optimizasyon hesaplamalarına dahil edilmesi için, değerlerinin dikkatli çalışmalarla doğru tespit edilmesi önemlidir. Bu amaçla özellikle Avrupa ülkelerinde uzun süreli çalışmalar yapılmıştır. Fakat Türkiye için dış masrafları belirlemeye yönelik çalışma yapılmamıştır. Bu nedenle Türkiye için yapılacak elektrik üretimi kapasite planlaması çalışmasına çevre zararlarının dahil edilmesi uygun olmayacaktır.

Elektrik üretim sistemlerinin ekonomik karşılaştırılması ve optimizasyonu modellerinde; genel olarak amaç fonksiyonu bir değere getirilmiş yıllık toplam masrafların

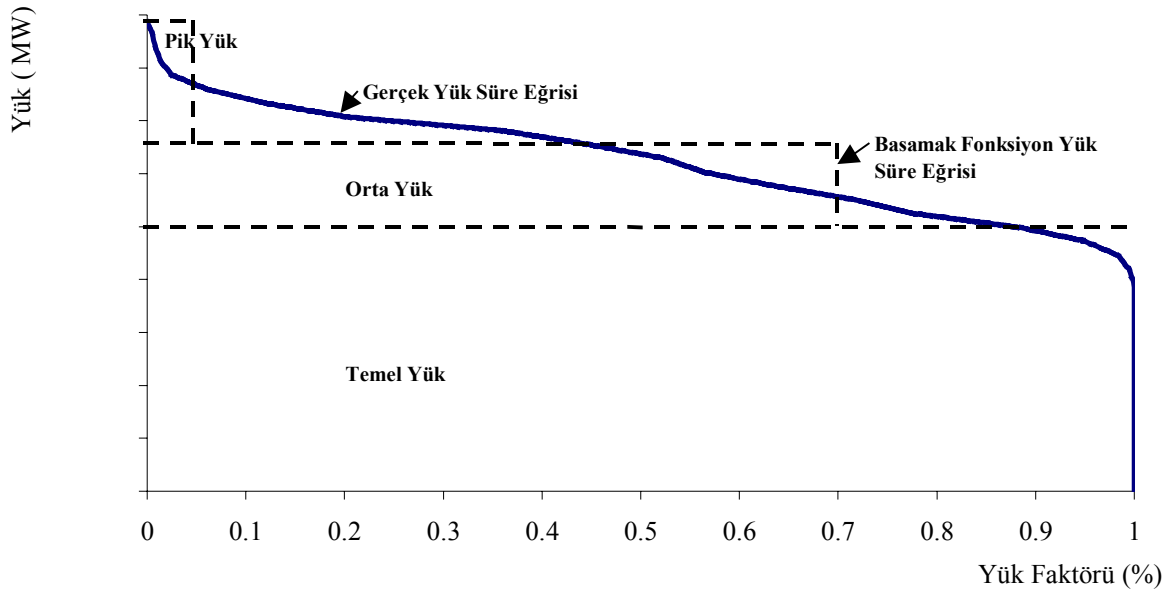
minimizasyonudur. Amaç fonksiyonu minimum yapan alternatif ya da alternatifler, modellerin karar değişkeni olarak elde edilir. Karşılaştırma ve hesaplamalarda alternatif santrallara ait teknik parametreler kadar, ülkeye ait ekonomik parametreler de kullanılır. Bu durumda teknik ve ekonomik parametrelerle beraber belirsizlikler, kaynak rezervleri ve talep değişimleriyle, problem karmaşık bir yapı almaktadır. Karmaşık yapıyı azaltmak ve problemin çözümünü elde edebilmek amacı ile, aynı amaç fonksiyonunu kullanan farklı optimizasyon modellerinde, değişik kabuller yapılmıştır. Bu amaçla yapılan her bir kabulün, optimum çözüm üzerine farklı etkileri bulunmakta ve belirli oranda çözümlerde hatalara neden olmaktadır.

Elektrik üretim sistemleri optimizasyon çalışmalarında en çok kullanılan kabul, zaman ile talep değişiminin basamak fonksiyonu haline dönüştürülmesidir. Yıl içindeki herhangi bir talep değerinin toplam zamanını gösteren yük süre eğrisi; Şekil 2.2’den de görülebileceği gibi, lineer olmayan yapıdadır. Problemin çözümünde basitliğinden dolayı en çok lineer optimizasyon metodu tercih edilmektedir. Lineer optimizasyon yönteminde, tüm ilişkilerin lineer denklemlerle ifade edilmesi zorunludur. Bu nedenle yük süre eğrisi talep ile üretim zamanı arasında lineer ilişki oluşturmak amacıyla, basamak fonksiyonu haline getirilir. Basamak sayısı artırılabilmeyle beraber en genel kullanım; temel, orta ve pik yük şekline dönüştürülmesidir. Şekil 2.2’ de bu dönüşüm gösterilmiştir. Fakat bu dönüşüm yük süre eğrisinin yapısına bağlı olarak, optimizasyon çözümlerinde hatalara neden olur. Hataların nedeni basamak fonksiyonunda elde edilecek yıllık işletme saatlerinin gerçek değerden küçük ya da büyük olmasıdır. Bunun sonucunda, yıllık işletme saatine bağlı olan masraflarda hatalar oluşacak ve optimizasyon sonuçlarını bozacaktır.

Elektrik üretim sistemlerinin optimizasyon modellerinde yapılan diğer yaygın bir kabul: aday santrallar tespit ederek bunların kapasiteleri ve yatırım masraflarını sabit almaktır. Bu durumda elde edilen sonuçlar aday santrallardan kaç adet yapılacağı şeklindedir. Kapasitelerin sabit kabul edilmesinin farklı kapasitelerde santral yapılmasını engelleyeceği açıktır. Halbuki optimizasyonun temel amaçlarından biri de optimum kapasitenin belirlenmesidir. Bu nedenle modelde aday santralin önceden kabul edilmesi, optimum sonuçlarını bozar. Her santral tipi

için farklı olmakla beraber üretim kapasitesinin artması ile toplam yatırım masrafları üstel olarak artar. Fakat bu artıştan kapasite ile doğru orantılı olmayıp, büyük kapasitelerde yatırım masrafındaki artış daha azdır. Lineer olmayan kapasite maliyet ilişkisi lineer optimizasyon yönteminin kullanıldığı modellerde, ya göz ardı edilerek tüm kapasiteler için tek değer alınmakta; ya da tek bir kapasite ve buna karşılık gelen yatırım masrafı alınmaktadır. Her iki kabul de büyük kapasitelerin yatırım avantajlarını ortadan kaldırdığı için optimum sonuçları etkiler.

Aday santral kapasitesi sabit kabul edilmeyen optimizasyon modellerinde ise; kapasite tüm santral tipleri için serbest bırakılır. Bu durumda yapılan kabul, her santral tipinin her kapasitede yapılabileceğidir. Santralların kapasitelerinin alt ve üst sınırlarının olması, hesaplamalar sonucunda elde edilecek sonuçların gerçekçi olmasını engeller. Özellikle hidroelektrik santralların yapılacakları bölgeye ve akarsuyun debi değerlerine göre sadece proje kapasitesinde yapılması mümkündür. Bu nedenlerden dolayı santral kapasitelerinin,



Şekil 2.2 Gerçek yük süre eğrisinin basamak fonksiyona dönüştürülmesi

optimizasyon modelinde ele alınması hususunda, maliyet kapasite ilişkisi, alt ve üst kapasite sınırları ve hidroelektrik santralların proje kapasiteleri, doğru sonuçların elde edilmesi için

mutlaka alınmalıdır.

Literatürdeki optimizasyon modellerine santrallerin inşaat süreleri ve bu süre içinde yapılan harcamaların miktarlarını gösteren harcama dağılımları dahil edilmemiştir. Halbuki alternatif santrallerin ve aynı tip santrallerin farklı projeleri için inşaat süreleri ve harcama dağılımları farklılık gösterir. İnşaat süresince harcama dağılımına bağlı olarak yatırım masraflarına, eskalasyon ve faiz yükü ilave olmaktadır. Ülkenin ekonomik faktörlerine bağlı olan bu iki değer göz ardı edilmesi, yatırım masraflarının eksik belirlenmesine ve çözümlerin hatalı olmasına neden olacaktır. Bu nedenle oluşturulan modelde inşaat süresi ve harcama dağılımı doğru çözümlerin elde edilmesi için dahil edilmelidir.

Elektrik üretim sistemlerinin kapasite ilavesi ile, yük sıralamasındaki yerlerinin tespit edilmesi, beraber ele alınması gereken hususlardır. Santrallerin ekonomik karşılaştırılmaları ve en uygun seçimin yapılmasında; yıllık işletme sürelerinin, yani yükleme sıralamasının büyük etkisi vardır. Aynı işletme şartları için yapılmayan karşılaştırmalar yanlış sonuçlara neden olur. Temel yükte kullanılacak bir santral ile pik yükte kullanılacak santralin, birbirleri ile kıyaslanması bu nedenle hatalıdır. Elektrik üretim sistemlerine ilave edilecek kapasiteler belirlenirken, yer ve yükleme konumu için tüm alternatifler karşılaştırılarak en uygunu seçilmelidir.

İlave edilecek kapasite için alternatiflerin belirlenmesinde kullanılacak parametreler, kaynak rezervleri ve ithalat imkanlarıdır. Kaynak rezervi olmayan, yetersiz olan yada ithalat imkanı olmayan kaynakları kullanan elektrik üretim sistemlerinin, optimizasyon modellerine dahil edilmesi yanlıştır. Kaynak rezervi en az, ilave edilecek santralin ekonomik ömrü boyunca tüketeceği miktara eşit olmalıdır. Bu nedenle optimizasyon modellerine, kaynak miktarları kısıt olarak mutlaka girilmelidir. Aksi takdirde elde edilen optimum çözümler anlamsız olacaktır.

Hidroelektrik, jeotermal, rüzgar, biokütle ve fotovoltaik teknolojileri; yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanarak elektrik üretirler. Bu enerji dönüşüm teknolojileri özellikle çevre bilincinin ve duyarlılığının artması ile önem kazanmışlardır. Konvansiyonel elektrik üretim

teknolojilerine göre en büyük avantajları, fosil yakıt tüketmedikleri için çevreye zarar veren emisyonlar oluşturmamalarıdır. Fakat çevre açısından avantaja sahip olmalarına karşın, ekonomik açıdan büyük dezavantaja sahiptirler. Hidroelektrik santraller dışında kalan teknolojilerin yatırım masrafları, konvansiyonel sistemlerin yatırım masrafları ile rekabet etmekten çok uzaktır. Yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanan teknolojilerin önündeki tek engel, ekonomik şartları değildir. Özellikle rüzgar ve güneş enerjisi, sürekli kaynaklar değildir ve zaman içinde bulunmaları atmosferik şartlara bağlıdır. Bu durum, bu kaynakları kullanan teknolojilerin güvenilirliklerini ve işletme sürelerini azaltmaktadır. Güvenilir bir kapasitenin ve uygun bir işletme şartının belirlenebilmesi için, bu kaynaklara ait uzun yılları kapsayan bilgilere ihtiyaç duyulur. Türkiye için kaynak çalışmaları yapılmadan yenilenebilir enerji kaynaklı teknolojilerinin planlamaya dahil edilmesi uygun değildir.

Elektrik enerjisinin büyük oranda depolanamaması ve yenilenebilir enerji kaynaklı teknolojilerin elektrik üretimi yaptıkları zaman ile tüketim zamanlarının uyuşmaması, elektrik üretim sistemleri optimizasyon modellerine enerji depolama sistemlerinin ilavesine neden olmuştur. Günlük enerji depolamasını amaçlayan depolama sistemlerinin optimizasyon modellerine dahil olması için, günlük talep eğrilerinin oluşturulması zorunludur. Süreksiz kaynaklardan üretilen elektrik depolanır ve talebin büyük olduğu zamanlarda kullanılır. Enerji depolama sistemlerinin kullanılabilmesi için gerekli olan günlük talep eğrileri Türkiye için mevcut olmadığından hesaplamalara dahil edilemez.

Elektrik enerjisinin kişi başına kullanım miktarı, gelişmişliğin göstergesi olduğundan; talebin hızla artması, ülkeler için arzulanan bir durumdur. Fakat birim elektrik tüketimi için elde edilen milli hasıla olarak tanımlanan elektrik yoğunluğu düşük ise, bu durum elektriğin verimli kullanılmadığını gösterir. Bu nedenle elektrik kullanımında tasarruf sağlanırken ve elektrik tüketen sektörlerdeki verim artırılırken, talebin artması esas, üzerinde durulması gerekli olan konudur. Talep artışının; elektrik israfından ve verimsizlikten dolayı olan bölümünün azaltılması, bu artışı karşılamak için ilave edilmesi gerekli kapasiteye olan ihtiyacı ortadan kaldırır ve önemli bir yatırım tasarrufu sağlar. Talep tarafı seçenekleri (demand side options) olarak adlandırılan bu çalışmalar içinde, harcamaların yapılması

gereklidir. Bu nedenle son yıllarda yapılan planlama çalışmalarında; arz tarafı seçenekleri ile talep tarafı seçenekleri beraber ele alınarak, birleşik kaynak planlaması (integrated source planning-IRP) geliştirilmiştir. Arz tarafı seçenekleri, gerekli talebi karşılamada üretim teknolojilerini ele alırken; talep tarafı seçenekleri, talebin düşürülmesi yönünde uygulanacak yöntemleri ele almaktadır. Bileşik kaynak planlamasının talep tarafı için, öncelikle elektrik enerjisinin son tüketim sektörlerinin durumu ortaya konmalı ve her bir sektördeki tasarruf miktarı hesaplanmalıdır. Tasarruf potansiyeli belirlendikten sonra, bu potansiyeli değerlendirebilecek yöntemler ve harcamalar belirlenmelidir. Tüm bu çalışmalar yapılmadan Türkiye için talep tarafı seçeneklerinin optimizasyon modellerine dahil edilmesi uygun değildir.

Optimizasyon modellerine dahil edilen ekonomik ve teknik parametrelerin gelecekteki değerleri, hesaplamaların yapıldığı zamanda kesin olarak bilinemez. Geçmiş yıllardaki değerleri kullanılarak tahmin edilen bu parametrelerin, optimum çözüm üzerine etkileri büyüktür ve ihmal edilemez. Belirsizliklerin ele alınmasında farklı yöntemler kullanılmakla beraber; en çok uygulanan senaryo yöntemi ile duyarlılık analizlerinin yapılmasıdır. Duyarlılık analizleri, parametrelerin tek tek optimum çözüm üzerine etkilerinin araştırılmasıdır. Bunun için alabilecekleri muhtemel alt ve üst sınırlar arasındaki değerleri değiştirilerek, optimum çözümler elde edilir. Bu gerekçeden dolayı oluşturulan optimizasyon modellerinin, duyarlılık analizi yapılmasına uygun olması gerekir. Literatürdeki çalışmalarda kullanılan bazı yöntemler ve modeller duyarlılık analizlerine uygun değildir ve bu büyük bir eksiklik oluşturmaktadır. Bu modeller, sadece bir durum için optimum çözümü vermektedirler.

Fosil yakıt kullanan elektrik enerjisi üretim santralleri, teknolojileri gereği dışarıya ısı enerjisi atmak zorundadırlar. Atılan ısı enerjisinin endüstri ve konut sektöründeki proses ve ısıtma için gerek duyulan enerjiyi karşılamada kullanılması, elektrik üretim santrallerinde önemli termik verim artışı sağlamaktadır. Endüstride kojenerasyon teknolojileri ve konut sektöründe bölgesel ısıtma ve soğutma uygulamaları, bu amaca yönelik yapılan çalışmalardır. Elektrik üretim sistemleri optimizasyon modellerine, bunların dahil edilmesi fosil yakıtlı teknolojilere

avantaj sağlayacaktır. Kojenerasyon teknolojileri, Türkiye’de özel sektör tarafından kullanılırken; bölgesel ısıtma ve soğutma uygulaması yok denecek kadar azdır. Bu nedenle Türkiye için bölgesel ısıtma ve soğutma sistemlerinin optimizasyon modellerine dahil edilmesi, ayrıntılı çalışmalar tamamlanmadan uygun olmayacaktır.

Türkiye’nin elektrik tüketimi, üretimi, kurulu güç kapasitesi, birincil enerji kaynakları rezervleri, iklim yapısı, sosyal yapısı ve endüstri durumu analiz edildiğinde, coğrafi bölgeler arasında büyük farklılıkların olduğu görülür. Bu farklılıklar, elektrik enerjisi planlamasının değişik faktörlerini etkilemektedir. Özellikle planlamanın ilk girdisi olan talep, talep artış hızı ve talebin olduğu zaman, bölgeler arasında ayrı karakteristikler göstermektedir. Bölgeler arasında talep ile ilgili karakteristikler farklı olduğu gibi; elektrik üretiminde kullanılan birincil enerji kaynak rezerv miktarları da farklıdır. Türkiye elektrik şebekesi, enterkonnekte sistemle birbirine bağlı olmasına karşın; tüm bu farklılıklar elektrik planlamasında bölgelerin aynı kabul edilemeyeceğinin işaretidir. Ayrıca şebeke kayıplarının % 20’ler seviyesinde olması, tüketimin olduğu bölgede üretimin yapılması gerekliliğini ortaya çıkarmaktadır. Bu durum ise, santral yer seçimini etkilemektedir. Elektrik üretim santrallerinde yer seçimi kaynağın bulunduğu bölge olarak tespit edilir. Bu seçim şeklinin sebebi: ya hidroelektrik santrallerinde olduğu gibi kaynağı başka bölgeye taşımanın imkansızlığı; yada linyit kullanan santrallarda olduğu gibi yakıt taşıma masraflarının elektrik taşıma masraflarından daha fazla olmasıdır. Bu sebeplerden, hidroelektrik ve linyit yakıtlı santraller kaynağın olduğu bölgeye kurulsa da, doğalgazın bölgeler arasında boru hatları ile taşınabilmesinden dolayı, doğalgaz yakıtlı santrallerin tüketimin olduğu bölgeye kurulabilmesi önemli bir avantaj oluşturmaktadır. Türkiye’de doğalgaz rezervleri çok azdır. Konut ısıtma, sanayii proses ve elektrik üretiminde kullanılan doğalgazın %98’i ithal edilmektedir ve ithal edilen doğalgaz boru hatları ile yurt içine dağıtılmaktadır. Bu nedenle elektrik üretim planlaması ve ilave edilecek santrallerin tipi ve yeri doğalgaz boru hatlarının planlamasını da yakından ilgilendirmektedir.

Santrallerin kurulacağı yerin, birincil kaynak rezervleri ile doğrudan ilişkili olması, Türkiye kaynak rezervlerinin bölgelere dağılımının analiz edilmesini gerekliliğini ortaya çıkarmıştır.

Tüketimin fazla olduğu bölgede kaynağın olmaması, yada sınırlı olması ithal kaynakların hangi bölgelerde kullanılması gerektiğini ve ilave edilecek santraller için kaynakların ve kapasitelerinin seçimini etkilemektedir. Bu nedenlerden elektrik üretim sistemi optimizasyon modellerine, bölgesel bilgilerin ilave edilmesi sonuçların doğruluğunu artıracaktır.

Bu çalışmada, literatürde elektrik sistemlerinin kapasite büyüme problemi olarak adlandırılan elektrik talep artışından dolayı, elektrik üretim sistemine ilave edilecek yeni santrallerin kapasitelerinin, tiplerinin ve yerlerinin optimum şartlar için tespiti amaçlanmıştır. Ulusal ve bölgesel bilgileri kullanarak, en düşük ortalama birim üretim maliyetini veren sistemi hesaplayan model oluşturulmuştur. Literatürde yer alan aynı amaca yönelik modellerdeki eksiklikler giderilerek, optimum sonuçların doğruluğunun artırılması hedeflenmiştir. Özellikle oluşturulan model Türkiye'deki coğrafi bölgeler için ayrı ayrı optimizasyon yapmaya uygundur.

Model ekonomik karşılaştırmayı kullanan heuristic optimizasyon metodudur. Amaç fonksiyonu, elektrik üretim sistemi içindeki tüm santrallerin yatırım, yakıt, işletme ve bakım maliyetleri toplamından oluşan bir değere getirilmiş, birim elektrik üretim maliyetleri ortalamasının minimum yapılmasıdır. Model, alternatif santrallerin belirli bir yük faktörü için maliyetleri hesaplar. Yük faktörü, karşılaştırılan santraller için aynıdır ve santrallerin yükleme konumunu vermektedir. Tüm aday santraller için hesaplanan birim elektrik üretim maliyetleri karşılaştırılır ve en düşük değere sahip olan aday, verilen konum için seçilir. Bu seçim işlemi, tüm yük faktörleri için tekrarlanır. Modelde en düşük birim elektrik üretim maliyetli aday seçimini ve rezerv kontrolünü yapan iki algoritma oluşturulmuştur. Modelin karar değişkenleri: santral tipi, kapasitesi, yük faktörü ve kurulacağı bölgedir.

Model, genel enerji sistemlerinin değil; sadece elektrik üretim sistemlerinin optimizasyonunu yapmaktadır. Böylece enerjinin alt sektörü olan elektrik sistemi için daha doğru sonuçlar elde edilecektir. Türkiye için çevre ile ilgili çalışmaların tam olarak tamamlanmamasından dolayı, modelde sadece ekonomik karşılaştırma kullanılmıştır. Literatürde en çok karşılaşılan lineer optimizasyon modellerinde, yük süre eğrisi basamak

fonksiyonuna dönüştürülerek hata yapılmaktadır. Bu nedenle yük süre eğrisi basamak fonksiyona dönüştürülmemiş ve gerçek yük süre eğrisi modele dahil edilmiştir. Önceki çalışma ve modellerde en çok yapılan kabul, aday santrallarının kapasitelerinin ve yatırım bedellerinin sabit alınmasıdır. Bu kabul kapasite ile yatırım maliyeti arasındaki ilişkinin göz ardı edilmesi, optimum sonuçlar üzerine olan önemli etkilerinin değerlendirme dışı bırakılmasına neden olmaktadır. Bu kabul Türkiye'nin optimizasyon çalışmalarında kullandığı WASP modelinde de kullanılmaktadır. Oluşturulan modelde her alternatif santral tipi için, kapasite maliyet ilişkisini veren bağıntı elde edilerek, modele dahil edilmiştir. Bu hesaplama, model için önemli bir üstünlük sağlamaktadır. Kapasitenin sabit alınmadığı modellerde ise; tüm alternatif santralların, her kapasitede yapılacağı kabul edilmiştir. Oluşturulan modelde, santral tipleri için geçmişteki kapasite bilgileri değerlendirilerek ayrı ayrı alt ve üst sınırlar tespit edilmiş ve bu kabulün yapılmasından oluşan hatalar giderilmiştir. Ayrıca hidroelektrik santrallar için en az inkişaf çalışması tamamlanmış projelerin, kapasite değerleri kullanılarak, Türkiye için gerçek sonuçların elde edilmesi sağlanmıştır. Santral tipleri için inşaat sürelerinin ve bu sürede yapılan harcama dağılımlarının farklı olması, literatürdeki çalışmalarda ve WASP modelinde göz ardı edilen önemli bir husustur. Bu ihmalden kaynaklanacak hataların giderilmesi için modele santral inşaat süreleri ve harcama dağılımları dahil edilmiştir. Santrallar arasındaki karşılaştırmalarda aynı işletme süreleri için karşılaştırma yapılmaz ise doğru bir sonuç elde edilemez. Bu nedenle işletme süresini temsil eden yük faktörü modelde karar değişkenleri arasındadır. Bu sayede santralların yük sıralaması, en düşük birim elektrik üretim maliyetini verecek şekilde elde edilmiştir. Özellikle WASP modelinde her santral tipi için farklı çalışma süreleri sabit kabul edilerek karşılaştırma yapılmıştır. Aynı zamanda WASP modelinde santralların yükleme sıralaması, girdi olarak dışardan verilmektedir. Kaynak kısıtı kullanılmayan modellerdeki hataların kaldırılması için, modele kaynak rezervlerinin miktarları dahil edilmiştir. Model, aday olarak hesaplamaya dahil edeceği kaynağın rezervini öncelikle kontrol etmekte ve rezervin santralin ekonomik ömrü boyunca tüketeceği miktardan az olması durumunda aday santrali planlama dışında bırakmaktadır. Türkiye için rüzgar ve güneş

santrallerinden oluşan yenilenebilir enerji kaynaklı santrallerin rezerv tespit çalışmaları tam olarak tamamlanmadığı için modele dahil edilmemiştir. Ayrıca modele günlük talep eğrilerine ihtiyaç duyan enerji depolama sistemleri de, bu eğriler olmadığı için dahil edilmemiştir. Özellikle son yıllarda oluşturulan modellerde talep ve arz tarafı seçenekleri beraber ele alınmıştır. Fakat Türkiye için talep tarafı seçenekleri ve bunlar için yapılacak harcamalara ait çalışmalar bulunmamaktadır. Bu nedenle talep tarafı seçenekleri, oluşturulan modele ilave edilmemiştir. Ekonomik ve teknik değerlerdeki geleceğe ait belirsizliklerin, optimum sonuçlar üzerine olan etkilerinin değerlendirilebilmesi için model, duyarlılık analizi yapılabilecek şekilde oluşturulmuştur. Türkiye’ de bölgesel ısıtma ve soğutma sistemleri kullanılmadığı için bu sistemleri modele dahil edebilecek gerçek değerler yoktur. Bu nedenle bölgesel ısıtma ve soğutma sistemleri ele alınmamıştır.

3. ENERJİ POLİTİKALARI VE ELEKTRİK ENERJİSİ PLANLAMASI

Enerji politikaları; talep edilen enerjinin karşılanmasında kullanılacak enerji, kaynak ve teknolojilerin belirlenmesini amaçlar. Uygulanan genel enerji politikaları, elektrik enerjisi politikalarını etkilemektedir. Dünya çapında meydana gelen önemli değişiklikler de enerji politikalarının zaman içinde yenilenmesine neden olmaktadır. İlk enerji politikaları 1970’lerde ortaya çıkan iki petrol krizinden sonra, en az yakıt tüketen sistemleri seçmeyi amaçlamıştır. Daha sonra ekonomik yapının önem kazanması ile, en az maliyetli sistemlerin seçimi için, politikalar geliştirilmiştir. 1980’lerden sonra artan çevre bilinci enerji politikalarının içersine, çevre etkilerinin dahil edilmesini sağladı. Günümüzde enerji politikaları enerji-ekonomi-çevre arasındaki etkileşimler göz önünde bulundurularak hazırlanmaktadır (Messner,1997).

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

Tüm bu amaçları içeren enerji politikalarının geliştirilmesinde, sürdürülebilir enerji kavramı önem kazanmaktadır. Sürdürülebilir enerji, ihtiyaç duyulan enerjinin en ekonomik, çevreye en az zarar veren ve sürekli olarak teminini sağlayan politika , teknoloji ve uygulamasını kapsamaktadır. Bu amaçlara ulaşmak için enerjinin etkin kullanımı, tasarrufu, çevre dostu teknoloji ve stratejilerin geliştirilmesi ve yenilenebilir enerji kaynaklarının artırılması oldukça önemlidir.

Elektrik enerjisi politikaları, genel enerji politikalarına paralel olarak geliştirilir. Elektrik üretiminin, ekonomik büyümeyi sağlayacak şekilde, zamanında, yeterli, kaliteli ve ekonomik

olarak yapılması esas hedeflerdir. Bunun yanında, çevreye en az zararın verilmesi, elektrik üretiminde kullanılan yerli-ithal kaynak dengesinin sağlanması, yerli kaynakların payının artırılması, özel sektörün elektrik üretimine yatırım yapması için yasal düzenlemelerin yapılması ve yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretiminin artırılması, elektrik politikaları arasındadır.

Genel enerji planlaması içinde elektrik enerjisi üretim planlamasının ayrı bir yeri ve önemi vardır. İki planlamanın beraber ele alınması, hatalara ve zorluklara neden olabilir. Elektrik enerjisi üretim planlamasını genel enerji planlamasından ayıran farklar Türkiye için aşağıdaki gibi sıralanabilir;

1. Birincil enerji talep artış hızı ile elektrik enerjisi talep artış hızı farklıdır.1998 yılı enerji dengesine bakıldığında 74,249,000 TEP olan birincil enerji tüketiminin % 15'lik 11,260,000 TEP kısmı, elektrik enerjisi üretiminde kullanılmıştır. 1970-1998 yılları arasında birincil enerji tüketiminin yıllık artış hızı % 5 ve aynı döneme ait elektrik tüketim artış hızı % 9.61 dir (Altaş,2000).
2. Birincil enerji kaynakları üretildiği, taşındığı ve tüketildiği yerlerde depolanabilir. Fakat elektrik enerjisi büyük oranlarda depolanamayan bir enerji türüdür. Bu nedenle talebin olduğu anda üretilmesi gerekmektedir. Bu nedenle üretim kapasitesinin düşük yapılıp, depolama ile aradaki farkın kapatılarak yapılacak yatırım masraflarının azaltılması avantajı, elektrik üretim sistemlerinde kullanılamaz. Bir başka deyişle üretim yapacak santrallerin kurulu güç toplamı, talebi karşılayacak miktarda olmalıdır. Talep; mevsimlik, günlük ve saatlik olarak bazı faktörlerin etkisi ile değişir. Sistemin kurulu güç toplamı, yıl içinde talebin en fazla olduğu andaki yükü karşılayabilecek değerde olmalıdır. Talebin en yüksek değerine pik yük adı verilir. Sistem güvenilirliği, pik yükü karşılama oranı olarak tanımlanır ve değeri sağlanamayan enerjinin ekonomiye verdiği zararı en aza indirecek şekilde, enerji planlaması ile belirlenir.
3. Tüm sektörler içinde elektrik sektörü, en yoğun sermaye gerektiren sektördür. Birincil

enerji kaynaklarının çıkartılması, rafine edilmesi yada temizlenmesi ve taşınması için gerekli olan yatırımlardan daha fazla yatırımı, elektrik üretimi için yapılmalıdır. Bu nedenle elektrik üretimi için gerekli olan yatırım kararlarının en uygun şekilde belirlenmesi üzerinde, daha hassasiyetle durulmalı ve etki eden tüm faktörlerin değerlendirildiği modeller oluşturulmalıdır.

4. Enerji politika ve planlamalarının ilk girdisi talep miktarlarıdır. Birincil enerji kaynakları enerji tüketim sektörlerinde (konut, sanayi, ticarethane, resmi daire) ısıtma ve enerji dışı amaçlarla kullanılırken, elektrik enerjisi ısıtma, aydınlatma, proses ve elektrik ile çalışan makinelerin enerji ihtiyacı için kullanıldığından birincil enerji kaynaklarından farklı amaçlarla kullanılmaktadır. Bu nedenle talebi etkileyen faktörler birbirinden farklıdır ve ayrı değerlendirilmelidir.

Enerji planlaması yapılmasının çok sayıda sebebi vardır. Kararlaştırılan enerji politikaları altında geleceğe ait kararların doğru bir şekilde alınması, iyi bir planlama ile olabilir. Enerji planlamasının esası, kaynakların planlamasıdır. Bugünü değil geleceği de düşünerek en uygun çözümlerin bulunması, sürdürülebilir kalkınma ve sürdürülebilir enerji için gereklidir. Bu nedenle mevcut yerli kaynakların en iyi şekilde değerlendirilmesi ve ithal kaynaklara olan ihtiyacın tespit edilmesi, enerji planlamasının temel amacıdır.

Bilinen enerji kaynakları açısından Türkiye zengin bir ülke sayılmaz. Birincil enerji kaynaklarının yaklaşık olarak % 40' lık bir kısmı ithalatla karşılanmaktadır (Aybar,1998). İthal enerji kaynakları için harcanan milli hasıla büyük değerlerdedir. Bu nedenle yerli kaynakların verimli kullanılması, yerli-ithal kaynak dengesinin sağlanması , ithal kaynakların temininde fiyat ve ülke çeşitlendirilmesi ve anlaşma miktarlarının ihtiyaçlara uygun olması için kaynak planlaması yapmak zorunludur.

Elektrik enerjisi planlamasının iki ana amacı vardır:

1. Mevcut sistemlerin, talep edilen elektrik miktarını en uygun şekilde karşılamasını sağlamak için, yükleme sıralamasının belirlenmesi

2. Talep artışını karşılayacak ilave kapasitelerin belirlenmesidir.

Bu amaçlar için elektrik enerjisi planlaması, farklı kaynakların ve teknolojilerin seçimini ve sıralamasını, ekonomik faktörler ve belirsizlikler kadar çevre ve sosyal faktörleri, yük düzenleme programlarını, enerjinin verimli kullanımını hesaba katarak , arz ve talebi beraber değerlendirir. Elektrik enerjisi planlamasının arz ve talep olmak üzere iki tarafı vardır. Planlamada kullanılacak olan seçenekler taraflar için farklılık gösterir. Talep tarafının seçenekleri; elektriğin verimli kullanılması ve yük düzenleme programlarıdır. Arz tarafı seçenekleri ise; konvansiyonel güç teknolojileri, yenilenebilir güç teknolojileri , elektrik üretim sistemlerinin özelleştirilmesi ve mevcut santrallerin iyileştirilmesi ile ömürlerinin uzatılmasıdır .

Talep tarafı seçeneklerinden elektriğin verimli kullanılması; elektrik tüketim sektörlerindeki (konut, ticari, endüstri ve aydınlatma) araç ve makinaların daha az elektrik tüketenlerin tercih edilmesi ve enerji tasarruf programlarının uygulanmasıdır. Bunun göstergesi ise elektrik yoğunluğu (kWh/TL) olarak tanımlanan, birim milli hasıla başına tüketilen elektrik enerjisidir. Bu değer ne kadar azalırsa, birim milli hasıla için harcanan elektrik azalmış ve verimli kullanım sağlanmış olur.

Yük düzenleme programları, en fazla elektrik talebinin olduğu saatlerdeki pik yükün diğer zamanlara dağıtılmasından oluşur. Çünkü pik yük artışı elektrik tüketim artışından daha fazladır. Pik yükün hızlı artışı, kurulması gereken ilave kapasitelerin büyümesine neden olur. Pik yük santrallerinin üretim maliyetleri ise, yıl içindeki çalışma saatlerinin düşük olmasından dolayı büyüktür. Bu nedenle farklı saatlerde farklı elektrik fiyatı uygulaması, zorunlu kesintiler gibi yöntemlerle pik yük, diğer zamanlara dağıtılmaya çalışılır. Kurulması gereken ilave kapasiteler azalır ve üretim sisteminin ortalama üretim maliyeti düşer.

Arz tarafı seçeneklerinden konvansiyonel güç üretim sistemleri, fosil yakıtlı teknolojilerdir. Fosil yakıtlı teknolojiler; buhar türbinli termik santraller, gaz türbinli termik santraller ve kombine çevrim santralleridir. Yenilenebilir enerji teknolojileri; hidroelektrik santraller, rüzgar santralleri, jeotermal santraller ve güneş santralleridir. Elektrik enerjisi üretim

teknolojileri ekonomik ve teknik yönden farklılıklar gösterirler. Elektrik kapasite planlaması yapılırken, belirlenen kısıtlar altında amaca yönelik en uygun teknoloji seçimi de yapılmalıdır. Kısıtlar, ekonomik, çevre yada yakıt rezervlerinden biri yada birkaçı olabilir. Amaç en düşük elektrik üretim maliyetine sahip sistemin tespiti ve seçimidir. Literatürde bu amaca yönelik olarak en düşük maliyet planlaması (Least Cost Planning) metodu yaygın olarak kullanılmaktadır (MacGreger, 1993, El-kordy, 2002).

Maliyetler ve kısıtlar kadar planlamaya etki eden teknolojilerin diğer özellikleri ise inşaat süreleri ve ekonomik ömürleridir. Planlama takviminin belirlenmesinde inşaat ve üretime başlama zamanı ile, kullanım dışı bırakma önemlidir. Teknolojiler için bu değerlerin farklılıklar göstermesi planlamayı zorlaştırmaktadır.

Arz tarafının diğer bir seçeneği ise özel üretim firmalarının kurulması ve elektrik piyasasının özelleştirilmesidir. Amaç rekabete dayalı üretim ve satış piyasasının oluşturulmasıdır.

Elektrik enerjisi planlamasında bazı zorluklar vardır. Elektrik enerjisi planlaması ileriye dönük uzun dönemli bir planlamadır. Planlamanın yapıldığı anda, birçok ekonomik ve teknik bilginin geleceğe ait değerleri, kesin olarak bilinmemektedir. Yakıt fiyatları, kredi faizleri, teknolojilerin yatırım bedelleri, verimler ve elektrik politikaları zaman içinde değişiklikler gösterir. Planlamayı oldukça zorlaştıran bu değerlere belirsizlikler adı verilir. Belirsizliklerin planlama içinde ele alınması için senaryo yöntemi kullanılır. Geçmişteki bilgiler kullanılarak tüm değerler için kabuller yapıp, geleceğe yönelik değişik senaryolar oluşturulur. Farklı senaryolar için ayrı hesaplamalar yapılarak sonuçlar elde edilir. Senaryo yönteminin bir faydası da duyarlılık analizinin yapılmasına uygun olmasıdır.

Talep ve arz tarafı seçenekleri kullanılarak planlama yapılırken, işlem sırası önemlidir. Planlama mevcut durumun ortaya konması ile başlar. Bu amaçla mevcut santrallerin kapasiteleri ve kalan ekonomik ömürleri, kaynak rezervleri, ithal kaynak temin imkanları ve mevcut anlaşmalar, talep miktarı ve artış hızı tespit edilmelidir. Talep miktarı ve artış hızı kullanılarak, geleceğe ait talep miktarları tahmin çalışmaları yapılır. Sonra enerji politikalarının belirlediği planlama amaçları tanımlanır. Amaçlar; güvenilir elektrik arzı, en az

Çevresel etki ve tüketiciler için en düşük elektrik fiyatıdır.

Bir sonraki aşama ; mevcut kapasite ile geleceğe ait talepler arasındaki farklar, kullanım dışı bırakılacak santraller da düşünülerek belirlenir. Bu farkı karşılamada kullanılacak teknolojiler ve kaynaklar ortaya konulur.

Bundan sonra optimizasyon yöntemleri kullanarak, optimum sistem teknolojileri belirlenmeye çalışılır. Optimizasyon modelinde elektrik politikalarına uygun amaç fonksiyonu belirlenerek, matematik model oluşturulur. Amaç fonksiyonu aşağıdakilerden herhangi biri olabilir;

- toplam masrafların minimizasyonu,
- birim üretim maliyetlerinin minimizasyonu,
- net gelirin maksimizasyonu,
- evre emisyonlarının minimizasyonu.

Amaç fonksiyonu belirlendikten sonra; teknolojilerin ekonomik, teknik ve evre faktörlerini dikkate alan optimizasyon yöntemleri kullanarak, optimum sistem teknolojileri belirlenmeye çalışılır. Hesaplamalar sonunda planlama için belirlenmesi gereken konular:

- ilave edilecek teknolojilerin tipi,
- ilave edilecek teknolojilerin kapasiteleri,
- seçilen teknolojilerin yükleme sıralaması,
- teknolojilerin inşaatına başlama ve üretime başlama tarihleri,
- santrallerin kurulma yerleridir.

Bu çalışmada öncelikle, optimizasyonun amaç fonksiyonu olarak ortalama üretim maliyeti seçilip , maliyet minimizasyon algoritması oluşturuldu. Algoritmayı gerçekleştiren program yazıldı. Kaynak kısıtları altında verilen değerler seti için amacı sağlayan teknoloji karışımı elde edildi. Sonuçlar içinde, teknolojilerin tipi , kapasiteleri, kullandıkları kaynaklar, yükleme

sıraları ve enerji üretim maliyetleri elde edilmiştir. Hesaplamalar esnasında yapılan kabul, elektriğin %100 olarak karşılanacağı yani güvenirliliğin tam olacağıdır.

Elektrik enerjisi planlaması, genel olarak kapasite ilave problemi olarak adlandırılır. Çalışmanın diğer bölümünde , mevcut kapasite toplamına ilave edilmesi gereken kapasite ele alındı. İlave kapasite, artan elektrik tüketim hızı ile tespit edildi. Bu kapasite artışının yıllar itibari ile karşılanmasını sağlayacak teknolojilerin tipi, kapasiteleri , kaynak tipleri ve yükleme sıralamaları, oluşturulan algoritma ile teknolojilere dağıtıldı. Burada da amaç fonksiyonu, yine ortalama üretim maliyetinin minimizasyonudur.

Çalışmanın son bölümünde bölgesel elektrik planlaması ele alınmıştır. Türkiye’ de bölgeler , coğrafi yapılarına göre ayrılırlar ve birbirlerinden farklılık gösterirler. Bu farklılıklar elektrik tüketimlerini etkilemektedir. Planlamada bu durumun göz ardı ediliyor olması hatalara neden olmaktadır. Çünkü bölgelere ait nüfus, endüstriyel yapı ve sosyal gelişmişlik farklı olduğu gibi bölgelerdeki enerji kaynak tipleri , kaliteleri ve rezervleri de farklıdır. Tüm Türkiye enterkonnekte sistemle birbirine bağlı olsa da, iletim ve dağıtım kayıplarının fazla olması olumsuzluk meydana getirmektedir. Bu kayıpların azaltılması, yerli kaynakların daha verimli kullanılması, doğalgaz gibi ithal edilen kaynakların taşınacağı bölgelerin tespiti ve bunlara ait yatırımların planlanması ve ilave edilecek santrallerin yerlerinin belirlenmesinde bölgesel elektrik planlaması önemlidir. Bu amaçlara yönelik olarak bölgelerin enerji kaynağı tipleri, kaliteleri ve rezervleri, elektrik tüketimlerinin miktarı ve artış hızları belirlenmiştir. Hesaplamalar sonucunda santrallerin ilave edilecekleri bölgeler de bulunmuştur.

4. ELEKTRİK ÜRETİM MALİYETİ HESAPLAMALARI

Mühendislik projelerinin tamamlanmasında çoğu zaman sadece mühendislik bilgileri yeterli olmaz. Mühendislik açısından tümü uygulanabilir olan değişik alternatifler içinden birinin seçilmesinde, ekonomik kriterlere ihtiyaç duyulur. Mühendislik ekonomisi yaklaşımı, bu amaçla projelerde doğru kararların alınması için oluşturulmuştur. Projelerin teknik olurlukları mühendislik bilgileri ile yapılırken; alternatiflerin değerlendirilmesinde ekonomik analiz uygulanarak ekonomik doğruluk ve uygunluk tespit edilir.

Mühendislik ekonomisinin temel amacı: mevcut sermayelerin en uygun şekilde kullanılması için, projelere ait ekonomik sonuçları elde etmektir. Projelerin tümünde ekonomik sonuçlar olarak zaman içindeki nakit akışı, gelecekteki kârların tahmini ve son ürün maliyetleri vardır. Bu sonuçların elde edilmesi için, ekonomik analizlerde işlem basamakları sırası ile uygulanır. Bu basamaklar:

1. problemin tanımlanması ve anlaşılması,
2. amaçların tanımlanması,
3. problemde kullanılacak bilgilerin toplanması,
4. toplanan bilgilerin değerlendirilmesi,
5. alternatif çözümlerin üretilmesi,
6. alternatiflerin değerlendirilmesi,
7. en uygun alternatifin tanımlanması ve belirlenmesi,
8. seçilen alternatifin uygulanması,
9. uygulama sonuçlarının gözlenmesi ve denetlenmesidir.

Çözölmek istenen durum, yada alınmak istenen karar bir problem olarak tanımlanabilir. Analizin ilk basamağında problemin doğru tanımlanması ve anlaşılması; çözümü için harcanacak zamanı, yapılacak hataları ve gerçek problem ile arasında oluşabilecek farkları

azaltır. Problem bir yada birden çok amacı başarmayı hedefleyebilir. Bu amaçların önce uygunluğuna bakılır ve sonra açıkça belirtilerek sıraya konulur. Bu sıralama genellikle aşağıdaki gibidir.

1. Yatırım masraflarının tahmini.
2. Ekonomik ve teknik parametrelerle ürün maliyetlerinin belirlenmesi.
3. Alternatiflerin karlılıklarının değerlendirilmesi.

Ekonomik analizin, tespit edilen amaçlara uygun olarak yapılabilmesi, öncelikle uygun bilgilerin toplanmasını gerektirir. Bilgilerin toplanmasında; sırası ile önce literatüre, sonra da şirketlerin kaynaklarına bakılır. Buradaki bilgiler gerçek bilgilerdir ve bu iki kaynaktan bulunamayan veriler tahmin edilir . Çalışmanın yapıldığı zamanda ve geçmişte yapılmış çalışmalara ait bilgiler kesin değerlerdir. Fakat geleceğe ait bilgilerin kabul yada tahmin edilmesi gereklidir. Teknik bilgiler genellikle kesin değerlere sahip iken fiziksel olaylarla kesin ilişkileri belirli olmayan ekonomik verilere ait belirsizlikler vardır ve sık sık yenilenmelidir.

Toplanan çok sayıdaki verilerin hesaplamalarda kullanılabilmesi için, düzenlenmesi ve değerlendirilmesi şarttır. Bilgiler çoğunlukla miktar ve sayı gösterdiklerinden istatistiksel yöntemlerle ele alınarak, geçmişteki bilgilerle gelecekteki değerlerin tahminine çalışılır. Özellikle hesaplamalar içinde büyük etkileri olan verilerin doğru tespiti, hesaplama sonuçlarının ve alınan kararların doğruluğunun belirleyici faktörleridir.

Problemin çözülmesinde alternatiflerin üretilmesi yada mevcut alternatiflerin tespiti önemlidir. Amaca uygun olarak değişik durumları içeren alternatifler, doğru çözümün üretilmesini sağlar. Sonucu etkileyecek bir ihtimalin değerlendirilmeye alınmaması, bundan sonraki tüm basamaklardaki değerlendirmelerde hatalara neden olacaktır.

Alternatifler içinden en uygununun seçilmesinde, önceden belirlenen amaçlar doğrultusunda hazırlanan amaç fonksiyonu kullanılır. Ekonomik analiz problemleri aşağıda tanımlanan üç sınıftan birine girer.

1. Sağalanacak kaynak sabittir ve bunun için tüm gelirlerin maksimum yapılması arzulanır
2. İstenen sonuç sabittir ve bu nedenle girdi yada giderlerin minimum yapılması istenir
3. Sağlanan kaynak ve istenen sonuç sabit değildir. Her ikisi de kazancın maksimum yapılması amacıyla değiştirilebilir.

Mühendislik ekonomisinin en çok kullanılan kuralı ise, üçüncü durumu ifade eden iskonto edilmiş bugünkü değerin maksimum yapılmasıdır. Sonuç olarak; ekonomik analiz hesaplama yöntemleri kullanılarak, elde edilen sonuçlar değerlendirilir ve alternatifler arasında ekonomik yönden en üstün olanı seçilir. Değerlendirmede yatırımın toplam masrafı, son ürün maliyetleri, yada ürün satışlarından elde edilen kazancın toplamından biri kullanılabilir.

Belirli bir elektrik enerjisi talebi için, alternatif elektrik üretim teknolojilerinden en uygununun seçilmesi istenir. Üretilecek ürün sabittir ve bu ürünü sağlayacak minimum giderli sistemin seçilmesi ekonomik açıdan uygun olacaktır. Bu amaçla elektrik üretimi yapan farklı teknolojilerin, ulusal yada uluslararası ekonomik analiz ve karşılaştırılmalarında en çok kullanılan yöntem bir değere getirilmiş üretim maliyetlerinin (Levelized Cost) hesaplanmasıdır (Aybers ve Şahin, 1995, MacGreger, 1993, El-kordy, 2002).

Elektrik üretim maliyeti hesaplamalarında ele alınan masraflar; üretim santralının yatırım, yakıt, işletme ve bakım masrafları ile iletim ve dağıtım sistemlerinin yatırım ve işletme ve bakım masraflarıdır. Fakat aynı bölgeye yapılacak farklı santrallarda iletim ve dağıtım sistemlerine ait masraflar aynı olacağından, karşılaştırma sonuçlarına etkisi olmayacaktır. Bu nedenle, alternatif elektrik üretim sistemlerinin ekonomik karşılaştırılmalarında, üretim maliyeti hesaplanırken, santrale ait masraflar olan yatırım, yakıt ve işletme ve bakım masrafları alınabilir.

Elektrik üretim sistemleri için yapılan masraflar, santralin inşaatına başlama tarihi ile ekonomik ömrün sonuna kadarki periyotta farklı zamanlarda ve miktarlarda yapılır. Paranın zaman içindeki değeri değiştiğinden; bu periyoda yayılmış olan tüm masrafların

karşılaştırılabilmesi için, bir referans tarihine getirilmesi zorunludur. Genel olarak santralin üretime başladığı tarih, referans tarihi olarak seçilir ve yapılan tüm yıllık yatırım, yakıt, işletme ve bakım masrafları bu tarihe getirilir. Bu masraflar toplamına ömür boyu masraflar adı verilir ve;

$$C_{pw} = \sum_{t=-L}^n [C_{kt} + C_{ft} + C_{mt}] (1+r)^{-t} \quad (4.1)$$

denklemleri ile hesaplanır (Aybers ve Şahin, 1995).

Burada:

C_{pw}	Referans tarihindeki ömür boyu masraflar (\$)
C_{kt}	t yılındaki yıllık yatırım masrafları (\$/yıl)
C_{ft}	t yılındaki yıllık yakıt masrafları (\$/yıl)
C_{mt}	t yılındaki yıllık işletme ve bakım masrafları (\$/yıl)
t	Masrafların yapıldığı yıl
L	Santralin inşaat süresi (Yıl)
n	Santralin ekonomik ömrü (Yıl)
r	İskonto oranıdır.

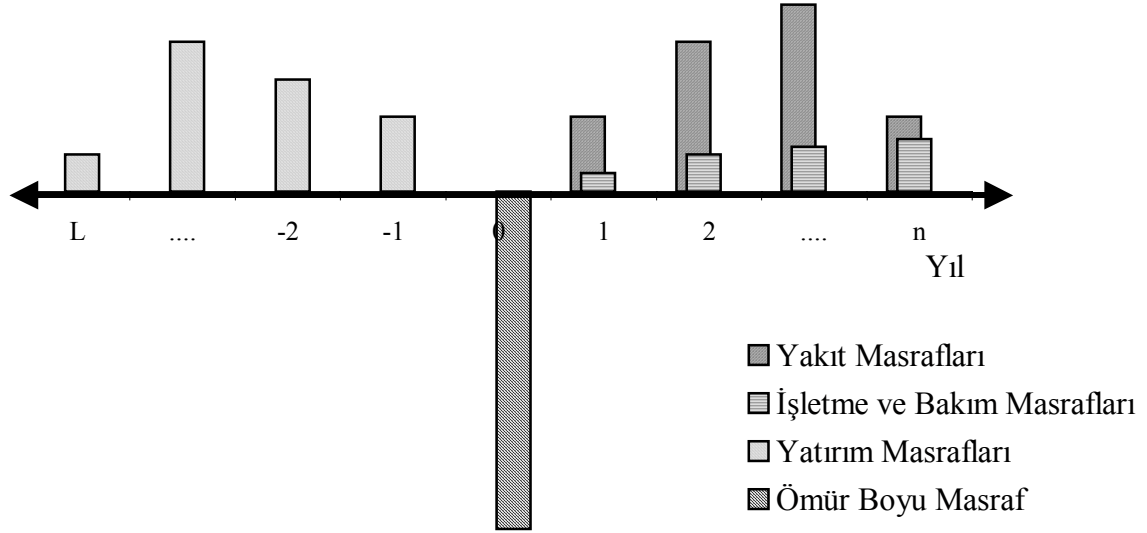
Ömür boyu masraflar, $-L$ ile n süresi arasında yapılan tüm masrafların işletmeye başlama tarihindeki ($t = 0$) değerini yani şimdiki değerini (Present Worth) verir (Şekil 4.1). Belirlenen ömür boyu masrafları santralin işletmeye başladığı tarih ile ekonomik ömrü sonuna kadar eşdeğer masraflar serisine dönüştürülür ve

$$C_{aw} = \frac{C_{pw}}{\sum_{t=1}^n (1+r)^{-t}} = \frac{\sum_{t=-L}^n [C_{kt} + C_{ft} + C_{mt}] (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n (1+r)^{-t}} \quad (4.2)$$

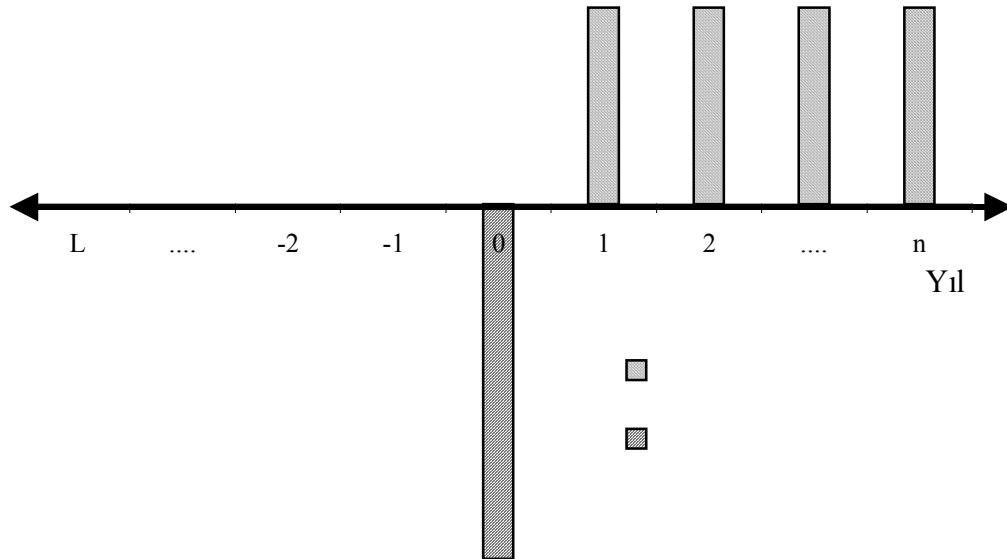
denklemleri ile hesaplanır (Aybers ve Şahin, 1995).

Burada:

C_{aw} Yıllık eşdeğer masraflar serisidir. (\$/yıl)



Şekil 4.1 Ömür boyu masrafların şimdiki değeri



Şekil 4.2 Ömür boyu masrafların yıllık eşdeğer serisi

Santralin birim ürün maliyetinin bulunabilmesi için, ömür boyu elektrik üretiminin belirlenmesi gerekir. Yıllık üretilen elektrik miktarının bulunması için, yük faktörü (Load Factor) kullanılır. Yük faktörü; santralin bir yıl boyunca ürettiği elektriğin, o yıl içindeki kurulu güç ile tüm yıl üretim yapması durumundaki üreteceği elektriğe oranıdır ve

$$L_f = \frac{E_t}{8760 \times N_k} \quad (4.3)$$

denklemleri ile hesaplanır.

Burada:

L_f Yük faktörü

E_t t yılında Santralin yıllık elektrik üretimi (kWh/yıl)

N_k Santralin kurulu gücüdür. (kW)

Santralin ömür boyu eşdeğer masraf serisi, ömür boyu elektrik üretimine bölünerek birim elektrik üretim maliyetleri hesaplanır. Üretim maliyeti, hesaplamalarda ömür boyu değerler kullanıldığı için, santralin ekonomik ömrü boyunca sabit bir değerde kalacaktır.

$$g = \frac{C_{pw}}{\sum_{t=1}^n E_t (1+r)^{-t}} = \frac{\sum_{t=L}^n [C_{k(t)} + C_{f(t)} + C_{m(t)}] (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t (1+r)^{-t}} \quad (4.4)$$

Eğer santralde üretilen elektrik miktarı her yıl eşit ise, bu durumda birim elektrik üretim maliyeti,

$$g = \frac{\sum_{t=L}^n [C_{k(t)} + C_{f(t)} + C_{m(t)}] (1+r)^{-t}}{E \sum_{t=1}^n (1+r)^{-t}} \quad (4.5)$$

denklemleri ile hesaplanır (Aybers ve Şahin, 1995).

Burada:

E Yıllık sabit elektrik üretim miktarıdır. (kWh/yıl)

Genel olarak 4.4 veya 4.5 denklemleri ile, birim elektrik üretim maliyetleri hesaplamasına, bir değere getirilmiş maliyet (Levelised Cost) yöntemi denilir. Alternatif elektrik üretim sistemleri, ulusal ve uluslar arası ekonomik analiz ve karşılaştırılmalarında en çok kullanılan yöntemlerdir. Yöntem, santralin inşaat süresi ile ekonomik ömrü arasındaki tüm masrafların şimdiki değeri ile ürettiği elektriğin ömür boyu sabit bir değerden satışı ile elde ettiği gelirin şimdiki değerini eşitler.

Birim elektrik maliyetine etki eden teknik ve ekonomik parametreler vardır. Bunlar; tesisin gücü, yakıt cinsi ve fiyatı, termik verim, yük faktörü, santral ekonomik ömrü, inşaat süresi ve bu süredeki harcama dağılımı, yatırım bedeli, faiz, eskalasyon ve iskonto oranıdır. Tüm bu parametrelerin hesaplamalarda kullanılacak değerlerinin doğru belirlenmesi, karşılaştırma sonuçlarını önemli oranda etkileyecektir. Teknik parametrelerdeki tahminlerde, geçmişte ve santralin yapıldığı zamandaki değerlerde, az değişim olurken; ekonomik parametreler zaman içinde oldukça değişkenlik gösterebilir.

Alternatif elektrik üretim tesislerinin birim elektrik üretim maliyetleri içindeki yatırım, yakıt, işletme ve bakım maliyetlerinin ağırlıkları farklıdır. Fosil yakıt tüketen santrallarda yakıt maliyetleri önemli bir paya sahip iken, yenilenebilir enerji kaynaklı santrallarda yakıt maliyetleri yoktur. Buna karşılık fosil yakıtlı santrallarda sermaye maliyeti, enerji dönüşüm teknolojisine bağlı olmakla beraber, yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretim teknolojilerinden daha düşüktür. Maliyetlerin diğer bir ayrımı da, üretilen enerjiye bağlı olup olmamalarına göre yapılır. Sabit maliyetler elektrik üretiminden bağımsız olan maliyetlerdir. Sermaye maliyeti sabit maliyettir ve bu nedenle üretim miktarı ile değişmez. Halbuki yakıt masrafları üretim miktarı ile doğrusal olarak arttığından, bu tür maliyetlere değişken maliyetler denilir. Sabit ve değişken maliyetlerin birim elektrik üretim maliyeti içindeki paylarının değeri, santralların karşılaştırılmasında çok önemli yer tutar. Değişken maliyetlerin birim elektrik üretimi için değeri değişmez. Fakat sabit maliyetlerin birim elektrik üretim maliyetleri içindeki değeri, üretim arttıkça azalmaktadır. Santralların yıllık elektrik üretim

miktardaki değişimi, yk faktörü temsil etmektedir. Tüm bu sebeplerden dolayı santralların yk faktörü değiştikçe birim elektrik üretim maliyetleri, önemli değişikliklere uğramakta ve birbirlerine göre ekonomik yönden avantajlı oldukları durumlar değişmektedir.

Birim elektrik üretim maliyetleri hesaplamalarında, öncelikli olarak yapılan masrafların tespit edilmesi gereklidir. Bu nedenle sırası ile toplam yatırım masrafları bulunmalı ve yıllık sermaye masrafına dönüştürülmeli, yıllık yakıt ve yıllık işletme bakım maliyetleri bulunmalıdır.

4.1 Elektrik retim Santrallarının Yatırım Masrafları ve Tahmini

Maliyet hesaplamalarında sonuçların doğru olmasının en önemli kaynağı, hesaplamaya dahil edilen teknik ve ekonomik bilgilerin doğru olmasıdır. Bilgilerin kaynağı; literatür, önceden yapılmış benzer çalışmalar, üretici firmaların satış değerleri ve önceden yapılan çalışmalar arasındaki ilişkileri gösteren hesaplamalardır. Bilgilerin doğruluğu ve kesinliği, yapılan çalışmaların önemine ve kullanım amacına göre değişir. Değerlerin doğruluk derecesi arttıkça harcanan zaman, çalışmayı yapan personel ve mali kaynakların da artması zorunludur. Bu nedenle maliyet tahmin çalışmaları üç sınıfa ayrılabilir.

1. n tahmin alışması.
2. Yarı detaylı tahmin alışması.
3. Detaylı tahmin çalışması.

n tahmin çalışmasında doğruluk derecesi, diğer yöntemlere göre daha düşüktür. Bu yöntemde doğru değere yaklaşım %50 ile 70 arasında olmakla beraber, bazen de daha fazladır. Bilgiler, literatürden ve daha önceki yapılmış çalışmaların istatistik yöntemlerle değerlendirilme sonuçlarından elde edilir. Maliyet belirleme süresi kısa ve harcanan masraflar azdır. Bu yöntemde belirlenen değerin doğruluğunu, istatistik yönteme tabi tutulan bilgilerin çokluğu, tahmin yönteminin uygunluğu ve çalışmayı yapanların deneyim ve kararları etkilemektedir (William ve Park,1973).

Yarı detaylı maliyet hesaplamalarında gerçek değere % 90 oranında yaklaşılr. Bu yaklaşımın derecesi bilgilerin miktarına ve kalitesine bağlıdır. Bu yöntemde geçmiş yıllara ait bilgilerden tüm sistem için ilişkiler kurmak yerine; projelere ait dizayn ve boyutlandırma yapılarak, buradaki elemanların maliyetleri tek tek araştırılır. Özellikle proje içindeki maliyeti büyük elemanların değerleri, geçerli olan piyasalardan elde edilir. Yarı detaylı maliyet çalışmalarının avantajları olmasına karşın; zaman gereksinimleri ve masrafları fazladır.

Detaylı maliyet hesaplamaları % 95 oranında gerçek değerlere yaklaşılr ve fiyat teklifi alınarak hazırlanır. Tüm mühendislik hesaplamaları, boyutlandırmaları ve çizimleri tamamlanmış projelere uygulanabilir. Bir çok alternatifi olduğu durumlarda, zaman gereksinimi ve masraflarından dolayı uygulanması zordur, bu nedenle sadece kesinlik kazanmış çalışmalara uygulanabilir. Böyle bir çalışmada tüm şartname bilgileri yerine getirilir, kesin fiyatlar elde edilir, işçi sayıları ve ücret değerleri belirlenir ve çalışma çizelgesi hazırlanır. Bu tür bir çalışmada da hata payı vardır. En büyük hatalar, bazı maliyet gerektiren bölümlerin hesaplamalara dahil edilmemesi ve işçi sayılarının doğru belirlenememesinden kaynaklanmaktadır (William ve Park,1973).

4.1.1 Santral Yatırım Maliyetleri

Santrallara ait maliyet hesaplamalarının ilk basamağı, yatırım maliyetlerinin belirlenmesidir. Yatırım maliyetleri üretim miktarından bağımsız olduğu ve bir defa yapıldığı için; sabit maliyet olarak adlandırılır. Yatırım maliyetleri, bir çok harcamanın toplamından oluşmaktadır. Harcamaların miktarları, amaçları ve zamanları farklılık gösterdiğinden; yatırım masraflarının tahminini ve hesaplanmasını kolaylaştırmak amacıyla, alt bölümlere ayrılır. Santralların özelliğine ve hesaplama tarzına bağlı olarak, literatürde farklı yöntemler verilmiştir.

Genel olarak; tahmin çalışmalarında tüm alt bölümler belirlenir ve ekipman satın alma maliyetlerinin (ESAM) yüzdeleri alınarak maliyetleri kararlaştırılır (Bejan vd,1995). Ekipman satın alma maliyeti tespit edildikten sonra yapılan kabuller ile diğer maliyetler, ekipman satın alma maliyetinin yüzdesi olarak bulunur. Maliyetlerin tam olarak belirlenmesi bilgilerin

çokluğuna, doğruluğuna ve tahmin çalışmaları için harcanan zaman ve masraflara bağlıdır. Yatırım maliyetlerinin alt bölümlere ayrılması aşağıda verilmiştir .

1. Sabit yatırım masrafları:

1.1. Doğrudan masraflar:

1.1.1. Tesis içi masraflar:

1.1.1.1. Ekipman satın alama masrafları (ESAM),

1.1.1.2. Satın alınan ekipmanların kurulma masrafları ,

1.1.1.3. Boru döşeme masrafları,

1.1.1.4. Kontrol sistemleri masrafları,

1.1.1.5. Elektrikli ekipman masrafları,

1.1.2. Tesis dışı masraflar:

1.1.2.1. Arazi satın alma masrafları,

1.1.2.2. İnşaat, bina ve mimari çalışmaların masrafları,

1.1.2.3. Hizmet ve işçilik masrafları,

1.2. Dolaylı masraflar:

1.2.1. Mühendislik ve müşavirlik masrafları,

1.2.2. Konstürüksiyon masrafları,

1.2.3. İhtimal masrafları,

2. Diğer masraflar:

2.1. Start-up masrafları,

2.2. Lisanslama ve araştırma masrafları,

2.3. Çalışmaların sürdürülmesi için gerekli masraflar.

Yatırım masrafları; yukarıdaki tüm masrafların toplamından oluşmaktadır ve tahmin çalışmaları, ekipmanların satın alma masraflarının tespiti ile başlar. ESAM’i bulmak için çalışmanın önemine göre literatür, önceki yapılmış çalışmalar yada doğrudan satıcı fiyatlarından yararlanılır. Bunun dışında tahmin kartları ile ekipmanı karakterize eden değişik parametrelere göre maliyet tahmini yapmak mümkündür. ESAM dışında kalan masrafları bulmak için, yüzdesel faktör yöntemi kullanılır. Bu yöntemde diğer tüm alt bölümlere ait maliyetler ESAM’ın yüzdesi (% ESAM) olarak verilir (Bejan vd,1995).

Satın alınan ekipmanların kurulma masrafları, ekipmanların taşınma, taşınma esnasındaki sigorta, işçilik, kurulma, inşaat ve diğer masrafları içermektedir. Boru döşeme masrafları, sistemdeki tüm boru hatlarının malzeme ve işçilik maliyetlerinin toplamıdır. Kontrol sistemleri masrafları, tesisin kontrolü ve otomasyonu için kullanılan tüm ekipmanların maliyetlerinin toplamından oluşur ve otomasyon sisteminin duyarlılık derecesi ile artar. Elektrikli ekipman masrafları, aydınlatma, dağıtım hatları, işçilik ve diğer masrafları içine alır. Bu masrafların hepsi, santralin içinde yapıldığından, bunlar toplam tesis içi masraflar olarak adlandırılır.

Arazi satın alma masrafları, santralin kurulacağı yere bağlı olarak tespit edilir ve değer kaybetmeyen masraftır. İnşaat, bina ve mimari çalışmaların masrafları tüm binaların, yolların ve çalışanların maliyetlerini içine alır. Yeni santral yada mevcut bir santralin yenilenmesi durumunda, farklı yöntemlerle tespit edilir. Hizmet ve işçilik masrafları, santraldeki yakıt, su, buhar, elektrik ve bunları işletmek için yapılan işçilik masraflarından oluşur. Bu masrafların toplamına tesis dışı masraflar adı verilir.

Mühendislik ve müşavirlik masrafları, projelerin detaylı çizilme, geliştirilme ve modellenme, satın alma, mühendislik, danışmanlık ve denetim masraflarından oluşur. Konstrüksiyon masrafları, personelin ev ve ofis inşaat harcamalarını içine alan masraflardır. İhtimal masrafları, maliyet ve verim kabullerinin gerçekten uzak olması , hava şartları yada başka sebeplerden dolayı iş durması, ani fiyat yükselmeleri ve diğer beklenmedik durumlardaki

masrafları gösterir. Santralin kapasite ve karmaşıklığına bağlı olarak kabul edilen risk faktörü, bu maliyetin belirlenmesinde kullanılır. Buradaki üç masraf grubu santralin kendisi ile doğrudan ilgili olmadığı için, bu gruba dolaylı masraflar denilir.

Diğer masraflar diye sınıflandırılan ve yukarıda bahsedilen masraflar dışında kalan masraflar da mevcuttur. Start-up masrafları, lisanslama ve araştırma masrafları ile çalışmaların sürdürülmesi için gerekli masraflar, bu grubu oluşturmaktadır. Start-up masrafları, santralin dizayn koşullarında çalıştırılması için santralin ilk çalışması esnasında yapılması gerekli olan işçilik, malzeme ve ekipman masraflarını kapsar. Lisanslama ve araştırma masrafları, siteminin geçmişte yapılmış lisans alma ve geliştirme masraflarını içerir. Çalışmaların sürdürülmesi için gerekli masraflar, santral kurulum faaliyetlerinin sürekli olabilmesi ve kesintiye uğramaması için gerekli olan sermayeyi ifade eder.

4.1.2 Kapasite - Maliyet İlişkisi

Kısa süreli tahmin çalışmalarında en çok kullanılan yöntem, geçmiş bilgilerden faydalanılarak maliyetlerin tespit edilmesidir. Bu yöntem çalışma amacına bağlı olarak genellikle uygun sonuçlar verir. Tüm sistemlerin kapasiteleri ile maliyetleri arasında bir ilişki vardır. Bu ilişkinin ortaya çıkartılması, maliyet hesaplamaları için önemlidir. Özellikle farklı kapasitelerin seçilmesiyle ilgili ekonomik analizler yapılırken, kapasite maliyet ilişkisi kullanılmak zorundadır. Enerji santrallerinin tümünde kapasitenin artması ile beraber yatırım maliyetleri de artmaktadır. Fakat yatırım maliyetlerindeki artış kapasite artışından daha azdır. Büyük kapasitelerde, kapasite ile beraber maliyet artış hızı daha da küçülmektedir. Kapasite - maliyet ilişkisinin belirlenmesinde şu işlem sırası uygulanır.

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

aşağıdaki gibi hesaplanır (Bejan vd,1995).

$$\text{Referans Yılı Maliyeti} = \text{Orjinal Maliyet} \frac{\text{Referans Yılı Maliyet İndeksi}}{\text{Orjinal Yıl Maliyet İndeksi}} \quad (4.6)$$

Maliyet indeksi referans yıl ile orijinal yıl arasındaki malzeme, işçilik ve diğer masraflardaki değişimleri tanımlayan katsayıdır.

3. Kapasite ve maliyet arasındaki ilişkinin bulunması için, bu bilgilerle bir doğru veren log-log grafiği çizilir. Elde edilen doğrunun eğimi kapasite ile maliyetin üstel artışının katsayısını vermektedir. Santraller için bu üs 1 den küçük bir değerdir. Bunun anlamı, kapasite artışı ile meydana gelen maliyet artışının daha az olduğudur.
4. Kapasite ile maliyet arasındaki üstel değişim denkleme dönüştürülür. Bunun için kapasitesi ve maliyeti bilinen bir durum seçilir. Daha sonra aşağıdaki maliyet kapasite denklemi kullanılarak aranan herhangi bir kapasitedeki maliyet bulunur (William ve Park,1973).

$$I = I_0 \cdot \left(\frac{N}{N_0} \right)^\alpha \quad (4.7)$$

Burada:

I değeri aranan N kapasitesindeki tesise ait maliyet,

N maliyeti aranan tesis kapasitesi,

N_0 referans tesise ait kapasite,

I_0 referans tesise ait maliyet,

α kapasite- maliyet üssüdür.

Kapasite-maliyet üs değeri arasında sistemin tipine göre 0.2 ile 1 değişmektedir. Elektrik üretim sistemlerinin yatırım maliyetleri, genel olarak spesifik yatırım maliyetleri ile gösterilir. Spesifik yatırım maliyeti, birim kapasitedeki (kW) santral için harcanacak yatırım

masrafını (\$) göstermektedir. Bu durumda kapasite ile spesifik yatırım masrafı arasındaki matematiksel ilişki aşağıdaki gibi olmaktadır (William ve Park,1973).

$$C_s = C_{so} \cdot \left(\frac{N_0}{N} \right)^{1-\alpha} \quad (4.8)$$

Burada:

C_s değeri aranan N kapasitesindeki tesise ait spesifik yatırım maliyeti

C_{so} referans tesise ait spesifik yatırım maliyetidir.

4.1.2.1 Linyit Yakıtlı Termik Santraller

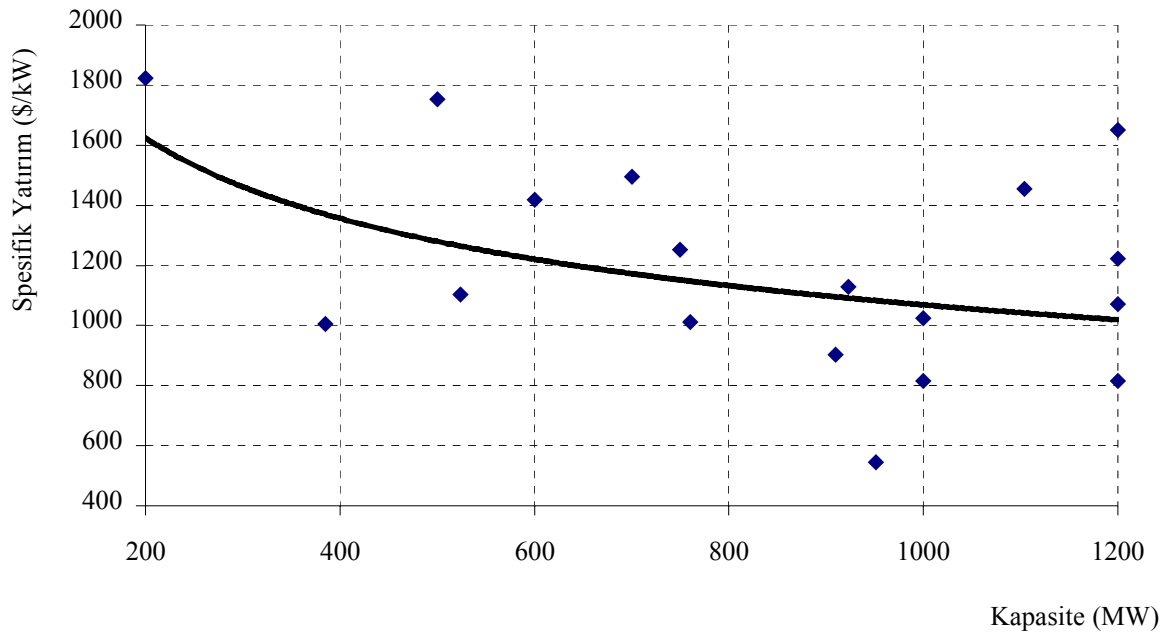
Kömür yakıtlı termik santrallerin kapasite yatırım arasındaki ilişkinin tespit edilmesi için OECD ve IAEA üyesi ülkelerin gösterdikleri referans 17 tesise ait değerden yararlanılmıştır. Kapasiteleri 358 – 1200 MW arasında değişen santrallerin spesifik yatırım maliyetleri 545 – 1823 \$/kW arasındadır. Santrallara ait bilgiler Çizelge 4.1’ de verilmiştir (Şahin,1994) .

Çizelge 4.1 Linyit yakıtlı termik santraller için spesifik yatırım maliyetleri (Şahin,1994)

Ülke	Kapasite kW	Ünite Sayısı Adet	Toplam Kapasite kW	Spesifik Yatırım Maliyeti \$/kW _e
Belçika	750	1	750	1252
Danimarka	385	1	385	1005
Finlandiya	500	2	1000	816
Fransa	500	2	1000	1025
Almanya	700	1	700	1495
Hollanda	600	2	1200	1072
Portekiz	276	4	1104	1454
İspanya	500	1	500	1752
İsveç	600	1	600	1418

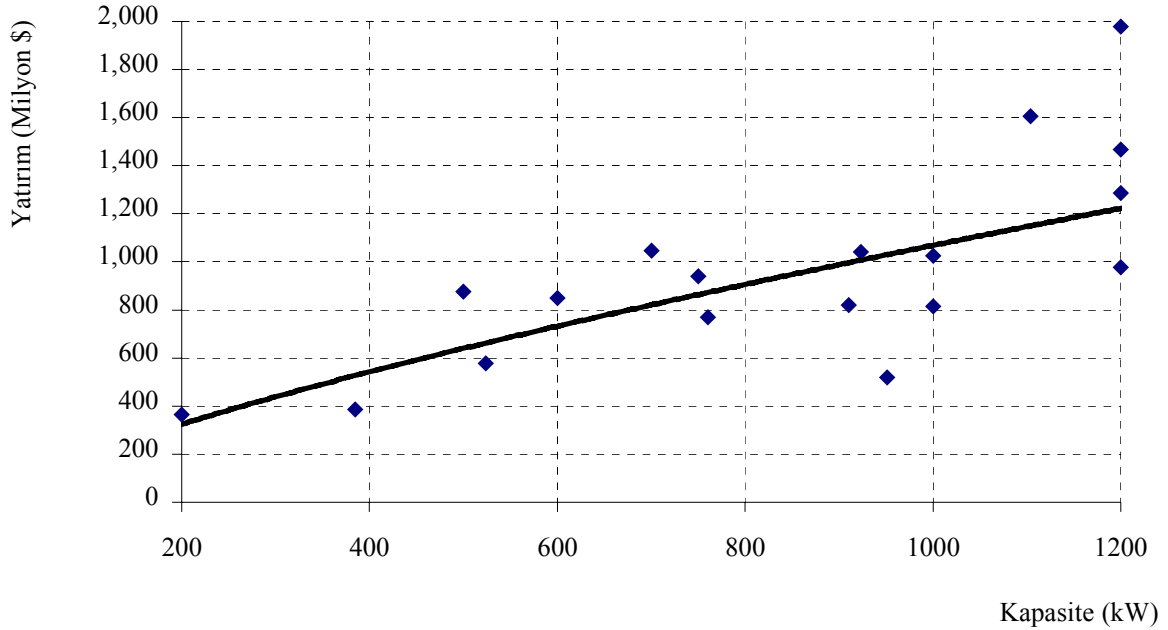
Ülke	Kapasite kW	Ünite Sayısı Adet	Toplam Kapasite kW	Spesifik Yatırım Maliyeti \$/kW _e
Türkiye	461.5	2	923	1128
İngiltere	200	1	200	1823
ABD	600	2	1200	1223
Çin	600	2	1200	815
Çekoslovakya	524	1	524	1104
Macaristan	400	3	1200	1650
Hindistan	190	4	760	1012
Kore	455	2	910	902
Rusya	317	3	951	545

Referans tesislerin spesifik yatırım maliyetleri kullanılarak, maliyet kapasite ilişkisini karakterize eden kapasite maliyet üssü (α), 0.75 olarak tarafımızdan hesaplanmıştır. Referans



Şekil 4.3 Linyit yakıtlı santrallerin spesifik yatırım maliyetleri

tesise ait kapasite (N_0) 600 MW ve spesifik yatırım maliyeti (C_{so}) 1220 \$/kW alınmıştır. Linyit yakıtlı termik santrallara ait kapasite ile spesifik yatırım maliyeti değişimi sırasıyla Şekil 4.3 ve Şekil 4.4 ' de verilmiştir.



Şekil 4.4 Linyit yakıtlı santralların yatırım maliyetleri

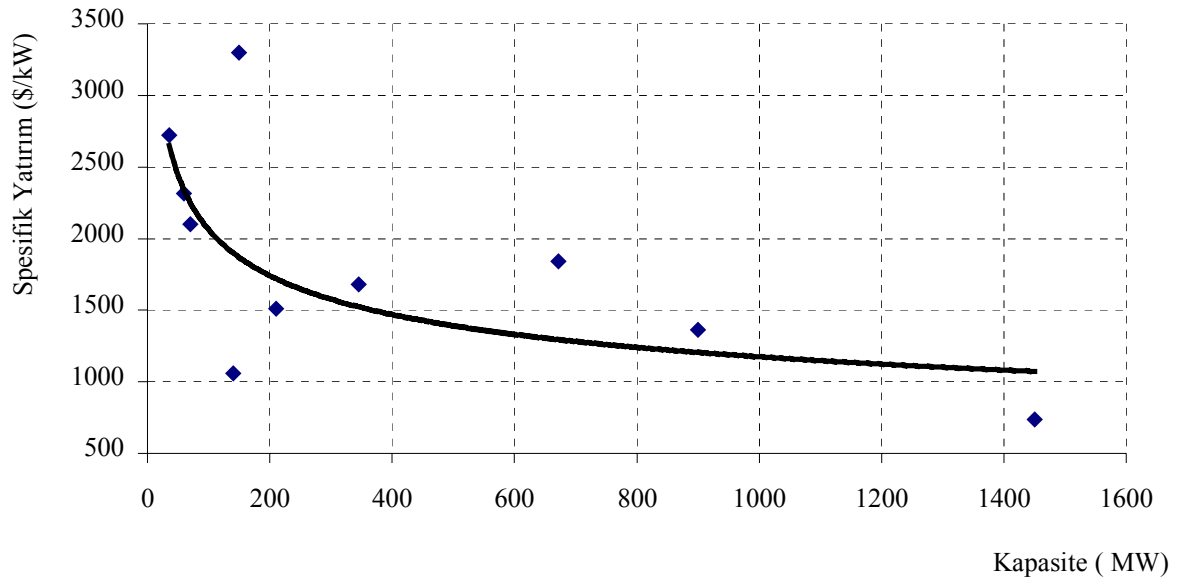
4.1.2.2 Hidroelektrik Santrallar

Dünya Bankası tarafından kredisi sağlanan, farklı ülkelerdeki 10 adet hidroelektrik santrale ait yatırım bilgileri düzenlenerek, kapasite yatırım arasındaki ilişki tespit edilmiştir (Çizelge 4.2). Kapasiteleri 36- 1450 MW arasında olan santralların, spesifik yatırım maliyetleri 738 – 3300 \$/kW arasında geniş bir aralıkta değişim göstermektedir. Termik santrallar ile karşılaştırıldığında, daha yoğun bir sermayeye ihtiyaç göstermektedirler. Bunun sebeplerinin en başında, termik santralların inşaat maliyetleri toplam maliyetin %20 si iken bu maliyetin hidroelektrik santrallarda % 70 e ulaşması ve inşaat süresinin daha uzun olmasıdır. İnşaat maliyetlerini etkileyen önemli faktör ise; santralin yapıldığı yerin coğrafi özellikleridir (Head, 2000).

Çizelge 4.2’de verilen spesifik yatırım maliyetleri kullanılarak, kapasite maliyet üssü (α)

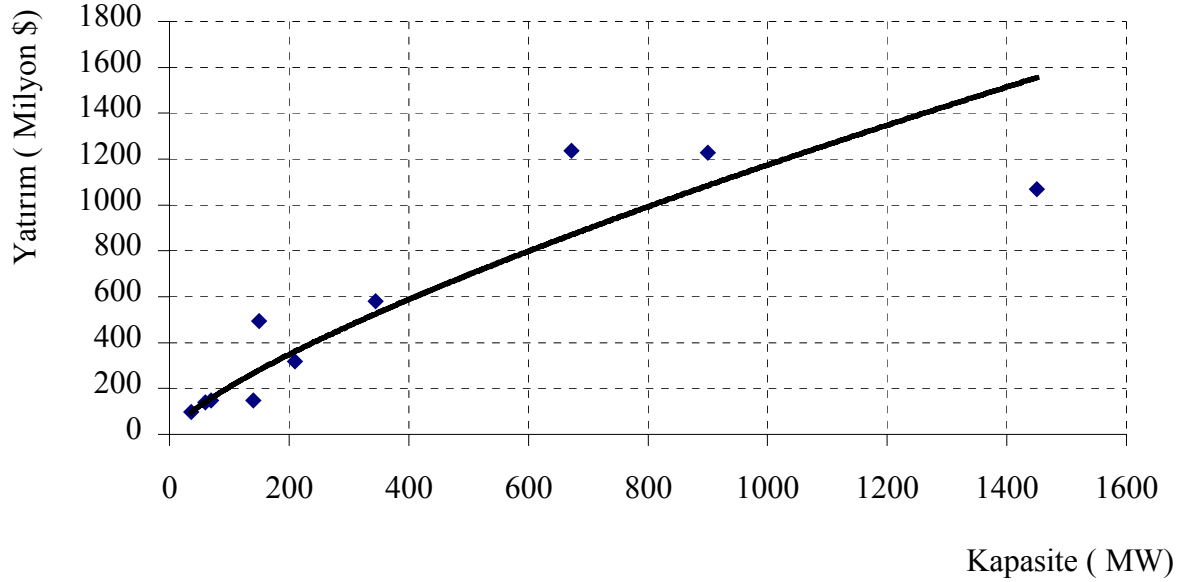
Çizelge 4.2 Hidroelektrik santraller için spesifik yatırım maliyetleri

Santral adı	Ülke	Güç MW	Spesifik Yatırım \$/kW	Tip
Caseman	Filipinler	150	3300	Nehir
San Roque	Filipinler	345	1681	Baraj
Bakun	Filipinler	70	2100	Nehir
Theun Hinboun	Tayland	210	1510	Nehir
Nam Theun	Tayland	900	1363	Baraj
Khimti	Nepal	60	2317	Nehir
Koshi	Nepal	36	2722	Nehir
Birecik	Türkiye	672	1839	Baraj
İta	Brezilya	1450	738	Baraj
Amorin	Brezilya	140	1057	Nehir



Şekil 4.5 Hidroelektrik santrallerin spesifik yatırım maliyetleri

için 0.75 değeri tarafımızdan bulunmuştur. Referans kapasite (N_o) 600 MW ve spesifik yatırım maliyeti (C_{so}) 1350 \$/kW alınmıştır. Şekil 4.5’ de kapasite ile spesifik yatırım maliyetleri ve Şekil 4.6’de yatırım maliyetleri değişimi verilmiştir.



Şekil 4.6 Hidroelektrik santrallerin yatırım maliyetleri

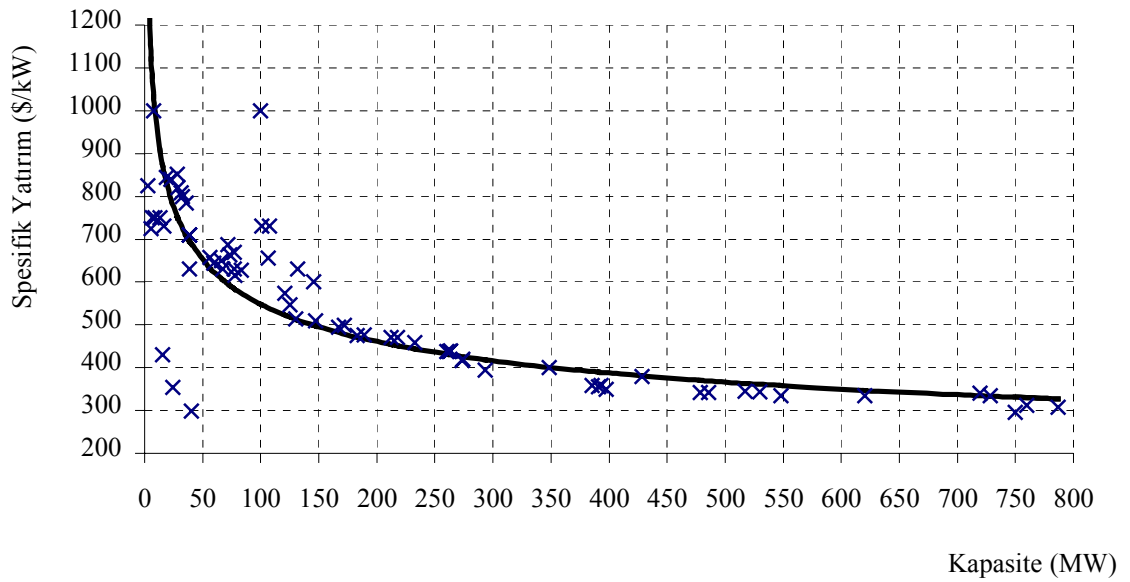
4.1.2.3 Kombine Çevrim Santralleri

Kombine çevrim santrallerinin gaz türbini, buhar türbini, atık ısı kazanı, elektrik jeneratörü, santral inşaatı, mühendislik ve start-up maliyetlerini içine alan 70 adet santral değerlendirmeye alınmış ve 35 adet santralin spesifik yatırım maliyetleri Çizelge 4.3’ de verilmiştir (Gas Türbine World Handbook,2000). 6.6 – 749.6 MW arasındaki kapasiteler için 296 – 1000 \$/kW aralığında spesifik yatırım maliyeti değişmektedir. Referans kapasite (N_o) 600 MW ve spesifik yatırım maliyeti (C_{so}) 350 \$/kW alınarak 70 kombine çevrim santraline ait bilgiler değerlendirilmiş ve kapasite maliyet üssü (α) için 0.75 olarak tarafımızdan elde edilmiştir.

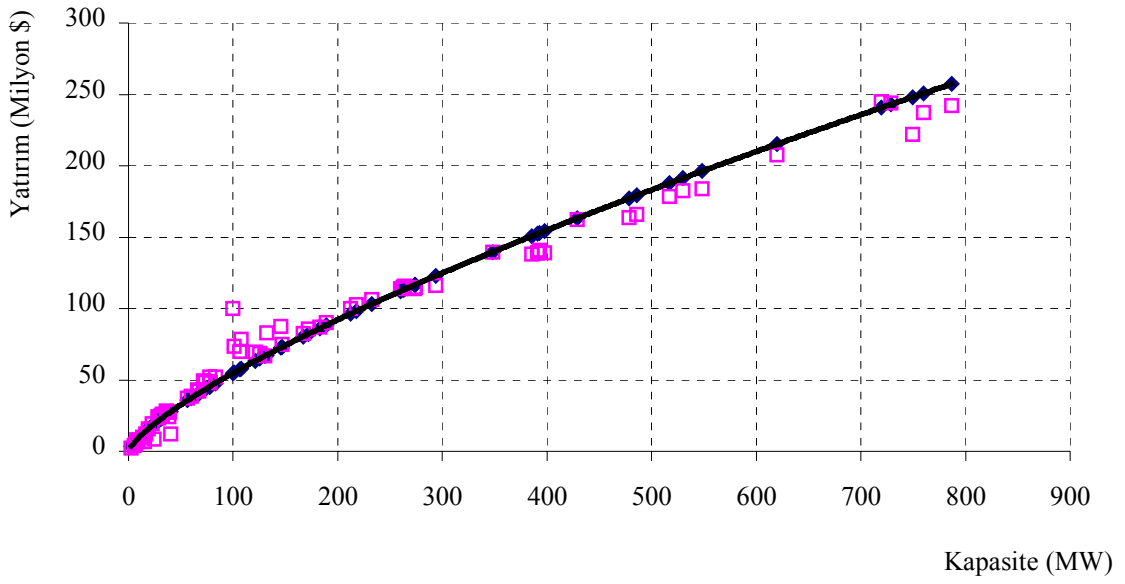
Çizelge 4.3 Kombine çevrim santraller için spesifik yatırım maliyetleri (Gas Turbine World Handbook,2000)

Sıra No	Kapasite MW	Spesifik Yatırım \$/kW	Verim
1	6.6	750	38.7
2	7.9	1000	40.3
3	9	750	41
4	18.7	844	49.7
5	22.8	840	43.3
6	31.2	809	49.8
7	38.5	630	41.7
8	38.7	710	49.3
9	40.1	299	44
10	56.4	658	52.5
11	59.8	644	48.7
12	77.4	630	50.6
13	77.8	615	42.1
14	83	627	51.4
15	100	1000	42.5
16	101	730	53.7
17	125.4	547	50
18	130.2	514	50.2
19	132	630	54.3
20	145.4	600	48.8
21	167	494	50.9
22	172	499	50.2
23	218	471	54.1

Sıra No	Kapasite MW	Spesifik Yatırım \$/kW	Verim
24	232.5	458	51.5
25	293.5	395	55.2
26	348.3	400	50.4
27	385.5	358	57.1
28	428.6	379	51.6
29	478.5	342	52.6
30	485.7	342	53.2
31	517	345	52.1
32	620	335	50.2
33	760	312	58
34	786.9	308	57.1
35	749.6	296	57.3



Şekil 4.7 Kombine çevrim santralların spesifik yatırım maliyetleri



Şekil 4.8 Kombine çevrim santrallerin yatırım masrafları

4.1.2.4 Basit Gaz Türbinli Santraller

Basit gaz türbinli santraller, tüm sistemler içinde yatırım masrafları en az olan santral tipidir. Kapasiteleri sınırlı ve verimleri düşük olmasına karşın; eleman sayısının ve mühendislik hizmetlerinin azlığı ve inşaat süresinin kısalığından dolayı maliyetleri düşüktür. Çizelge 4.4’de farklı üreticilerin 36 adet 1080 – 235720 kW arasında kapasitedeki ünitelerine ait spesifik yatırım masrafları verilmiştir. Bu aralıkta spesifik yatırım maliyetleri 199.39 – 740.74 \$/kW değerleri arasında değişmektedir.

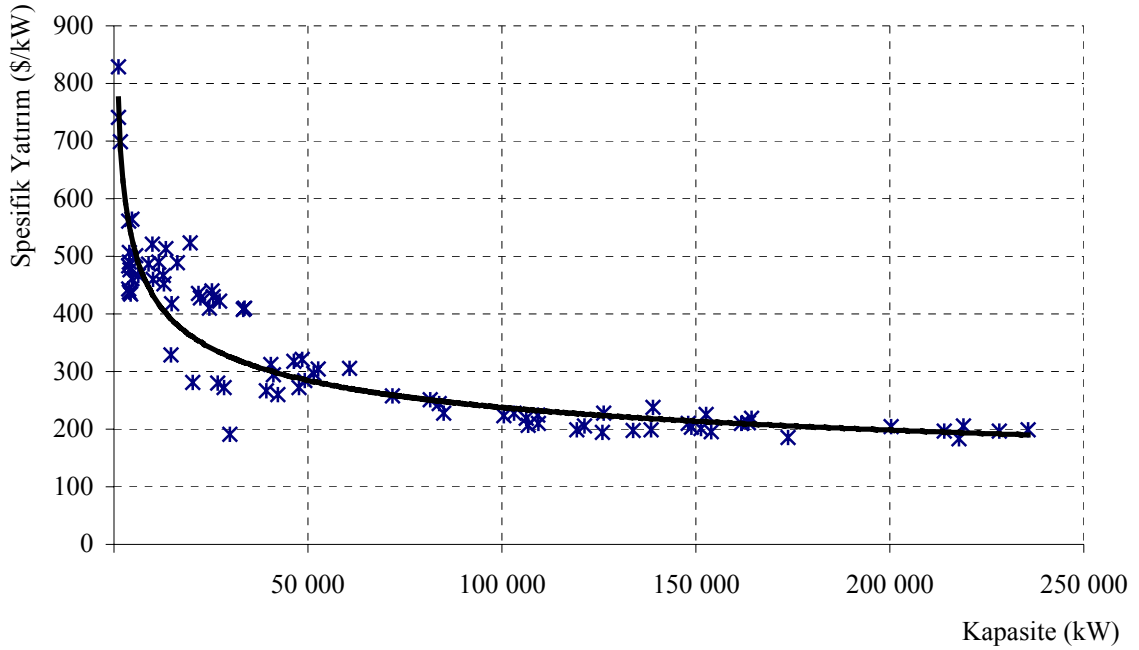
Çizelge 4.4 Basit gaz türbinli santraller için spesifik yatırım maliyetleri

Sıra No	Üretici	Model	Kapasite kW	Verim	Spesifik Yatırım \$/ KW
1	Solar	Saturn	1080	0.25	740.74
2	Ruston	Hurricane	1575	0.26	698.41
3	Allison	501kb5	3725	0.29	483.22

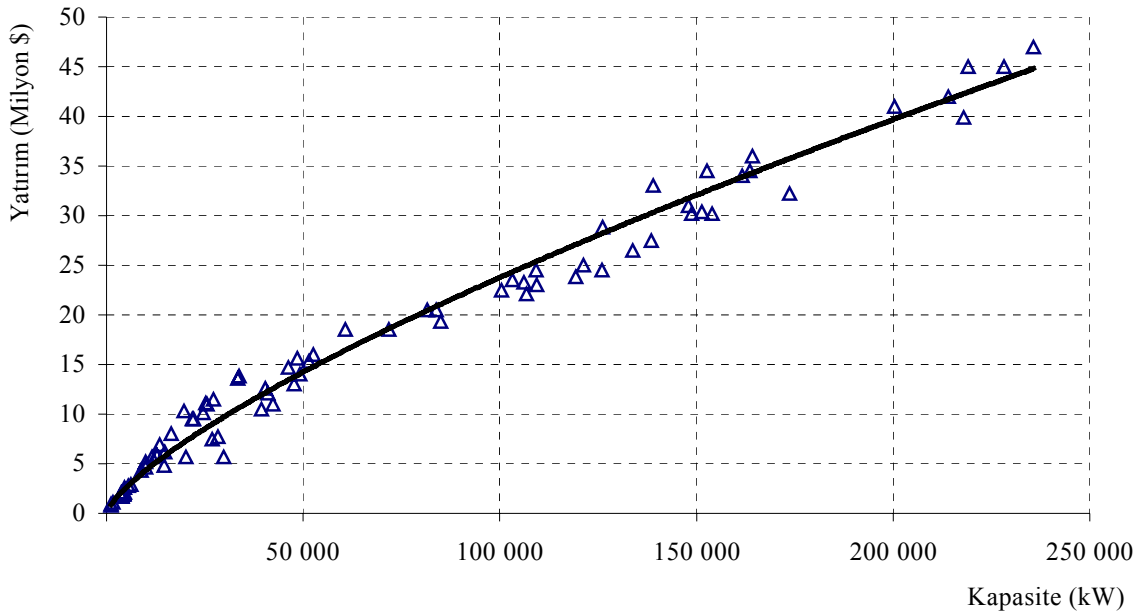
Sıra No	Üretici	Model	Kapasite kW	Verim	Spesifik Yatırım \$/ KW
4	GE	Lm500	3880	0.31	489.69
5	Solar	Taurus	4370	0.29	434.78
6	Allison	570ka	4610	0.29	563.99
7	Allison	571ka	5590	0.34	500.89
8	Ruston	Tornado	6215	0.32	466.61
9	Solar	Mars	8840	0.33	486.43
10	Nuovo Pignone	Pgt10	9980	0.34	521.04
11	GE	Lm1600	13430	0.38	513.78
12	Mitsubishi	Mf111b	14845	0.33	417.65
13	ABB	Gt35	16360	0.34	489
14	GE	Lm2500ph	19700	0.37	522.84
15	ABB	Gt10	24630	0.36	410.07
16	Rr	Rb211	25250	0.38	439.6
17	Tp&M	Ft4c-3f	29810	0.33	191.21
18	GE	Lm6 50hz	40410	0.41	311.8
19	Westinghouse	251 B12a	49200	0.34	284.55
20	GE	Lm5-St120	51500	0.46	297.09
21	KWU	V64.3	60650	0.37	305.03
22	GE	6101fa	71750	0.37	257.84
23	GE	7111ea	84920	0.35	227.27
24	ABB	Gt13d2	100500	0.34	223.88
25	ABB	Gt11n2	109200	0.36	224.36
26	Westinghouse	501 D5	121300	0.36	206.1
27	GE	7171ef	126200	0.36	228.21

Sıra No	Üretici	Model	Kapasite kW	Verim	Spesifik Yatırım \$/ KW
28	Westinghouse	701d5	133750	0.36	198.13
29	ABB	Gt13e	148000	0.37	209.46
30	GE	7191f	151300	0.37	200.93
31	GE	7221fa	161650	0.39	210.33
32	ABB	Gt13e2	164300	0.38	219.11
33	GE	9231ec	173680	0.38	185.4
34	KWU	V94.3	200360	0.38	204.63
35	GE	9311fa	228195	0.38	197.2
36	Westinghouse	701f	235720	0.39	199.39

Basit gaz türbinli 100 adet üniteye ait bilgiler değerlendirilerek kapasite maliyet üssü (α) için 0.75 elde edilmiştir. Referans kapasite (N_0) 100 MW ve spesifik yatırım maliyeti (C_{so})



Şekil 4.9 Basit gaz türbinli santrallerin spesifik yatırım maliyetleri



Şekil 4.10 Basit gaz türbinli santralların yatırım maliyetleri

235 \$/kW alınmıştır. Şekil 4.9’ de basit gaz türbinli santralların spesifik yatırım masrafları ve Şekil 4.10’ de yatırım masrafları verilmiştir.

4.1.3 Santral Tiplerinin Yatırım Maliyetleri Karşılaştırılması

Linyit yakıtlı termik santrallar, hidroelektrik santrallar, kombine çevrim santralları ve basit gaz türbinli santralların kapasite yatırım maliyeti ilişkisini karakterize eden değerler Çizelge 4.5’ de özetlenmiştir. Bu değerler kullanılarak 100–1500 MW arasındaki kapasiteler için elde edilen yatırım maliyetleri Çizelge 4.6 ve Şekil 4.11’ de gösterilmiştir. Fakat basit gaz türbinli santralların kapasite değerleri 10-300 MW arasında değiştirilmiştir. Tüm kapasiteler için sıralama; basit gaz türbinli santralları, kombine çevrim santralları, Kömür yakıtlı termik santrallar ve hidroelektrik santrallar şeklindedir. Aynı kapasite aralığı, için spesifik yatırım maliyetleri değişimi Çizelge 4.7 ve Şekil 4.12’ de verilmiştir.

Şekil 4.10’ dan açıkça görüldüğü gibi santral tipleri için spesifik yatırım masrafları farklılık gösterirken; aynı tip santralların kapasiteleri arasında da büyük farklılıklar göstermektedir. Geçmiş yıllara ait santrallardan ve üreticilerin satış bilgilerinden elde edilen kapasite maliyet

üssü (α) teknolojilerin gelişim göstermesi sonucu maliyetlerinin değişmesinden ve ekonomik faaliyetlerin yapısından etkilenmektedir. Bu nedenle bilgilerin değişmesi ile beraber değişecek olan bu katsayının sık sık yenilenmesi maliyet hesaplarının doğruluğunu artıracaktır.

Çizelge 4.5 Alternatif santrallara ait kapasite-maliyet karakteristikleri

	Kombine	Linyit	Hidrolik	Basit Gaz Türbinli
N_o [MW]	600	600	600	100
I_o [M\$]	210	732	810	23.5
C_{so} [\$/kW]	350	1220	1350	235
α	0.85	0.75	0.75	0.75

Çizelge 4.6 Alternatif santralların kapasite ile yatırım maliyetleri değişimi

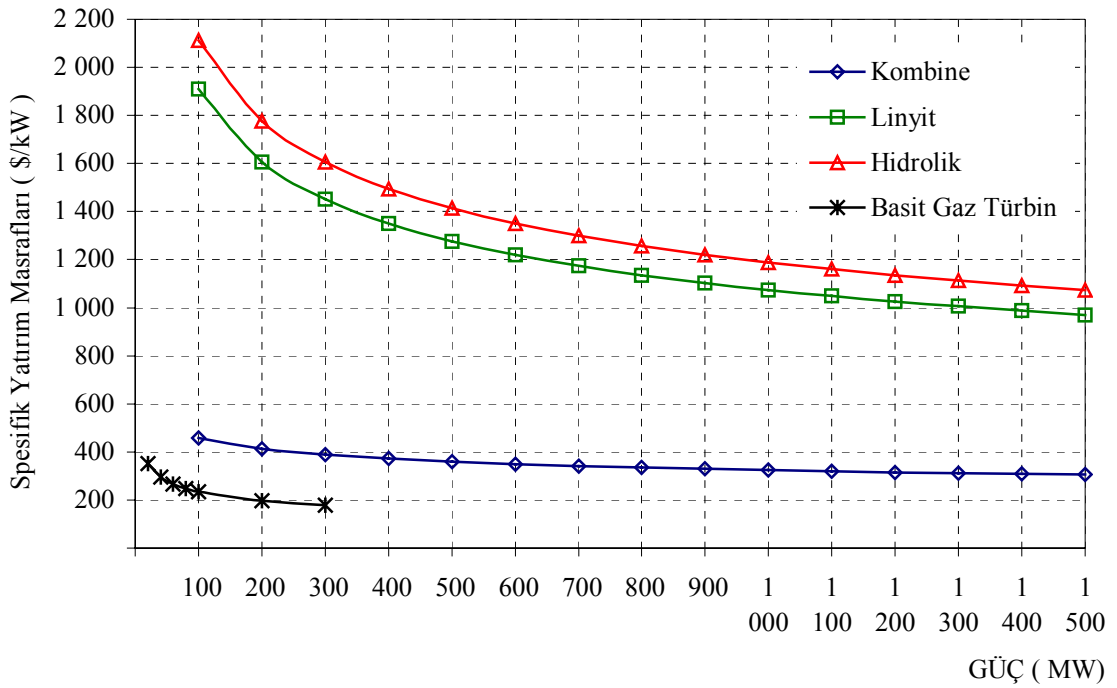
Güç	Kombine	Kömür	Hidrolik	Basit Gaz Türbin
[MW]	[M\$]	[M\$]	[M\$]	[M\$]
20	-	-	-	4
40	-	-	-	7
60	-	-	-	10
80	-	-	-	12
100	46	191	211	24
200	83	321	355	40
300	117	435	482	54
400	149	540	598	66
500	180	638	706	79
600	210	732	810	90
700	239	822	909	101
800	268	908	1005	112

Güç	Kombine	Kömür	Hidrolik	Basit Gaz Türbin
[MW]	[M\$]	[M\$]	[M\$]	[M\$]
900	296	992	1098	122
1000	324	1074	1188	132
1100	352	1153	1276	142
1200	379	1231	1362	152
1300	405	1307	1447	161
1400	432	1382	1529	170
1500	458	1455	1610	179

Çizelge 4.7 Alternatif santrallerin kapasite ile spesifik yatırım maliyetleri değişimi

Kapasite	Kombine	Kömür	Hidrolik	Basit Gaz Türbin
[MW]	[\$/kW]	[\$/kW]	[\$/kW]	[\$/kW]
10	-	-	-	418
20	-	-	-	351
30	-	-	-	318
40	-	-	-	295
100	458	1909	2113	235
200	413	1606	1777	198
300	388	1451	1605	179
400	372	1350	1494	166
500	360	1277	1413	157
600	350	1220	1350	150
700	342	1174	1299	144
800	335	1135	1256	140
900	329	1102	1220	136
1000	324	1074	1188	132

Kapasite [MW]	Kombine [\$/kW]	Kömür [\$/kW]	Hidrolik [\$/kW]	Basit Gaz Türbin [\$/kW]
1100	320	1048	1160	129
1200	315	1026	1135	126
1300	312	1006	1113	124
1400	308	987	1092	121
1500	305	970	1074	119

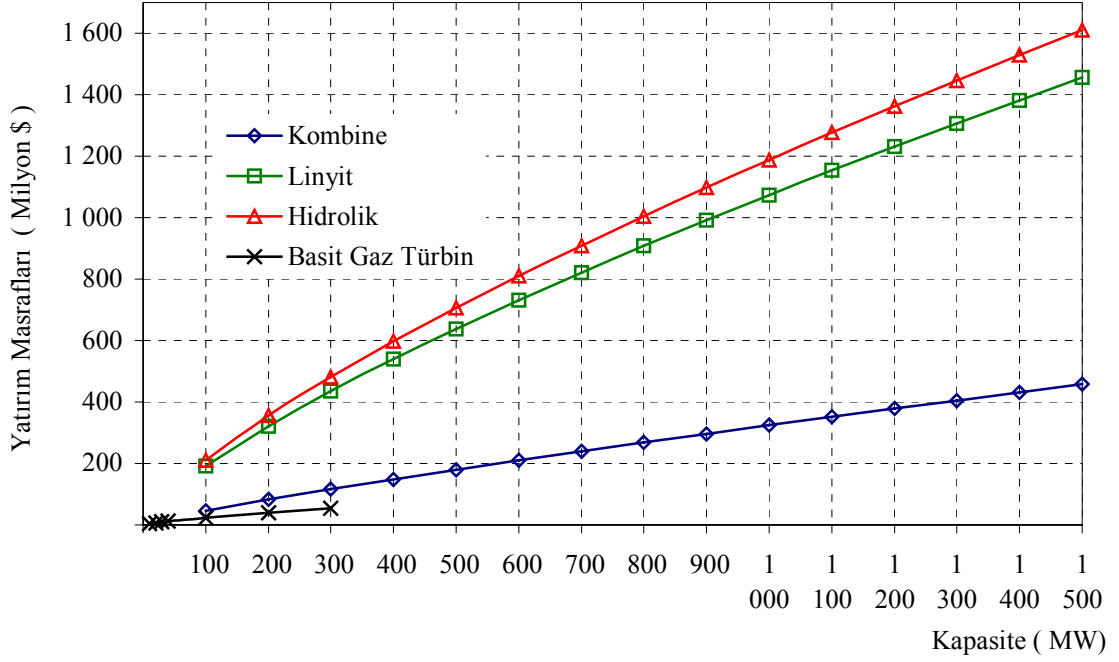


Şekil 4.11 Alternatif santrallerin kapasite ile spesifik yatırım maliyetleri değişimi

4.1.4 Yıllık Sermaye Masrafları

Yıllık sermaye maliyeti, diğer adıyla amortisman, toplam yatırım masraflarının her yıl gelirden ayrılacak bir pay ile ekonomik ömür boyunca toplanmasıdır. Bu nedenle toplam yatırım masraflarının, birim elektrik üretim maliyetleri hesaplamasında kullanılması için, yıllık sermaye masrafına dönüştürülmesi gereklidir. Fakat yıllık sermaye masrafının hesaplanmasında kullanılan yöntemler farklılık gösterir ve sonucu etkiler. Genel olarak sabit

ve lineer azan sermaye masrafları yöntemlerinden biri hesaplamalarda kullanılır. Yıllık sermaye masraflarının bulunabilmesi için harcama dağılımını ve inşaat süresince etki eden eskalasyon ve faizi içine alan toplam yatırım maliyetinin bulunması gerekmektedir.



Şekil 4.12 Alternatif santrallerin kapasite ile yatırım maliyetleri değişimi

4.1.4.1 Sabit Yıllık Sermaye Masrafı

Santralin inşaatı süresince yapılan tüm masraflara, eskalasyon ve faiz değerleri de dahil edilerek toplam yatırım masrafı bulunur ve üretime başlama tarihindeki değeri hesaplanır. Sabit yıllık sermaye maliyeti, toplam yatırım masraflarının amortisman katsayısı ile çarpılması ile hesaplanır ve ekonomik ömür boyunca sabit tutulur (Aybers ve Şahin,1995).

$$C_k = I_k \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (4.9)$$

Burada:

C_k Yıllık sermaye maliyeti (\$/yıl),

I_k Toplam sermaye maliyeti (\$),

i Faiz oranı,

n Ekonomik ömürdür.

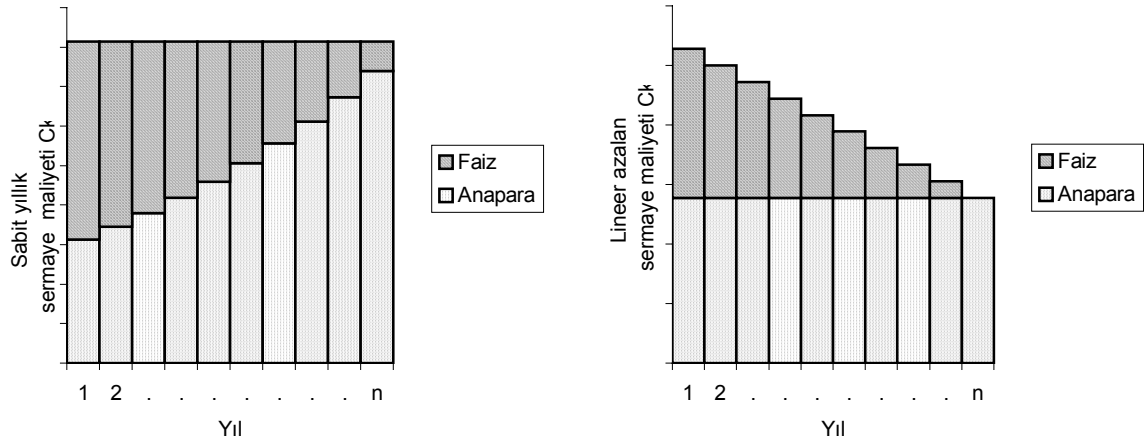
4.1.4.2 Lineer Azalan Yıllık Sermaye Masrafı

Bu yöntemle bulunan yıllık sermaye maliyeti, santralin üretime başladığı yıldaki toplam yatırım masrafının, santralin ömrüne bölünmesiyle bulunan sabit bir değer ile bu değer yıllık faizinden oluşur. Faiz miktarı her yıl eşit miktarda azalacağından; yıllık sermaye maliyeti de yıllar itibari ile azalacaktır (Aybers ve Şahin,1995).

$$C_{kt} = I_k \left[\left(1 - \frac{t-1}{n} \right) i + \frac{1}{n} \right] \quad (4.10)$$

Burada:

C_{kt} t yılındaki yıllık sermaye maliyetidir.



Şekil 4.13 Sabit ve lineer azalan yıllık sermaye masrafı

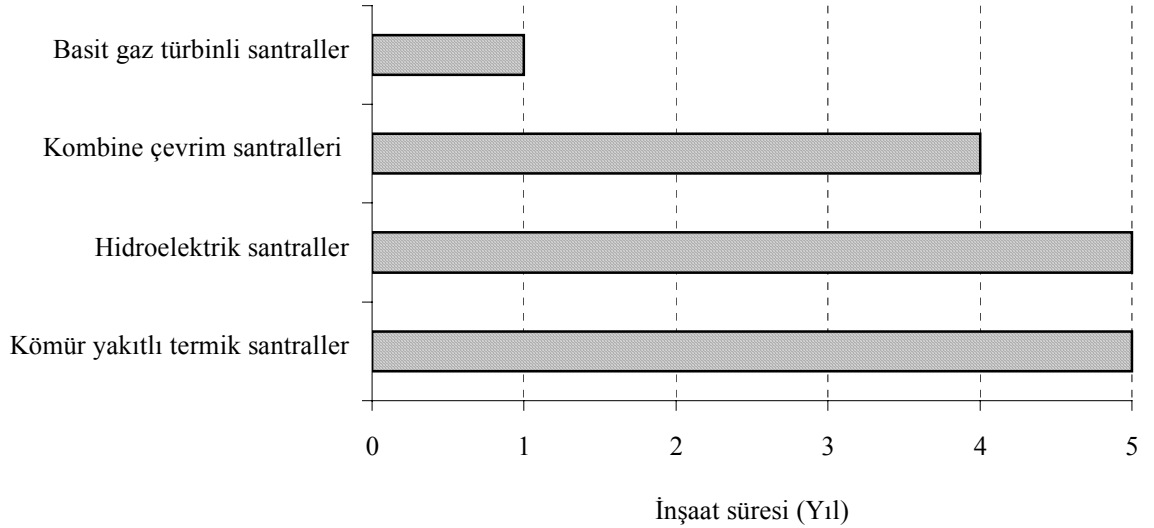
4.1.5 İnşaat Süresince Eskalasyon ve Faiz Yükü

Alternatif elektrik üretim santrallerinin inşaat süreleri farklıdır ve bu süre içinde harcamalar

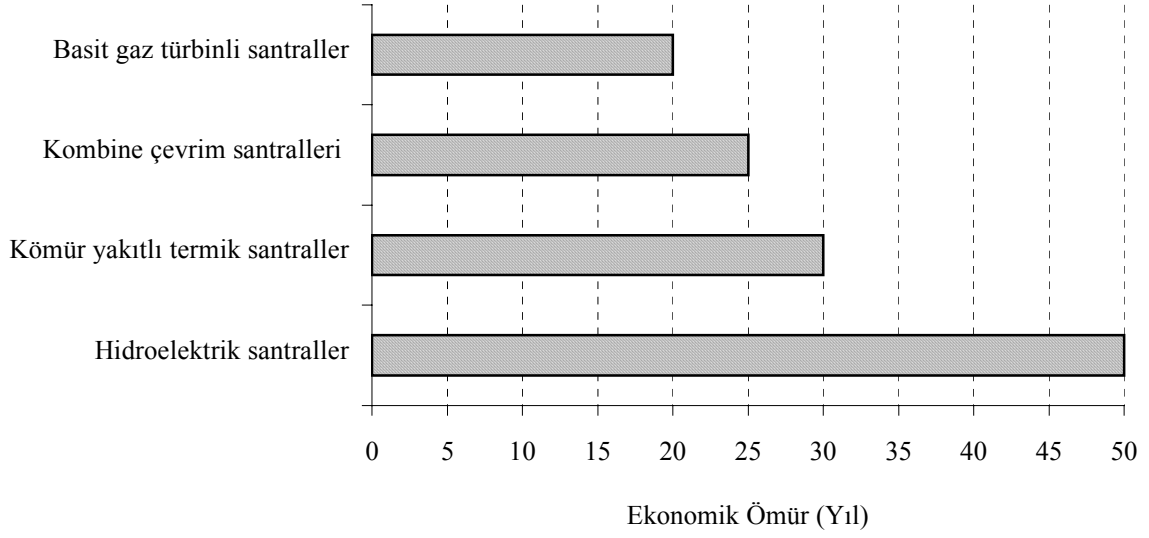
yapılır. Harcamanın türüne göre yapıldığı yıl ve miktarı değişir. Her yıl içinde yapılan masraflar toplanarak, santralin inşaat süresindeki harcama dağılımları bulunur. Santral tipine göre değişen harcama dağılımları, toplam yatırım bedelinin yüzdesi olarak verilir. Çizelge 4.8’de alternatif elektrik üretim santrallerinin harcama dağılımları, inşaat süreleri ve ekonomik ömürleri verilmiştir (Şahin,1994, Head,2000).

Çizelge 4.8 Alternatif santrallerin harcama dağılımları ,inşaat süreleri ve ekonomik ömürleri

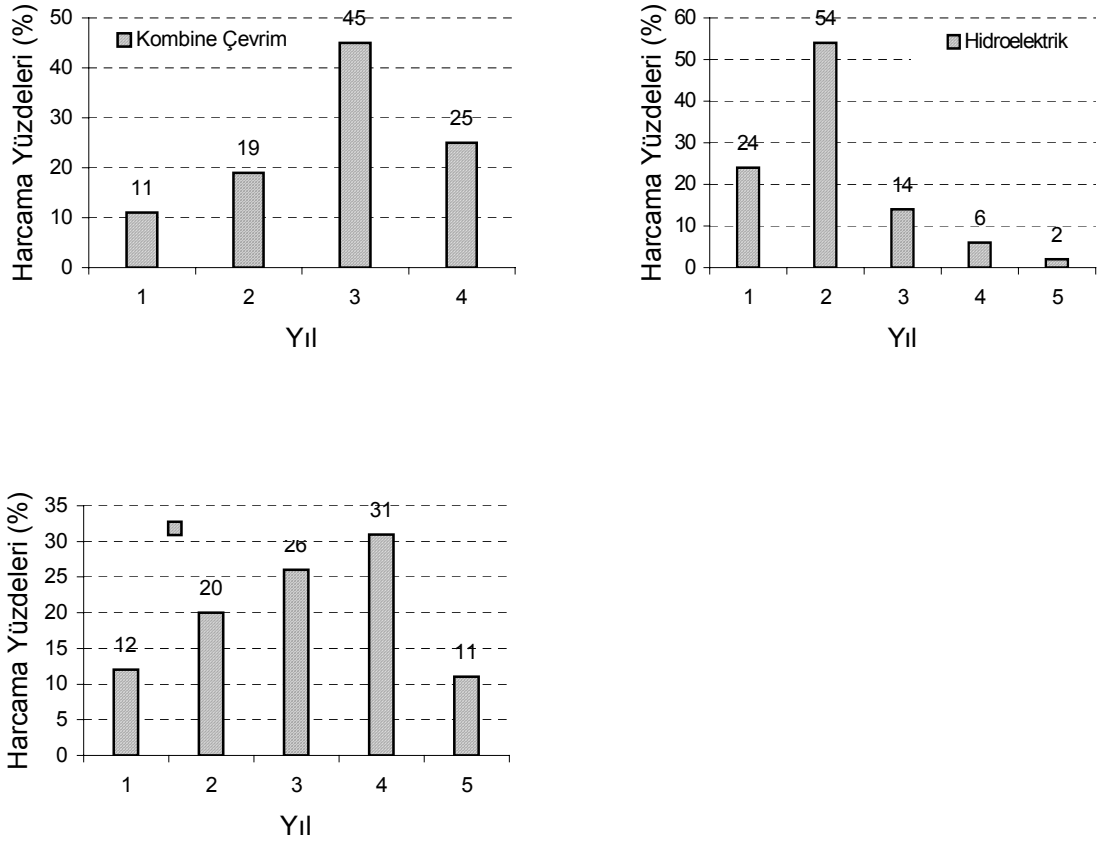
Santral Tipi	1. Yıl %	2. Yıl %	3. Yıl %	4. Yıl %	5. Yıl %	İnşaat Süresi Yıl	Ekonomik Ömür Yıl
Kombine çevrim santralleri	11	19	45	25	-	4	25
Kömür yakıtlı termik santraller	12	20	26	31	11	5	30
Hidroelektrik santraller	24	54	14	6	2	5	50
Basit gaz türbinli santraller	100	-	-	-	-	1	20



Şekil 4.14 Alternatif elektrik üretim santrallerinin inşaat süreleri



Şekil 4.15 Alternatif elektrik üretim santrallerinin ekonomik ömürleri



Şekil 4.16 Alternatif elektrik üretim santrallerinin harcama dağılımları

Santralin kurulması esnasında yapılan harcamalardaki malzeme, işçilik ve ekipmanlarda fiyat artışları meydana gelecektir. Bu artışlardan dolayı, inşaatın başlama tarihi için tahmin edilen direkt yatırım masraflarında büyüme olacaktır. Yıllık artışları gösteren eskalasyon oranına bağlı olarak, santralin işletmeye alındığı yıldaki toplam yatırım bedeli, harcama dağılımı göz önüne alınarak hesaplanır (Aybers ve Şahin,1995).

$$I_e = I_d \sum_{t=1}^L y_t (1+e_i)^t \quad (4.11)$$

Burada:

I_e Eskale edilmiş yatırım masrafları (\$),

I_d İnşaat başlangıcındaki direkt yatırım masrafları (\$),

y_t t yılındaki harcama yüzdesi (%),

e_i yatırım eskalasyon oranıdır (%).

İnşaat süresince hesaplanan eskale edilmiş harcamaların üzerine, harcamanın yapıldığı yıla bağlı olarak faiz yükü eklenmelidir. Faiz yükünün eklenmesi ile geri ödenmesi gereken toplam yatırım masrafları hesaplanmış olur (Şahin,1994)

$$I_k = I_d \sum_{t=1}^L y_t (1+e_i)^t (1+i)^{L-t} \quad (4.12)$$

Burada:

I_k Üretime başlama tarihindeki toplam kuruluş masrafı (\$),

i Faiz oranıdır.

4.1.6 Birim Enerji Sermaye Maliyeti

İnşaatın başlama tarihi için, santralin kapasite miktarına bağlı olarak direkt yatırım masrafı tahmin edilir. Direkt yatırım masrafına harcama dağılımına bağlı, olarak eskalasyon ve faiz yükleri eklenerek, santralin üretime başladığı tarihteki toplam kuruluş masrafı bulunur. Sabit

yada lineer azalan yıllık sermaye masrafları toplam kuruluş masrafları için hesaplanır. Sabit yıllık sermaye masrafı;

$$C_{kt} = \left[I_d \sum_{a=1}^L y_t (1+e_i)^a (1+i)^{L-a} \right] \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (4.13)$$

Lineer azalan yıllık sermaye masrafı;

$$C_{kt} = \left[I_d \sum_{a=1}^L y_t (1+e_i)^a (1+i)^{L-a} \right] \left[\left(1 - \frac{t-1}{n} \right) i + \frac{1}{n} \right] \quad (4.14)$$

Burada:

C_{kt} t yılındaki yıllık sermaye masrafıdır (\$/yıl) (Aybers ve Şahin,1995).

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

$$g_k = \frac{\sum_{t=1}^n [C_{kt}] (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t (1+r)^{-t}} \quad (4.15)$$

Burada:

g_k Birim enerji sermaye masrafıdır. (\$/kWh yada mills/kWh)

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

$$g_k = \frac{\sum_{t=1}^n [C_{kt}] (1+r)^{-t}}{E \sum_{t=1}^n (1+r)^{-t}} \quad (4.16)$$

4.2 Elektrik Üretim Santrallerinin Yakıt Masrafları

Yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanan elektrik üretim sistemlerinde yakıt maliyeti sıfırken; fosil yakıt tüketen santrallarda birim elektrik üretim maliyetinin önemli bir kısmını yakıt maliyeti oluşturur. Bu nedenle, kömür, linyit, fuel-oil ve doğalgaz tüketen fosil yakıtlı santrallarda, yıllık ve birim üretim yakıt maliyetinin bulunması gereklidir. Yakıt maliyetinin üzerine en büyük etki, santralin termik verimi ve yakıtın alt ısı değeri'dir. Fakat bu iki parametrenin etkisine ilave olarak, mutlaka ekonomik parametreler (yakıt fiyatı ve geleceğe yönelik fiyat artış oranları) dikkate alınmalıdır. Birim enerji maliyeti içindeki yakıt masraflarının payı, fiyata karşı duyarlıdır ve alternatif santrallerin karşılaştırma sonuçlarını etkiler. Fakat; geleceğe ait yakıt fiyat artışını gösteren eskalasyon oranlarının tespit edilmesi çok zordur. Ekonomik olaylardan, ülkelerin siyasi ve enerji politikalarından, sosyal olaylardan ve kaynak miktarlarından, yakıt fiyatlarının etkilendiğini 1970'lerde yaşanan iki petrol krizi ispatlamıştır. Yakıt fiyatlarındaki geleceğe ait belirsizlikler, alternatif santrallerin ekonomiklik karşılaştırılmalarındaki yerini değiştirmektedir.

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

$$b_e = \frac{3600}{\eta_t \cdot H_u} \quad (4.17)$$

Burada:

b_e Özgül yakıt tüketimi (kg/kWh veya m³/kWh),

H_u Yakıtın alt ısı değeri (kJ/kg veya kJ/m³),

η_t Termik verimdir (%).

Özgül yakıt tüketimi ile yakıt fiyatının çarpımından, birim enerji yakıt maliyeti elde edilir

(Eyice, 1971).

$$c_f = F \cdot b_e \quad (4.18)$$

Burada:

c_f Birim enerji yakıt maliyeti (\$/kWh),

F Yakıt fiyatıdır (\$/kg veya \$/m³) .

Burada hesaplanan birim enerji yakıt maliyeti, enerji üretimi yapılan yıla aittir. Fakat her yıl yakıt fiyatına bağlı olarak, yakıta harcanan masraflar değişir. Bir değere getirilmiş enerji üretim maliyetinin hesaplanabilmesi için; ömür boyu yapılan tüm yıllık yakıt masraflarının, santralin üretime başladığı yıla getirilerek, ömür boyu eşit değere dönüştürülmesi gereklidir (Aybers ve Şahin,1995).

$$g_f = \frac{\sum_{t=1}^n C_{ft} (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t (1+r)^{-t}} \quad (4.19)$$

Burada:

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

C_{ft} t yılındaki yıllık yakıt masrafıdır (\$/yıl) .

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

$$g_f = \frac{\sum_{t=1}^n C_{fo} (1+e_f)^t (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t (1+r)^{-t}} \quad (4.20)$$

Burada:

C_{fo} Referans yılı yıllık yakıt masrafı (\$/yıl),

e_f Yakıt eskalasyonudur (%).

4.2.1 Yakıt Fiyatları

Yakıt fiyatları, bir çok durumdan etkilenmekte ve yakıt tipleri için uygulanan politikalar birbirlerinden farklılıklar göstermektedir. Yerli kaynakların fiyatları ulusal piyasada şekillenirken, ithal kaynak fiyatlarına uluslararası piyasalar yön vermektedir. Bu nedenle; yerli yada ithal yakıtlar için fiyat belirsizliklerine ait ileriye dönük projeksiyonlar, ulusal bazda yapılarak planlamalara dahil edilir. Senaryo yöntemi ile gelecekte olma ihtimali yüksek değişik projeksiyonlar tanımlanır.

Yerli linyit ve taşkömürü fiyatlarının belirlenmesinde, masraflara göre fiyatlandırma yöntemi kullanılmaktadır. Türkiye kömür İşletmeleri (TKİ) ve Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) tarafından üretilen yerli kömür fiyatları; işçilik, malzeme, enerji, memur ücretleri, amortisman ve finansman giderleri ile belirlenmektedir (DEC-TMK,1998). Çizelge 4.9’da 1990-1999 yılları arasındaki fiyatlar verilmiş ve Şekil 4.17’ de değişim gösterilmiştir. Çizelge 4.10’ da OECD ve Avrupa Birliği ülkelerin linyit fiyatlarının değerleri, 1983-1999 yılları arası için verilmiştir. Türkiye için son yıllarda fiyatlar 15-16 \$/Ton arasında iken, ithal kömür için ortalama fiyat 45 \$/Ton arasında değişmektedir (Altaş,2000, Koçak,2001). Bunun nedeni; ithal kömürde taşıma, yükleme ve boşaltma masrafları için CIF fiyatlarına %50’den fazla harcama yapılmasıdır (Koçak,2001). Şekil 4.18’de ithal ve yerli linyit fiyat değişimleri verilmiştir. Yerli linyitin fiyatları ve kalitesi ithal linyite göre çok düşüktür.

Çizelge 4.9 Yerli linyit ve taşkömürünün 1990-1999 yılları arası fiyat değişimleri

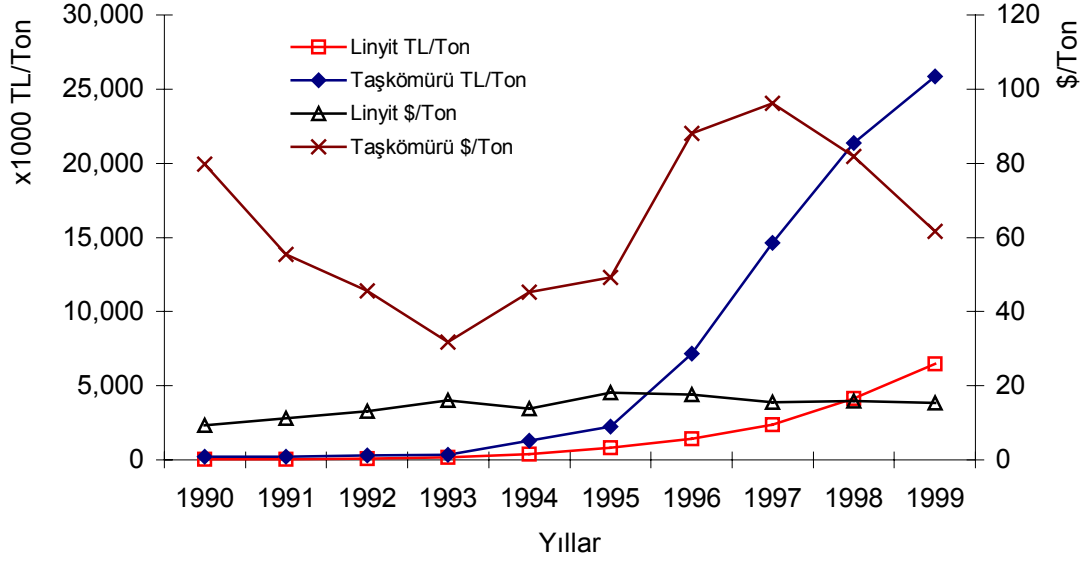
Yıl	Linyit (Bin TL/Ton)	Taşkömürü (Bin TL/Ton)	Linyit (\$/Ton)	Taşkömürü (\$/Ton)	Linyit Artış (%)	Taşkömürü Artış (%)
1990	24	206	9.29	79.72	-	-
1991	48	236	11.26	55.35	17.49	-44.04
1992	92	319	13.15	45.61	14.42	-21.35
1993	178	353	16.04	31.81	17.99	-43.39

1994	392	1288	13.78	45.27	-16.40	29.74
1995	818	2233	18.05	49.27	23.66	8.11
1996	1,429	7152	17.58	87.98	-2.68	44.00
1997	2,373	14644	15.59	96.21	-12.75	8.55
1998	4,145	21381	15.87	81.88	1.79	-17.50
1999	6,462	25872	15.42	61.72	-2.96	-32.65
Ortalama	1,771	8,164	15.19	61.68	4.51	-7.61

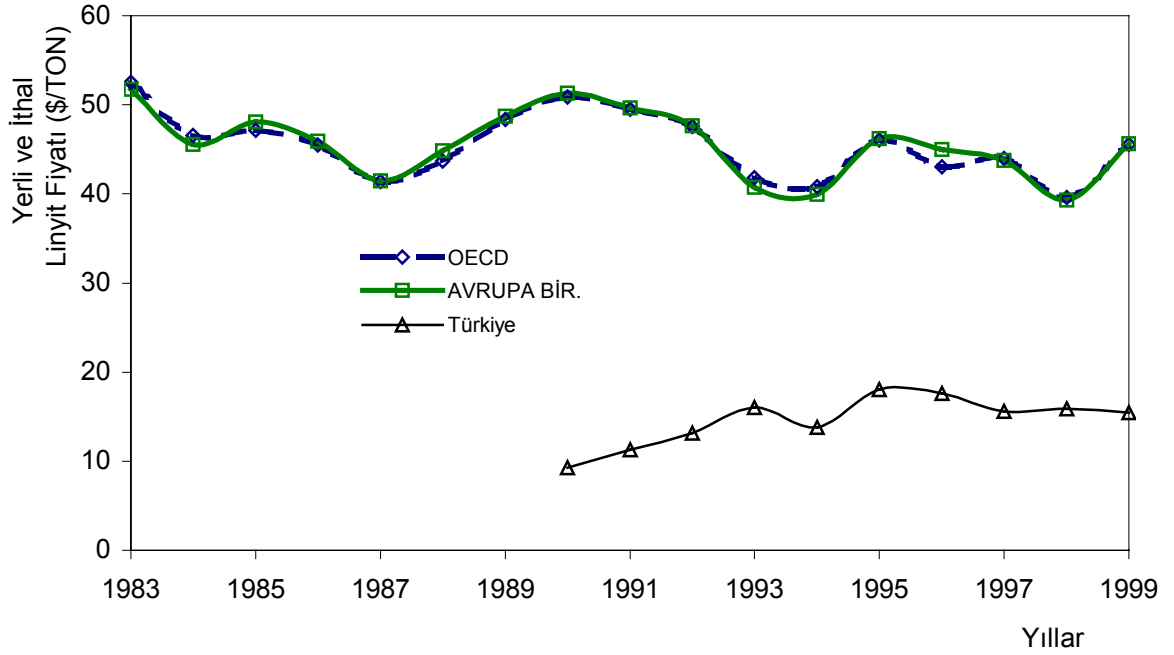
Çizelge 4.10 OECD ve Avrupa Birliğinin 1983-1999 yılları arası ithal linyit fiyatları

Yıl	OECD (\$/Ton)	Avrupa Birliği (\$/Ton)
1983	52.5	51.75
1984	46.54	45.57
1985	47.14	48.1
1986	45.5	45.92
1987	41.37	41.49
1988	43.7	44.83
1989	48.36	48.69
1990	50.84	51.27
1991	49.52	49.67
1992	47.54	47.62
1993	41.85	40.76
1994	40.85	39.95
1995	46.05	46.18
1996	43.05	45.01
1997	43.97	43.76
1998	39.59	39.33

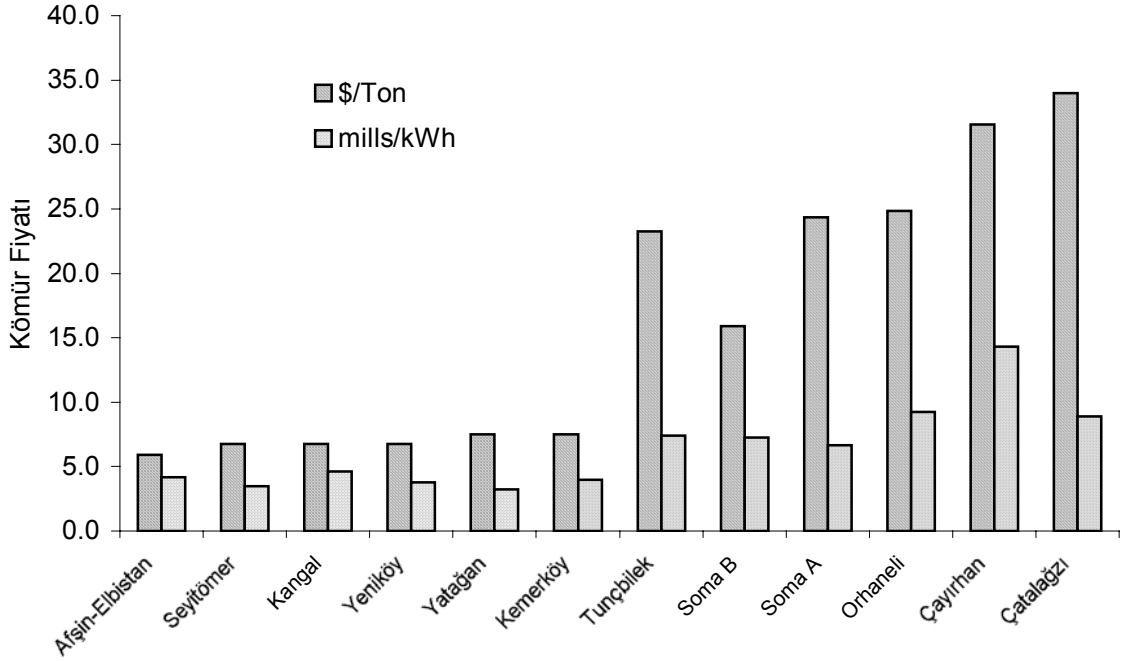
Yıl	OECD	Avrupa Birliği
	(\$/Ton)	(\$/Ton)
1999	45.52313	45.61



Şekil 4.17 Yerli linyit ve taşkömürünün 1990-1999 yılları arası fiyat değişimi



Şekil 4.18 OECD ve Avrupa Birliğinin 1983-1999 yılları arası ithal linyit fiyatları değişimi



Şekil 4.19 Yerli linyitin havzalara göre 2000 yılı fiyatları

Yerli linyit fiyatları, linyitin elde edilmesi esnasındaki masraflara göre havzalar arasında çok farklılıklar göstermektedir. Havzalardan elde edilen linyitin kalitesi ile fiyatı arasında bir ilişki olmayıp, fiyat havzada yapılan masraflara göre belirlenmektedir. Şekil 4.19’da 2000 yılında termik santrallarda kullanılan linyitlerin fiyatları verilmiştir. Şekilde fiyatlar \$/Ton olarak gösterilmiş, ayrıca kömürün kalitesi ile fiyatı arasındaki ilişkiyi göstermek amacıyla mills/kWh olarak da verilmiştir. Şekilden görüldüğü gibi kaynaklar arasında fiyat farklılıkları büyüktür. Bu nedenle elektrik planlaması yapılırken her kaynağın ayrı ayrı ele alınması ve birbirleri ile karşılaştırılması zorunludur.

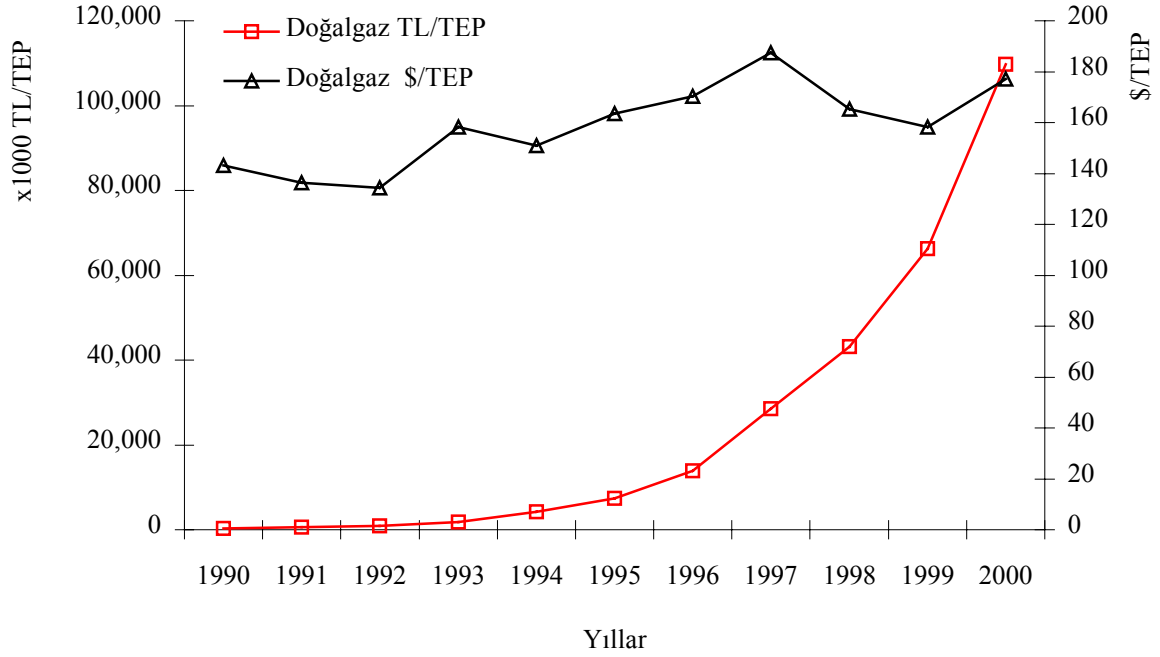
Ülkeler ileriye yönelik linyit fiyatları için, farklı eskalasyon değerlerini kabul etmiştir. OECD üyesi ülkeler, 2030 yılına kadar % 0–56 arasında değişen oranlarda projeksiyonlar yapmışlardır. Bu ülkelerin yıllık yakıt eskalasyon ortalamaları ise %0.7 dir. Türkiye için herhangi bir eskalasyon verilmemiştir (Şahin,1994). Fakat Çizelge 4.9’da görüldüğü gibi, yerli linyit fiyatları 1990-1999 yılları arasında 9.19-18.05 \$/Ton arasında değişim ile yıllık ortalama % 4.51 fiyat değişimine sahiptir.

Çizelge 4.11 Doğalgaz fiyatının 1990-2000 yılları arasındaki fiyatları

Yıl	Doğalgaz (TL/KEP)	Doğalgaz (\$/TEP)	Artış (%)
1990	370	143.19	-
1991	581	136.26	-5.09
1992	940	134.40	-1.38
1993	1 757	158.32	15.11
1994	4 294	150.93	-4.89
1995	7 406	163.41	7.63
1996	13 848	170.34	4.07
1997	28 541	187.51	9.15
1998	43 176	165.34	-13.40
1999	66 303	158.18	-4.53
2000	109 740	177.00	10.63
Ortalama	25 178	158.63	1.73

Doğalgaz ithalatı ve satış fiyatlandırması BOTAŞ Genel Müdürlüğü tarafından yapılmaktadır. BOTAŞ doğalgaz satış fiyatını belirlerken; pazar değeri ve maliyetlere göre fiyatlandırma yöntemlerinin birleşimi bir yöntem kullanmaktadır. Bu yöntemde hem maliyetleri, hem de pazar fiyatlarını gözeterek fiyatları belirlemektedir (DEK-TMK,2000).

Çizelge 4.11'den görülebileceği gibi, Türkiye'de elektrik üretim sektöründe kullanılan doğalgaz fiyatları 1990-2000 yılları arasındaki periyotta 134.4 –187.51 \$/TEP fiyat aralığında değişmiştir. Bu periyottaki ortalama fiyat 158.63 \$/TEP dir (DEC-TMK,1998). OECD ülkelerinde doğalgaz fiyatı ortalama 148 \$/TEP olup, ülkelerin 2030 yılına kadar ön gördükleri fiyat eskalasyonu ortalaması % 2.1 dir. Türkiye için 2010 yılına kadar döviz başına doğalgaz



Şekil 4.20 Doğalgaz fiyatının 1990-2000 yılları arasındaki fiyatları

fiyat eskalasyonu olmayacağı tahmin edilmiştir (Şahin,1994). Fakat 1990-2000 yılları arasındaki fiyatlar analiz edildiğinde, bu periyotta ortalama % 1.73'lik artış olduğu görülmektedir (Çizelge 4.11).

4.2.2 Santral Termik Verimleri

Alternatif elektrik üretim santralleri arasında termik verim değerleri farklılıklar gösterir. Yakıtın ısıl değeri ile beraber termik verim, birim elektrik üretimi için gerekli olan yakıt miktarını belirler. Santrallarda termik verimin yüksek olması, birim elektrik üretimine harcanan yakıtı azaltır. Dönüşüm teknolojileri arasında değişen termik verim, aynı teknolojiler arasında da termodinamik, çevre ve yakıt özelliklerinin farklı olmasından dolayı farklı değerler alabilir. Ayrıca teknolojilere ait termik verim değerleri, yıllar itibari ile gelişim göstermektedir.

Kombine çevrim santralleri, konvansiyonel sistemler içinde en yüksek termik verime sahip olan teknolojilerdir. Türkiye'de üretimde bulunan iki adet kombine çevrim santralinin termik

verimleri Çizelge 4.12’de verilmiştir. Referans olarak verilen 68 adet farklı kapasitelerdeki santralların termik verimleri % 38.7-58.1 aralığında değişim göstermekte ve ortalama değeri % 50.44 dür (Gas Turbine World Handbook ,2000).

Türkiye’deki linyit yakıtlı buhar türbinli santralların termik verimleri Çizelge 4.12’ de verilmiştir. 12 adet santrale ait termik verimler % 29.76 ile % 36.18 aralığında değişim göstermektedir. Bu santrallar için ortalama değer % 32.38 dir (TEAŞ,2001). 21 ülkedeki linyit yakıtlı buhar türbinli santrallara ait termik verim değerleri ise %33-47 aralığındadır ve ortalama verim değeri %37.8 dir (Şahin, 1994).

Çizelge 4.12 Santrallara ait termik verim değerleri (TEAŞ,2001)

Santral Adı	VERİM	Yakıt	Santral Tipi
Afşin-Elbistan	30.06	Linyit	Buhar Türbinli
Seyitömer	32.97	Linyit	Buhar Türbinli
Kangal	29.76	Linyit	Buhar Türbinli
Yeniköy	34.82	Linyit	Buhar Türbinli
Yatağan	32.67	Linyit	Buhar Türbinli
Kemerköy	33.21	Linyit	Buhar Türbinli
Tunçbilek	31.15	Linyit	Buhar Türbinli
Soma B	32.45	Linyit	Buhar Türbinli
Soma A	30.31	Linyit	Buhar Türbinli
Orhaneli	36.18	Linyit	Buhar Türbinli
Çayırhan	31.45	Linyit	Buhar Türbinli
Çatalağzı	33.57	Linyit	Buhar Türbinli
Ambarlı	48.47	Doğalgaz	Kombine Çevrim
Hamitabat	45.81	Doğalgaz	Kombine Çevrim

Basit gaz türbin çevrimli santrallar, termik verimleri en düşük olan dönüşüm teknolojisidir. Referans olarak verilen 9 sistem için termik verim % 29.3 ile % 36.8 aralığında değişmektedir. Bu tür santrallar için ortalama verim değeri % 34 dür (MacGreger, 1993).

4.2.3 Yakıt Isıl Değerleri

Elektrik üretiminde kullanılan yakıtların kalitesinin göstergesi ısı değeri. Hesaplamalarda kullanılan alt ısı değeri yüksek olması, birim elektrik üretimi için gerekli olan yakıt miktarını azaltır.

Türkiye, tükettiği doğalgazın %96'sını ithal etmekte ve % 50'sini elektrik üretiminde kullanmaktadır. İthal doğalgazın alt ısı değeri 43,890 kJ/ 1000m³ seviyelerindedir. Yerli linyitlerin alt ısı değerleri 4,000-18,000 kJ/kg aralığında olmasına karşın %92 si 12,000 kJ/kg'ın altındadır. Özellikle linyit toplam rezervinin % 40.09'unu oluşturan Afşin-Elbistan linyitinin alt ısı değeri 4390 kJ /kg gibi çok küçük değerdedir. Havzalar arasında linyitin kalitesi çok farklılıklar gösterdiğinden, elektrik üretim planlamasında linyit için ortalama değer almak uygun olmayacaktır. Bu nedenle havzalara ait linyitler ayrı ayrı hesaplamalara dahil edilmelidir (DEK-TMK,2000). İthal kömürün alt ısı değeri 27,500 kJ/kg (Avusturalya) seviyelerinde olup yerli linyitten kalitelidir.

4.3 Elektrik Üretim Santrallarının İşletme ve Bakım Masrafları

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

$$g_m = \frac{\sum_{t=1}^n [C_{mt}](1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t (1+r)^{-t}} \quad (4.21)$$

Burada:

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

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

$$C_{mt} = c_{mt} N \quad (4.22)$$

Burada:

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

Denklem 4.21 kullanılarak birim elektrik işletme ve bakım maliyetinin bulunması için ömür boyu her yıl yapılan işletme ve bakım masraflarının bilinmesi gereklidir. Ülkeler arasında ve ülke içindeki bölgeler arasında değişim gösteren bu değerlerin hesaplanmasında, referans tarihi için bir değer tespit edilir. İleriki yıllara ait işletme ve bakım masraflarının bulunması için eskalasyon değeri kabul edilerek hesaplama yapılır(Aybers ve Şahin,1995).

$$C_{mt} = C_{mo} (1+e_m)^t \quad (4.23)$$

$$g_m = \frac{\sum_{t=1}^n [C_{mo} (1+e_m)^t] (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t (1+r)^{-t}} \quad (4.24)$$

Burada:

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

e_m işletme ve bakım eskalasyon değeridir. (%)

Alternatif santraller için işletmede olan santrallara ait bilgiler kullanılarak spesifik işletme ve bakım masrafları elde edilir. Kombine çevrim santralleri için verilen 15 referans santralin işletme ve bakım masrafları 9.5- 51 \$/kW aralığında değişmektedir. Bu değişim, ülkelerin

gelişmişlik seviyesi ile doğrudan ilişkilidir. Personel ve işçilik masraflarının yüksek olduğu gelişmiş ülkelerde en yüksek değerler görülür. Bu santrallerin ortalama değeri 26 \$/kW dır. Türkiye için herhangi bir değer verilmemiştir (Şahin,1994) .

Linyit yakıtlı buhar türbinli santrallarda işletme bakım masrafları kombine çevrim santrallerine göre daha yüksek seviyededir. ,Referans olarak verilen 19 santralin değeri 28.3-97.8 \$/kW arasında değişmektedir ve ortalama değer 48.24 \$/kW dır (Şahin,1994).

Hidroelektrik santrallerin işletme ve bakım masrafları diğer alternatifler içinde en düşük değere sahiptir. Bu değer 3.6 –10 \$/kW aralığında değişmektedir (Altınbilek,1998).

5. TÜRKİYE ELEKTRİK SİSTEMİ

5.1 Elektrik Dengesi

Elektrik sistemi; üretim, iletim, dağıtım ve tüketim sektörlerinden oluşur. Bu sektörler arasında üretimden dağıtıma doğru bir enerji akışı vardır. Bu akış esnasındaki denge, elektrik dengesi olarak adlandırılır. Elektrik dengesi, sistem içindeki farklı sektörlerin planlaması için gerekli bilgileri sağlar. Geçmişe ait elde edilen bilgiler, geleceğe ait tahmini bilgilerin elde edilmesinde kullanılır. Santrallarda üretilen brüt elektrik, santral için gerekli olan iç tüketim, ithal edilen elektrik, şebeke kaybı , ithalat, ihracat ve net tüketim arasında aşağıdaki denge mevcuttur.

$$NÜ + İt = NT + İT + İh + ŞK \quad (5.1)$$

Burada:

NÜ	Net üretim (GWh),
İt	İthal edilen elektrik (GWh),
NT	Net tüketim (GWh),
İT	İç tüketim (GWh),
İh	İhraç edilen elektrik (GWh),
ŞK	Şebeke kaybıdır (GWh).

Türkiye için elektrik dengesinde en büyük pay, üretim sistemlerine aittir. Türkiye ile sınırları olan komşu ülkeler Gürcistan, Bulgaristan, Suriye, Irak, İran ,Ermenistan ve Azerbaycan ile enterkonnekte bağlantı mevcuttur. Fakat bu ülkelerle yapılan ithalat ve ihracat miktarları çok küçük miktarlardadır. Şekil 5.1' de Türkiye elektrik akış şeması ve Çizelge 5.1' de 1970-2000 yılları arasındaki elektrik dengesinin gelişimi gösterilmiştir. Buradaki bilgiler TEAŞ'ın istatistik bilgilerinden elde edilmiştir (TEAŞ,1997,1998,1999,2000a,2000b,2000c,2001). Şekil 5.2'de 2000 yılı için üretim miktarı %100 kabul edilerek diğer sektörlerdeki akış

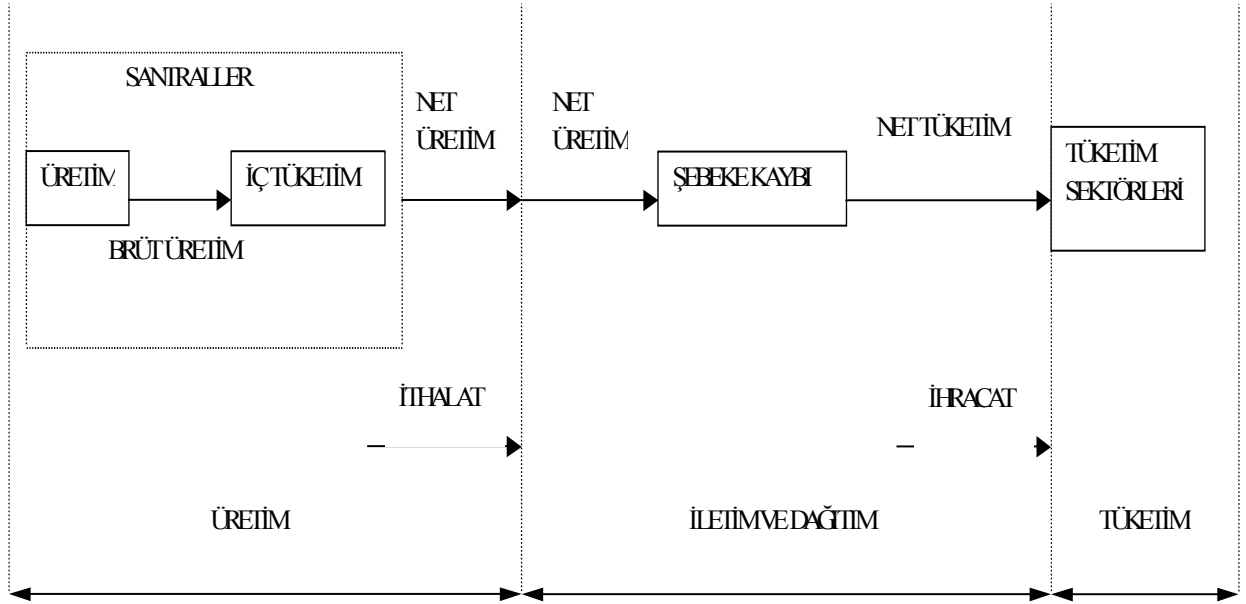
gösterilmiştir. 2000 yılı için santrallardaki iç tüketim % 5, ithalat % 3, ihracat % 0.35 ve net tüketim % 79.22 dir. Burada en dikkat çekici durum şebeke kaybının % 18.7 gibi yüksek bir değerde olmasıdır.

Çizelge 5.1 1970-2000 yılları arasında Türkiye elektrik dengesi (GWh)(TEAŞ,200)

Yıllar	Brüt Üretim	İç Tüketim	Net Üretim	İthalat	Brüt Tüketim	Şebeke Kaybı	İhracat	Net Tüketim
1970	8623.0	448.4	8174.6		8174.6	866.8		7307.8
1975	15622.8	592.1	15030.7	96.2	15126.9	1635.2		13491.7
1980	23275.4	1393.9	21881.5	1341.2	23222.7	2824.5		20398.2
1985	34218.9	2306.8	31912.1	2142.4	34054.5	4345.9		29708.6
1990	57543.0	3311.4	54231.6	175.5	54407.1	6680.3	906.8	46820.0
1991	60246.3	3655.2	56591.1	759.4	57350.5	7561.2	506.4	49282.9
1992	67342.2	4237.3	63104.9	188.8	63293.7	8994.8	314.2	53984.7
1993	73807.5	3943.1	69864.4	212.9	70077.3	10251.6	588.7	59237.0
1994	78321.7	4539.1	73782.6	31.0	73813.6	11843.0	570.1	61400.5
1995	86247.4	4388.8	81858.6		81858.6	13768.8	695.9	67393.9
1996	94861.7	4838.0	90023.7	270.1	90293.8	15794.1	343.1	74156.6
1997	103296	5050	98246	2492	100738	18167	271	82300
1998	111022.4	5523.2	105499.2	3298.5	108797.7	20794.9	298.2	87704.6
1999	116439	5738	110702	2330	113031	21545	285	91202
2000	124921.6	6224	118697.6	3791.3	122489	23325.6	437.3	98726

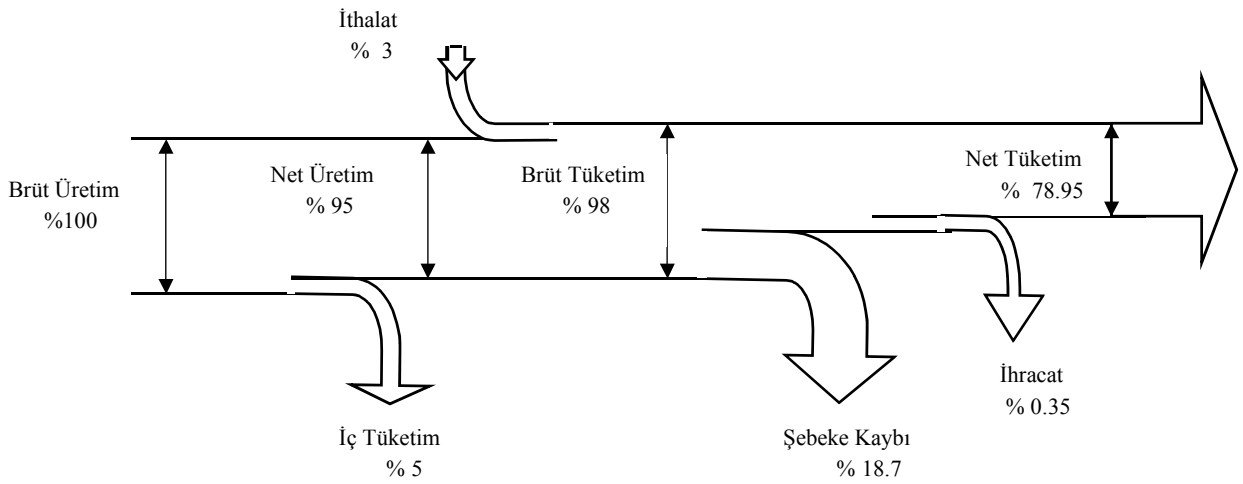
Geçmiş yıllara ait elektrik dengesi analiz edilirken, ilk üzerinde durulması gereken konu; tüketim miktarı ve tüketimin artış hızıdır. Elektrik planlamasının en zor kısmı, geleceğe ait tüketim miktarlarının doğru tahmin edilmesidir. Bu nedenle geçmişe ait tüketim artış hızları tespit edilerek, geleceğe ait tahminler yapılır. Şekil 5.3'de 1970-2000 yılları arasındaki

tüketim ve üretim artışı gösterilmiştir.



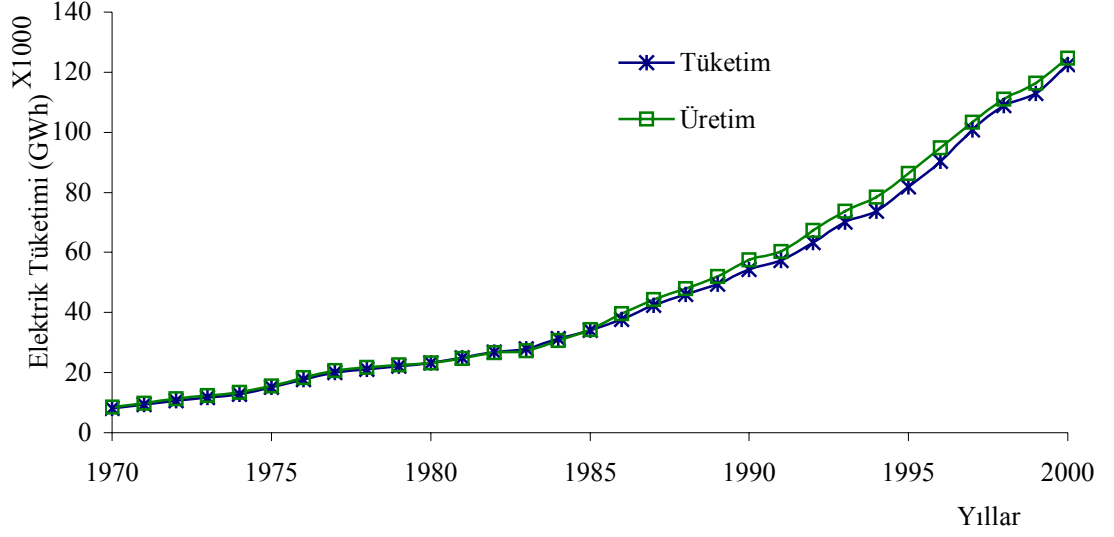
Şekil 5.1 Türkiye elektrik sistemi

Şekil 5.2 2000 yılı elektrik akışı

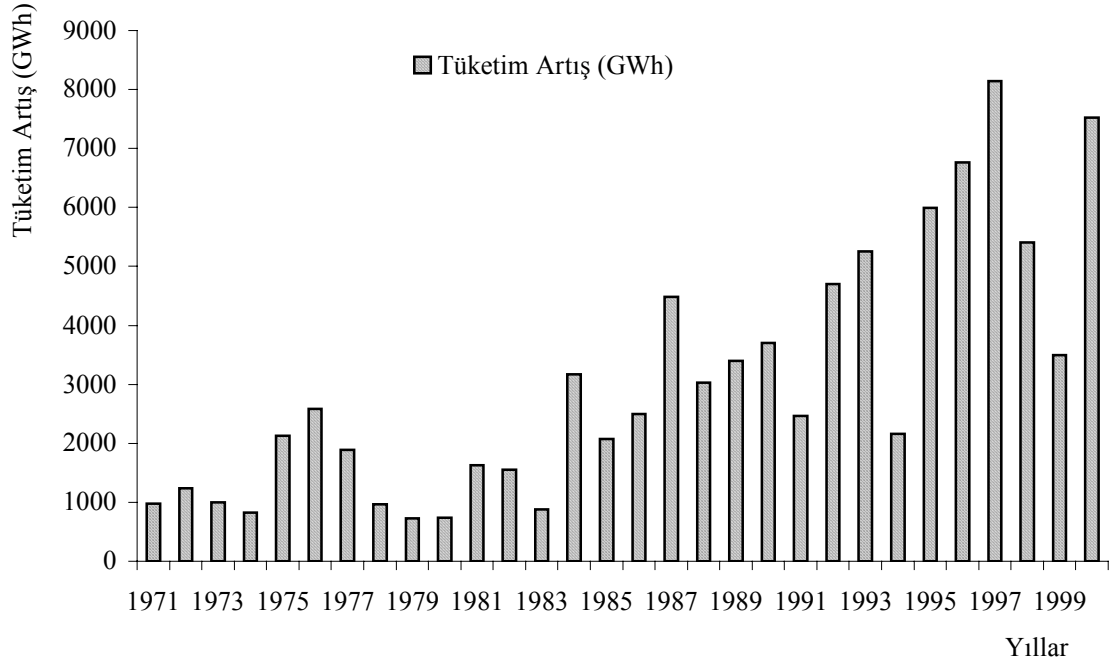


Çizelge 5.2'de 1970-2000 yılları arasındaki 5 yıllık dönemler için, tüketim artışları gösterilmiştir. 1970-1980 yılları arasında tüketim hızı % 12'ler seviyesinde iken, 1990-2000 yılları arasında % 8.625 dir. 30 yıllık periyodun ortalaması ise % 9.5 dir. Şekil 5.3 ve Şekil 5.4'den görülebileceği gibi 1970-1985 yılları arasında tüketim artış hızı fazla olmasına karşın;

tüketim artış miktarı az ve 1985-2000 yılları arasında tüketim artış hızı daha az olmasına karşın tüketim artış miktarı daha fazladır.



Şekil 5.2 1970-2000 yılları arası elektrik tüketim - üretim artışı



Şekil 5.3 1970-2000 yılları arası talep artış miktarı

Türkiye elektrik iletim ve dağıtımını yapan TEDAŞ, elektrik tüketim sektörlerini ev ve ticarethaneler, sanayi, resmi daireler, sokak aydınlatması ve diğerleri şeklinde ayırmaktadır. Her bir sektördeki talep miktarları ve yıllar itibarı ile talep artış hızları birbirinden farklıdır.

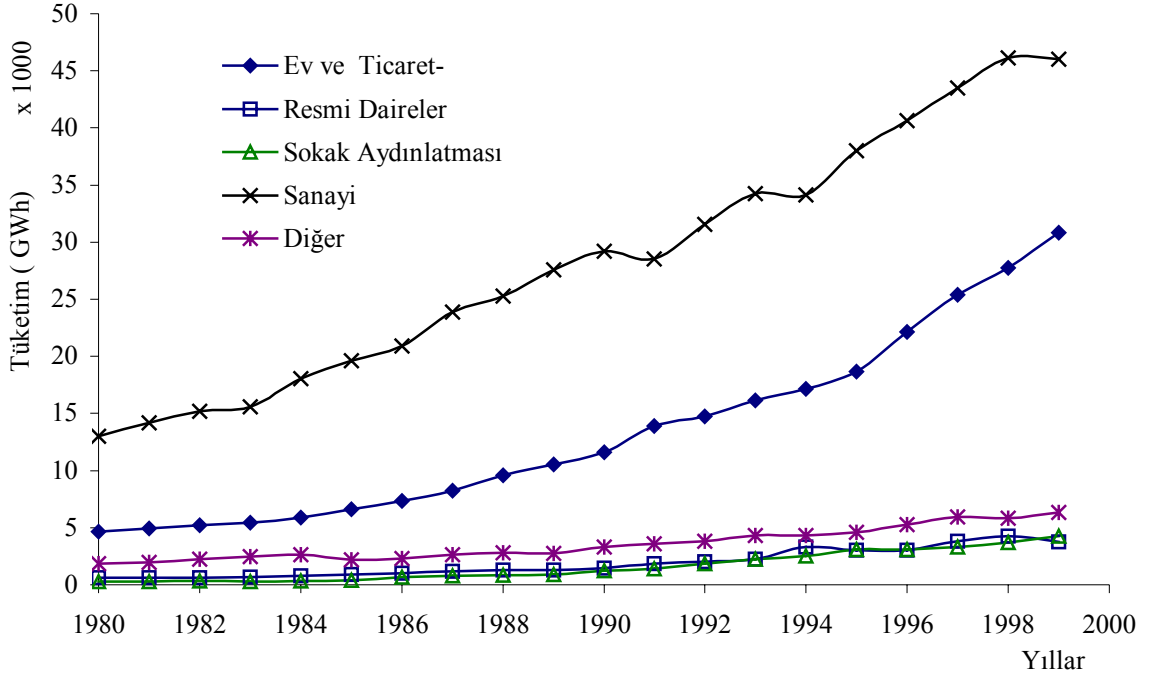
Çizelge 5.2 1970-2000 yılları arasındaki yıllık tüketim artış hızları

Yıllar	Tüketim Artışı (%)
1970-75	11.99
1975-80	11.73
1980-85	7.18
1985-90	9.50
1990-95	8.41
1995-2000	8.84
Ortalama	9.60

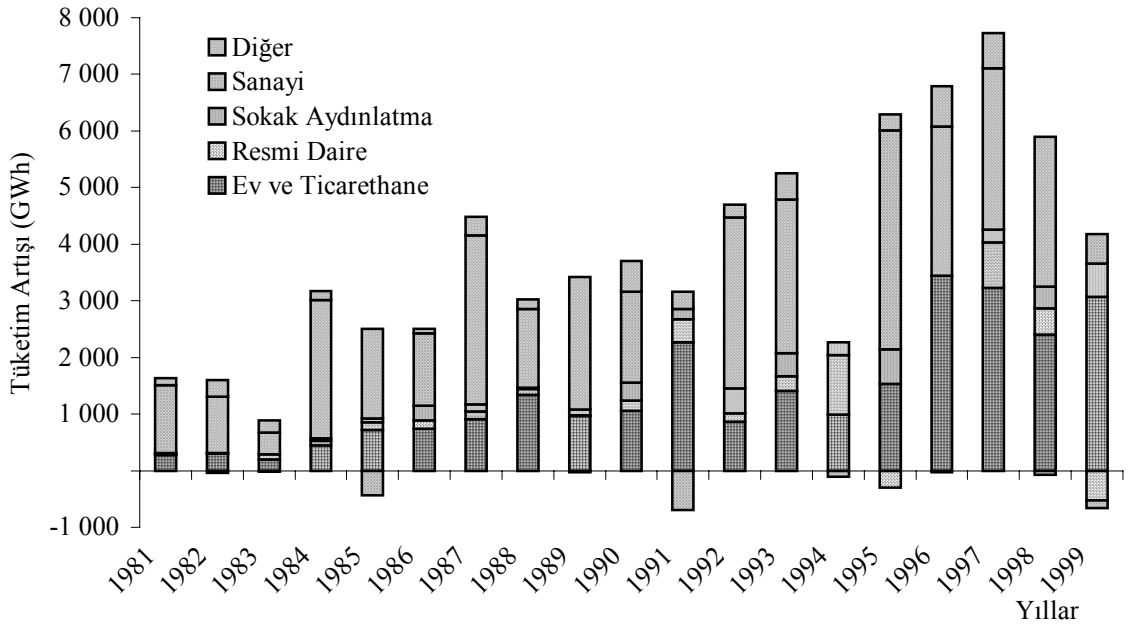
Çizelge 5.3’de, 1980-1999 yılları arasındaki tüketim sektörlerine ait tüketim miktarları verilmiştir. Şekil 5.5’ de tüketim sektörlerindeki artışlar gösterilmiştir. Aynı yıllar arasında tüketim artış ortalamaları ev ve ticarethanelerde % 10.55, resmi dairelerde % 10.82, sokak aydınlatmasında % 16.11, sanayide % 6.97 ve diğer sektörlerde % 8.24 dir. 1999 yılı için tüketim sektörlerinin payları ise; sanayi % 50.43, ev ve ticarethaneler %33.8, sokak aydınlatması % 4.69, resmi daireler % 4.11 ve diğer sektörler % 6.97 dir. Tüketim artış hızları içinde en büyük değer, sokak aydınlatma sektörüne ait olmasına karşın; tüketim içindeki payı düşük olduğu için, talep artış miktarı da düşüktür. Tüketim içinde en büyük pay sanayiye aittir ve bu nedenle tüketim artış hızı az olsa da, tüketim artış miktarı fazladır. Şekil 5.6’da 1981-1999 yılları arasındaki tüketim sektörlerindeki talep artışları verilmiştir. Şekildeki negatif değerler tüketimde meydana gelen azalmaları göstermektedir. Dikkat çekici olan; 1997 yılından sonra sanayideki tüketim artışının azalması ve 1999 yılında tüketimin gerilemesidir.

Çizelge 5.3 1980-1999 yılları arasındaki tüketim sektörlerindeki tüketim miktarları

Yıllar	Ev ve Ticarethaneler	Resmi Daireler	Sokak Aydınlatması	Sanayi	Diğer	Toplam
1980	4646	609	290	13008	1846	20399
1981	4922	638	298	14206	1965	22029
1982	5222	596	309	15198	2262	23587
1983	5424	687	296	15576	2482	24465
1984	5875	767	331	18027	2636	27636
1985	6599	892	407	19608	2203	29709
1986	7342	1036	666	20886	2280	32210
1987	8255	1169	786	23873	2615	36698
1988	9594	1269	815	25258	2786	39722
1989	10565	1278	916	27603	2759	43121
1990	11618	1463	1231	29212	3296	46820
1991	13887	1864	1418	28512	3602	49283
1992	14752	2009	1860	31536	3829	53986
1993	16164	2266	2270	34247	4289	59236
1994	17154	3315	2502	34138	4291	61400
1995	18688	3012	3106	38007	4581	67394
1996	22135	3002	3085	40638	5297	74157
1997	25367	3803	3310	43491	5914	81885
1998	27768	4272	3691	46139	5836	87706
1999	30834	3747	4280	46000	6361	91222



Şekil 5.4 1970-1999 yılları arası tüketimin sektörler için artışı



Şekil 5.5 1981-1999 yılları arası tüketim artış miktarları

5.2 Kurulu Güç Durumu

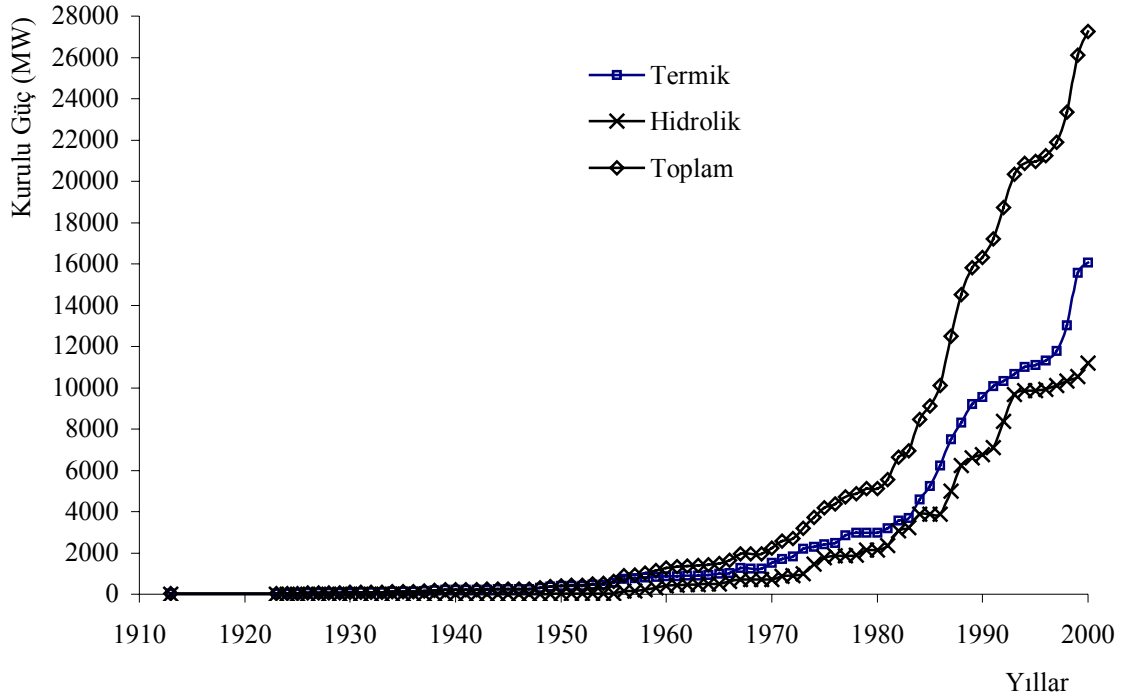
Türkiye 1913 yılında ilk santraline kavuşmuş ve 2000 yılına kadar hızlı bir kapasite artışı göstermiştir. 2000 yılı itibari ile 27264.1 MW kurulu kapasiteye ulaşan elektrik üretim sektöründe 1913-2000 yılları arasındaki yıllık kapasite artış ortalaması % 10.5 olarak gerçekleşmiştir. Çizelge 5.4 ve Şekil 5.7’ den görüleceği gibi yıllık kapasite artış oranı farklı dönemlerde farklı oranlardadır. Son 20 yıllık dönem için bu oran % 8.5 dir.

Çizelge 5.4 1913-2000 yılları arasında kurulu gücün gelişimi

Yıl	Termik	Hidrolik	Toplam	Artış (%)
1913	17.2	0.1	17.3	-
1923	32.7	0.1	32.8	8.96
1925	33.3	0.1	33.4	0.9
1930	74.8	3.2	78.0	19.4
1935	121.2	5.0	126.2	10.6
1940	209.2	7.8	217.0	11.7
1945	237.7	8.2	245.9	2.5
1950	389.9	17.9	407.8	11.1
1955	573.5	38.1	611.6	8.6
1960	860.5	411.9	1272.4	16.6
1965	985.4	505.1	1490.5	3.2
1970	1509.5	725.4	2234.9	13.5
1980	2987.9	2130.8	5118.7	4.1
1985	5244.3	3874.8	9119.1	12.5
1990	9550.8	6764.3	16315.1	12.5
1991	10092.8	7113.8	17206.6	5.5
1992	10334.9	8378.7	18713.6	8.8
1993	10653.4	9681.7	20335.1	8.7

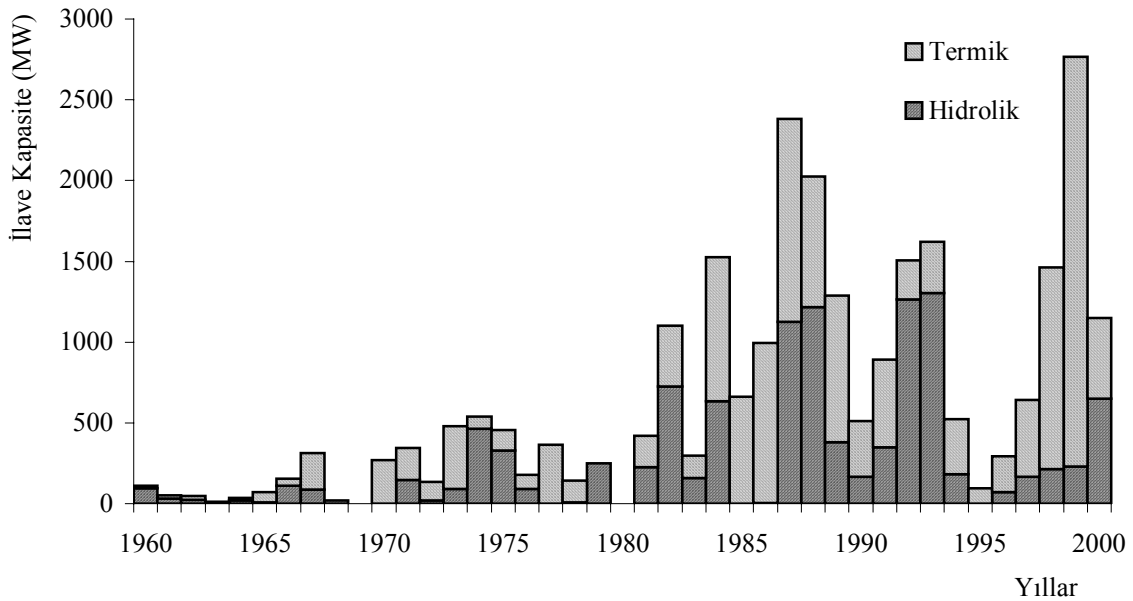
Yıl	Termik	Hidrolik	Toplam	Artış (%)
1994	10992.7	9864.6	20857.3	2.6
1995	11089.0	9862.8	20951.8	0.5
1996	11312.1	9934.8	21246.9	1.4
1997	11786.8	10102.6	21889.4	3.0
1998	13036.3	10315.2	23351.5	6.7
1999	15570.9	10545.9	26116.8	11.8
2000	16070.0	11194.1	27264.1	4.4

Türkiye için elektrik üretiminin büyük bölümü, termik ve hidrolik santrallardan üretilmektedir. Bunlara ilave olarak küçük kapasitelerde jeotermal ve rüzgar santralları bulunmaktadır. Şekil 5.7' de termik ve hidrolik kapasitelerin gelişimi verilmiştir.



Şekil 5.6 1913-2000 yılları arasında kurulu gücün gelişimi

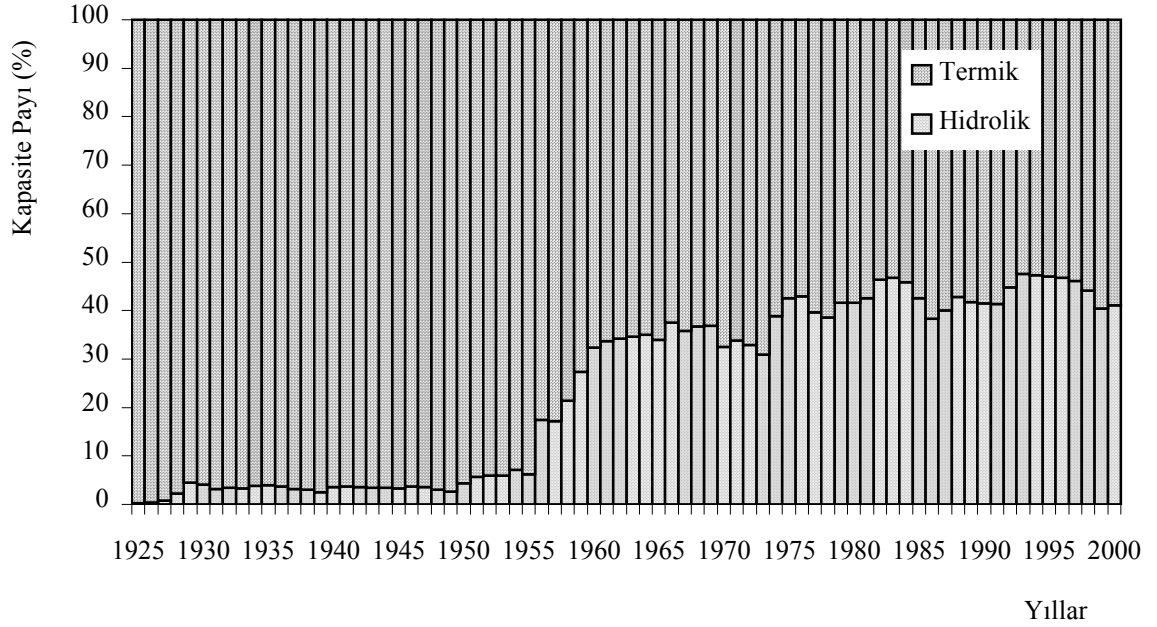
Şekil 5.8’ de 1960-2000 yılları arasındaki periyotta ilave edilen kapasiteler gösterilmiştir. 1960-1970 yılları arasında kapasite gelişimi az olmuştur. 1970-1980 arasındaki periyotta termik ve hidrolik kapasite ilaveleri birbirine yakındır. 1980 - 1990 yılları arasında önemli miktarlarda kapasite ilaveleri yapılmıştır. Bu dönemde kapasite artışlarında termik santrallerin ağırlığı fazladır. 1990-1995 yılları arasında hidrolik santrallerin ilavesine öncelik verilmiştir. 1995-2000 yılları arasındaki son periyotta ise doğalgazın elektrik üretimindeki ağırlığının artmasından dolayı, doğalgaz yakıtlı termik santraller ilave edilmiştir. Türkiye’nin elektrik üretimine başladığı ilk dönemlerde, termik santral ağırlıklı bir yapıya sahiptir. Bu durum 1955 yılına kadar devam etmiştir. 1955 yılından sonra hidrolik santrallara verilen önem artmış ve kapasitedeki pay, termik ve hidrolik için dengelenmiştir. 2000 yılı itibari ile kurulu gücün % 58.9’ u termik ve % 41.1’i hidrolik santrallara aittir. Şekil 5.9’ da yıllar itibari ile termik ve hidrolik santrallerin toplam kapasite içindeki paylarının değişimi verilmiştir.



Şekil 5.7 1960-2000 yılları arasında ilave kapasite miktarları

Kurulu gücün içinde büyük paya sahip olan termik santrallerde 1980’li yıllara kadar fuel-oil yakıtlı olanların payı büyük iken, bu yıllardan sonra linyit yakıtlı termik santrallerin payı artmıştır. 1985 yılından sonra, doğalgaz elektrik üretimine girmiş ve 1990 yılından sonra

kurulu güç içinde, linyitten sonra en büyük paya doğalgaz yakıtlı termik santraller sahip olmuştur. 2000 yılı itibari ile kurulu gücün yakıt cinslerine göre dağılımı; % 40.99 hidroelektrik, % 23.9 linyit, % 22.71 doğalgaz, % 10.45 sıvı yakıtlar (motorin, fuel-oil ,vd.)



Şekil 5.8 1925-2000 yılları arasındaki termik ve hidrolik santral kapasite payları

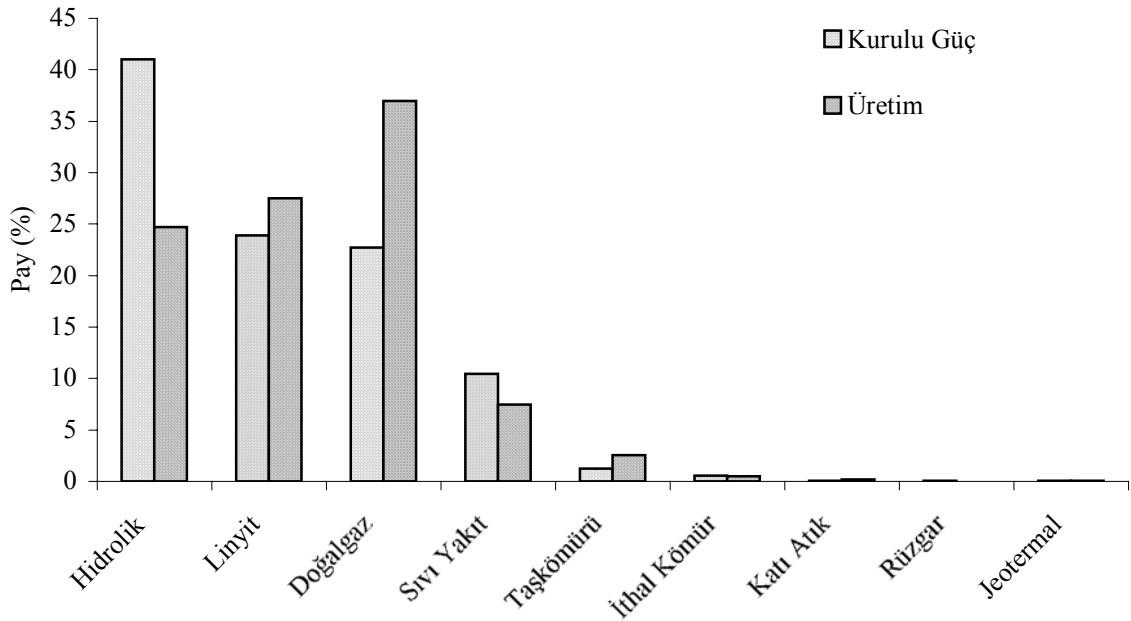
ve % 1.7 taşkömürüdür. Fakat 2000 yılı üretimi içindeki payları, kapasite paylarından farklıdır. 2000 yılı üretiminde % 37 doğalgaz, % 27.51 linyit, % 24.72 hidrolik, % 7.45 sıvı yakıt (fuel-oil, motorin) , % 2.54 taşkömürü ve % 0.78 diğerleridir. Burada dikkat çekici olan Türkiye için doğalgaz yakıtlı santrallerin üretime katkısının en büyük olmasıdır. Çünkü Türkiye’de santrallerin yükleme sıralaması linyit, taşkömürü, sıvı yakıtlar, doğalgaz ve hidrolik şeklinde yapılmaktadır. Temel yüklerde; linyit, taşkömürü ve sıvı yakıtlar, orta yüklerde; doğalgaz ve pik yüklerde hidrolik santraller kullanılmaktadır. Bu durum literatürde en düşük işletme maliyetli sistemlerin, temel yüklerde kullanılması gerektiği hususuna ters düşmektedir. Ayrıca linyit yakıtlı santrallerin temel yüklerde kullanılması birim üretim maliyetlerini artırmaktadır.

Fakat Türkiye’ de pik yükleri karşılamaya uygun olan basit gaz türbinli santrallerin

bulunmaması hidrolik santrallerin pik yükleri karşılamada kullanılmasını zorunlu kılmaktadır.

Çizelge 5.5 2000 yılı kurulu güç ve üretimin yakıtlara göre dağılımı

Yakıt Cinsi	Kurulu Güç (MW)	Pay (%)	Üretim (GWh)	Pay (%)
Hidrolik	11175.2	40.99	30878.5	24.72
Linyit	6508.9	23.87	34367.3	27.51
Doğalgaz	6191.6	22.71	46216.9	37.00
Sıvı Yakıt	2848.2	10.45	9310.8	7.45
Taşkömürü	335	1.23	3175.9	2.54
İthal Kömür	145	0.53	643.1	0.51
Katı Atık	23.8	0.09	220.2	0.18
Rüzgar	18.9	0.07	33.4	0.03
Jeotermal	17.5	0.06	75.5	0.06
Türkiye	27264.1	100.00	124921.6	100.00



Şekil 5.9 2000 yılı kurulu güç ve üretim paylarının yakıtlara dağılımı

Çizelge 5.5 ve Şekil 5.10' da 2000 yılı kurulu güç ve üretim miktarının yakıt cinslerine göre dağılımı gösterilmiştir.

Türkiye elektrik sektörü Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının kontrolünde, elektrik üretimi yapılmaktadır. Son yıllarda özel sektörün üretim yapmasına müsaade edilmiştir. Elektrik sektörünün yeniden yapılandırılarak, özelleştirilmesi çalışmaları devam etmektedir. Türkiye elektrik sektörü içinde üretim yapan kuruluşlar TEAŞ, TEAŞ' bağlı ortaklıklar, ayrıcalıklı şirketler, üretim şirketleri, otoprodüktörlerdir. Bu kuruluşlar içinde otoprodüktörlerin sadece kendi ihtiyaçları için üretim yapmasına müsaade edilmektedir. Çizelge 5.6 ve Şekil 5.11' de kurulu güç ve elektrik üretiminin kuruluşlara göre dağılımı verilmiştir. 2000 yılında kurulu gücün % 65.89' u TEAŞ'a. %12'si TEAŞ'a bağlı ortaklığa. % 11'i otoprodüktörlere ve % 2.24'ü ayrıcalıklı şirketlere aittir. Aynı yıl için üretim içindeki paylar; TEAŞ'ın % 60.11, TEAŞ'a bağlı ortaklığın % 15.68, otoprodüktörlerin % 13 ve üretim şirketlerinin % 9.79 dur.

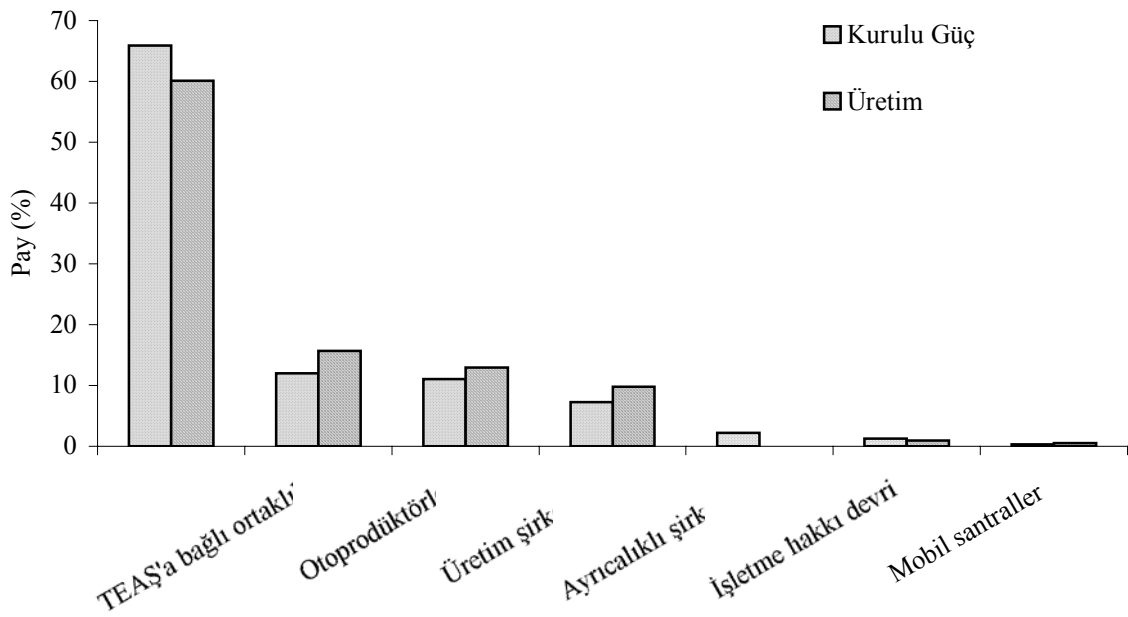
Çizelge 5.6 2000 yılı kurulu güç ve üretiminin kuruluşlara göre dağılımı

Kuruluş	Kurulu güç (MW)	Pay (%)	Üretim (GWh)	Pay (%)
TEAŞ	17967.9	65.89	73941.8	60.11
TEAŞ'a bağlı ortaklık	3284	12.04	19292.2	15.68
Otoprodüktörler	2999.59	11.00	15962	12.98
Üretim şirketleri	1985.3	7.28	12038.6	9.79
Ayrıcalıklı şirketler	610.3	2.24	0	0.00
İşletme hakkı devri	330.1	1.21	1140.6	0.93
Mobil santrallar	90.6	0.33	643.5	0.52
Türkiye	27267.79	100.00	123018.7	100.00

5.3 Pik Yük Gelişimi

Elektrik üretim planlamasında, elektrik enerjisinin depolanamamasından dolayı üretim ile talep arasında güvenli bir arz için, tam eşitliğin olması gereklidir. Bir başka deyişle bir yıl

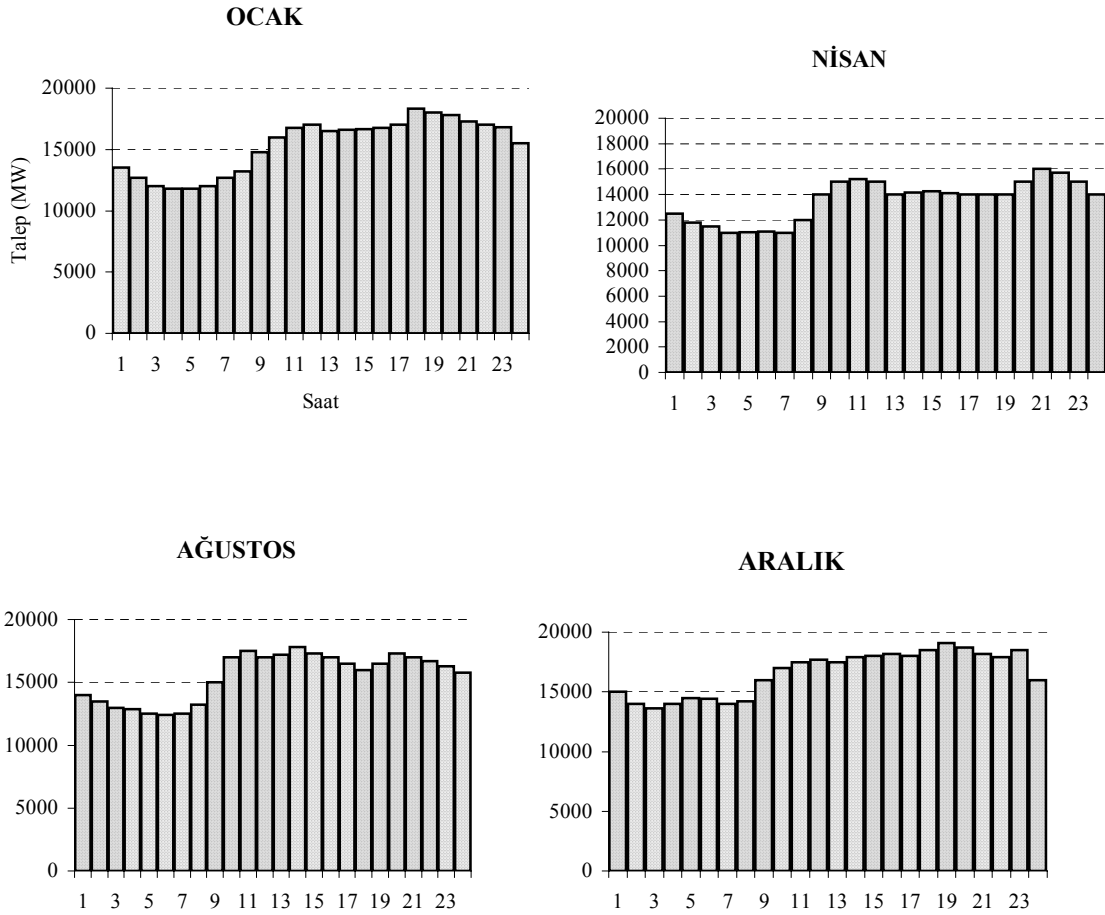
boyunca her an talep edilen elektriğin, o an üretilmesi ve bu üretimi yapabilecek kapasitenin bulunması zorunludur. Üretim kapasitesinin ve üretim miktarının tüketim değerlerine bu derece sıkı bağlı olması, hem yıl içindeki üretim planlaması; hem de gelecekteki kapasitelerin planlanmasında, tüketim karakteristiğinin zamana bağlı olarak çıkartılmasını gerekli kılar. Bu amaçla mevcut elektrik üretim sistemindeki talep, gün içinde saatlik olarak tespit edilir. Gün içinde sanayi, konut, ticarethane, resmi daire ve sokak aydınlatması gibi tüketim sektörlerinde farklı taleplerle karşı karşıya gelinir.



Şekil 5.10 2000 yılı kurulu güç ve üretiminin kuruluşlara göre dağılımı

Her saat için tüketim sektörlerinde meydana gelen taleplerin toplamı, saatlik talebi oluşturur ve bazı saatlerde tüm sektörlerin elektrik tüketimi ile talep, en üst noktaya çıkar. Üretim ve kapasite planlamasında büyük kolaylık sağladığı için elde edilen saatlik talepler, zamansal sıralamaya konularak grafikler oluşturulur. Bir gün içinde saatlere bağlı olarak talep değişimini gösteren bu eğrilere kronolojik yük eğrileri denilir. Günlük kronolojik yük eğrilerinin, karakteristiği mevsimlere bağlı olarak değişiklik gösterir. Şekil 5.12'de 2000 yılı içindeki ocak, nisan, ağustos ve aralık aylarındaki birer güne ait kronolojik yük eğrileri gösterilmiştir. Bu eğriler incelendiğinde mevsimlere bağlı olarak kronolojik yük eğrilerinin benzer

karakteristiklerde olduğu görülür. Fakat mevsimler arasında eğrilerin karakteristikleri ve talep miktarları önemli oranda değişmektedir. Eğrilerin genel karakteristiğine bakıldığında Türkiye için bir gün içinde en düşük talep saat 2-6 arasında ve en yüksek talep saat 18-23 arasında olmaktadır. Yaz aylarında en yüksek talebin olduğu yer değişmekte ve saat 12-15 arasında meydana gelmektedir. Şekil 5.13’de aynı aylara ait günlük kronolojik yük eğrileri beraber verilmiştir. Bu eğri incelendiğinde en düşük talep miktarlarının bahar aylarını temsil eden nisan ayında olduğu görülür. En yüksek talepler kış aylarında gerçekleşmekte ve aralık ayında bir yıl içindeki en yüksek talepler oluşmaktadır.



Şekil 5.11 2000 yılı için bazı aylara ait günlük kronolojik yük eğrileri

Günlük kronolojik yük eğrileri altında kalan alan, bir gün için tüketilen elektrik miktarını verir. Günlük tüketim miktarı aşağıdaki eşitlikle hesaplanabilir.

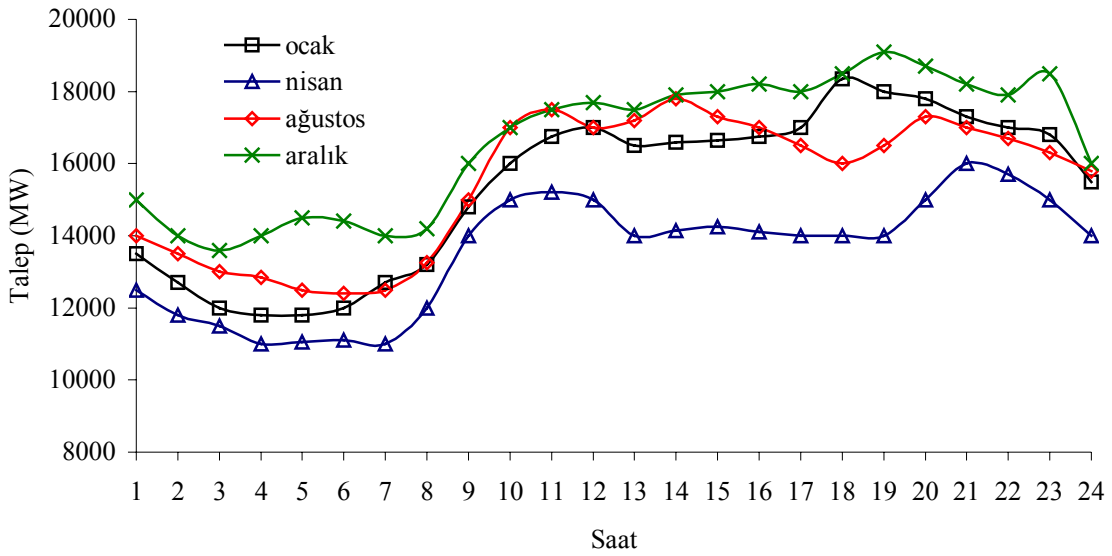
$$E_g = \sum_{t=1}^{24} T_s(t) \quad (5.1)$$

Burada:

E_g Günlük elektrik tüketimi (kWh)

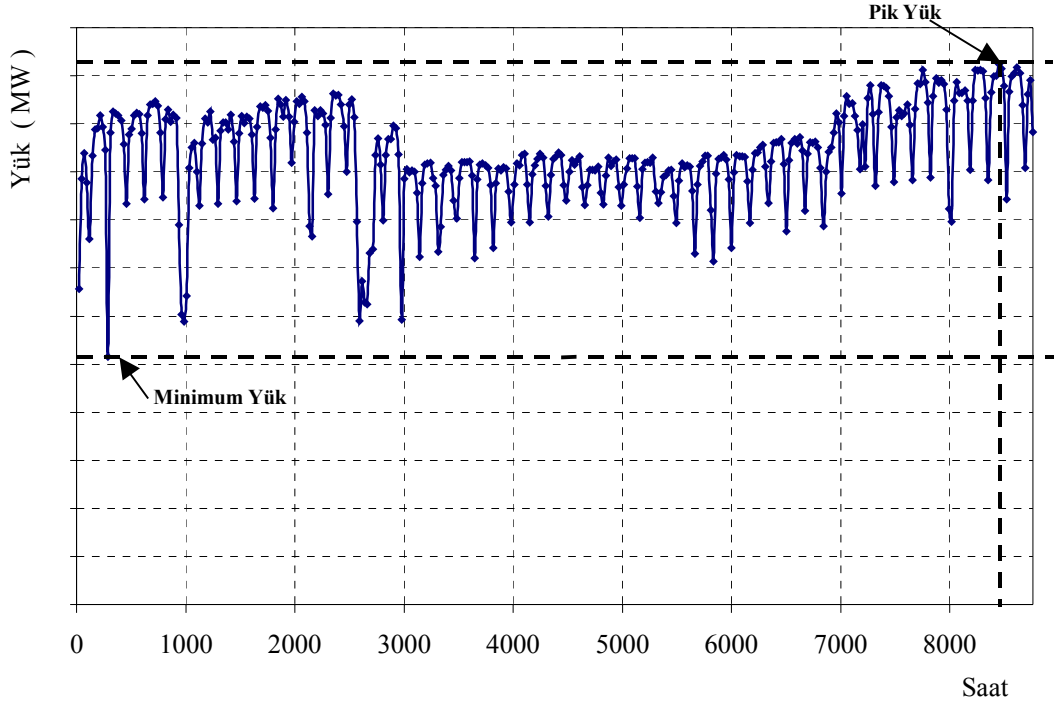
T_s Saatlik taleptir. (kW)

Günlük kronolojik yük eğrileri birleştirilerek aylık ve yıllık kronolojik yük eğrileri elde edilir. Yıllık kronolojik yük eğrisi, yılın herhangi bir saatinde meydana gelen talebi gösterir. Ayrıca bu eğriden maksimum ve minimum taleplerin olduğu zamanlar görülebilir. Şekil 5.14’de temsili olarak yıllık kronolojik yük eğrisi verilmiştir. Fakat elektrik planlamasında daha

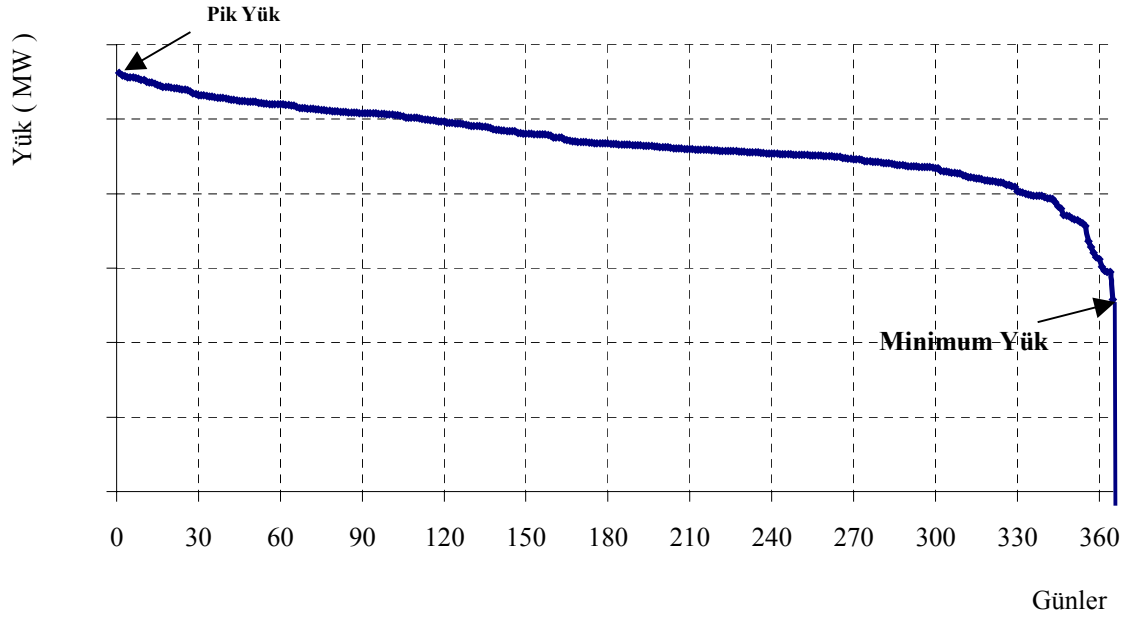


Şekil 5.12 2000 yılı günlük aylara ait kronolojik yük eğrileri

kullanışlı olan eğri yük süre (Load Duration) eğrisidir. Yük süre eğrisi, yıllık kronolojik yük eğrisindeki yüklerin, büyükten küçüğe doğru sıralanması ile elde edilir. Bu eğri, belirli bir yük



Şekil 5.13 Yıllık kronolojik yük eğrisi



Şekil 5.14 Yük süre eğrisi

yada bu yükten daha büyük yüklerin, bir yıl içinde meydana geldiği süreyi verir. Bir yıl içinde

talep edilen maksimum yüke pik yük denilir ve yük süre eğrisi pik yük ile başlayıp minimum yük ile son bulur. Yük süre eğrisi kullanılarak, elektrik üretim sistemlerinin kapasite ve yükleme sıralamasının planlamasında, gerekli olan pik yük (maksimum talep), yıllık elektrik ihtiyacı ve zaman ile talep değişimi elde edilir. Yük süre eğrisinin absisinde saat.gün yada yük faktörü olabilir. Şekil 5.15’de temsili yük süre eğrisi verilmiştir. Eğrinin altında kalan alan bir yıllık elektrik tüketimini verir ve aşağıdaki eşitlikten hesaplanabilir.

$$E = \sum_{t=1}^{8760} T_s(t) \quad (5.2)$$

Burada:

E Yıllık elektrik tüketim miktarıdır.

Elektrik üretim sistemlerinin kapasite planlamasında, öncelikle tespit edilmesi gereken pik yüküdür. Çünkü kurulu güç toplamı en az pik yüke eşit olmalıdır. Zorunlu bakım gerektiren durumlardaki güvenilir elektrik arzını sağlamak amacıyla kurulu güç, pik yükten yedek güç kadar fazla olmalıdır. Yedek gücün miktarı pik yükün yüzdesi olarak tanımlanır. Yedek yük oranı, mevcut santrallerin durumuna göre tespit edilir. Bu oran yaklaşık % 15 olarak seçilebilir (Aronson,1997). Şekil 5.16’da pik yük ve kurulu güç gösterilmiştir.

$$N_k = P_i (1 + r_y) \quad (5.3)$$

Burada:

N_k Toplam kurulu güç (MW),

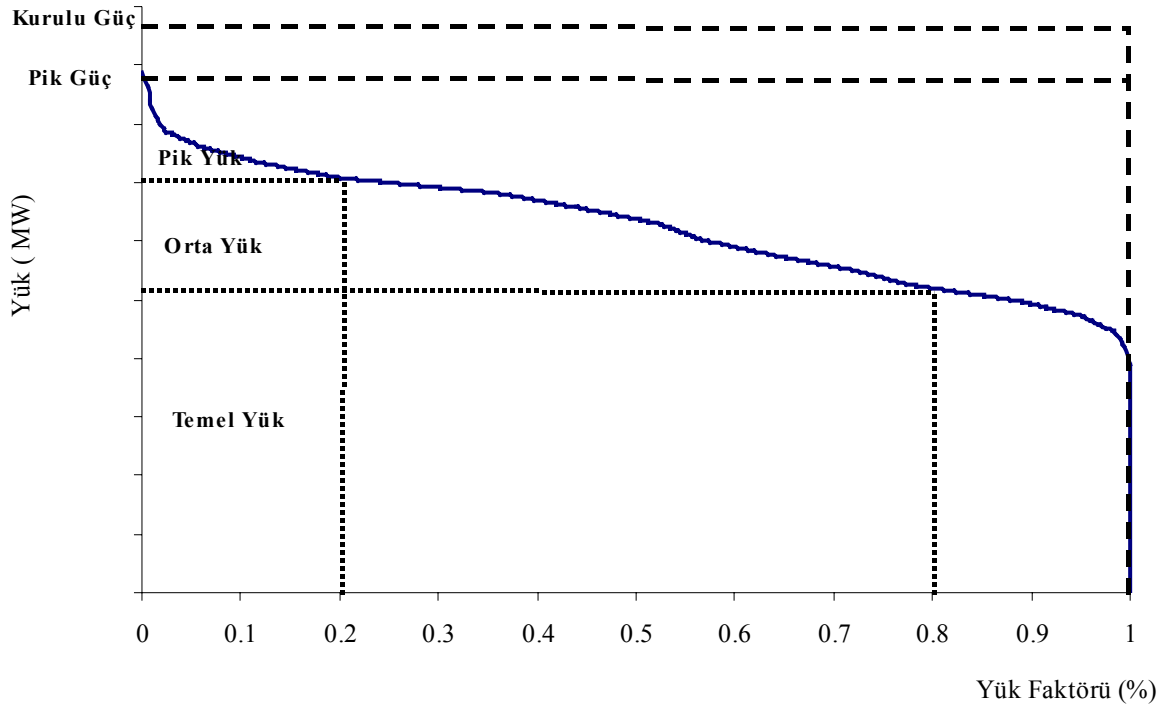
P_i Pik yük (MW),

r_y Yedek güç oranıdır (%).

Elektrik üretim sistemlerinin kapasite planlamasında, zorluk oluşturan durumların en başında, ilave edilecek yeni kapasite miktarının belirlenmesi gelir. Elektrik tüketiminin artması, yeni kapasitelerin kurulacağını gösterse de, ilave edilecek kapasitenin miktarını belirleyen pik yük artış miktarıdır. Çünkü elektrik tüketim artış hızı ile pik yükün artış hızı, birbirinden bağımsız

ve farklı değerlerdedir. Bu nedenle elektrik tüketimi artış hızı ile beraber pik yük artış hızının belirlenmesi gereklidir. Çizelge 5.7 'de 1980-2000 yılları arasındaki periyotta pik yük, kurulu güç, brüt üretim ve brüt tüketim değerleri ile yıllık artış hızları verilmiştir. 2000 yılında pik yük % 2.33, kurulu güç % 4.2, brüt üretim % 6.57 ve brüt tüketim 7.72 artış göstermiştir. Çizelge 5.8'de 1980-2000 yılları arasındaki yıllık ortalama artış hızları verilmiştir. Bu periyotta pik yük % 7.59, kurulu güç % 7.87, brüt üretim % 8.01 ve brüt tüketim 7.95 yıllık artmıştır.

Yük süre eğrisi üzerinde yük dağılımını gösteren üç bölgenin olduğu kabul edilir (Swisher,1997). Bu bölgeler; santrallerin yıllık işletme sürelerinin bir yıldaki maksimum işletme süresine (8760 saat) oranı olan yük faktörü ile temsil edilir.



Şekil 5.15 Yük süre eğrisi ve kurulu güç

Çizelge 5.7 1980-2000 yılları arası pik yük. kapasite üretim ve tüketim artışları

Yıl	Pik Yük			Kurulu Güç		Brüt Üretim		Brüt Tüketim		Yükleme Faktörü
	[MW]	Ay	Artış [%]	[MW]	Artış [%]	[GWh]	Artış [%]	[GWh]	Artış [%]	
1980	3947.4	Kasım		5118.7		23275.4		23222.7		67.31
1985	5758.4	Aralık	5.24	9119.1	7.24	34218.9	10.54	34054.5	7.87	67.84
1990	9180.4	Aralık	6.80	16315.1	3.12	57543	9.56	54407.1	9.26	71.55
1991	9964.9	Aralık	7.87	17206.6	5.18	60246.3	4.49	57350.5	5.13	69.02
1992	11113.3	Aralık	10.33	18713.6	8.05	67342.2	10.54	63293.7	9.39	69.17
1993	11921.4	Aralık	6.78	20335.1	7.97	73807.5	8.76	70077.3	9.68	70.68
1994	12759.7	Aralık	6.57	20857.3	2.50	78321.7	5.76	73813.6	5.06	70.07
1995	14134.6	Aralık	9.73	20951.8	0.45	86247.4	9.19	81858.6	9.83	69.66
1996	15230.7	Aralık	7.20	21246.9	1.39	94861.7	9.08	90293.8	9.34	71.10
1997	16926.1	Aralık	10.02	21889.4	2.94	103295.8	8.16	100737.9	10.37	69.67
1998	17799.3	Aralık	4.91	23354	6.27	111022.4	6.96	108797.7	7.41	71.20
1999	18938	Aralık	6.01	26119.3	10.59	116439.9	4.65	113031	3.75	70.19
2000	19389.9	Aralık	2.33	27264.1	4.20	124622	6.57	122489	7.72	73.37

$$L_f = \frac{E}{N_{\max} \cdot 8760} \cdot 100 \quad (5.4)$$

Burada:

L_f Yük faktörü (%),

E Santralin yıllık üretimi (kWh),

$N_{\max}$ Santralin çalıştığı maksimum güçtür (kW) .

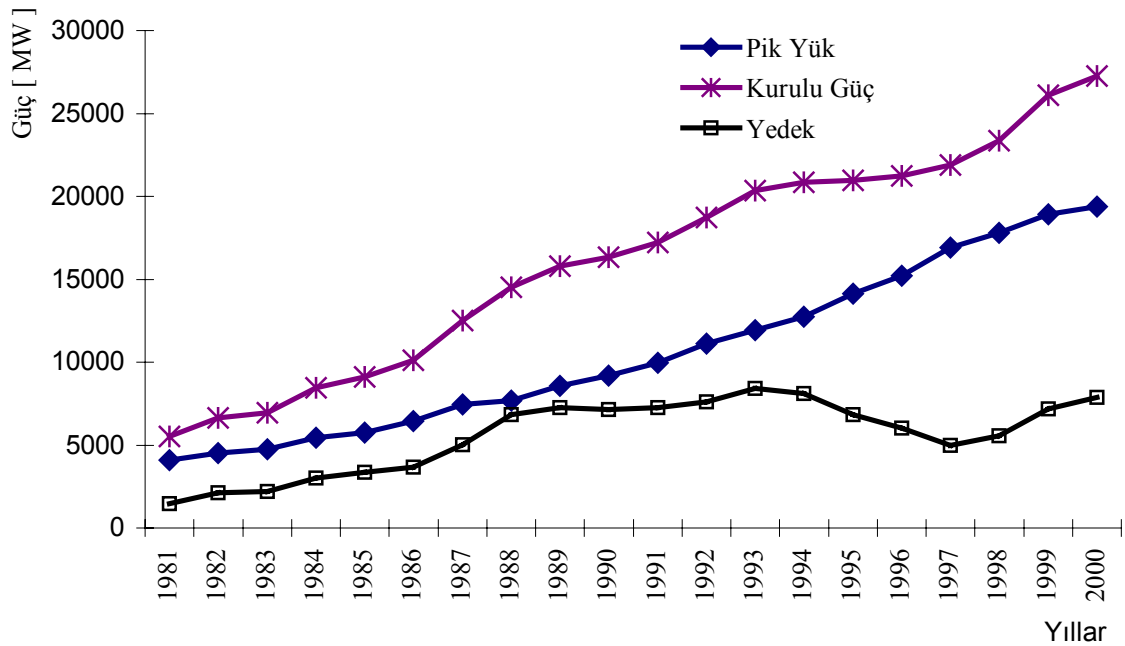
Eğer santral yıl boyu sabit ve kurulu güç ile üretim yaparsa bu durumda yük faktörü;

$$L_f = \frac{N.T_y}{N.8760} \cdot 100 = \frac{T_y}{8760} \cdot 100 \quad (5.5)$$

Burada:

T_y Yıllık işletme süresidir.

Temel yükler, yıl içinde zamanın tamamı ile % 80 arasında talep edilen yük değerleridir. Orta yükler, zamanın % 80 ile % 20'si arasında ve pik yükler zamanın %20' den daha az sürede gerçekleşen yük değerleridir. Şekil 5.16'de yük bölgeleri gösterilmiştir. Santrallerin işletme sürelerini temsil eden yük faktörü, yük süre eğrisinde santralin çalıştırıldığı konuma bağlı olarak değişir. Yük faktörü, santralde üretilen birim elektrik üretim maliyetini önemli oranda etkilediğinden, ekonomik seçimlerde santralin yük konumu büyük önem kazanır. Bu nedenle ilave edilecek santrallerin yük konumları optimum sonuçlar elde edilirken belirlenir. Yük süre eğrisinde, pik yük artışı, ilave edilecek kapasiteyi belirlerken; tüketim artışı yük eğrisinin



Şekil 5.16 1980-2000 yılları arası pik yük, kurulu güç ve yedek kapasite gelişimi

Çizelge 5.8 Pik yük, kurulu güç, üretim ve tüketim artış hızları

Artış Ortalaması	
[%]	
Pik Yük	7.59
Kurulu Güç	7.87
Brüt Üretim	8.01
Brüt Tüketim	7.95

yapısını etkilediğinden, santralların yük faktörlerini de etkiler. Tüm sistemin yük faktörü (L_{fs}), sistemin yıllık elektrik üretim miktarının, pik yükte üretilebilecek maksimum elektrik miktarına oranıdır.

$$L_{fs} = \frac{\text{Brüt Üretim}}{P_i \cdot 8760} \cdot 100$$

Burada:

L_{fs} Sistemin yük faktörüdür.

Sistemin elektrik tüketim miktarı artarken, yük faktörünün artması, pik yük artışının tüketimden daha yavaş arttığını gösterir. Bu durum tüketilen enerjinin zamana eşit dağıtılmasıyla sağlanır. Bu amaca yönelik olarak, talep tarafı seçenekleri kullanılır. Sistemin yük faktörünün azalması ise, pik yükün tüketimden daha hızlı arttığının göstergesidir. İstenmeyen bu durumda, ilave edilmesi gerek kapasite artar ve santrallar daha düşük süreler işletmede kalırlar. Çizelge 5.7’de 1980-2000 yılları arasındaki Türkiye elektrik üretim sisteminin yük faktörleri verilmiştir. 2000 yılı için yük faktörü % 73.37 olarak gerçekleşmiştir.

6. TÜRKİYE BİRİNCİL KAYNAK REZERVLERİ

Elektrik üretim sistemleri kapasite planlamasında, birincil enerji kaynaklarının mevcudiyetleri ve rezerv miktarları önemli bir yere sahiptir. Enerji kaynaklarının mevcudiyeti sisteme ilave edilebilecek santral tiplerini belirlerken; rezerv miktarları da ilave edilebilecek santral kapasitelerinin üst sınırını oluşturmaktadır. Bunların dışında kaynak rezervleri sürdürülebilir enerji planlaması., enerji kaynakları fiyatları., ithal kaynak ihtiyacı., bölgesel elektrik üretim planlaması ve geleceğe ait enerji politikalarının belirlenmesinde önemli rol oynar.

Elektrik enerjisi üretim planlaması için, kaynakların rezerv miktarı., planlamanın ilk aşamasında ortaya konulması gereken bir konudur. Özellikle, fosil kaynakların belirli bir tüketim hızı ile ömürlerinin sınırlı olması ve yeni kaynaklar bulunmadığı sürece tükenmeye doğru gitmesi, önemini bir kat daha artırmaktadır. Bu nedenle; Türkiye'nin sahip olduğu rezervler ve bu rezervler ile üretilebilecek elektrik enerjisinin belirlenmesi gereklidir. Rezerv değerleri, yerli kaynaklar ile üretim yapabilecek santrallerin kapasiteleri ve üretilebilecekleri elektrik enerjisi miktarının üst sınırını göstermektedir. Belirli bir kaynağı kullanarak, üretim yapacak santralin kapasitesi, kaynak rezervi ile santralin ekonomik ömrü boyunca yapacağı yakıt tüketimin eşit olması şartını yerine getirmelidir. Bu şart, santrallerin ilave edilecek kapasite miktarlarına kısıt getirmektedir.

$$R \geq \text{ÖBYT} \quad (6.1)$$

Burada:

R Kaynak rezerv miktarı (ton)

ÖBYT Ömür Boyu Yakıt Tüketimidir (ton).

Santrallerin kurulacakları yerler üzerine, kaynakların bulunduğu yerin büyük önemi olmasından dolayı, kaynak bölgelerinin tespit edilmesi gereklidir. Elektrik enerjisi üretim planlamasında, bu noktanın dikkate alınması için kaynaklar bulundukları coğrafi bölgelere göre ayrılacaklardır. Sonuç olarak; her bir bölgenin toplam rezerv miktarı ve yerli kaynak miktarı üretimi yapılabilecek enerjinin üst sınırını belirleyecektir.

Türkiye'nin birincil kaynakları içinde en büyük rezerve sahip olduğu kaynaklar, linyit ve hidroelektrik enerjidir. Diğer rezervi bulunan kaynaklar ise petrol, taşkömürü, doğalgaz, asfaltit ve yenilenebilir enerji kaynakları olarak güneş, rüzgar ve jeotermal enerjidir.

Türkiye'nin sahip olduğu rezervlerin 2000 yılı itibarı ile potansiyelleri Çizelge 6.1 de orijinal birimleri ile verilmiştir.

Çizelge 6.1 Türkiye'nin birincil enerji kaynakları rezervleri

Kaynaklar	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam
Taşkömürü (Milyon Ton)	428	449	249	1126
Linyit (Milyon Ton)				
Elbistan	3357			3357
Diğer	3982	626	110	4718
Toplam	7339	626	110	8075
Asfaltit (Milyon Ton)	45	29	8	82
Bitümler (Milyon Ton)	555	1086		1641
Hidrolik				
GWh/Yıl	123799			123799
MW/Yıl	35045			35045
Ham Petrol (Milyon Ton)	48.4			48.4
Doğalgaz (Milyar m ³)	8.8			8.8
Nükleer Kaynaklar (Ton)				
Doğal Uranyum	9129			9129
Toryum	380000			380000
Jeotermal (MW/Yıl)				
Elektrik	200		4300	4500
Termal	2250		28850	31100
Güneş				

Kaynaklar	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam
Elektrik				8.8
Isı				26.4

Türkiye enerji rezervlerinin dünya rezervleri içindeki payları çok azdır. Çizelge 6.2’de Türkiye’nin dünya rezervleri içindeki payları gösterilmiştir. Linyit dışındaki kaynakların payı % 1’ in altındadır. Linyitin payı % 1.71 ve hidrolik enerjinin payı ise % 0.88 dir. Bu değerler, enerji kaynakları açısından yetersiz olduğumuzu,. enerji planlaması içinde yerli kaynakların önemini ve ithal kaynaklara olan ihtiyacımızın büyüklüğünü göstermektedir (BP Statistical Review of World Energy,2000).

Çizelge 6.2 Türkiye enerji kaynaklarının dünya rezervleri içindeki payı

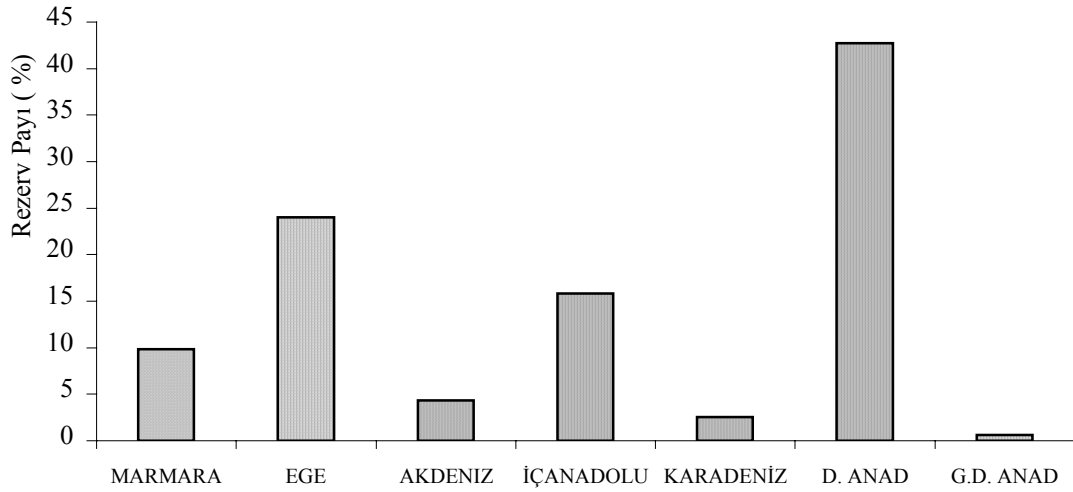
Kaynak	Birim	Dünya	Türkiye	Türkiye Payı (%)
Petrol	Milyar Ton	140.9	0.0484	0.035
Doğalgaz	Milyar m ³	146390	11	0
Linyit	Milyar Ton	512.2	8.37	1.71
Taşkömürü	Milyar Ton	519.4	1.126	0.22
Hidrolik	TWh	14000	123.799	0.88

6.1 Linyit Rezervleri

Türkiye’nin fosil kaynakları içinde en büyük rezervi 8.37 milyar ton ile linyite aittir (Koçak, 2001). Bütün bölgelerde linyit havzalarına rastlanmasına karşın rezerv miktarı., işletilebilir kalınlık, kalite, üretim ve yatırım sorunlarından dolayı değerlendirilmesi mümkün olan havza sayısı azdır (Türkoğlu,1998). Çizelge 6.3’de rezervlerin bölgelere dağılımları verilmiştir. Çizelge 6.3’den ve Şekil 6.1’den görüldüğü gibi en büyük pay % 42.75 ile Doğu Anadolu bölgesine aittir. Bu bölgeyi % 24.05 ile Ege ve % 15.82 ile İç Anadolu Bölgeleri takip etmektedir. Doğu Anadolu’daki rezervin 3.2 milyar tonu Türkiye’nin en büyük havzası olan Afşin-Elbistan’ a aittir (Koçak, 2001).

Çizelge 6.3 Türkiye linyit rezervlerinin bölgelere göre dağılımı (Bin Ton)

Bölgeler	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam	Genel	Bölge Payı(%)
Marmara	519694	173454	7806	700954	824830	9.85
Ege	1775110	183623	54918	2013651	2013651	24.05
Akdeniz	288994	60012	13600	362606	362606	4.33
İç Anadolu	1071033	102273	11558	1184864	1324864	15.82
Karadeniz	109278	88902	14690	212870	215370	2.57
D. Anadolu	3521843	17672	7442	3546957	3579957	42.75
G.D. Anadolu	53094			53094	53094	0.63
Toplam	7339046	625936	110014	8074996	8374372	100



Şekil 6.1 Linyit rezerv paylarının bölgelere dağılımı

Linyit rezerv miktarı iyi olmasına karşın alt ısı değerleri düşüktür. Bu nedenle linyit üretiminin büyük kısmı elektrik üretiminde kullanılmaktadır. 1988 yılındaki üretim miktarı 65.2 milyon ton olup bu miktarın % 80'i termik santrallarda tüketilmiştir (Koçak, 2001).

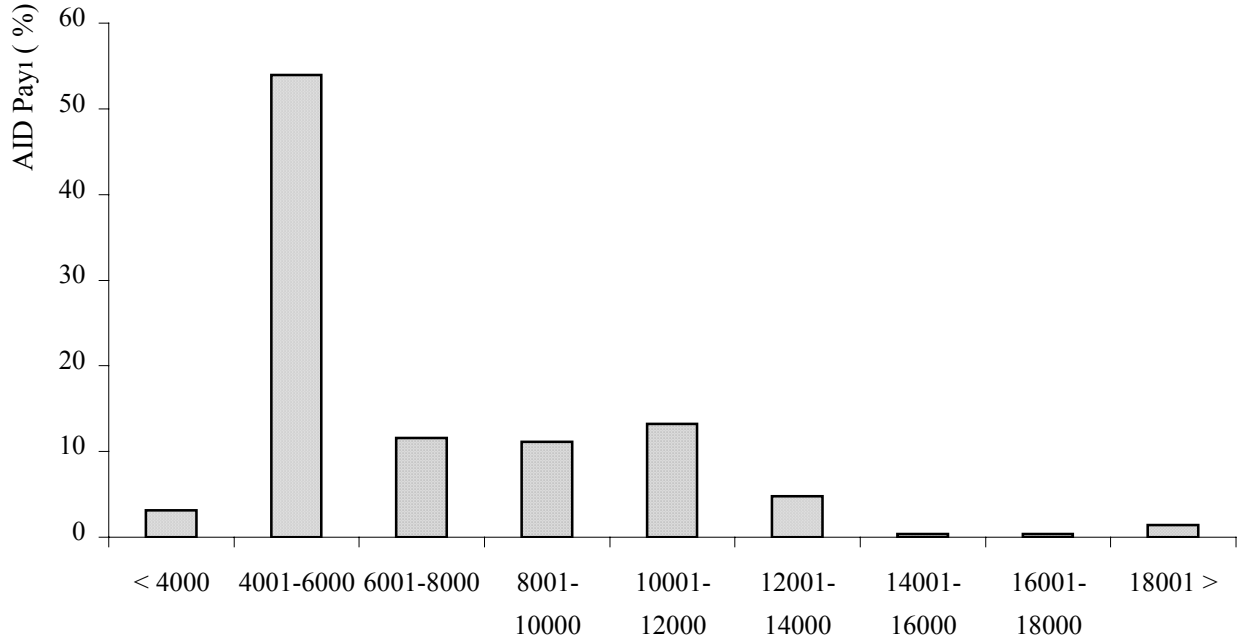
Türkiye’de 2000 yılı kurulu gücünün % 23.9’u, linyit yakıtlı termik santrallara aittir. 2000 yılı elektrik üretiminin ise %27.51’i linyit yakıtlı santrallardan sağlanmıştır (TEAŞ,2001). Bu da linyit rezervlerinin, elektrik üretimi için önemini göstermektedir. Çizelge 6.4’ de linyit rezervleri ısı değerlerine göre sınıflandırılmış ve her bir aralığının payları verilmiştir. Şekil 6.2’ de alt ısı değer için paylar grafiksel olarak gösterilmiştir. Toplam rezervin % 57.13’ ü 6000 kJ/kg’ın ve % 68.74’ü 8000 kJ/kg’ın altında alt ısı değere sahiptir.

Çizelge 6.4 Linyit rezervlerinin kalori değerlerine göre sınıflandırılması (Bin Ton)

kJ/kg	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam	Pay (%)
< 4000	123,165			123,165	3.17
4001-6000	4,367,128	152,016		4,519,144	53.96
6001-8000	870,275	91,928	10,000	972,203	11.61
8001-10000	674,008	139,764	31,924	845,696	11.13
10001-12000	927,054	114,971	6,432	1,048,457	13.20
12001-14000	324,382	37,595	25,414	387,391	4.79
14001-16000	4,280	14,378	9,786	28,444	0.34
16001-18000	11,814	19,765	268	31,847	0.38
18001 >	36,940	55,519	26,190	118,649	1.42
TOPLAM	7,339,046	625,936	110,014	8,074,996	100

Türkiye’de termik santralların ihtiyacı olan linyit üretimini, Türkiye Kömür İşletmeleri (TKİ) yapmaktadır. Linyit rezervlerinin % 75’i kamu sektörünün ve %25’i özel sektöründür. Kamuya ait üretimin payı ise % 90 dır (Türkoğlu,1998).

Linyit rezervleri ekonomik olarak değerlendirilebilecek havzalar Çizelge 6.5’ de verilmiştir. Bu çizelgede havzaların bulunduğu bölge, rezerv değeri ve toplam rezerv içindeki payları verilmiştir. En büyük pay % 40 ile Afşin-Elbistan havzasına aittir (Koçak, 2001).



Şekil 6.2 Alt Isıl Değerlerin toplam rezerv içindeki payları

Çizelge 6.5 Türkiye linyit rezervlerinin havzalara göre dağılımı

Saha Adı	Bölge	Rezerv (Bin Ton)	Pay %
Ankara-Beyazır	İç Anadolu	391479	4.67
Adana-Tufanbeyli	Doğu Akdeniz	334481	3.99
Bolu Bölgesi	Batı Karadeniz	142756	1.70
Bursa Bölgesi	Marmara	130437	1.56
Çanakkale-Çan	Marmara	86887	1.04
Çankırı-Orta	İç Anadolu	123165	1.47
Konya Bölgesi	İç Anadolu	337792	4.03
Kütahya-Seyitömer	Ege	198666	2.37

Saha Adı	Bölge	Rezerv (Bin Ton)	Pay %
Kütahya-Tunçbilek	Ege	317732	3.79
Kütahya-Gediz-Ayçatı	Ege	23945	0.29
Manisa-Soma	Ege	507400	6.06
Manisa-Deniş	Ege	152139	1.82
K.Maraş-Elbistan	Doğu Akdeniz	3357340	40.09
Muğla-Ekizk.-Sekköy	Ege	174660	2.09
Muğla-Hüsamilar	Ege	88846	1.06
Muğla-Eskihisar	Ege	100280	1.20
Muğla-Tınaz-Bağyaka	Ege	53649	0.64
Muğla-Bayır-Turgut	Ege	239063	2.85
Muğla-Karhi.-Alak.Çak.	Ege	111482	1.33
Sivas-Kangal-Etyemez	İç Anadolu	202607	2.42
Diğer Sahalar		1299566	15.52
TOPLAM		8374372	100

Bölgelere ait havzalar arasında ısıtıcı değeri önemli miktarlarda değişmektedir. Elektrik üretim sistemleri kapasite optimizasyonu modelinde kaynakların, bölgelere göre dağılımlarının belirlenmesi gerektiğinden Çizelge 6.6 – 6.11 arasında kaynakların havzalara dağılımları verilmiştir (Koçak. 2001). Çizelgelerde ayrıca termik verim % 37, santral ömrü 30 yıl ve yük faktörü 1 alınarak havzalardaki rezerv ve ısıtıcı değeri için kurulabilecek santrallerin kapasiteleri hesaplanmıştır. Bu değeri anlamı , havzada bulunan tüm rezervi 30 yıllık ömrü boyunca tüketen kurulu güçtür. Diğer bir deyişle havza içersine kurulabilecek maksimum kapasiteyi vermektedir. Santral kapasitelerinin hesaplanmasında aşağıdaki hesaplama tarzı kullanılmıştır.

Santralin yıllık yakıt tüketimi (YYT) ;

$$YYT = \left(\frac{3600}{Hu \cdot \eta_t} \right) \cdot N \cdot L_f \cdot 8760 \quad \left[\frac{\text{kg}}{\text{Yıl}}, \frac{\text{m}^3}{\text{Yıl}} \right] \quad (6.2)$$

Santralın ömrü boyunca tüketilecek yakıt miktarı (ÖBYT) :

$$\text{ÖBYT} = \left(\frac{3600}{Hu \cdot \eta_t} \right) \cdot N \cdot L_f \cdot 8760 \cdot n \quad \left[\frac{\text{kg}}{\text{Ömür}}, \frac{\text{m}^3}{\text{Ömür}} \right] \quad (6.3)$$

Havzada içinde kurulabilecek maksimum santral gücü ($N_{\max}$) :

$$N_{\max} = \frac{\text{Re zerv}}{\text{ÖBYT}} = \frac{R}{\left[\left(\frac{3600}{Hu \cdot \eta_t} \right) \cdot L_f \cdot 8760 \cdot n \right] 10^6} \quad [\text{MW}] \quad (6.4)$$

Burada ;

Hu Alt Isıl Değer $\left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg}}, \frac{\text{kJ}}{\text{m}^3} \right]$,

N Santral Kurulu Gücü $[\text{kW}]$,

L_f Yük Faktörü $[\%]$,

η_t Santral Termik Verimi $[\%]$,

n Santral Ömrü $[\text{Yıl}]$,

$N_{\max}$ Havza içersine kurulabilecek maksimum santral kurulu gücü $[\text{MW}]$,

R Havza rezervidir $[\text{Ton}]$.

Çizelge 6.6 Marmara bölgesine ait havzaların rezerv bilgileri

SAHA		Isıl Değer (kJ/kg)	Rezerv (Ton)	(MW)
İstanbul (Silivri-Sinekli)		8374	183600000	601
Çanakkale (Çan)		12326	92000000	443
Tekirdağ	Açık	7494	89400000	262

SAHA		Isıl Değer (kJ/kg)	Rezerv (Ton)	(MW)
(Saray-K.Yoncalı)	Kapalı	9186	31700000	114
Toplam		9157	396700000	1.421

Çizelge 6.7 Ege bölgesine ait havzaların rezerv bilgileri

SAHA		Isıl Değer (kJ/kg)	Rezerv (Ton)	MW
Kütahya (Tunçbilek)		16747	331195000	2169
Manisa (Soma Eynez)	KP1	8985	18256780	64
	KM2	14352	221369900	1,243
	KM3	7247	31587715	90
Kütahya (Seyitömer)		11513	205000000	923
Manisa (Soma-Işıklar)		14654	107000000	613
Muğla (Turgutlu)		10815	130000000	550
Manisa	(Soma-Deniş 1)	11204	59500000	261
	(Soma-Deniş 2)	6795	94900000	252
Muğla (Bayır)		11183	109000000	477
Muğla (Yatağan-Eskihisar)		8792	109000000	375
Muğla (Milas-Karacahisar)		9441	85700000	316
Muğla	Açık	9232	83700000	302
(Milas-Ekizköy)	Kapalı	9286	34000000	123
Muğla (Milas-Hüsamlar)		6979	104300000	285
Muğla (Milas-Sekköy)	Açık	7494	89400000	262
	Kapalı	7762	11000000	33
Manisa (Soma-Mumyatepe)		12226	38500000	184
Toplam		11694	1863409395	8522

Çizelge 6.8 Doğu Akdeniz bölgesine ait havzaların rezerv bilgileri

SAHA	Isıl Değer (kJ/kg)	Rezerv (Ton)	MW
Kahramanmaraş (Elbistan)	4396	3758000000	6461
Adana (Tufanbeyli)	5698	334400000	745
Toplam	4502	4092400000	7206

Çizelge 6.9 İç Anadolu bölgesine ait havzaların rezerv bilgileri

SAHA	Isıl Değer (kJ/kg)	Rezerv (Ton)	MW
Beypazarı	A	10705	186000000
	B	11886	142000000
	Alt Damar	8323	63400000
Sivas (Kangal-Kalburçayırı)	5573	140300000	306
Eskişehir (Mihallıçık)	10630	57000000	237
Çankırı (Orta)	3634	123000000	175
Toplam	8488	711700000	2363

Çizelge 6.10 Batı Karadeniz bölgesine ait havzaların rezerv bilgileri

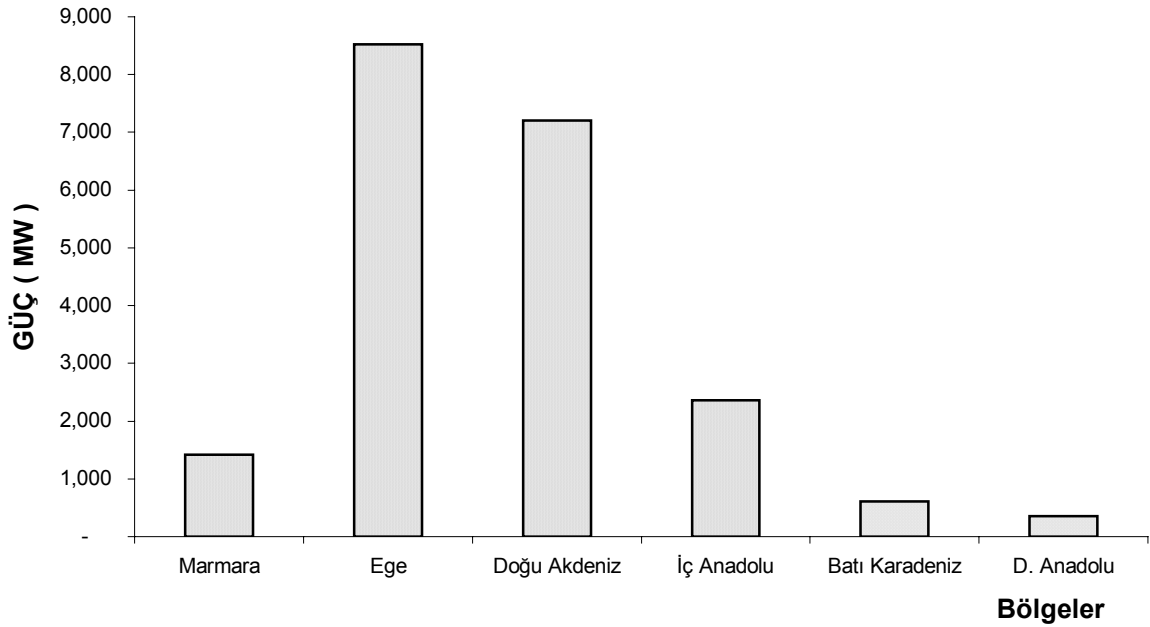
SAHA	Isıl Değer (kJ/kg)	Rezerv (Ton)	MW
Bolu (Mengen-Salıpazarı)	19908	78000000	607
Toplam	19908	78000000	607

Çizelge 6.11 Doğu Anadolu bölgesine ait havzaların rezerv bilgileri

SAHA	Isıl Değer (kJ/kg)	Rezerv (Ton)	MW
Erzurum (Horasan-Aliçeyrek)	6213	59000000	143
Bingöl (Karlhova)	6104	89000000	212
Toplam	6147	148000000	356

Çizelge 6.12 Bölgelere ait rezerv ve maksimum kurulabilecek güç değerleri

Bölge	Isıl Değer (kJ/kg)	Rezerv (Ton)	MW
Marmara	9157	396700000	1421
Ege	11694	1863409395	8522
Doğu Akdeniz	4502	4092400000	7206
İç Anadolu	8488	711700000	2363
Batı Karadeniz	19908	78000000	607
D. Anadolu	6147	148000000	356
Türkiye			20475



Şekil 6.3 Bölgelere kurulabilecek kurulu güç değerleri

Çizelge 6.12 ve Şekil 6.3’ de bölgelere ait rezerv bilgileri ve kurulabilecek maksimum santral kapasiteleri değerleri verilmiştir. Burada gözükten en önemli nokta Doğu Anadolu bölgesinin rezerv miktarının, Ege bölgesinden fazla olmasına karşın; kurulabilecek maksimum güç değerinin Ege bölgesinde daha fazla olmasıdır. Çünkü Ege bölgesindeki linyitlerin alt ısı değerleri daha büyüktür.

6.2 Hidroelektrik Potansiyel

Bir bölgenin hidroelektrik potansiyelinin belirlenmesinde, üç potansiyel tanımı kullanılır. Bunlar:

- Brüt Potansiyel,
- Teknik Potansiyel,
- Ekonomik Potansiyeldir.

Brüt potansiyel, akarsu havzası içindeki mevcut düşü ve ortalama su debisinin üretebileceği enerji potansiyelidir. Bu değer o havzada teorik üretilebilecek en büyük enerjiyi ifade eder. Türkiye için tüm havzaların toplam brüt potansiyelinin değeri 433 milyar kWh dır (Altınbilek, 1998).

Teknik potansiyel, akarsu havzası içinde uygulanan teknolojiye bağlı olarak düşü ve debi için üretilebilecek enerjiden, enerji üretim esnasında oluşan tüm kayıpların çıkartılması sonucunda geriye kalan enerjidir. Bölgede teknik yönden yapılması mümkün olan projelerden üretilebilecek enerji miktarını gösterir. Zaman içinde teknolojinin gelişmesi ile teknik potansiyel değişir. Teknik potansiyel, brüt potansiyelin belirli bir yüzdesi olarak hesaplanır. Türkiye'nin teknik potansiyelinin, brüt potansiyelin yarısı kadar olduğu tahmin edilmektedir. Bu durumda teknik potansiyelin değeri 216.5 milyar kWh dir (Altınbilek,1998).

Ekonomik potansiyel, bir havzadaki teknik yönden yapılabilecek projelerden, geliri masraflarından daha büyük olanların üretebileceği enerji potansiyelidir. Bu potansiyel belirlenirken uygulanan yöntem, aynı miktarda enerji üretebilecek en düşük maliyetli teknoloji ile hidroelektrik enerji teknolojisinin karşılaştırılmasıdır. Türkiye'nin ekonomik potansiyeli 123 milyar kWh olarak tespit edilmiştir. Bu potansiyel, hidroelektrik potansiyelin belirlenmesi çalışmalarını yapmakla görevli Elektrik İşleri Etüt İdaresi ve Devlet Su İşleri tarafından hesaplanmıştır. Ön inceleme çalışmaları devam ettiğinden ekonomik potansiyel yıldan yıla gelişmektedir (EİEİ,2001).

Potansiyel belirleme çalışması yapan kurumlar Türkiye'yi, akarsuların durumuna göre 26

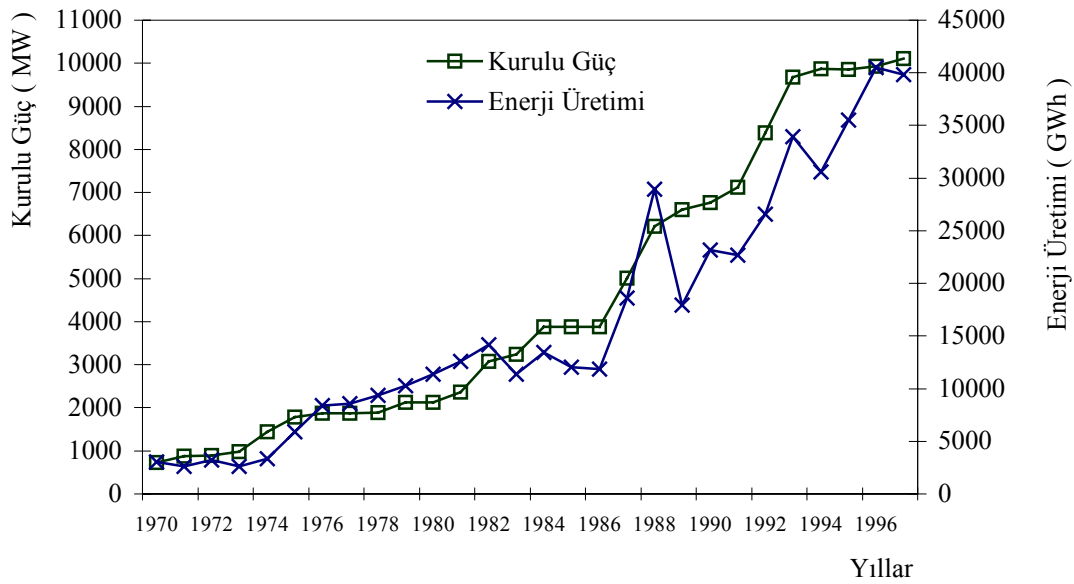
havzaya ayırmıştır. Bu havzalar ve havzalardaki ekonomik potansiyel değerleri Çizelge 6.13’de verilmiştir. Çizelgede görülen değerler, üretim ve inşa halindeki santraller ile ön inceleme, master plan, fizibilite ve kesin proje çalışmaları devam eden projelere aittir (EİEİ,2001, DSİ,2001) .

Çizelge 6.13 Havzalara göre ekonomik hidroelektrik potansiyel

Havza Adı	Bölge	Kurulu Güç (MW)	Enerji	
			Ortalama (GWh)	Güvenilir (GWh)
Susurluk	Marmara	507	1602	1262
Kuzey Ege	Ege	16	42	26
Gediz	Ege	94	243	78
Küçük Menderes	Ege	48	143	62
Büyük Menderes	Ege	222	853	115
Batı Akdeniz	Akdeniz	680	2526	1094
Antalya	Akdeniz	1431	5173	2092
Sakarya	Marmara	1057	2341	1427
Batı Karadeniz	Karadeniz	594	2111	1126
Yeşilırmak	İç Anadolu	1259	5298	4265
Kızılırmak	İç Anadolu	2224	6595	4325
Konya Kapalı	İç Anadolu	32	104	
Doğu Akdeniz	Akdeniz	1520	5253	3136
Seyhan	Akdeniz	1886	7307	3513
Asi	Akdeniz	50	120	15
Ceyhan	Akdeniz	1416	4662	2796
Fırat	D. Anadolu	9675	38141	30104
Doğu Karadeniz	Karadeniz	3419	11369	5619

Havza Adı	Bölge	Kurulu Güç (MW)	Enerji	
			Ortalama (GWh)	Güvenilir (GWh)
Çoruh	Karadeniz	3199	10507	6264
Aras	Karadeniz	594	2334	1837
Van Kapalı	D. Anadolu	62	257	156
Dicle	G.D. Anadolu	5060	16818	10400
TOPLAM		35045	123799	79712

2000 yılı itibari ile Türkiye'nin 27,264.1 MW kurulu gücünün % 41.1' i olan 11194.1 MW hidroelektrik santrallara aittir (TEAŞ,2001) . Bu güç ise ekonomik potansiyelin % 32' sini oluşturmaktadır. Ekonomik potansiyelin % 10'u inşaat halinde ve geri kalan % 58'lik kısmının proje çalışmaları devam etmektedir.



Şekil 6.4 Türkiye hidroelektrik kurulu gücü ve enerji üretiminin yıllar itibari ile gelişimi

2000 yılındaki hidroelektrik santralların üretime katkısı 30878.5 GWh ile % 24.72' lik paya sahiptir (TEAŞ,2001) . Bu değer o yıldaki yağış miktarının fonksiyonudur ve yıldan yıla değişmektedir. Şekil 6.4'de 1970-1997 yılları arasındaki hidroelektrik santralların kurulu

güçleri ve enerji üretimlerinin değişimleri gösterilmiştir.

Bu çalışmada, hidroelektrik rezervi olarak, üretimdeki ve inşa halindeki santraller dışındaki ön incelemesi, master planı, fizibilitesi ve kesin projesi yapılmış ve yapılmakta olan projeler alınmıştır. DSİ ve EİEİ tarafından çalışmaları yapılmakta olan projelerin bölgelere dağılımları Çizelge 6.14-6.22 arasında verilmiştir. Çizelge 6.23’ de bölgelere dağılım ve payları gösterilmiştir. Şekil 6.5’den bölgelerin potansiyellerinin grafiksel dağılımı görülebilir.

Çizelge 6.14 Marmara bölgesinin hidroelektrik potansiyeli

Sıra No.	Hidroelektrik Santral	Kurulu Güç (MW)	Ortalama Enerji (GWh)	Kurumu
1	Emet	28	78	EİEİ
2	Göktaş	48	156	EİEİ
3	Orhaneli	48	161	EİEİ
4	Susurluk	30	88	DSİ
	Toplam	154	483	

Çizelge 6.15 Ege bölgesinin hidroelektrik potansiyeli

Sıra No.	Hidroelektrik Santral	Kurulu Güç (MW)	Ortalama Enerji (GWh)	Kurumu
1	Ulubey	28	78	EİEİ
2	Çoğuşlu	9	46	EİEİ
3	Adıgüzel - II	6	27	EİEİ
4	Gökbek	6	25	DSİ
5	Çivril	3	10	DSİ
	Toplam	52	186	

Çizelge 6.16 Batı Akdeniz bölgesinin hidroelektrik potansiyeli

Sıra No.	Hidroelektrik Santral	Kurulu Güç (MW)	Ortalama Enerji (GWh)	Kurumu
1	Gökdere	20	113	EİEİ
2	Gündoğmuş	50	199	EİEİ
3	Sarıkavak	14	60	EİEİ
4	Bolasan	82	416	EİEİ
5	Kasımlar	101	390	EİEİ
6	Damlapınar	7	35	EİEİ
7	Kepezkaya	15	77	EİEİ
8	Otluca	49	254	EİEİ
9	Alaköprü	26	116	EİEİ
10	Bucakkışla	23	125	EİEİ
11	Düzce-Aksu	42	144	EİEİ
12	Mut	91	270	EİEİ
13	Silifke - II	41	81	EİEİ
14	Ermenek	320	1022	EİEİ
15	Yedigöze	300	369	DSİ
16	Göktaş	270	1160	DSİ
	Toplam	1451	4831	

Çizelge 6.17 Doğu Akdeniz bölgesinin hidroelektrik potansiyeli

Sıra No.	Hidroelektrik Santral	Kurulu Güç (MW)	Ortalama Enerji (GWh)	Kurumu
1	Kamışlı	61	174	EİEİ
2	Karakuz	96	444	EİEİ

Sıra No.	Hidroelektrik Santral	Kurulu Güç (MW)	Ortalama Enerji (GWh)	Kurumu
3	Aralık	20	53	EİEİ
4	Kayraktepe	420	991	EİEİ
	Toplam	597	1662	

Çizelge 6.18 İç Anadolu bölgesinin hidroelektrik potansiyeli

Sıra No.	Hidroelektrik Santral	Kurulu Güç (MW)	Ortalama Enerji (GWh)	Kurumu
1	Kargı	98	450	EİEİ
2	Bayramhacılı	70	165	EİEİ
3	Yamula	200	443	EİEİ
4	Gürsöğüt	242	276	EİEİ
5	Kargı	194	246	EİEİ
6	Dutludere	30	210	DSİ
7	Başbağı	30	100	DSİ
	Toplam	864	1890	

Çizelge 6.19 Batı Karadeniz bölgesinin hidroelektrik potansiyeli

Sıra No.	Hidroelektrik Santral	Kurulu Güç (MW)	Ortalama Enerji (GWh)	Kurumu
1	Kaya	29	100	EİEİ
2	Sabolu	43	139	EİEİ
3	Boyabat	513	1468	DSİ
4	Taşköprü	10	44	DSİ
5	Köprübaşı	70	212	DSİ
	Toplam	665	1963	

Çizelge 6.20 Doğu Karadeniz bölgesinin hidroelektrik potansiyeli

Sıra No.	Hidroelektrik Kurulu Güç	Ortalama Enerji	Kurumu	
	Santral	(MW)	(GWh)	
1	Aksu	47	123	EİEİ
2	Ardıçlı	13	35	EİEİ
3	Çayaşan	17	84	EİEİ
4	Çayırözü	6	16	EİEİ
5	Engücek	7	18	EİEİ
6	Konacık	17	45	EİEİ
7	Öğdem	18	69	EİEİ
8	Özlüce	27	71	EİEİ
9	Sırakonaklar	22	57	EİEİ
10	Taşlıca	30	80	EİEİ
11	Yedigöl	23	61	EİEİ
12	Altıparmak	50	152	EİEİ
13	İkizkavak	20	73	EİEİ
14	Aksu	120	344	EİEİ
15	Arkun	222	788	EİEİ
16	Ayvalı	125	409	EİEİ
17	Erenler	19	89	EİEİ
18	Güllübağ	84	285	EİEİ
19	İspir	54	327	EİEİ
20	Laleli	99	245	EİEİ
21	Olur	65	242	EİEİ
22	Artvin	332	1026	EİEİ
23	Borçka	300	1039	EİEİ

Sıra No. Hidroelektrik Kurulu Güç Ortalama Enerji Kurumu

	Santral	(MW)	(GWh)	
24	Muratlı	115	444	EİEİ
25	Yusufeli	540	1705	EİEİ
26	Dereköy	105	366	DSİ
27	Tozköy	120	347	DSİ
	Toplam	2597	8540	

Çizelge 6.21 Doğu Anadolu bölgesinin hidroelektrik potansiyeli

Sıra No. Hidroelektrik Kurulu Güç Ortalama Enerji Kurumu

	Santral	(MW)	(GWh)	
1	Baykan	55	238	EİEİ
2	Baykan - II	35	142	EİEİ
3	Beyhanı	300	1085	EİEİ
4	Bitlis	60	51	EİEİ
5	Çatalbahçe	58	126	EİEİ
6	Dilektaş	125	210	EİEİ
7	Elkit	29	61	EİEİ
8	Esenyamaç	9	14	EİEİ
9	Kaleköy	293	641	EİEİ
10	Karasu	22	33	EİEİ
11	Kaynarca	36	108	EİEİ
12	Palu	20	9	EİEİ
13	Yazıköy	42	104	EİEİ
14	Bağışlı	24	65	EİEİ
15	Bağıştaş	122	254	EİEİ
16	Bağıştaş - I	60	118	EİEİ

Sıra No. Hidroelektrik Kurulu Güç Ortalama Enerji Kurumu				
	Santral	(MW)	(GWh)	
17	Başkale	6	15	EİEİ
18	Çukurca	245	437	EİEİ
19	Denizgözü	40	81	EİEİ
20	Doğanlı	461	850	EİEİ
21	Eriç	170	433	EİEİ
22	Fındıklı	30	78	EİEİ
23	Geçitli	8	35	EİEİ
24	Karakurt	110	195	EİEİ
25	Kemah	135	349	EİEİ
26	Kuloğlu	35	87	EİEİ
27	Sansa	44	88	EİEİ
28	Bağlık	55	79	EİEİ
29	Bayram	40	66	EİEİ
30	Alkumru	222	350	EİEİ
31	Kığı	140	337	EİEİ
32	Söylemez	46		DSİ
33	Konaktepe	210		DSİ
34	Alparslan II	200		DSİ
	Toplam	3487		

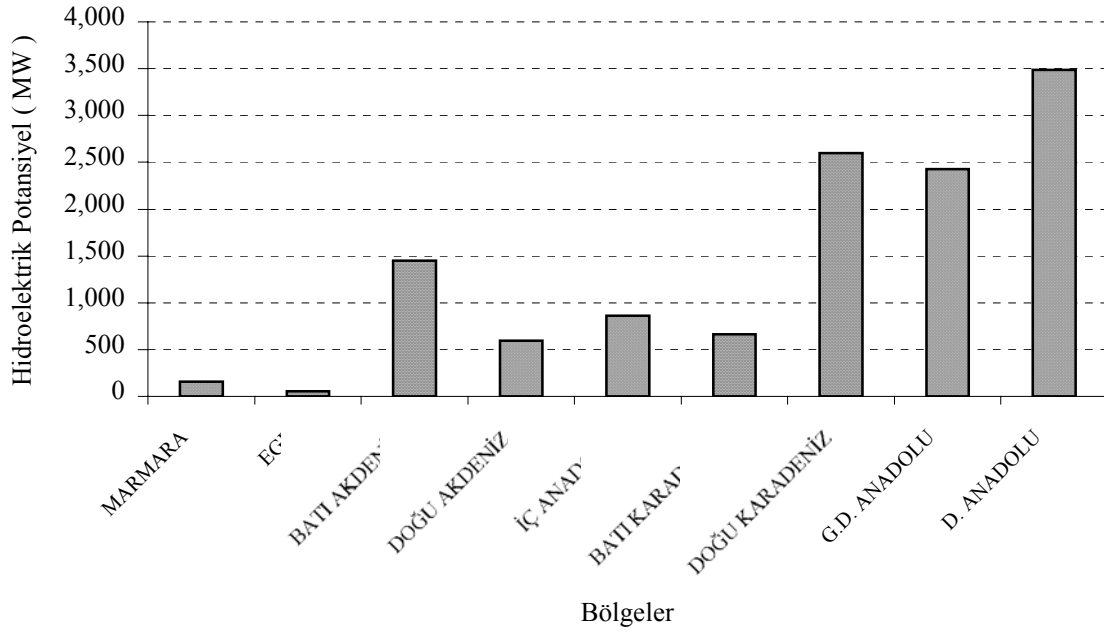
Çizelge 6.22 Güney Doğu Anadolu bölgesinin hidroelektrik potansiyeli

Sıra No.	Hidroelektrik Santral	Kurulu Güç (MW)	Ortalama Enerji (GWh)	Kurumu
1	Çetin	350	730	EİEİ
2	Keskin	164	359	EİEİ
3	Narlı	36	79	EİEİ
4	Oran	40	90	EİEİ
5	Pervari	192	281	EİEİ
6	Hakkari	208	463	EİEİ
7	Cizre	240	947	EİEİ
8	Ilısu	1200	2459	EİEİ
	Toplam	2430		

Çizelge 6.23 Hidroelektrik kurulu gücün bölgelere dağılımı

Bölge	Kurulu Güç Potansiyeli (MW)	Pay (%)
Marmara	154	1.3
Ege	52	0.4
Batı Akdeniz	1.451	11.8
Doğu Akdeniz	597	4.9
İç Anadolu	864	7.0
Batı Karadeniz	665	5.4
Doğu Karadeniz	2.597	21.1
G.D. Anadolu	2.430	19.8
D. Anadolu	3.487	28.4
Türkiye	12.297	

Çizelge 6.23 ve Şekil 6.5’den görüldüğü gibi Doğu Anadolu bölgesi %28.4’lik pay ile en büyük potansiyele sahiptir. Bu bölgedeki Fırat ve Dicle havzaları önemli bir potansiyeli oluşturmaktadırlar. İkinci büyük pay ise %21.1 ile Doğu Karadeniz bölgesine aittir.



Şekil 6.5 Türkiye ekonomik hidroelektrik potansiyelinin bölgelere dağılımı

6.3 Doğalgaz Rezervleri

Son yıllarda hem birincil enerji tüketimi, hem de elektrik enerjisi üretimi içindeki payı artan doğalgaz; birincil enerji kaynakları içinde, Türkiye’nin en az rezerve sahip olduğu enerji kaynağıdır. Dünya toplam rezervi 1998 yılı itibarı ile 144.800 milyar m³ iken Türkiye rezervi 8.8 milyar m³ dür. Türkiye’nin keşfedilen doğalgaz rezervleri, Güney Doğu Anadolu ve Trakya bölgelerindedir. 1998 yılı itibarı ile doğalgaz rezerv durumu, Çizelge 6.24’de verilmiştir. Çizelgeden de görüldüğü gibi toplam kalan üretilabilir rezerv 8.880.226.000 m³ ve bu değer Türkiye’nin 2000 yılı tüketimi olan 12 milyar m³’ün altındadır (Arslan,2001).

Doğalgaz tüketimi ve elektrik üretiminde kullanılması 1987 yılında Hamitabat kombine

çevrim santrali ile başlamıştır. Yerli kaynakların az olması nedeni ile 1984 yılında Rusya ile doğalgaz alım anlaşması yapılmış ve 1987 yılında doğalgaz boru hattı tamamlanarak 1988 yılında satın alınmaya başlamıştır.

Çizelge 6.24 Türkiye doğalgaz rezervleri

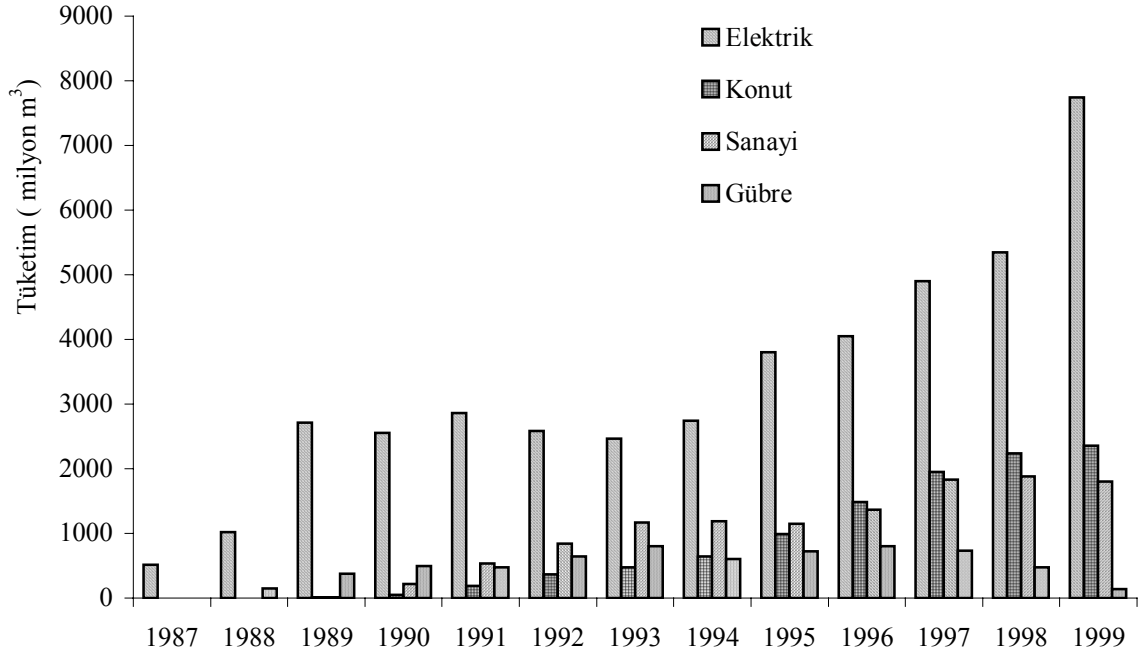
Şirketler	Rezervuardaki gaz	Üretilebilir gaz	Kümülatif üretim	Kalan Üretilebilir Rezerv
	Bin m ³	Bin m ³	Bin m ³	Bin m ³
T.P.A.O.	15100820	9968802	3526603	6442198
N.V.Turkse Perenco	1808175	1248205	761755	1247443
Polmak Sondaj San. A.Ş.	189723	126179		126179
Thrace Basin +Huffco Turkey	1431000	1073000	8594	1064405
Toplam	18529718	12416186	3535959	8880226

Doğalgaz tüketimi, elektrik üretim sektöründe teknik ve ekonomik avantajlarından dolayı hızla artmıştır. Diğer sektörlerde önce yavaş bir artış göstermiş, sonra kullanım kolaylığı, ekonomik ve teknik faydalarından, kullanımı artmıştır. Ayrıca doğalgaz ; çevre üzerine olan yok denecek kadar az kötü etkileri nedeniyle enerji politikaları içinde önemli bir yer edinmiştir. 1987-1999 yılları arasındaki doğalgaz tüketim sektörlerine ait tüketim miktarları ve toplam tüketim içindeki payları Çizelge 6.25 ve Şekil 6.6’da verilmiştir. Elektrik üretim sektöründe en hızlı tüketim artışı doğalgazda gerçekleşmiştir. 1999 yılında doğalgazın % 64.31’ i

Çizelge 6.25 1987-1999 yılları arası doğalgaz tüketim miktarları ve sektörel payları

Yıllar	Elektrik		Konut		Sanayi		Gübre		Toplam
	x10 ⁶ m ³	%	x10 ⁶ m ³	%	x10 ⁶ m ³	%	x10 ⁶ m ³	%	x10 ⁶ m ³
1987	513	100.00							513
1988	1017	87.22	0.05	0.00			149	12.78	1166
1989	2712	87.51	7	0.23	5	0.16	375	12.10	3099

Yıllar	Elektrik		Konut		Sanayi		Gübre		Toplam
	$\times 10^6 \text{ m}^3$	%	$\times 10^6 \text{ m}^3$	%	$\times 10^6 \text{ m}^3$	%	$\times 10^6 \text{ m}^3$	%	$\times 10^6 \text{ m}^3$
1990	2555	77.07	49	1.48	218	6.58	493	14.87	3315
1991	2859	70.40	187	4.60	538	13.25	477	11.75	4061
1992	2588	58.24	369	8.30	846	19.04	641	14.42	4444
1993	2470	50.25	480	9.77	1167	23.74	798	16.24	4915
1994	2745	52.96	639	12.33	1191	22.98	608	11.73	5183
1995	3806	57.10	992	14.88	1149	17.24	718	10.77	6665
1996	4050	52.59	1485	19.28	1364	17.71	802	10.41	7701
1997	4900	52.02	1955	20.76	1830	19.43	734	7.79	9419
1998	5349	53.83	2239	22.53	1877	18.89	472	4.75	9937
1999	7743	64.31	2355	19.56	1801	14.96	141	1.17	12040



Şekil 6.6 1987-1999 yılları arası doğal gaz tüketim miktarları

elektrik üretiminde. % 19.56'sı konutlarda. % 14.96'sı sanayide ve %1.17'si gübre sanayiinde tüketilmiştir. 1987-1999 yılları arasındaki periyotta elektrik üretiminde kullanılan doğalgazın ortalama payı % 65 ile en büyük değere sahiptir (Arslan,2001).

Türkiye, yerli rezervin ve yerli üretimin az olması nedeniyle, doğalgazı ithal etmek durumundadır. Çizelge 6.26' da 1987-1998 yılları arasındaki üretim, ithalat ve tüketim dengesi verilmiştir. Çizelgeden görüldüğü gibi 1998 yılında tüketilen doğalgazın sadece %5.4'ü yerli üretim ile karşılanmıştır (Akçael,1998). % 94.6 olan ithal kaynak payının gelecekte doğalgaz tüketiminin artması ile artacağı açıktır. Bu amaçla Türkiye, artan doğalgaz ihtiyacını karşılamak amacıyla toplam değeri 67.8 milyar m³ olan 8 anlaşma yapmıştır. Çizelge 6.27' de verilen bu anlaşmalarla amaç, büyük oranda dışa bağımlı olduğumuz doğalgazda arz güvenliği için kaynak çeşitlendirilmesinin sağlanmasıdır (BOTAŞ,2001).

Çizelge 6.26 1987-1998 yılları arası doğalgaz üretim. ithalat ve tüketim dengesi

Yıllar	Üretim		İthalat			Toplam	Toplam
	Bin m ³	%	Doğalgaz Bin m ³	LNG Bin m ³	%	Üretim Bin m ³	Tüketim Bin m ³
1987	297125	40.7	432736		59.3	729861	729551
1988	99167	8.1	1132053		91.9	1231220	1222238
1989	173822	5.4	3040467		94.6	3214289	3163464
1990	212488	6.1	3256534		93.9	3469022	3418547
1991	202713	4.8	4037148		95.2	4239861	4232246
1992	197796	4.3	4436804		95.7	4634600	4614553
1993	200861	3.9	4954262		96.1	5155123	5121990
1994	199535	3.7	4871225	377029	96.3	5447789	5423725
1995	182262	2.6	5526516	1192484	97.4	6901262	6833674
1996	205592	2.6	5451673	2307299	97.4	7964564	7898598
1997	253216	2.6	6585859	2998424	97.4	9837499	9668743

Yıllar	Üretim		İthalat			Toplam	Toplam
	Bin m ³	%	Doğalgaz Bin m ³	LNG Bin m ³	%	Üretim Bin m ³	Tüketim Bin m ³
1998	564541	5.4	6547000	3347000	94.6	10458541	10341450

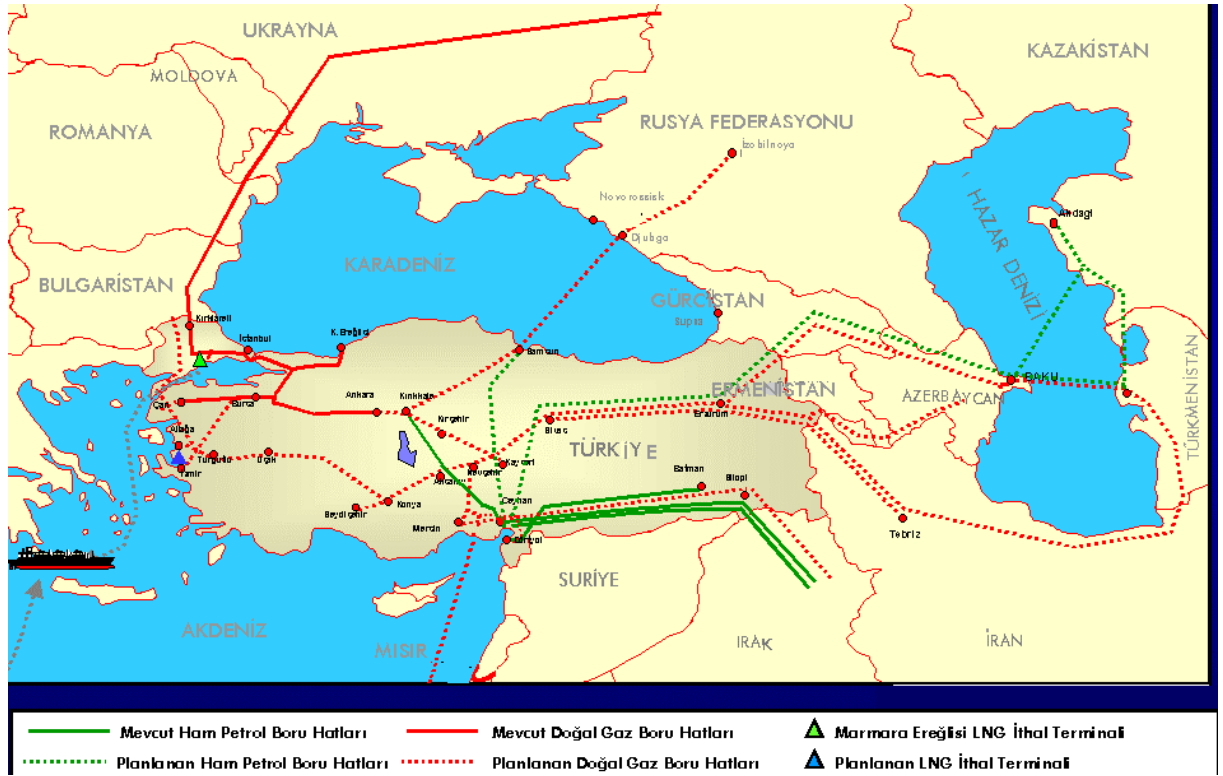
Çizelge 6.27 Türkiye'nin doğalgaz satın alma anlaşmaları

Mevcut Anlaşmalar	Miktar (milyar m3/yıl)	İmzalanma Tarihi	Süre (Yıl)	Durumu
Rusya Fed. (Batı)	6	Şubat 1986	25	Devrede
Cezayir (LNG)	4	Nisan 1988	20	Devrede
Nijerya (LNG)	1.2	Kasım 1995	22	Devrede
İran	10	Ağustos 1996	25	Devrede
Rusya Fed.(Karadeniz)	16	Aralık 1997	25	Devrede
Rusya Fed.(Batı)	8	Şubat 1998	23	Devrede
Türkmenistan	16	Mayıs 1999	30	2002-2004
Azerbeycan	6.6	Mart 2001	15	2004-2005
Toplam	67.8			

Tüketilen doğalgazın % 65' i elektrik üretiminde kullanılmaktadır. Yapılan anlaşma miktarlarının % 65'i elektrik üretiminde kullanılacak kabulü ile her bir anlaşma için kurulabilecek maksimum kapasiteler Denklem 6.2 kullanılarak hesaplanmıştır. Kombine çevrim santrallerine ait termik verim % 47 alınarak bulunan yıllık yakıt ihtiyaçları ile kapasiteler tespit edilmiş ve Çizelge 6.28'de verilmiştir. Hesaplamalar sonucunda 25.183 MW kurulabilir rezerv bulunmuştur.

Çizelge 6.28 İthal doğalgaz yakıtlı santrallerin kapasite potansiyeli

Mevcut Anlaşmalar	Miktar (milyar m3/yıl)	Elektrik Üretim Payı (% 65)	Kurulu Güç (MW)	Bağlantı Hatları
Rusya Fed. (Batı)	6	3.9	2,229	Karacabey - İzmir Doğal Gaz İletim Hattı- Çan - Çanakkale Doğal Gaz İletim Hattı
Cezayir (LNG)	4	2.6	1,486	Marmara – Ereğli
Nijerya (LNG)	1.2	0.78	446	Marmara – Ereğli
İran	10	6.5	3,714	Doğu Anadolu Ana İletim Hattı - Konya-İzmir Doğal Gaz İletim
Rusya Fed.(Karadeniz)	16	10.4	5,943	Mavi Akım
Rusya Fed.(Batı)	8	5.2	2,971	Karacabey - İzmir Doğal Gaz İletim Hattı- Çan - Çanakkale Doğal Gaz İletim Hattı
Türkmenistan	16	10.4	5,943	Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı
Azerbaycan	6.6	4.29	2,451	Doğu Anadolu Ana İletim Hattı - Konya-İzmir Doğal Gaz İletim
Toplam	67.8	44.07	25,183	



Şekil 6.7 Doğalgaz boru hatları

Türkiye ithal ettiği doğalgazı boru hatları ile dağıtmaktadır. Bu amaçla kullanılmakta olan, inşaatı devam eden ve planlanan hatlar Şekil 6.7’de verilmiştir. Ayrıca Çizelge 6.27’de anlaşmalar ile bağlantılı oldukları hatlar verilmiştir (BOTAŞ. 2001).

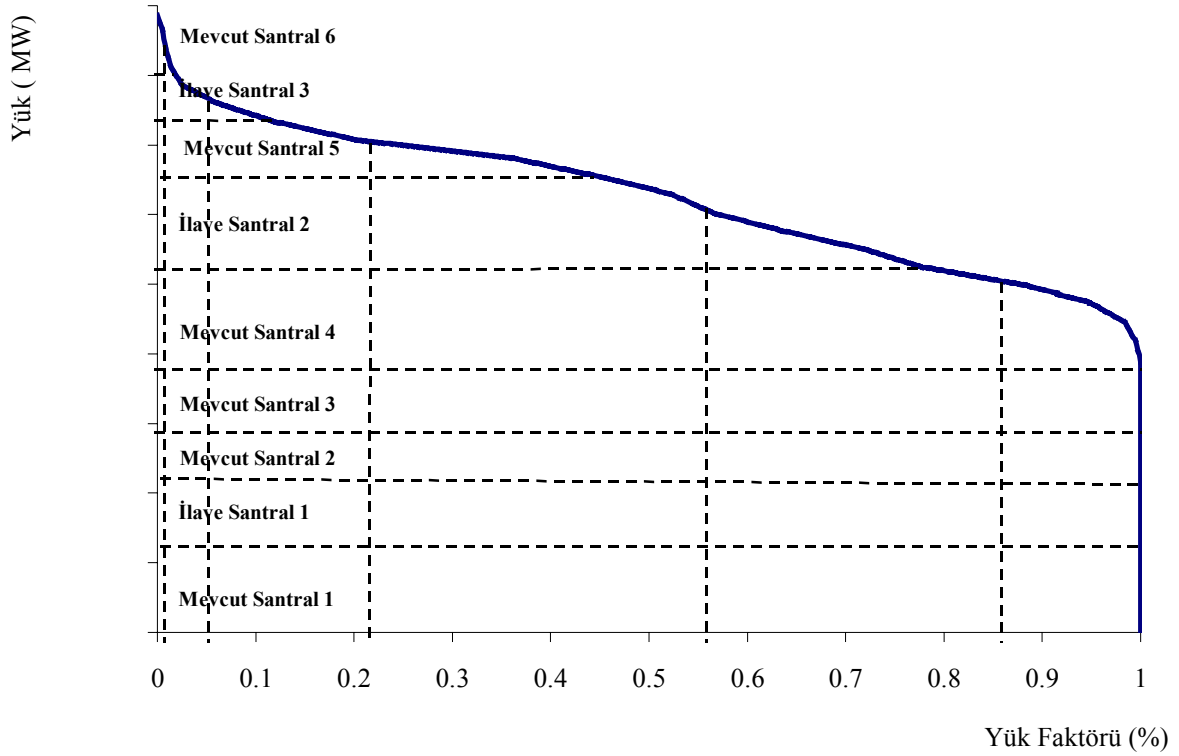
7. OPTİMİZASYON MODELİ

Elektrik üretim sistemlerinin kapasiteleri, artan elektrik talebini ve pik yük ihtiyacını karşılamak amacıyla büyütülmek zorundadır. Üretim kapasitesini artırmak için ilave edilecek yeni santrallar, alternatif santrallar arasından seçilir. Alternatifler içinden en uygununun belirlenmesi, karar vericiler için önemli bir problem oluşturmaktadır. Seçim yapılırken sadece santralin tipi değil; aynı zamanda kapasitesi, kurulacağı yer, zaman ve santralin işletilmesi sırasında yükleme sıralaması belirlenmelidir. Ulusal sistemlerde santral seçiminde uygulanan yöntem; kapasitesi tespit edilmiş bir santralin kendisi ile, ekonomik olarak rekabet edebilecek aynı miktarda elektrik üreten bir veya birkaç santrallarla karşılaştırılması şeklindedir (Altınbilek,1998) . Bu yöntem; iki santralin karşılaştırılması için uygun olmakla beraber, ilave edilecek olan santralin enterkonnekte şebekede meydana getireceği tüm ekonomik etkileri ele alamayacağından, yanlış seçimlere neden olacaktır. Bu yöntem yerine, şebekeye ilave edilecek santralin tüm ekonomik etkilerinin görülmesini sağlayacak ve gelecekteki elektrik talep ve pik yük artışını değerlendirmeye dahil ederek, alternatif santrallar ve bunların farklı kapasiteleri arasından en uygun seçimleri yapacak optimizasyon modeli oluşturulmalıdır.

Oluşturulan optimizasyon modeli, santral seçiminde ekonomik, çevre yada her ikisini temsil eden bir amaç fonksiyonuna sahip olmalıdır. Ulusal enerji ve elektrik politikaları gereğince belirlenecek olan amaç fonksiyonu, toplam yatırım masraflarının minimizasyonu, birim elektrik üretim maliyetlerinin minimizasyonu, toplam kârın maksimizasyonu yada çevresel zararların minimizasyonundan biri olabilir.

Türkiye elektrik enerjisi politikası, ekonomik ve sosyal büyümeyi destekleyecek, zamanında, yeterli, güvenilir ve ekonomik elektrik arzını hedef almaktadır (Aybar,1998). Bu nedenle oluşturulacak optimizasyon modelinde, tüketicilere en ekonomik arzın sağlanması hedeflenerek, talep edilen yıllık elektrik enerjisini minimum maliyet ile üretecek sistem amaçlanmıştır. Diğer bir deyişle, optimizasyon modelinin amaç fonksiyonu ortalama birim elektrik üretim maliyetinin minimizasyonudur. Model % 100 güvenirlikle elektrik üretecek ulusal elektrik üretim sistemine ilave edilecek yeni santralların; tiplerini, kapasitelerini,

bölgelerini ve yıllık yük süre eğrisini kullanarak, yılda kaç saat üretim yapacağını göstergesi olan yük faktörünü belirleyecektir. Şekil 7.1’de yük süre eğrisine mevcut ve ilave santrallerin yerleştirilmesi gösterilmiştir. Optimizasyon modelinin sonuçları ile, en düşük ortalama birim elektrik üretim maliyetli yerleşim sağlanacaktır.



Şekil 7.1 Mevcut ve ilave santrallerin yük süre eğrisine yerleştirilmesi

7.1 Modelin Tanımlanması ve Amaç Fonksiyonu

Elektrik üretim sistemlerine, artan talep ve pik yük ihtiyacını karşılamak amacı ile yeni kapasitelerin ilave edilmesi, değişik alternatif santrallerin olması ve bu alternatiflere ait ekonomik ve teknik karakteristiklerinin farklılığı nedeniyle konu, bir optimizasyon problemidir. Problemin çözümü için karar değişkenleri olan sistemlerin tipi, kapasitesi, inşaat zamanı, yeri ve yükleme sıralamasının tespiti, verilen kısıtlar ve belirsizlikler altında problemi belirleyecek optimizasyon modeli oluşturulmuştur. Modelin amaç fonksiyonu, elektrik politikalarındaki ekonomik enerji arzını sağlamak amacı ile ekonomik kriterleri ele

almaktadır.

Optimizasyon modelinin amaç fonksiyonu, ortalama birim üretim maliyetinin minimizasyonudur. Bu amaçla oluşturulan algoritma ile , ortalama birim üretim maliyetini minimum yapan mevcut santrallerin yük sıralaması ve ilave edilecek santrallerin tipi, kapasitesi ve yük sıralaması belirlenir. Optimizasyon modeli için tanımlanan amaç fonksiyona ait matematik model aşağıdadır.

$$g_0 = \frac{\sum_{i=1}^d g_i E_i + \sum_{j=1}^e g_j E_j}{E_s} \quad (7.1)$$

$$E_s = \sum_{i=1}^d E_i + \sum_{j=1}^e E_j \quad (7.2)$$

Burada:

g_0 enterkonnekte şebeke ortalama birim elektrik üretim maliyeti (mills/kWh),

g birim elektrik üretim maliyeti (mills/kWh),

E_{ij} santrallerin yıllık elektrik üretim miktarı (kWh/yıl),

E_s sistemin yıllık toplam elektrik üretim miktarı (kWh/yıl),

i sistemde mevcut santraller ,

j sisteme ilave edilen santraller,

d sistemdeki mevcut santrallerin sayısı,

e sisteme ilave edilen santrallerin sayısıdır.

Elektrik üretim sistemlerinin ekonomik karşılaştırılmasında uluslararası alanda en çok kullanılan yöntem bir değere getirilmiş üretim maliyetlerinin (Levelized Cost) hesaplanmasıdır. Elektrik üretim maliyeti, santralinin yatırım, yakıt, işletme ve bakım masraflarının toplamından oluşur. Bir değere getirilmiş üretim maliyeti, santral inşaatının başlangıcı ile ekonomik ömrü sonuna kadar yapılan tüm masrafların, santralin işletmeye

alındığı yıla iskonto edilerek bulunan toplam iskonto edilmiş masrafın, santralin ekonomik ömrüne eşit bir şekilde dağıtılan değerinin, üretilen birim enerjiye düşen payıdır (\$/kWh). Elektrik üretim maliyeti hesaplamaları bölümünde, bir değere getirilmiş üretim maliyetinin hesaplama yöntemi izah edilerek, her bir masraf grubunun hesaplama denklemleri verilmiştir. Yatırım, yakıt ve işletme masraflarının birleştirilmesi ile elde edilen birim elektrik üretim maliyeti aşağıdaki gibi hesaplanabilir.

$$g = g_k + g_f + g_m \quad (7.3)$$

$$g = \frac{\sum_{t=1}^n [C_{kt} + C_{ft} + C_{mt}] (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t (1+r)^{-t}} \quad (7.4)$$

$$g = \frac{\sum_{t=1}^n \left\{ I_d \sum_{a=1}^L y_t (1+e_i)^a (1+i)^{L-a} \left[\left(1 - \frac{t-1}{n} \right) i + \frac{1}{n} \right] + F_0 \cdot \frac{3600}{\eta_t \cdot H_u} (1+e_f)^t + c_{m0} N (1+e_m)^t \right\} (1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t (1+r)^{-t}} \quad (7.5)$$

$$K_f = \frac{N_{\max}}{N_k} \cdot 100 \quad (7.6)$$

$$E_t = 8760 \cdot N \cdot K_f \cdot L_f = 8760 \cdot N_{\max} \cdot L_f \quad (7.7)$$

Burada:

$N_{\max}$ santralin çalıştığı maksimum güç (kW),

N_k santralin kurulu gücü (kW),

K_f kullanım faktörü (%),

L_f yük faktörüdür (%).

Birim elektrik üretim maliyetinin en genel hesaplaması denklem 7.5 ile yapılır. Bu denklemde yatırım maliyeti, lineer azalan sermaye maliyeti yöntemi ile hesaplanmaktadır. Ayrıca referans yılı yakıt maliyeti (F_0), yakıt eskalasyonu (e_f), referans yılı spesifik işletme ve bakım

masrafı (c_{m0}) ve işletme ve bakım eskalasyonu (e_m) denkleme dahil edilmiştir. Bu sayede yakıt fiyatlarında, işletme ve bakım masraflarında meydana gelecek eskalasyon sonucu masrafların artışları, modele dahil edilerek, model duyarlılık analizine uygun hale getirilmiştir.

Yıllık elektrik üretim miktarını belirleyen faktörler; kullanım faktörü, yük faktörü ve santralin çalıştığı maksimum güçtür. Kullanım faktörü ,santralin maksimum çalışma gücünün kurulu gücüne oranıdır ve santralin çalışma şeklini belirler. Kullanım faktörü, ekonomik ömrünün sonuna yaklaşan santrallarda, yedek güç olarak kullanılan santrallarda ve hidroelektrik santralların kurak yıllarında daha düşük değerler alır. Santral tiplerine göre kullanım faktörü, farklı değerler alacağından optimizasyon sonuçlarını etkiler. Bu nedenle hesaplamalara dahil edilmiştir. Yük faktörü, santralların yıllık çalışma sürelerinin göstergesidir. Denklem 5.5’de yük faktörünün matematiksel gösterimi verilmiştir.

Birim elektrik üretim maliyetine etki eden faktörler, maliyet grupları için aşağıda verilmiştir.

1. Birim yatırım maliyetine etki eden faktörler
 - 1.1. Harcama dağılımı
 - 1.2. İnşaat süresi
 - 1.3. İnşaat süresince etki eden eskalasyon oranı ve yükü
 - 1.4. Spesifik yatırım masrafları
 - 1.5. Santral kapasitesi
 - 1.6. Kapasite-yatım masrafı ilişkisi
 - 1.7. Santralin ekonomik ömrü
 - 1.8. Kullanım faktörü
 - 1.9. Yük faktörü
2. Birim yakıt maliyetine etki eden faktörler

- 2.1. Yakıtın ısı değeri
- 2.2. Santralin termik verimi (yada ısı oranı)
- 2.3. Yakıtın fiyatı
- 2.4. Yakıt fiyat eskalasyonu
- 3. Birim işletme ve bakım maliyetine etki eden faktörler
 - 3.1. Spesifik işletme ve bakım masrafı
 - 3.2. Santral kapasitesi
 - 3.3. Kullanım faktörü
 - 3.4. Yük faktörü
- 4. Maliyetler üzerine etki eden ekonomik faktörler
 - 4.1. Faiz
 - 4.2. İskonto oranı

Tüm bu faktörlerin maliyet üzerine olan etkileri farklıdır. Bazı faktörlerin değişimi ile maliyet hızlı değişiklik gösterirken; bazıları ile yavaş bir değişim gösterir. Ayrıca bu faktörlerin santral tipleri için aldığı değerlerde ve maliyet içindeki paylarında, önemli değişme görülmektedir. Bu nedenlerden dolayı, alternatif santrallarda, verilen şartlar altında, hangisinin en uygun olduğuna karar vermek zordur ve ayrıntılı bir incelemeyi gerektirmektedir. Oluşturulan optimizasyon modelinin amacı, tüm alternatifleri karşılaştırarak, verilen amaç için en uygun olanını yada olanlarını belirlemektir.

Birim üretim maliyetine etki eden faktörlerden yük faktörü, kapasite ve santral tiplerinin maliyet üzerine etkilerinin analizi, optimizasyon modelinin sonuçlarının anlaşılabilmesi için çok önemlidir. Bu nedenle bu faktörlere bağlı olarak maliyet değişiminin karakteristiği ortaya konmuştur.

7.1.1 Yük Faktörü ile Maliyet Değişimi

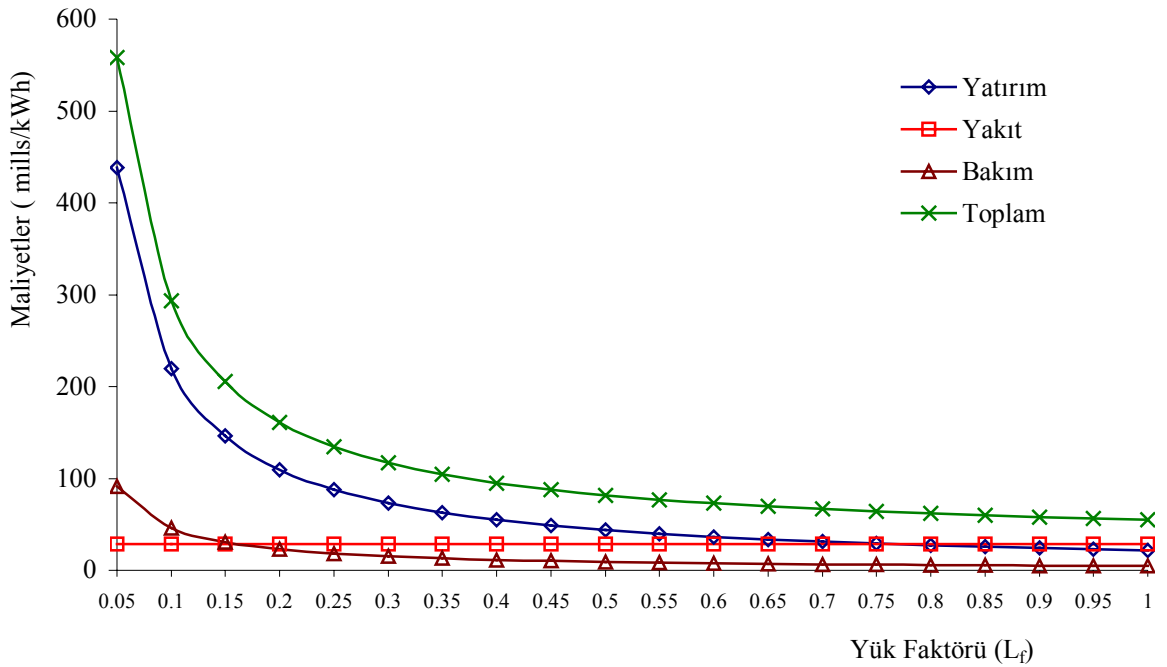
Elektrik üretim santralleri, yıllık talebi tanımlayan yük süre eğrisine birebir uymak zorundadırlar. Bu nedenle şebekedeki tüm santrallerin yıl boyunca çalışması gerekmemektedir. Orta yük ve pik yük santralleri, yıl içinde temel yük santrallerinden daha az süre çalışmaktadırlar. Bu nedenle yük faktörleri 0 ile 1 arasında değişmektedir. Bu değişim birim üretim maliyetlerini büyük oranda etkilemektedir. Santraller arasındaki ekonomik karşılaştırma, yatırım masrafı büyük ve işletme masrafları küçük santraller ile yatırım masrafları küçük ve işletme masrafları büyük santraller arasında yapılır. Yük faktörünün yatırım, yakıt, işletme ve bakım masraflarına olan etkisi; santrallerin yükleme sıralamasında en avantajlı oldukları yeri verir. Şekil 7.2 ve Şekil 7.3’de; yatırım (g_k), yakıt (g_f), işletme ve bakım maliyetleri (g_m) ve toplam birim elektrik üretim maliyetlerinin (g), yük faktörü ile değişimi doğalgaz yakıtlı kombine çevrim için gösterilmiştir. Yük faktörü ile maliyet gruplarının değişim karakteristiği, tüm santral tipleri için şekillerde verilen kombine çevrim santralinki ile benzerlik gösterir.

Şekil 7.2 ’de yük faktörünün 0 ile 1 aralığındaki değişim verilmiştir. Birim yatırım maliyeti (g_k), yük faktörünün ($0 < L_f < 0.25$) aralığındaki küçük değerlerinde büyük değerler almakta ve birim elektrik üretim maliyetini de (g) artırmaktadır. Yük faktörünün artması ile, santralin ürettiği elektrik artığından; birim yatırım maliyeti ve birim elektrik üretim maliyeti azalmaktadır. Birim yatırım maliyetinin yük faktörü ile değişimi, özellikle yatırım masrafları büyük olan santral tiplerinde önem kazanmaktadır. Yük faktörü ile birim yatırım maliyetlerinin hızla azalmasından dolayı, birim elektrik üretim maliyetinin azalması, bu tip santrallerin yük faktörünün büyük olduğu temel yüklerde ve orta yüklerde diğer santrallara göre avantajlı olmasına neden olmaktadır.

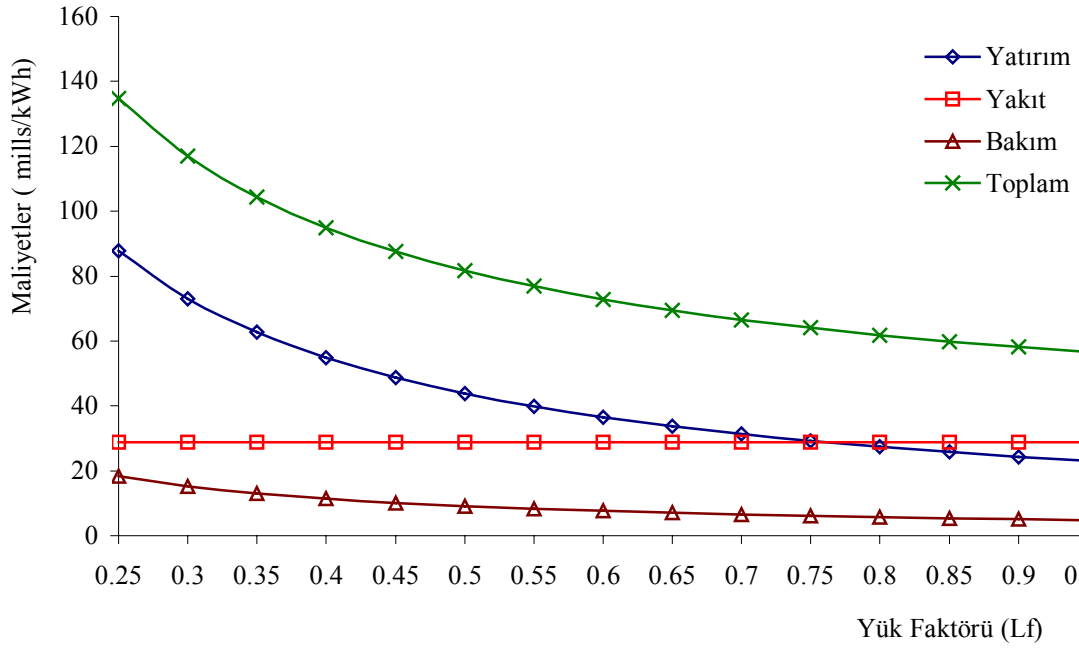
Şekil 7.3’den de görüleceği gibi birim yakıt maliyeti, yük faktörü ile değişmemektedir. Bu nedenle birim yakıt maliyetinin toplam birim elektrik üretim maliyeti içindeki payı önem kazanmaktadır. Özellikle önemli miktarda yakıt tüketen santral tipleri için, yük faktörünün artması ile birim yatırım maliyeti azalırken; birim yakıt maliyetinin değeri sabit kalmakta ve

toplam birim elektrik üretim maliyeti, yük faktörü değişiminden çok etkilenmemektedir. Bu nedenle yakıt masrafları büyük olan santral tipleri, eğer birim yatırım masrafları düşük ise orta ve pik yüklerde avantajlı duruma geçmektedirler.

Birim işletme ve bakım masrafları, birim yatırım masrafları ile aynı karakteristiği göstermektedir. Yük faktörünün küçük olduğu durumlarda değerleri büyük ve yük faktörünün artması ile değerleri hızla azalmaktadır. Fakat yatırım maliyetlerine göre değerleri küçük ve birim elektrik üretim maliyeti içindeki payı ve etkisi azdır.



Şekil 7.2 Üretim maliyetlerinin yük faktörü ile değişimi ($0 < L_f < 1$)



Şekil 7.3 Üretim maliyetlerinin yük faktörü ile değişimi ($0.25 < L_f < 1$)

7.1.2 Santral Kapasitesi ile Maliyet Değişimi

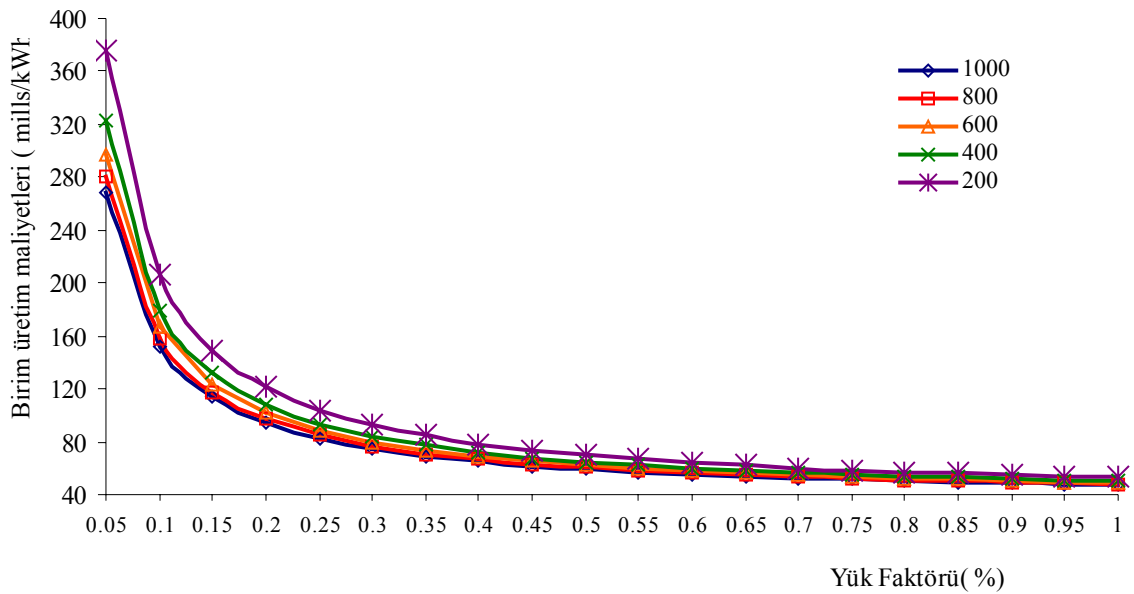
Birim elektrik üretim maliyeti içinde ,birim yatırım maliyetinin önemli bir payı bulunmaktadır. Birim yatırım maliyetinin payı, santral tipine bağlı olarak değişir. Aynı santral tiplerinde ise; birim yatırım maliyeti, kapasitenin artması ile birlikte birim güç başına düşen yatırım masrafının azalmasından dolayı düşer. Kapasitenin artması ile beraber birim yakıt maliyetinin ve birim işletme ve bakım maliyetinin değeri değişmez. Bu nedenle üretim kapasitesinin artması ile beraber birim elektrik üretim maliyeti düşer..

Şekil 7.4 ve Şekil 7.5’de kombine çevrim santralının 200-1000 MW kapasitelerindeki birim elektrik üretim maliyetlerinin yük faktörü ile değişimleri verilmiştir. . Kapasite ile birim üretim maliyeti arasında yapılan analizden çıkan önemli sonuç: santralların büyük kapasitelerde yapılmasıyla, üretim maliyetlerin azaltılmasıdır. Bu durum özellikle yatırım masrafları büyük olan santral tipleri için gereklidir. Şekillerden görüldüğü gibi en düşük maliyetler 1000 MW kapasite için elde edilmiştir. Şekil 7.5’den görülebileceği gibi aynı yük faktöründe, kapasitenin artması ile beraber birim üretim maliyetleri arasındaki azalma

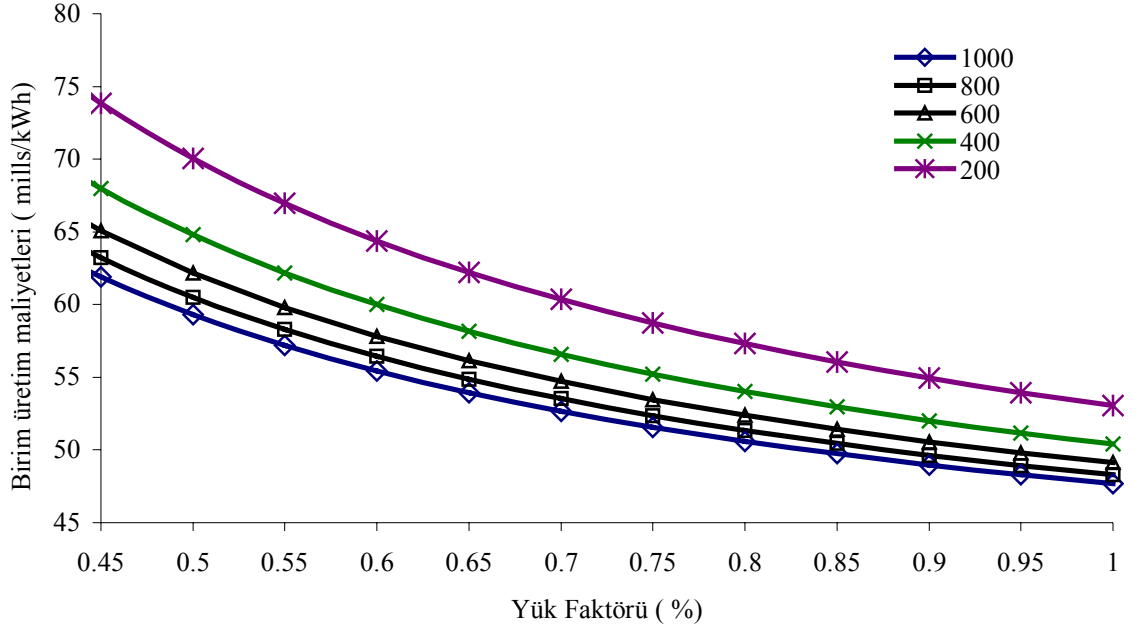
miktarında farklılıklar vardır. Örneğin 0.6 yük faktöründe 200 MW ile 400 MW kapasitelerin üretim maliyetindeki azalma 4.333 mils/kWh iken 800 MW ile 1000 MW arasında 0.9 mils/kWh dır.

7.1.3 Santral Tipi ile Maliyet Değişimi

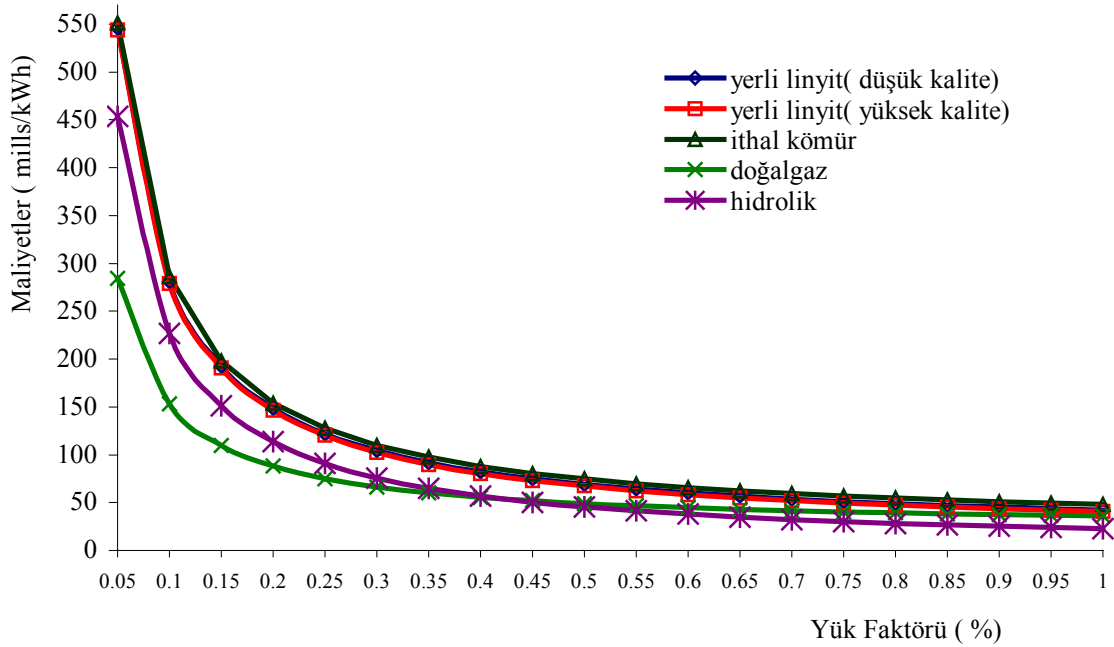
Birim elektrik üretim maliyeti, santral tipleri arasında maliyet üzerine etki eden faktörlerin değerlerinin ve etkilerinin farklı olması nedeni ile önemli değişiklikler gösterir. Bu değişimler santrallerin birim elektrik üretim maliyeti ile karşılaştırılmalarında, birbirlerine göre avantajlı oldukları durumları ortaya çıkarır. Bu amaçla 600 MW kapasiteli iki farklı kalitede yerli linyit yakan buhar türbinli santral, ithal kömür yakıtlı buhar türbinli santral, doğalgaz yakıtlı kombine çevrim santrali ve hidroelektrik santralin yük faktörü ile maliyet değişimleri Şekil 7.6 ve Şekil 7.7’ da verilmiştir. Tüm santral tiplerinin aynı üretim kapasitesi için, yük faktörü ile değişimleri benzer karakteristik göstermektedir. Bu karşılaştırma için kabul edilen değerlerle elde edilen sonuçlarda, tüm yük faktörleri için ithal kömürlü santral, en yüksek üretim maliyetine sahiptir. En düşük maliyet, yük faktörünün 0 - 0.42 aralığında kombine çevrim santraline ve 0.42 - 1 aralığında hidroelektrik santrale aittir.



Şekil 7.4 Kombine çevrim santrali için 200-1000 MW arası kapasitelerdeki birim elektrik üretim maliyetinin yük faktörü ile değişimi ($0 < L_f < 1$)



Şekil 7.5 Kombine çevrim santrali için 200-1000 MW arası kapasitelerdeki birim elektrik üretim maliyetinin yük faktörü ile değişimi ($0.25 < L_f < 1$)

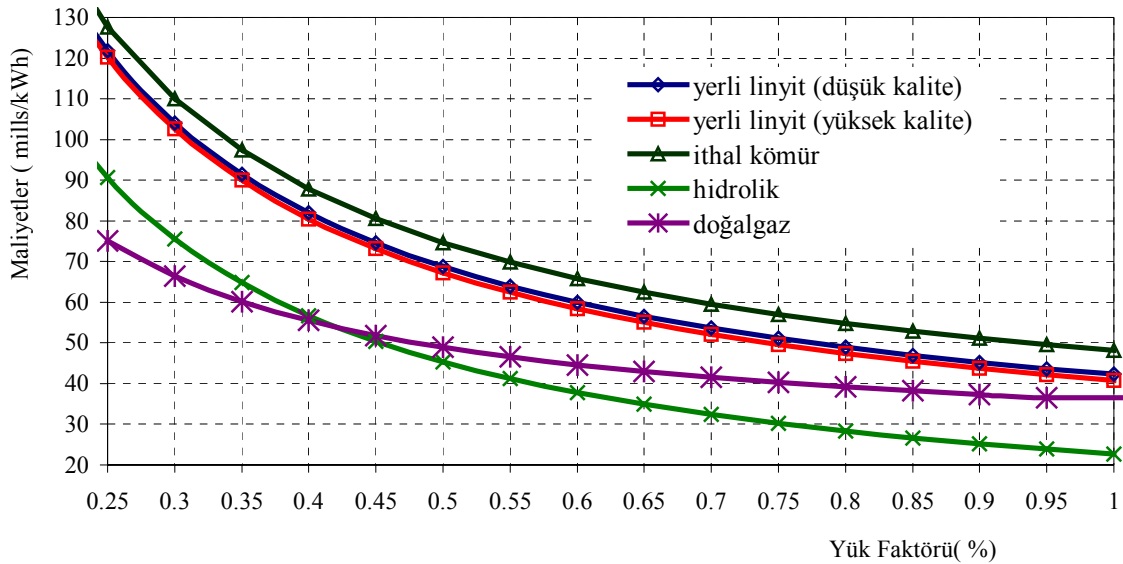


Şekil 7.6 600 MW kapasite için birim elektrik üretim maliyetinin santral tipleri ve yük faktörü ile değişimi ($0 < L_f < 1$)

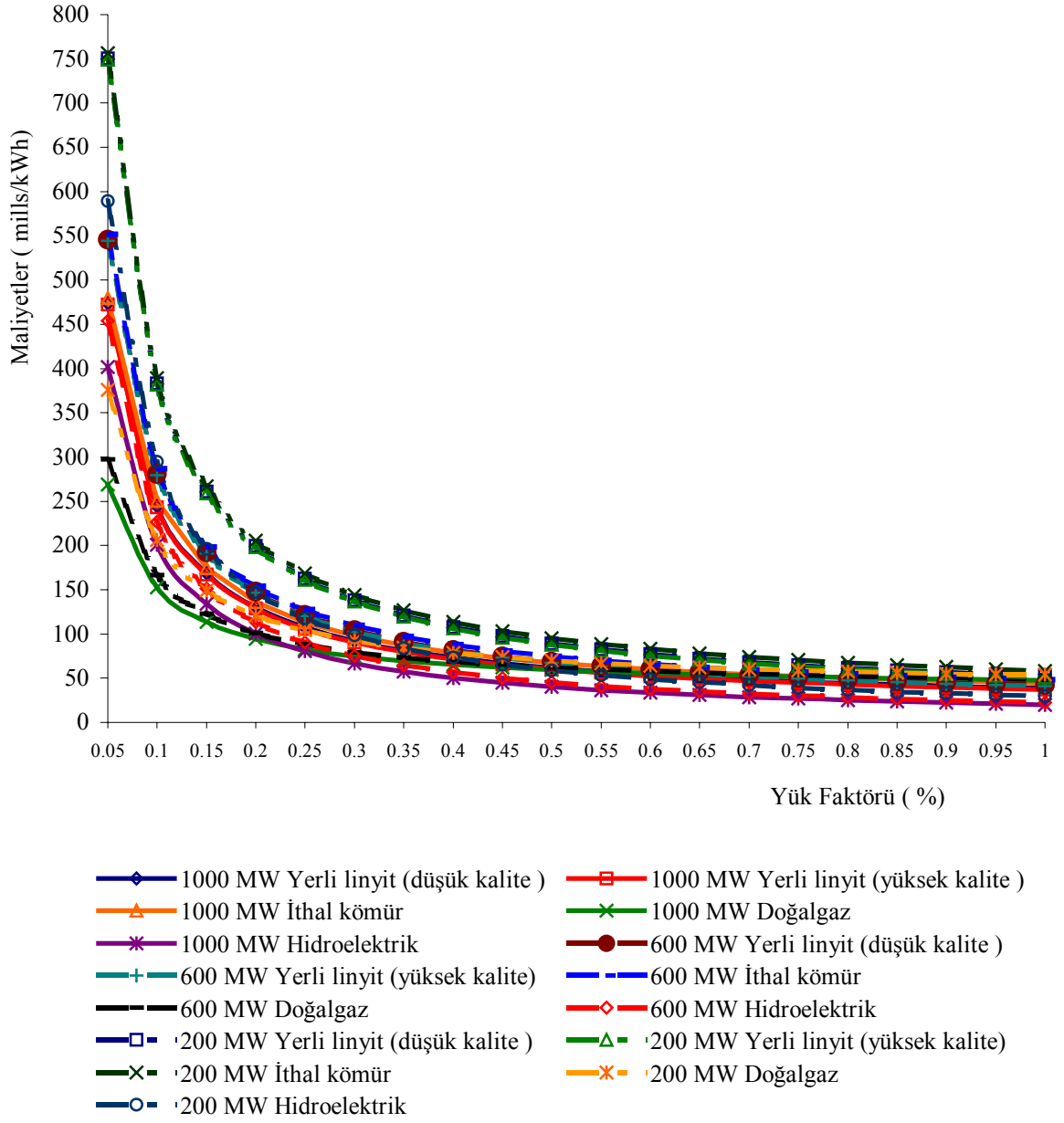
7.1.4 Birim elektrik üretim maliyetinin yük faktörü, kapasite ve santral tipleri ile değişimi

Elektrik üretim santrallerinin en uygunun seçiminde doğru sonuçlar; birim elektrik üretim maliyetine etki eden tüm faktörlerin hesaplamaya dahil edilmesi ile yapılan karşılaştırmalarla elde edilebilir. Bu amaçla; kaynak rezervi bulunan, tüm yakıtları kullanan santral tiplerine ait kaynak rezerv miktarları yeterli olan kapasiteleri içine alan alternatif santrallerin hesaplamaya dahil edilmesi gereklidir. Böylece santralin kullanılma durumunu gösteren yük faktöründe hangi alternatifin en düşük birim elektrik üretim maliyetini verdiği doğru şekilde tespit edilir.

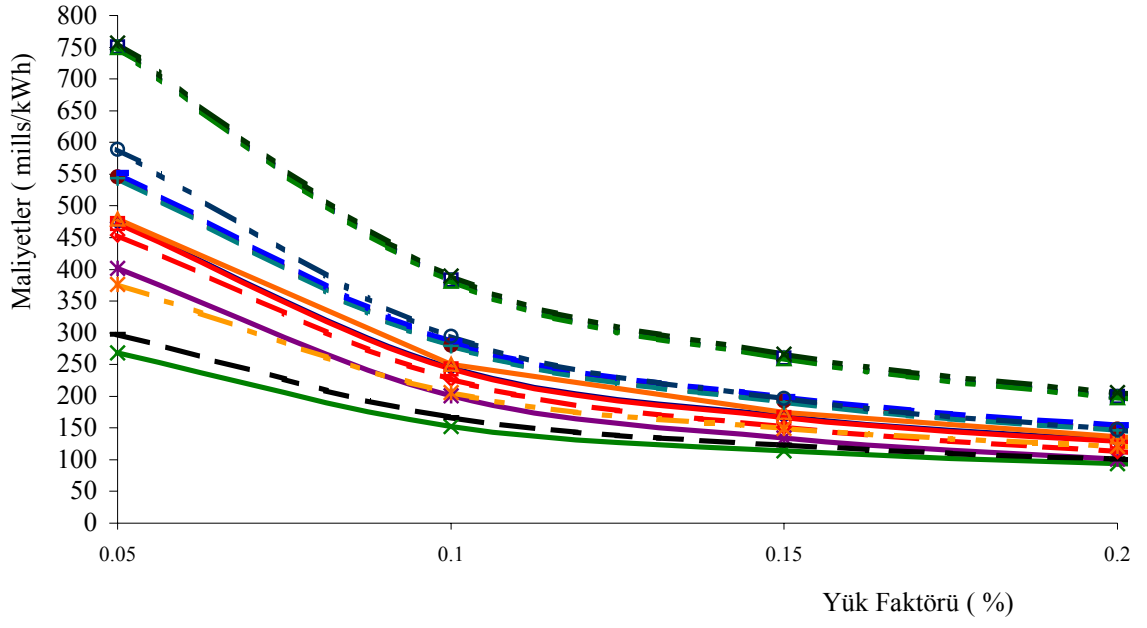
Santral alternatifleri için Şekil 7.8’da birim elektrik üretim maliyetinin değişimi gösterilmiştir. Şekilde 200, 600 ve 1000 MW kapasitedeki 5 farklı santral tipi ile 15 alternatif santral oluşturularak yük faktörleri ile maliyet değişimleri verilmiştir. Şekil 7.9-7.11 arasında bu değişim farklı yük aralıkları için daha detaylı olarak çizilmiştir. Şekiller incelendiğinde farklı yük faktörleri için en düşük maliyet sıralamasının ve alternatif santrallerin avantajlı oldukları bölgelerin değiştiği görülür. Çizelge 7.1’de yük faktörünün 0.05, 0.6 ve 1 olduğu durumlar için sıralama verilmiştir.



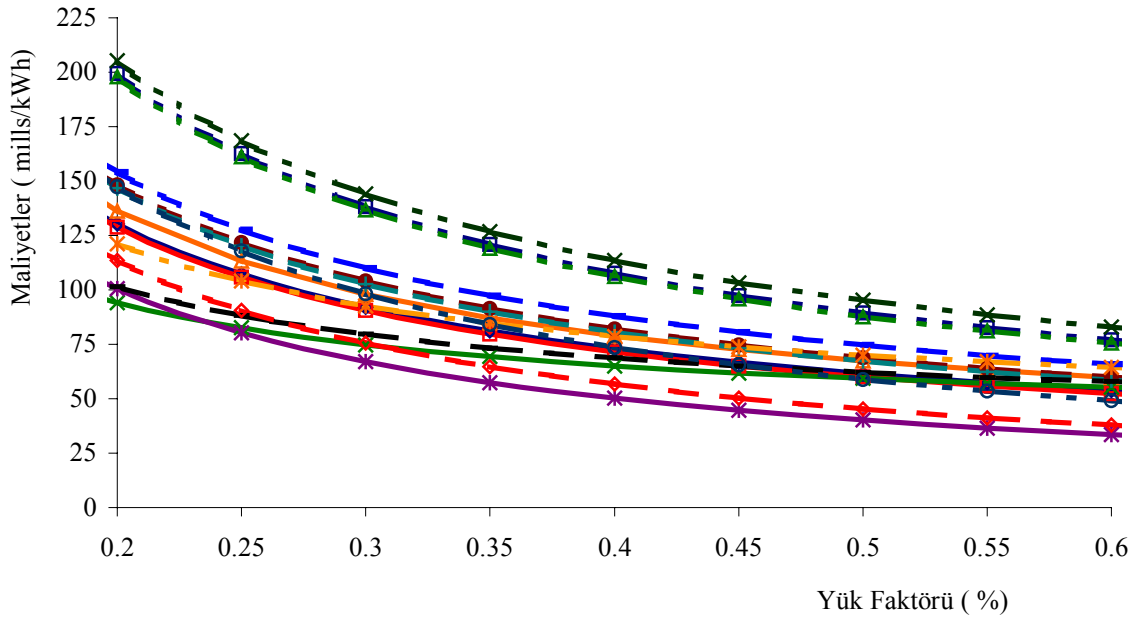
Şekil 7.7 600 MW kapasite için birim elektrik üretim maliyetinin santral tipleri ve yük faktörü ile değişimi ($0.25 < L_f < 1$)



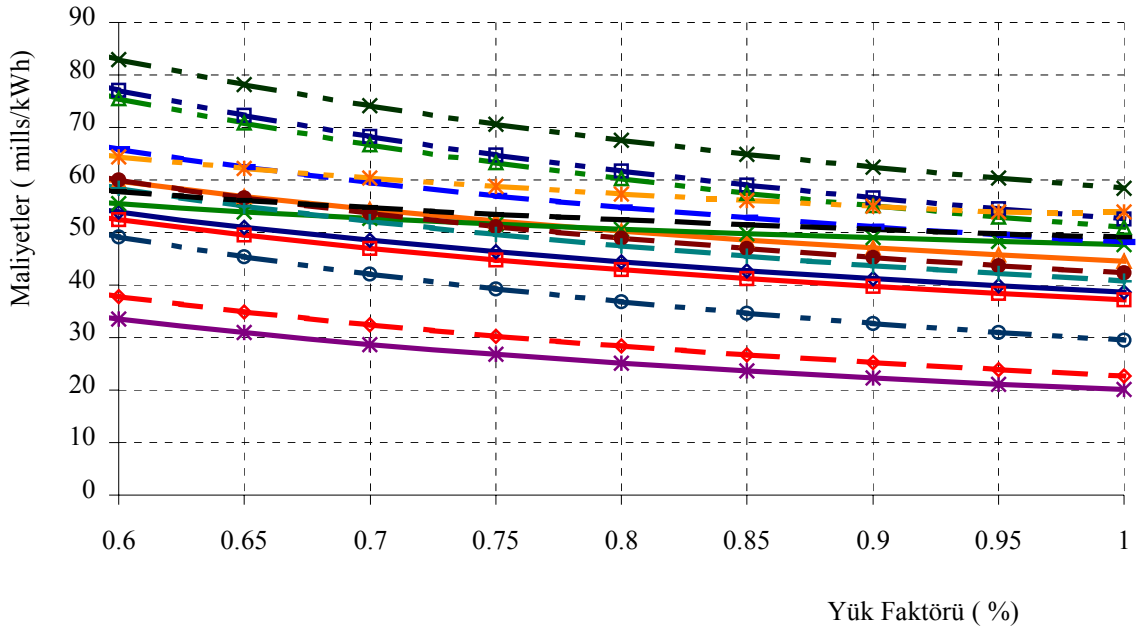
Şekil 7.8 1000-600-200 MW kapasiteler için birim elektrik üretim maliyetinin santral tipleri ve yük faktörü ile değişimi ($0 < L_f < 1$)



Şekil 7.9 1000-600-200 MW kapasiteler için birim elektrik üretim maliyetinin santral tipleri ve yük faktörü ile ($0 < L_f < 0.2$)



Şekil 7.10 1000-600-200 MW kapasiteler için birim elektrik üretim maliyetinin santral tipleri ve yük faktörü ile ($0.2 < L_f < 0.6$)



Şekil 7.11 1000-600-200 MW kapasiteler için birim elektrik üretim maliyetinin santral tipleri ve yük faktörü ile ($0.6 < L_f < 1$)

Çizelge 7.1 En düşük birim üretim maliyeti sıralamasının yük faktörleri ile değişimi

Yük Faktörü			
0.05		0.6	1
1	1000 MW Doğalgaz	1000 MW Hidroelektrik	1000 MW Hidroelektrik
2	600 MW Doğalgaz	600 MW Hidroelektrik	600 MW Hidroelektrik
3	200 MW Doğalgaz	200 MW Hidroelektrik	200 MW Hidroelektrik
4	1000 MW Hidroelektrik	1000 MW yerli linyit (YK)	1000 MW yerli linyit (YK)
5	600 MW Hidroelektrik	1000 MW yerli linyit (DK)	1000 MW yerli linyit (DK)
6	1000 MW yerli linyit (YK)	1000 MW Doğalgaz	600 MW yerli linyit (YK)
7	1000 MW yerli linyit (DK)	600 MW Doğalgaz	600 MW yerli linyit (DK)
8	1000 MW İthal kömür	600 MW yerli linyit (YK)	1000 MW İthal kömür
9	600 MW yerli linyit (YK)	1000 MW İthal kömür	1000 MW Doğalgaz

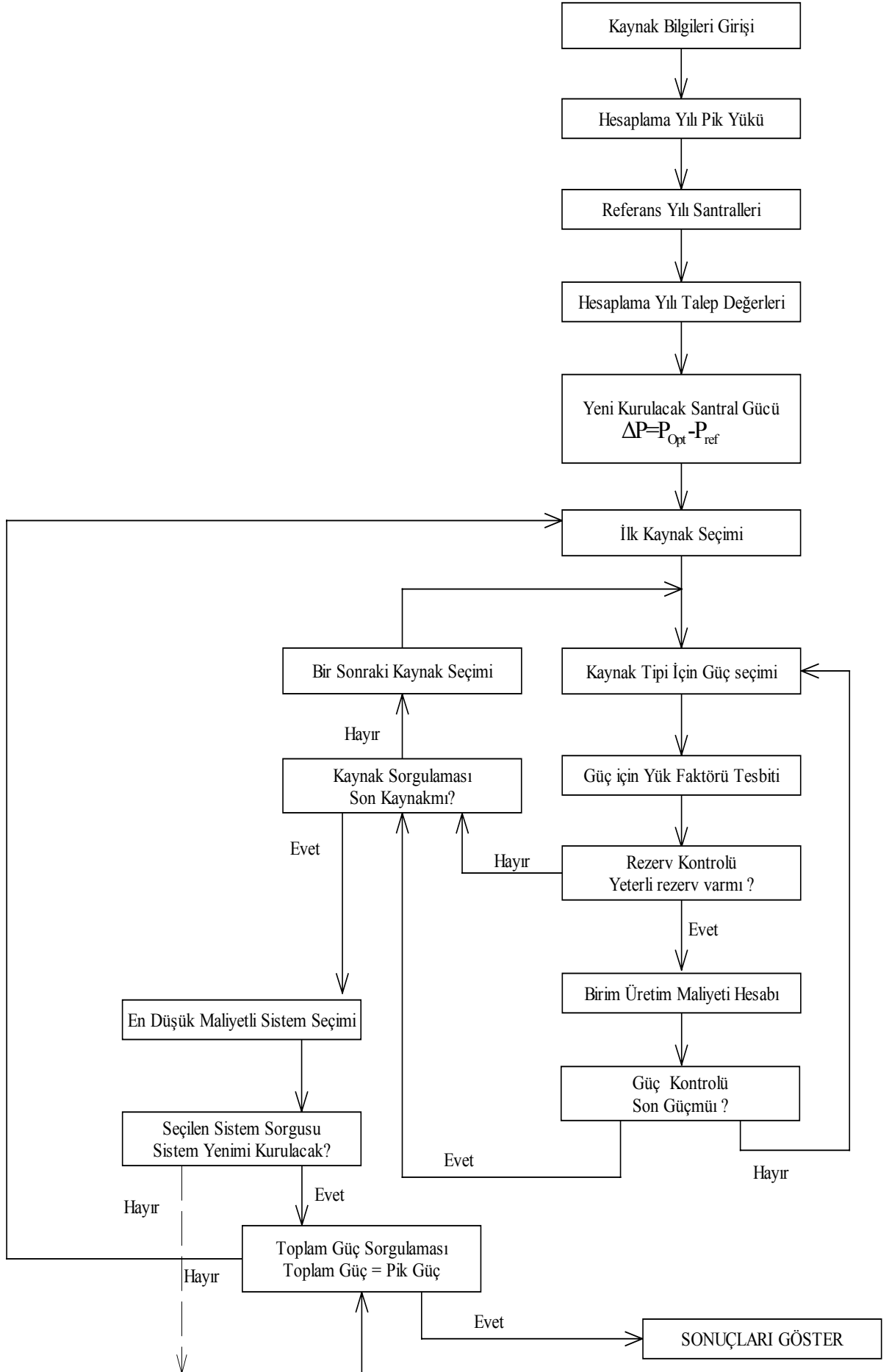
Yük Faktörü		
0.05	0.6	1
10 600 MW yerli linyit (DK)	600 MW yerli linyit (DK)	600 MW İthal kömür
11 600 MW İthal kömür	200 MW Doğalgaz	600 MW Doğalgaz
12 200 MW Hidroelektrik	600 MW İthal kömür	200 MW yerli linyit (YK)
13 200 MW yerli linyit (YK)	200 MW yerli linyit (YK)	200 MW yerli linyit (DK)
14 200 MW yerli linyit (DK)	200 MW yerli linyit (DK)	200 MW Doğalgaz
15 200 MW İthal kömür	200 MW İthal kömür	200 MW İthal kömür

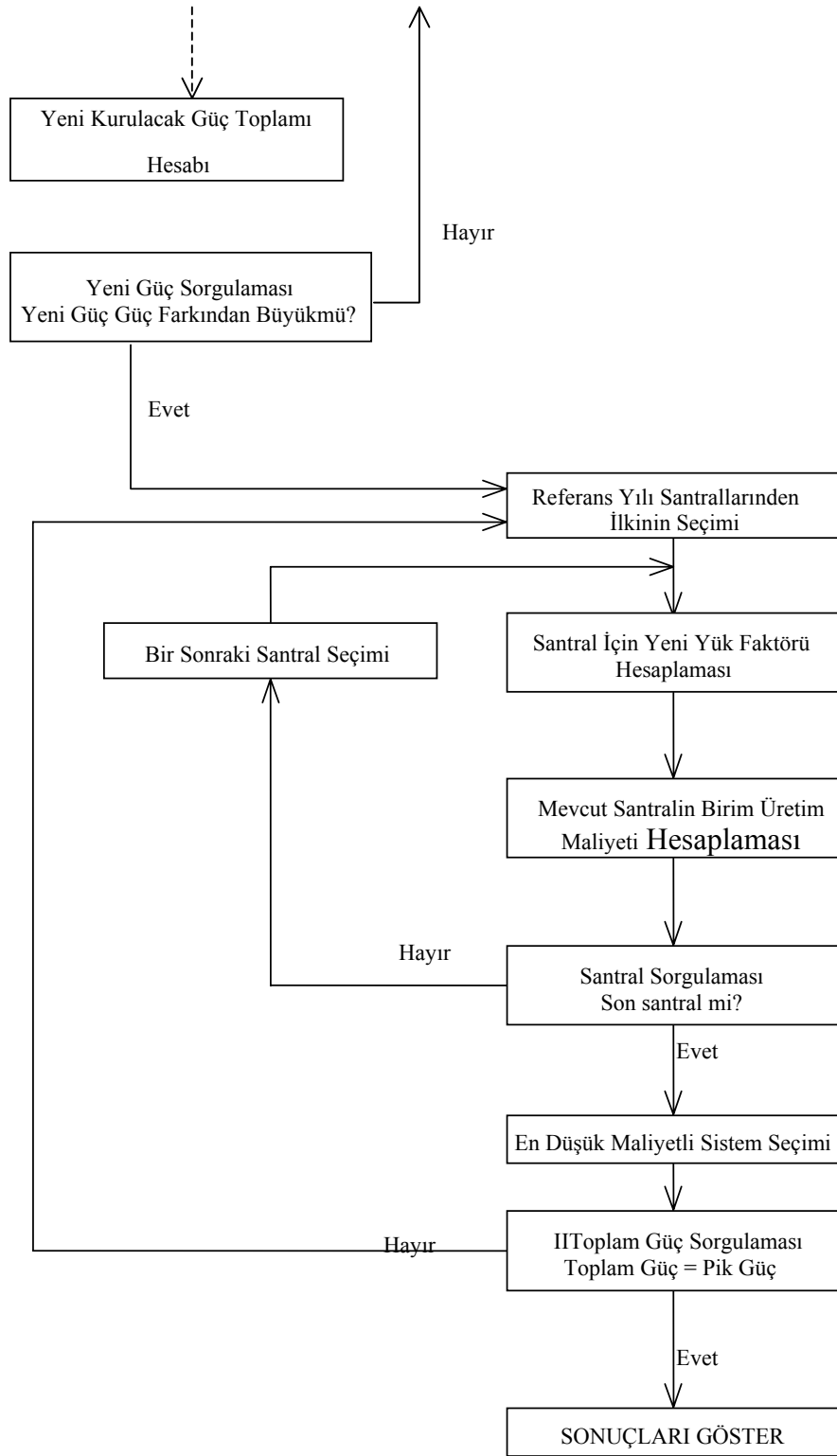
7.2 Optimizasyon modelinin algoritması ve çalışması

Amaç fonksiyonu, ülke politikasına uygun olarak, ekonomik elektrik arzının sağlanması olan en düşük ortalama birim elektrik üretim maliyetli, mevcut ve ilave edilecek elektrik üretim santrallerinden oluşan sistemi bulmak olan optimizasyon algoritması oluşturuldu. Bu amaca yönelik olarak hazırlanan en düşük üretim maliyeti algoritması Şekil 7.12’ de verilmiştir. Model ile; ülkedeki, yada bölgedeki rezervi bulunan ve rezerv miktarları, kurulacak santralin, ekonomik ömrüne yetecek olan ve tüm kaynakları kullanan elektrik üretim santrali alternatiflerinin karşılaştırılması ve en uygununun seçimini sağlanmaktadır. Santraller için kaynak kısıtlarını modele dahil etmek amacıyla Şekil 7.13’ de gösterilen kaynak rezerv algoritması kullanıldı.

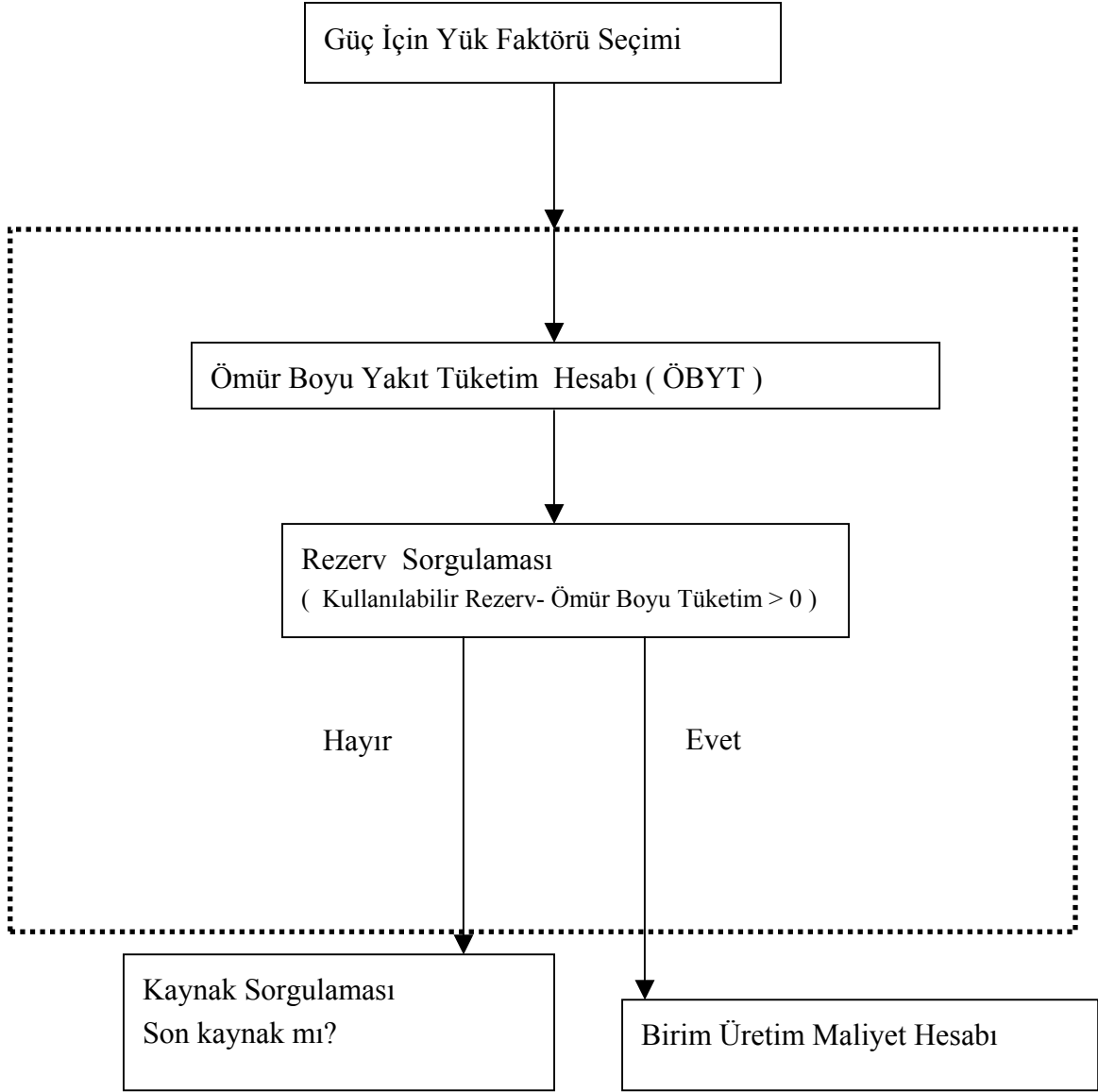
Optimizasyon modeline santrallara ait teknik ve ekonomik bilgiler, ülke yada bölgeye ait elektrik talep ve pik yük ihtiyaçları, kaynak tür ve rezerv miktarları ve ülkenin yapısına bağlı olan ekonomik bilgiler girilerek mevcut santrallerin yük sıralaması , ilave edilecek santrallerin tipi, kapasitesi, kurulacağı bölge ve yükleme sıralaması ve tüm santrallerin birim elektrik üretim maliyetleri çıktı olarak alınır. Model, tek bir yıl için optimizasyon yapmaktadır. Fakat bir önceki yılın sonuçları kullanılarak, bir sonraki yılın optimizasyon çalışmasının yapılabilmesi sağlandığından, model ile uzun dönemli elektrik üretim planlaması yapmak mümkündür.

Birim elektrik üretim maliyetleri üzerine etki eden tüm faktörlerin ülkeler arasında ve bölgeler





Şekil 7.12 En düşük üretim maliyeti algoritması



Şekil 7.13 Rezerv kontrol algoritması

arasında değerleri farklılık göstereceğinden, modelin oluşturulmasında bu bilgilerin her şarta uygun olarak girilebilmesi sağlanmıştır. Bu sayede oluşturulan model, farklı ülke ve bölgeler için bilgi girişi kısıtlaması olmadan kullanılabilecektir.

Elektrik üretim planlamasında da, tüm ileriye yönelik planlamalarda olduğu gibi, geleceğe ait belirsizlikler vardır. Özellikle uzun dönemli planlamalarda, planlama üzerine önemli etkileri olan değerlerin, gelecekteki değerlerini bugünden tahmin etmek zordur. Planlamada bu

değerlere belirsiz değerler adı verilir. Elektrik üretim planlamasında belirsiz değerler ve nedenleri aşağıda verilmiştir.

- **Elektrik üretim santrallerinin spesifik yatırım masrafları :** Elektrik üretim teknolojileri üzerine devam eden araştırma ve çalışmalar sonucunda, maliyetler zamanla azalmaktadır. Bu nedenle gelecekteki spesifik yatırım masrafları, bugünkü değerlerden daha küçük olacaktır..
- **Elektrik üretim santrallerinin kapasite – yatırım masrafı ilişkisi :** Spesifik yatırım masraflarının azalması, kapasite ile yatırım masrafları arasında olan ilişkileri de değiştirecektir.
- **Elektrik üretim santrallerinin termik verimleri :** Termik verim üzerine etki eden malzeme, yakma sistemleri ve diğer faktörler üzerine yoğun çalışmalar mevcuttur. Gelecekte üretim teknolojilerine ait termik verimler daha iyi seviyelere ulaşacaktır.
- **Yakıt fiyatları ve eskalasyonu:** Geleceğe ait en büyük belirsizlikler, yakıt fiyatlarında beklenmektedir. Ulusal ve uluslararası politika ve olaylardan yakıt fiyatlarının etkilenmesi mümkün olduğundan, gelecekteki fiyatların ve fiyat artış eskalasyonlarının belirlenmesi oldukça zordur. Birim elektrik üretim maliyetleri üzerine etkilerinin fazla olması, planlamayı yakıt fiyatlarına duyarlı hale getirmektedir.
- **Spesifik işletme ve bakım masrafları ve eskalasyonu:** Malzeme ve işçilik fiyatları, ulusal ve uluslararası politika ve ekonomik olaylardan dolayı değişiklik göstermektedir. Bu değişiklikler işletme ve bakım masraflarını değiştirmektedir.
- **Elektrik talep ve pik yük artışları:** Elektrik talep ve pik yük artışı ekonomik ve sosyal faaliyetlere bağlı olarak artış göstermektedir. Bu alanlarda meydana gelecek olumlu yada olumsuz gelişimler, planlamayı önemli oranda etkilemektedir. Özellikle gelişmekte olan ülkelerde ekonomik darboğazlar, elektrik talebini

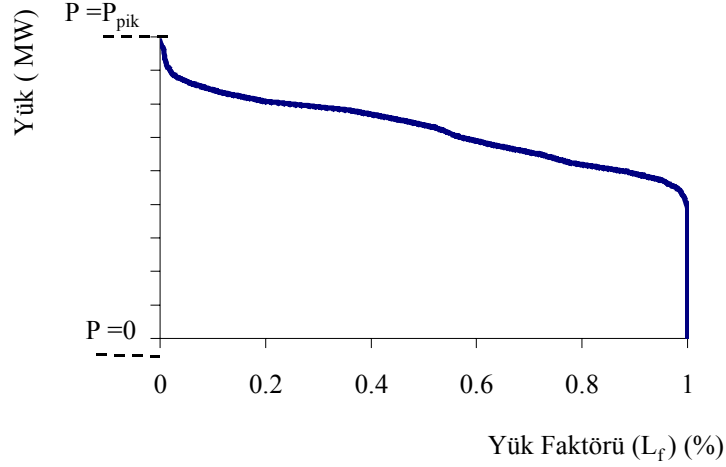
etkilemekte ve alınan kararları hatalı duruma düşürmektedir. Bu nedenle ekonomik ve sosyal büyüme değerleri ve bunların elektrik üretim planlamasına olan etkilerinin gelecekteki değerleri, planlama açısından çok önemlidir.

- **Devlet politika ve düzenlemeleri :** Elektrik üretim sistemleri yada tüm elektrik üretim, iletim, dağıtım ve satış sistemleri üzerine yapılacak politika ve düzenleme değişikliklerinin tahmin edilmesi zordur. Yapılan değişiklikler, elektrik üretim planlamasını önemli oranda değiştirecektir.

Belirsizliklerin ele alınarak değerlendirilmesinin yöntemi, duyarlılık analizidir. Duyarlılık analizi, gelecekteki değerlerinde değişiklikler beklenen parametrelerin değerlerinin muhtemel aralıklarda değiştirilerek, planlama üzerine olan etkilerinin belirlenmesidir. Duyarlılık analizlerinin yapılabilmesi için, model içinde bu değerlerin değiştirilebilmesinin mümkün olması gerekir. Bu amaçla modelde, maliyet üzerine etki eden tüm parametrelerin değiştirilebilmesine olanak sağlanmıştır. Oluşturulan optimizasyon modeli duyarlılık analizlerine uygundur.

En düşük üretim maliyeti seçim algoritması; mevcut ve ilave edilmeye aday tüm alternatif üretim sistemlerinin yük süre eğrisindeki $P = 0$ yük konumundan, pik yük ($P = L_{pik}$) konumuna kadar, kapasitelerine karşılık gelen yük faktörleri için, birim elektrik üretim maliyetlerini hesaplar. Her yük konumu için algoritma bir defa çalışır. Bu işleme bir hesaplama basamağı adı verilmiştir. Her hesaplama basamağında, o yük konumunda çalışacak en düşük birim elektrik üretim maliyetli santral, alternatifler içinden seçilir. Hesaplama $P=0$ ve $L_f = 1$ 'den başlayıp $P = L_{pik}$ ve $L_f = 0$ 'a kadar devam eder. Hesaplama basamak sayısı, mevcut santraller ile ilave edilecek santral sayısının toplamı kadardır. İlave edilecek santral sayısı önceden belli değildir ve optimizasyon hesaplamaları sonunda ortaya çıkar.

En düşük üretim maliyeti ve rezerv kontrol algoritmaları ile optimizasyon hesaplamasının girdi, işlem ve hesaplama sıralaması aşağıda verilmiştir.



Şekil 7.14 Yük süre eğrisinde yük konumları

7.2.1 Kaynak Bilgileri Girişi

Modelde ilk girilen bilgiler kaynaklara ait bilgilerdir. Ulusal yada bölgesel tüm kaynaklara ait bilgiler girilerek bir dosyada saklanır. Elektrik üretiminde kullanılabilecek kaynak hakkında hesaplamada kullanılacak bilgiler, Şekil 7.15’de verilen pencere ile girilir. Kaynak ile ilgili olarak girilecek bilgiler sırası ile; kaynak adı, bulunduğu bölge, kaynak türü, yakıt bilgileri olarak; alt ısı değer, fiyat ve fiyat eskalasyonu, işletme ve bakım bilgileri olarak; spesifik işletme ve bakım masrafı ve eskalasyonu, inşaat süresi, ödeme sayısı, harcama dağılımı, santral termik verimi, kullanım oranı, ekonomik bilgiler olarak ; eskalasyon, faiz, iskonto oranı ve kullanılabilir kaynak rezerv miktarıdır. Bu bilgiler, aynı pencerede bulunan ve Şekil 7.16’da verilen bilgi özet tablosundan kontrol edilerek dosyaya kaydedilir.

Kaynak bilgileri ulusal yada bölgesel olarak girilebilir. Bu optimizasyonun ulusal yada bölgesel yapılacak olmasına göre tespit edilir. Ayrıca bir ülkeye ait tüm kaynaklar girilirken, kaynağın bulunduğu bölge bilgisi de girilerek modelde hesaplamaların yapılacağı bölge seçilerek, hesaplamaların bu bölge için yapılması sağlanabilir. Böylece bir ülkedeki her bölge için ayrı ayrı kaynak dosyası yerine; tek bir kaynak dosyası ile hesaplamalar uygulanır. Her kaynak için tüm bilgilerin tek tek girilmesi optimizasyon sonuçlarının doğruluğunu

ENERJİ MALİYETİ HESAPLARI - [BÖLGELERE AIT KAYNAK BİLGİ GİRİŞİ]

Form Kapat Hesaplama Grafik Santral Pencere Ayar Es Maliyet Optimizasyon

komur D.Gaz Fuel-oil Hidrolik

1- KAYNAK ADI

KAYNAK ADI

2- BÖLGE

MARMARA

MARMARA

EGE

BATI AKDENİZ

3-YENİ KAYNAK TURU

Dogalgaz

Dogalgaz

Fuel-oil

Hidrolik

4- YAKIT BİLGİLERİ

YAKIT ALT ISIL

YAKIT BİRİM FİYATI

YAKIT ESKALASYONU

5- BAKIM VE İŞLETME MALİYETLERİ

M&O BİRİM MALİYETİ

M&O ESKALASYONU

6- İNŞAAT VE ÖDEME BİLGİLERİ

İNŞAAT SÜRESİ

ÖDEME SAYISI

ÖDEME PAYLARI

7- TEKNİK BİLGİLER

TERMİK VERİM

KAPASİTE KULLANIM ORANI

8- EKONOMİK BİLGİLER

ESKALASYON ORANI

FAİZ ORANI

İSKONTA ORANI

9- REZERV BİLGİLERİ

KULLANILABİLİR REZERV

Standart Girişi

☐ Linyit

☒ Hidrolik

☐ Doğalgaz

STANDART GİR

KAYDET

İEMİZLE

	DEGER	BİRİM
KAYNAK ADI		
BÖLGE ADI	MARMARA	
KAYNAK TURU	Dogalgaz	
ALT ISIL DEGER		kJ/kg
YAKIT BİRİM FİYAT		\$/Ton
YAKIT ESKALASYONU	0.00	%
M&O BİRİM FİYATI		\$/kW
M&O ESKALASYONU	0.00	%
İNŞAAT SÜRESİ		YIL
ÖDEME SAYISI		ADET
TERMİK VERİM	0.00	%
PLANLANMIŞ BAKIM ORANI	0.00	%
ZORUNLU BAKIM ORANI		%
ESKALASYON ORANI	0.00	%
FAİZ ORANI	0.00	%
İSKONTA ORANI	0.00	%
KULLANILABİLİR REZERV		TON
TOPLAM REZERV		TON

Şekil 7.15 Kaynak giriş penceresi

	DEGER	BİRİM
KAYNAK ADI		
BÖLGE ADI	MARMARA	
KAYNAK TURU	Dogalgaz	
ALT ISIL DEGER		kJ/kg
YAKIT BİRİM FİYAT		\$/Ton
YAKIT ESKALASYONU	0.00	%
M&O BİRİM FİYATI		\$/kW
M&O ESKALASYONU	0.00	%
İNŞAAT SÜRESİ		YIL
ÖDEME SAYISI		ADET
TERMİK VERİM	0.00	%
PLANLANMIŞ BAKIM ORANI	0.00	%
ZORUNLU BAKIM ORANI	0.00	%
ESKALASYON ORANI	0.00	%
FAİZ ORANI	0.00	%
İSKONTA ORANI	0.00	%
KULLANILABİLİR REZERV		TON
TOPLAM REZERV		TON

Şekil 7.16 Kaynak bilgi özet tablosu

artırmıştır.

Kaynak dosyasında saklanan bilgilerden, zaman içinde değişenlerinin güncelleştirilmesi gerekmektedir. Kaynak dosyasındaki bilgilerin listelenmesi ve değiştirilmesi için Şekil 7. 17’ verilen pencere kullanılır. Pencerede görülen tüm bilgiler değiştirilebileceği gibi kaynağı tamamen silmek de mümkündür.

Şekil 7.17 Kaynak bilgileri listeleme ve değiştirme penceresi

Kaynak bilgilerinin girişinde, kaynağın cinsine bağlı olarak, bazı bilgilerin birimlerinde farklılıklar vardır. Kaynak rezerv miktarı, linyit rezervleri için ton olarak girilmiştir. Doğalgaz rezervi Türkiye’de çok az miktardadır. Tüketilen doğalgazın 2000 yılı itibari ile % 95’i ithal edilmektedir. Doğalgaz ithalatında 20-25 yıllık süreli anlaşmalar yapılmakta ve yıllık satın alma miktarları $m^3/yıl$ olarak belirlenmektedir. İthal edilen doğalgaz, farklı tüketim sektörleri tarafından tüketildiğinden, tümü elektrik üretiminde kullanılmamaktadır. Bu nedenle ithal

edilen doğalgazın, bu sektörde kullanım oranı dikkate alınarak kaynak rezerv miktarı $m^3/yıl$ olarak modele girilmelidir.

Doğalgaz için diğer önemli bir husus, kaynağın bulunduğu bölge bilgisidir. Yerli kaynaklar için bulundukları bölgeler belirlidir ve santralların kaynağın bulunduğu bölgeye yapılacağı kabulü yapılmıştır. Fakat bu durum doğalgaz için geçerli değildir. İthal edilen doğalgaz boru hatları ile yada sıvılaştırılmış halde gemilerle taşınmaktadır. Türkiye'ye 4 farklı noktadan boru hattı ile ve iki ülkeden gemilerle ithalat mevcuttur. Doğalgazı diğer birincil enerji kaynaklarında ayıran en önemli husus ; tüketiciye kadar boru hatları ile ekonomik olarak taşınmasıdır. Bu büyük avantajdan dolayı, doğalgaz yakıtlı santralların, tüketiciye yakın bölgelerde yapılması mümkündür. Bu nedenle doğalgaz için kaynak bilgileri girilirken, bölge adı girilmesi gerekmez. Doğalgaz yakıtlı santralların yapılacağı bölgelerin kararlaştırılmasında, bölgelerdeki elektrik tüketim artışları analiz edilerek, ihtiyaç duyulan bölgeler tespit edilmelidir.

Hidroelektrik santralların kaynak rezervleri kurulu güç olarak (MW) girilmelidir. Bunun için ilgili kurumlarca, en az inkişaf çalışması tamamlanmış olan tüm projeler modele kaynak olarak girilmelidir. Hidroelektrik santral projelerin debi ve düşüye göre kurulu güç belirlendiğinden, kapasitenin büyük yada küçük seçilmesi mümkün değildir. Bu nedenle rezerv tek bir değer olarak modele girilecektir.

Model çalıştırıldığında, kullanılacak kaynak dosyasının ismi girilir ve bu dosyadaki kaynaklar giriliş sırasına göre çağrılarak hesaplamalarda kullanılır. Kaynakların giriliş ve çağrılma sıralamasının sonuçlar üzerine etkisi yoktur.

7.2.2 Hesaplama Yılı Pik Yüğü ve Yüğü Süre Eğrisi

Optimizasyon hesaplamalarının yapıldığı yıl, hesaplama yılı ve hesaplama yılından bir önceki yıl ise referans yılı olarak adlandırıldı. Hesaplamalar sonunda bulunan ilave santrallar, hesaplama yılında işletmeye girecek ve üretime başlayacaktır. İlave edilecek santral kapasitesinin belirlenebilmesi için, hesaplama yılına ait pik yüğü değerine ve talep artış

değerine ihtiyaç vardır. Pik yük artışı ile elektrik talep artış hızı (%) değerleri birbirinden bağımsız ve farklı değerler olduğundan, ayrı ayrı girilmesi gerekir. Bu iki değer bölgesel ve Türkiye için Şekil 7.18’de gösterilen pencere ile girilerek dosyada saklanır. Model çalıştırıldığında bu dosya ismi girilerek her iki bilgi aktif hale getirilir.

	Pik Yük	Talep Artış
MARMARA	0	0
EGE	0	0
BATI AKDENİZ	0	0
İÇ ANADOLU	0	0
BATI KARADENİZ	0	0
G.D. ANADOLU	0	0
D. ANADOLU	0	0
DOĞU AKDENİZ	0	
DOĞU KARADENİZ	0	
TÜRKİYE	0	

Şekil 7.18 Pik yük ve talep artış hızı giriş penceresi

7.2.3 Referans Yılı Santralleri

Mevcut santrallerin yük sıralamasının ve ilave santrallerin kapasitelerinin belirlenebilmesi için, referans yılında kurulu bulunan santrallerin modele girilmesi gerekmektedir. Mevcut santrallara ait gerekli olan bilgiler, tek tek girilebileceği gibi; model tarafından referans yılı hesaplamaları yapılmış ise, bu yıla ait sonuç dosyası, doğrudan hesaplama yılına ait çalışmada referans yılı santrallerini tanımlamak için girilebilir. Şekil 7.19’da referans yılı sonuçları verilmiştir. Bu dosya, bir sonraki yılın hesaplamalarında mevcut santraller olarak tanımlanacaktır. Referans yılı santrallerinin kapasite, kullanım faktörü, yakıt bilgileri, kurulu olduğu bölge, işletme ve bakım değerleri ve kaynak bilgilerinin girilmesi gereklidir.

7.2.4 Hesaplama Yılı Talep Değerleri

Optimizasyon hesaplamalarında, mevcut ve ilave edilecek santrallerin yük faktörlerinin bulunabilmesi için, talep bilgilerine ve talep bilgilerinin düzenlenmesinden oluşturulan yük

Form Kapat Hesaplama Grafik Santral Pencere Ayar Es Maliyet Optimizasyon										
komur D.Gaz Fuel-oil Hidrolik										
Sıra No	Santral Adı	Yakıt Cinsi	Bölge Adı	Kurulu Güç	Aktif Güç	Kullanma Oranı	Yük Faktörü	Maliyet	Enerji	Durumu
1	ATATÜRK	Hidrolik	G.D.ANADOLU	2400	1008	0.42	1.000	22.70	8830080	YENİ
2	KARAKAYA	Hidrolik	G.D.ANADOLU	1800	846	0.47	1.000	23.95	7410960	YENİ
3	KEBAN	Hidrolik	DOĞU ANADOLU	1330	678.3	0.51	1.000	26.39	5941908	YENİ
4	İLİSU	Hidrolik	G.D.ANADOLU	1200	432	0.36	1.000	39.75	3784320	YENİ
5	BOLU-MENGEN	Kömür	BATI KARADEN	800	560	0.70	1.000	42.16	4905600	YENİ
6	SOMA-ISIKLAR	Kömür	EGE	800	560	0.70	1.000	44.79	4905600	YENİ
7	KUTAHYA-SEYİ	Kömür	EGE	1000	700	0.70	1.000	45.38	6132000	YENİ
8	BEYPAZARI	Kömür	DOĞU AKDENİZ	1000	700	0.70	1.000	46.87	6132000	YENİ
9	BEYPAZARI	Kömür	DOĞU AKDENİZ	1000	700	0.70	1.000	46.87	6132000	YENİ
10	SOMA-EYNEZ	Kömür	EGE	1000	700	0.70	1.000	47.02	6132000	YENİ
11	Dogalgaz	Dogalgaz	TURKIYE	1000	750	0.75	1.000	49.08	6570000	YENİ
12	Dogalgaz	Dogalgaz	TURKIYE	1000	750	0.75	0.992	49.20	6516000	YENİ
13	MUGLA-TURGUT	Kömür	EGE	800	560	0.70	0.967	49.51	4744320	YENİ
14	Dogalgaz	Dogalgaz	TURKIYE	1000	750	0.75	0.893	50.93	5868000	YENİ
15	Dogalgaz	Dogalgaz	TURKIYE	1000	750	0.75	0.756	54.07	4968000	YENİ
16	Dogalgaz	Dogalgaz	TURKIYE	1000	750	0.75	0.647	57.55	4248000	YENİ
17	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	250	175	0.70	0.592	60.13	907200	YENİ
18	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	250	175	0.70	0.567	60.56	869400	YENİ
19	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	250	175	0.70	0.551	60.88	844200	YENİ
20	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	250	175	0.70	0.537	61.15	823200	YENİ
21	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	250	175	0.70	0.521	61.50	798000	YENİ
22	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	250	175	0.70	0.496	62.07	760200	YENİ
23	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	250	175	0.70	0.468	62.77	718200	YENİ
24	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	250	175	0.70	0.441	63.56	676200	YENİ
25	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	250	175	0.70	0.408	64.64	625800	YENİ
26	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	250	175	0.70	0.378	65.80	579600	YENİ
27	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	175	122.5	0.70	0.351	67.57	376320	YENİ
28	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	175	122.5	0.70	0.312	69.72	335160	YENİ
29	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	150	105	0.70	0.277	72.57	254520	YENİ
30	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	150	105	0.70	0.244	75.60	224280	YENİ
31	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TURKIYE	125	87.5	0.70	0.214	79.72	163800	YENİ

LİSTELEME SECENEKLERİ

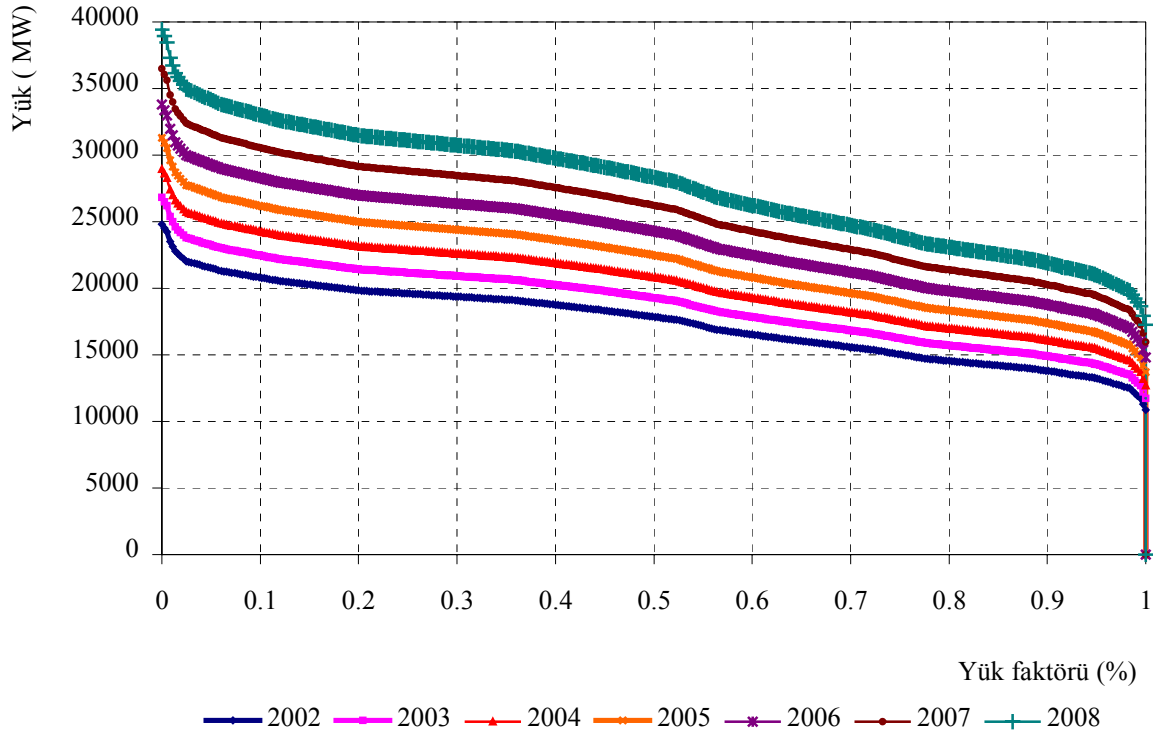
☒ Tümünü
☐ Kaynak Tipine Göre
☐ Bölgeye Göre

Dosya adı : C:\ENERMAL\DOSYA\sonuclar\1997-basit

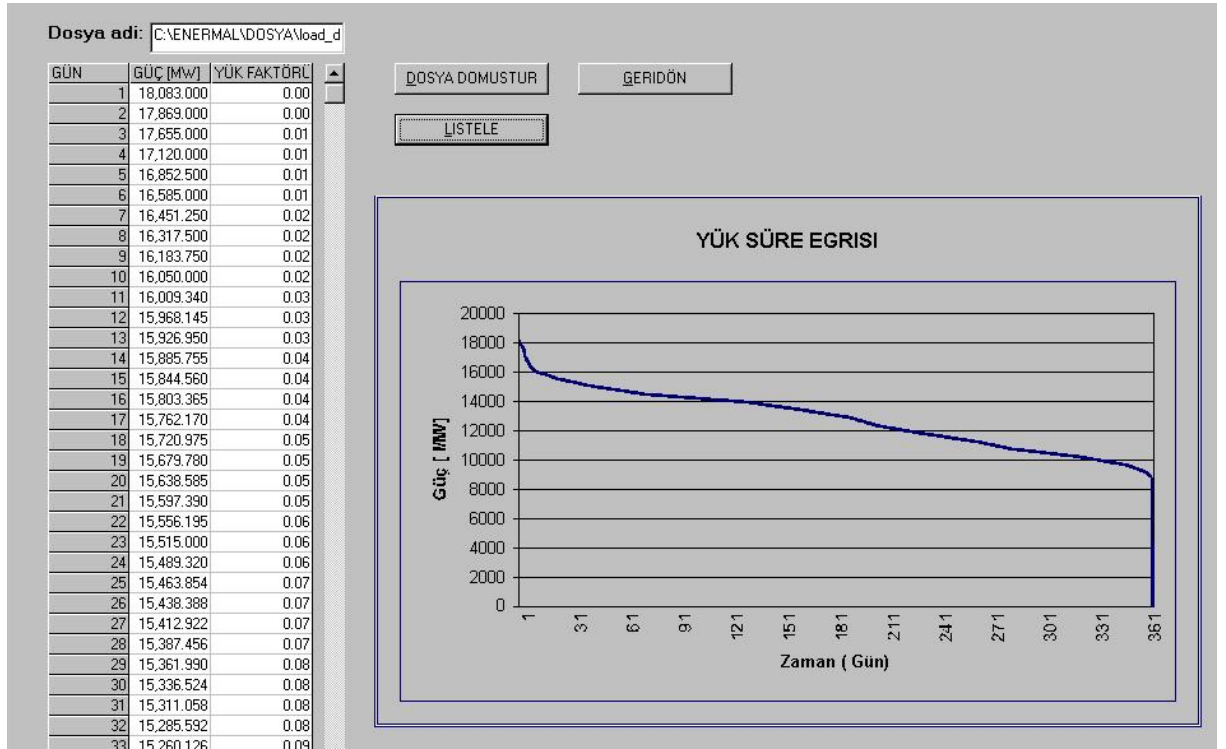
Şekil 7.19 Referans yılı santralleri

süre eğrisine ihtiyaç duyulur. Geleceğe ait talep bilgilerinin kesin değerlerinin bilinmesi mümkün olmadığından; bu bilgiler ancak geçmiş yılların talep bilgileri ve talep artış hızı yardımı ile tahmin edilebilir. Talep bilgileri optimizasyon sonuçlarını önemli derecelerde etkilediğinden; hesaplama yılına ait talep değerlerinin doğru elde edilmesi, sonuçların doğruluğunu artıracaktır. Modelde hesaplama yılına ait yük süre eğrisi, referans yılının yük süre eğrisi ve hesaplama yılı talep artış hızı ile elde edilebilir. Türkiye'nin 2001 yılı yük süre eğrisi referans alınarak ve % 8 talep artış hızı kabul edilerek, 2002-2008 yılları arasındaki yük

süre eğrileri hesaplanmış ve Şekil 7.20’de verilmiştir. Hesaplama sonunda elde edilen



Şekil 7.20 2002-2008 yılları arası yük süre eğrileri



Şekil 7.21 Hesaplama yılı talep bilgileri ve yük süre eğrisi penceresi

tahmini talep değerleri, modele Şekil 7.21’de verilen pencere ile günlük yada saatlik değerler olarak girilir. Günlük yada saatlik talep değerleri model tarafından yük faktörüne dönüştürülür. Yük faktörüne karşılık elde edilen talep bilgileri, seri halinde talep dosyasında saklanır. Model tarafından hesaplamalar esnasında talep dosyası yüklenerek, talep bilgileri aktif hale getirilir. Burada en önemli nokta; model içinde kullanılan yük süre eğrisinin, basamak fonksiyona dönüştürülmemesidir. Talep değerleri yük faktörü ile seri halinde modelde bulunduğundan; talep için gerçek yük faktörü hesaplamalarda kullanılmaktadır. Bu sayede elde edilen optimizasyon sonuçlarının doğruluğu artmıştır.

7.2.5 Yeni Kurulacak Santral Kapasitesi

Hesaplama yılındaki güvenilir enerji arzının sağlanması amacı ile, artan pik talebin karşılanması zorunludur. Bu amaçla ilave kapasiteler ile elektrik üretim sisteminin büyütülmesi gerekir. Toplam ilave edilecek kapasite hesaplama yılı ile referans yılı pik yükleri arasındaki fark kadardır. Bu değer, model içinde kontrol parametresi olarak kullanılır ve ilave edilen santrallerin kapasite toplamalarının bu değere eşit olması sağlanır.

$$\Delta P = P_{\text{opt}} - P_{\text{ref}} \quad (7.8)$$

Burada:

ΔP İlave edilecek toplam kapasite (MW),

P_{opt} hesaplama yılına ait pik yük (MW),

P_{ref} referans yılına ait pik yüküdür (MW).

7.2.6 İlk Kaynak Seçimi

Algoritmanın bu bölümüne kadar bilgi girişi yapılmıştır. Bu bölümden sonra hesaplamalar, kaynak dosyasındaki ilk kaynağın bilgilerinin aktif hale getirilmesi ile başlar. Hesaplamalar üzerinde kaynak sıralamasının önemi olmadığı için, kaynak dosyasına giriliş sıralaması ile tüm kaynaklar için hesaplama tekrarlanacaktır.

7.2.7 Kaynak Tipi için Güç Seçimi

Elektrik üretim sistemlerinin kullanacakları kaynaklar sınırlıdır. Linyitli ve fuel oil yakıtlı buhar türbinli termik santraller, doğalgazlı kombine çevrim santralleri ve basit gaz türbinli termik santraller ve hidroelektrik santraller kullanır. Kaynak dosyasında kaynaklar için bu santrallara ait karakteristik bilgiler girilmiştir. Santral tipleri için, diğer bir karakteristik ise; minimum ve maksimum kapasite sınırlarıdır. Uygulamada her bir santral tipi için bu sınırlar mevcuttur. Bu nedenle ilave edilecek her hangi bir santralin, kendi kapasite aralığında olması gerekmektedir. Optimizasyon modelinin karar değişkenlerinin ilki olan ilave edilecek optimum kapasitelerin bulunabilmesi amacı ile aday santrallara ait kapasiteler, minimum ile maksimum arasında belirli bir artış değeri ile elde edilir. Alternatif santral oluşturulmasını sağlayan artış değerleri, santral tipleri için ayrı ayrı belirlenir. Bu değerler kullanıcı tarafından tespit edilerek Şekil 7.22’de verilen pencereden modele girilir. Artış değerleri küçük seçildiğinde, optimum kapasitelerin belirlenmesinde kullanılacak alternatif aday santral sayısı artacak ve sonuçlara daha hassas yaklaşılabilecektir. Fakat bu durumda hesaplama süresi uzayacaktır. Modele girilen kapasite sınırları bir dosyada saklanır. Model çalıştırıldığında dosya adı verilerek bilgiler aktif hale getirilir.

KAYNAK MODUL BİLGİLERİ

KAYNAK MODUL BİLGİLERİ

FUEL-OIL HIDROLİK KOMBİNE **LİNYİT** BASİT GAZ

Minimum Modül Gücü 200 MW

Maksimum Modül Gücü 1000 MW

Modül Artış Gücü 200 MW

Santral Ömrü 30 Yıl

Dosya adı: C:\ENERMAL\DOSYA\modul-3.dat

Kaynak	Maksimum	Minimum	Artış	Ömür
LİNYİT	1000	200	200	30
DOĞALGAZ	1000	200	200	25
HIDROLİK	1000	200	200	50
FUEL-OIL	1000	200	200	30
DOĞALGAZ-BASİT	250	25	25	20

LİSTELE

KAYDET GERİDÖN

Şekil 7.22 Santral tipleri için maksimum, minimum ve kapasite artış değerlerinin giriş penceresi

Hidroelektrik santraller için kapasite sınırı yoktur. Her kaynak için verilen kapasite, tek bir değerdir ve bölümlere ayrılamaz. Bu nedenle hidroelektrik santral hesaplamaları sadece kaynak kapasitesinde yapılır.

Optimizasyon modelinde seçilen kaynağı kullanan santral tipinin minimum gücü, ilk aday santral kapasitesi olarak belirlenir. Daha sonra ilk aday santral kapasitesi, kapasite artış miktarı kadar artırılarak yeni aday santral kapasitesi elde edilir. Bu işlem maksimum kapasiteye ulaşıncaya kadar tekrarlanarak aday alternatif santraller hesaplamada kullanılır. Hesaplamanın bu noktasında ilk aday santral kapasitesi belirlenerek işlemlere devam edilir.

7.2.8 Güç için Yük Faktörü Tespiti

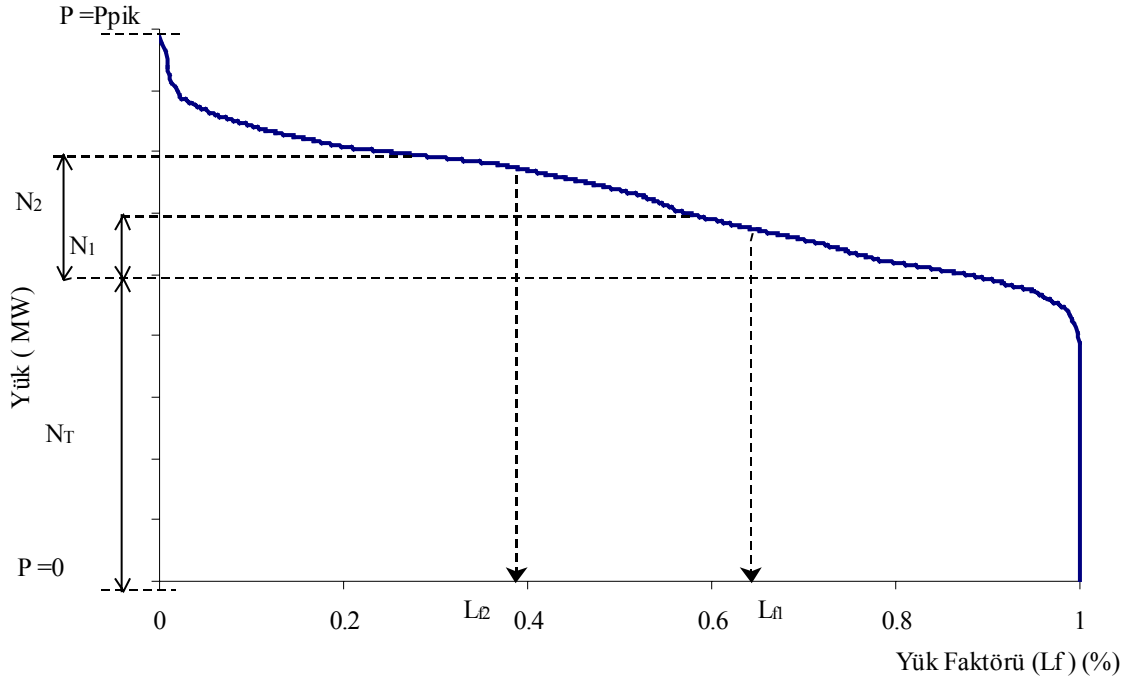
Birim elektrik üretim maliyetini, santralin yük süre eğrisindeki konumu ürettiği yıllık elektrik miktarından dolayı etkilemektedir. Bu nedenle aynı santralin yük süre eğrisinin farklı konumlarında, birim üretim maliyeti farklı olur ve diğer santraller ile karşılaştırılmasında farklı sonuçlar ortaya çıkar. Optimizasyon hesaplamaları yük faktörünün 1 olduğu yük süre eğrisinin en alt konumundan başlayarak, yük faktörünün 0 olduğu pik yüke kadar devam eder. Bir önceki bölümde aday olarak seçilen santral ve kapasitesi için yük faktörünün belirlenmesi gerekmektedir.

Yük faktörünün belirlenmesinde hesaplama yılı için oluşturulan talep dosyasındaki, talep-yük faktörü serisi kullanılır. Bu seriden hesaplamanın yapıldığı konuma göre aday santral kapasitesi için yük faktörü belirlenir. Hesaplamanın yapıldığı konuma kadar kurulan toplam güç değerine (N_T), aday santralin kapasitesinin (N_A) yarısı ilave edilerek bulunan güç değeri (N_Y) için, talep - yük faktörü serisinden yük faktörü tespit edilir.

$$N_Y = N_T + \frac{N_A}{2} \quad (7.9)$$

Şekil 7.23'de aday santral için yük faktörünün tespiti gösterilmiştir. Burada dikkat edilmesi gereken husus; aynı konumda çalışacak farklı güçlerdeki santrallerin yük faktörlerinin, yük süre eğrisinin şekline bağlı olarak farklı değerlerde olduğudur. Şekilden de görüleceği gibi

kapasitenin artması ($N_1 < N_2$) ile beraber yük faktörü küçülecektir ($L_{f1} > L_{f2}$). Bu durum, aynı konumda çalışan santrallerin birim üretim maliyetlerini etkilediğinden, optimum sonuçları da etkilemektedir.



Şekil 7.23 Aday santral için yük faktörünün belirlenmesi

7.2.9 Rezerv Kontrolü

Optimizasyon modelinde bu noktaya kadar yakıt tipi belirlendi, yakıtı kullanan santral tipine göre güç seçildi ve çalışma konumuna göre yük faktörü tespit edildi. Fakat seçilen kaynağın, santralin tüketimini karşılayıp karşılamayacağı kontrol edilmedi. Alternatif santral tiplerini belirleyen temel faktör, kaynağın varlığı ve rezerv miktarıdır. Kaynağın varlığı kurulabilecek santral tiplerini belirlerken, rezerv miktarı, kurulabilecek santral kapasitesinin üst sınırını belirler. Ulusal elektrik üretim sistemlerinde alternatifler belirlenirken; yerli ve ithal kaynaklar kullanılır. Yerli kaynak rezervleri ve ithal kaynak imkanları, elektrik üretim sistemlerinin planlanmasında hem alternatif santral tiplerinin belirlenmesi; hem de kurulabilecek santral kapasiteleri için en önemli kısıtları oluşturmaktadır. Bu nedenle: seçilen

kapasite, yük faktörü ve diğer etki eden faktörler kullanılarak Denklem 7.10 ve Denklem 7.11 yardımı ve sırası ile yıllık yakıt tüketimi ve ömür boyu yakıt tüketimi hesaplanır. Linyit tüketen santrallarda ömür boyu yakıt tüketiminin (ÖBYT), kaynak kullanılabilir rezerv miktarından (R) ve doğalgaz tüketen santrallarda, yıllık yakıt tüketiminin (YYT), yıllık üretim miktarından (R_ü) küçük yada eşit olması gereklidir. Aksi takdirde kaynak yetersizliğinden dolayı seçilen kapasitedeki santralin belirlenen yük faktörü ile çalışması mümkün değildir. Bu nedenle algoritma tarafından Denklem 7.11 ve 7.12 kullanılarak kaynağın yeterli olup olmadığı sorgulanır.

$$YYT = \frac{8760.3600.N.K_f.L_f}{H_u \times \eta_t} \quad (7.10)$$

$$\text{ÖBYT} = YYT.n \quad (7.11)$$

$$YYT \leq R_{\text{ü}} \quad (7.12)$$

$$\text{ÖBYT} \leq R \quad (7.13)$$

Burada:

YYT Yıllık Yakıt Tüketimi (kg/Yıl, m³/Yıl),

ÖBYT Ömür Boyu Yakıt Tüketimi (kg/ Ömür. m³/Ömür),

R_ü yıllık üretim miktarı (kg/Yıl ,m³/Yıl),

R kaynak kullanılabilir rezervdir (kg, m³).

Karşılaştırma sonucunda eşitsizlik sağlanıyorsa cevap evettir ve aday santralin kurulması mümkündür. Bu durumda algoritmada bir sonraki basamak olan birim elektrik üretim maliyetinin hesaplamasına geçilir. Kaynak rezerv algoritması Şekil 7.13' de verilmiştir.

Kullanılabilir rezerv miktarı, yada yıllık üretim miktarı, santralin tükettiği miktardan az ise; aday santral, alternatif santrallar arasından çıkartılarak hesaplamalara dahil edilmez. Fakat bu

aday santralin daha küçük yük faktörlerinde, yakıt tüketim miktarı azalacağından, daha sonraki hesaplama basamaklarında tekrar adaylar arasına alınarak, rezerv kontrolü yapılır. Karşılaştırmanın hayır olması sonucunda, algoritmanın diğer bir karşılaştırma basamağına gidilir. Bu karşılaştırma, seçilen kaynağın kaynak dosyasındaki son kaynak olup olmadığıdır.

7.2.10 Birim Üretim Maliyeti Hesaplaması

Kaynak rezerv kontrolü yapıldıktan sonra, yeterli kaynağı bulunan aday santraller için birim elektrik üretim maliyeti, kaynak dosyasındaki bilgiler, seçilen kapasite ve belirlenen yük faktörü kullanılarak hesaplanır. Hesaplamaların başlangıç noktası yatırım masraflarının bulunmasıdır. Oluşturulan optimizasyon modelinin en önemli avantajı kapasite-yatırım masraflarını dikkate almasıdır. Santral tipleri için spesifik yatırım masrafı (C_s) Denklem 4.8 kullanılarak hesaplanır. Bu hesaplamanın yapılabilmesi için, santral tipi için referans tesis kapasitesi (N_0), referans tesis spesifik yatırım masrafı (C_{s0}) ve kapasite-maliyet üssü (α) bilgilerinin girilmesi gereklidir. Şekil 7.24’ de verilen pencere yardımı ile bu bilgiler girilerek aktif hale getirilir. Ayrıca zaman içinde bilgilerin güncellenmesi gerekeceğinden, bu bilgilerde değişiklik yapmak da mümkündür.

Şekil 7.24 Kapasite- maliyet hesaplama bilgileri giriş penceresi

Model tarafından kapasite-maliyet bilgileri kullanılarak, aday santralin kapasitesi için spesifik yatırım masrafı (C_s) ve direkt yatırım maliyeti (I_d) hesaplanır (Denklem 7.14). Kaynak dosyasındaki harcama dağılımı, inşaat eskalasyon ve faiz bilgileri kullanılarak lineer azalan sermaye maliyeti bulunur (Denklem 4.14). Bir değere getirilmiş birim enerji sermaye maliyetinin (g_k) bulunması amacı ile, santralin işletmeye başladığı yıl ile ekonomik ömrü sonuna kadar ($t=1.....n$) olan aralıkta hesaplama döngüsü oluşturulmuştur (Denklem 4.15).

$$I_d = C_s \cdot N \quad (7.14)$$

Bir değere getirilmiş birim enerji yakıt maliyetinin hesaplanması için, kaynak bilgisindeki yakıt ve ekonomi bilgileri kullanılır. Denklem 4.17 kullanılarak özgül yakıt tüketimi (b_e), Denklem 4.18 ile birim enerji yakıt maliyeti ve Denklem 4.20 kullanılarak bir değere getirilmiş birim enerji yakıt maliyeti (g_f) hesaplanır. Bu denklemden eğer yakıt eskalasyonu yoksa $e_y=0$ için hesaplama yapılır.

Bir değere getirilmiş birim enerji işletme ve bakım maliyetinin hesaplanmasında, kaynak dosyasındaki işletme ve bakım bilgileri kullanılır. Denklem 4.24 kullanılarak, bir değere getirilmiş birim enerji işletme ve bakım maliyeti (g_m) bulunur.

Bir değere getirilmiş birim enerji sermaye, yakıt, işletme ve bakım maliyetleri toplanarak aday santralin bir değere getirilmiş birim elektrik üretim maliyeti (g) hesaplanır. Bulunan bu değer ile beraber, aday santrale ait ad, bölge, yatırım bilgileri, yakıt bilgileri, işletme ve bakım bilgileri, yük faktörü, yıllık elektrik üretim miktarı ve ekonomik bilgiler bir seçim dosyasında saklanır.

Ayrıca herhangi bir santralin bilgileri girilerek birim elektrik üretim maliyeti hesaplanmak istenirse, model içindeki Şekil 7.25’ de verilen pencere kullanılır. Bu pencerenin bilgi giriş bölümündeki bilgiler girildikten sonra, hesaplama yöntemi (sabit sermaye yada lineer azalan sermaye maliyeti) seçilerek, birim üretim maliyeti hesaplatılabilir. Aynı pencere içinde bulunan ve Şekil 7.26’da verilen tabloda, maliyet bölümlerinin yük faktörü ile değişimleri görülür.

ENERJİ MALİYETİ HESAPLARI - [DOĞALGAZ YAKITLI KOMBİNE ÇEVİRİMLİ TERMİK SANTRAL HESAPLAMALARI]

Form Kapat Hesaplama Grafik Santral Pencere Ayar Es Maliyet Optimizasyon

komur D.Gaz Fuel-oil Hidrolik

ÖDEME SAYISI 4

SANTRAL GÜCÜ 600 MWe

ESKALASYON ORANI 0.06 %

FAİZ ORANI 0.08 %

ISKONTA ORANI 0.1 %

SANTRAL OMRU 25 Yıl

İNSAAT SÜRESİ 4 Yıl

YÜK FAKTORU 0.75 %

YAKIT ALT ISIL DEĞERİ 38330 kJ/m³

YAKIT FİYATI 95 \$/1000 m³

YAKIT ESKALASYONU 0.021 %

TERMİK VERİM 0.47 %

M&O BİRİM MALİYETİ 26 \$/kW-yıl

M&O ESKALASYONU 0 %

STANDARTLARI GİR HESAPLA İZMİZLE KAYDET GERİDÖN

HARCAMA DAĞILIMI

1.ÖDEME	0.11
2.ÖDEME	0.19
3.ÖDEME	0.45
4.ÖDEME	0.25
5.ÖDEME	
6.ÖDEME	
7.ÖDEME	
8.ÖDEME	
9.ÖDEME	
10.ÖDEME	

HESAPLAMA SEÇENEKLERİ

☐ Lineer azalan sermaye maliyetine göre

☐ Sabit sermaye maliyetine göre

☒ Lineer azalan sermaye maliyetine göre yük faktörü ile değişim

☐ Sabit sermaye maliyetine göre yük faktörü ile değişim

DİREKT İNŞAAT BEDELİ 396

TOPLAM İNŞAAT BEDELİ 551.854

LINEER AZALAN SERMAYE

SABİT SERMAYE

-Lineer Azalan Sermaye Maliyetine Göre Yük Faktörü İle Değişim

Yük Faktörü	Sermaye	Yakıt	Bakım	TOPLAM
0.05	201.873	22.835	59.361	284.069
0.1	100.936	22.835	29.680	153.452
0.15	67.291	22.835	19.787	109.913
0.2	50.468	22.835	14.840	88.144
0.25	40.375	22.835	11.872	75.082
0.3	33.645	22.835	9.893	66.374
0.35	28.839	22.835	8.480	60.155
0.4	25.234	22.835	7.420	55.490
0.45	22.430	22.835	6.596	51.861
0.5	20.187	22.835	5.936	48.959
0.55	18.352	22.835	5.396	46.584
0.6	16.823	22.835	4.947	44.605
0.65	15.529	22.835	4.566	42.930
0.7	14.419	22.835	4.240	41.495
0.75	13.458	22.835	3.957	40.251
0.8	12.617	22.835	3.710	39.163
0.85	11.875	22.835	3.492	38.202
0.9	11.215	22.835	3.298	37.348
0.95	10.625	22.835	3.124	36.585
1	10.094	22.835	2.968	35.897

Şekil 7.25 Tek bir santralin bir değere getirilmiş birim elektrik üretim maliyetinin hesaplama penceresi

Yük Faktörü	Sermaye	Yakıt	Bakım	TOPLAM
0.05	201.873	22.835	59.361	284.069
0.1	100.936	22.835	29.680	153.452
0.15	67.291	22.835	19.787	109.913
0.2	50.468	22.835	14.840	88.144
0.25	40.375	22.835	11.872	75.082
0.3	33.645	22.835	9.893	66.374
0.35	28.839	22.835	8.480	60.155
0.4	25.234	22.835	7.420	55.490
0.45	22.430	22.835	6.596	51.861
0.5	20.187	22.835	5.936	48.959
0.55	18.352	22.835	5.396	46.584
0.6	16.823	22.835	4.947	44.605
0.65	15.529	22.835	4.566	42.930
0.7	14.419	22.835	4.240	41.495
0.75	13.458	22.835	3.957	40.251
0.8	12.617	22.835	3.710	39.163
0.85	11.875	22.835	3.492	38.202
0.9	11.215	22.835	3.298	37.348
0.95	10.625	22.835	3.124	36.585
1	10.094	22.835	2.968	35.897

Şekil 7.26 Birim üretim maliyetinin yük faktörü ile değişim tablosu

7.2.11 Güç Kontrolü

Aday santral için birim elektrik üretim maliyeti, hesaplanarak işlem tamamlanmıştır. Algoritma ile yeni bir aday santralin tespit edilip, hesaplamaların tekrarlanması sağlanır. Bu amaçla, öncelikle seçilen kaynağı kullanan tüm aday santralların birim üretim maliyetlerinin hesaplanması uygun olacaktır. Kaynağı kullanan yeni aday santrallar, minimum kapasite ile maksimum kapasite arasında, kapasite artış değeri ile belirlenir. Aynı kaynağı kullanan farklı kapasitedeki aday santralin kapasite değeri, santral tipi için girilen maksimum kapasiteye ulaştığında, seçilen yakıt için alternatif santrallar son bulur. Algoritmada bu noktada son güç karşılaştırması yapılır. Eğer seçilen aday santralin kapasitesi (N_A) maksimum kapasiteye eşit değilse, Kaynak Tipi İçin Güç Seçimi bölümüne gidilerek güç kontrolüne kadar yapılan işlemler tekrar edilir. Bu işlem tekrarlama, aday santral kapasitesi maksimum kapasiteye ulaşıncaya son bulur. Bu durumda son güç karşılaştırması evet değerini alır. Bundan sonra kaynak karşılaştırması bölümüne geçilir.

7.2.12 Kaynak Karşılaştırması

Kaynak dosyasında, bir ülke yada bölge için girilen tüm yakıtları kullanan alternatif santrallar hesaplamaya dahil edilerek karşılaştırılmalıdır. Bu nedenle ilk kaynak ile son kaynak arasında alternatif santrallar belirlenerek, bu noktaya kadar yapılan işlemler tekrar edilir. Kaynakların tümüne ait işlemlerin yapılıp yapılmadığı, son kaynak karşılaştırması ile kontrol edilir. Karşılaştırma için, modelin çalıştırılıp kaynak dosyası aktif hale getirildiğinde, kaynak dosyasında kayıtlı olan kaynakların sayısı bir parametreye atanır. Her kaynak değişikliğinden sonra bu parametrenin değeri bir azaltılır. Parametre 0 değerini alması, kaynak dosyasındaki tüm kaynakların kullanıldığı anlamına gelir. Kontrol parametresi 0 dan farklı değerlerinde, kaynak dosyasındaki bir sonraki kaynak seçilerek Kaynak Tipi İçin Güç Seçimi ile Güç Kontrolü bölümleri arasındaki işlemler tekrarlanır. Kontrol parametresi 0 değerini aldığı anda karşılaştırmanın cevabı evet olur ve en düşük maliyetli sistem seçimi bölümüne geçilir.

7.2.13 En düşük birim üretim maliyetli santral seçimi

Bu noktaya kadar, yük süre eğrisinde aynı konumda çalışacak tüm alternatif santralların, birim üretim maliyetleri hesaplanarak, seçim dosyasına kaydedildi. Alternatif santral sayısı, ülke yada bölgedeki kaynak sayısı ve kaynağı tüketen santral tipinin yapılabileceği maksimum kapasite, minimum kapasite ve kullanıcının seçeceği kapasite, artış değerine bağlıdır. Optimizasyon modelinin amaç fonksiyonu en düşük birim elektrik üretim maliyetli sistemi belirlemek olduğundan, seçim dosyasındaki santralların içinden en düşük birim üretim maliyetine sahip olan santral, üretim maliyetleri küçükten büyüğe doğru sıralanarak tespit edilir. Seçilen santrale ait bilgiler sonuç dosyasına yazılır. Böylece belirli bir yük faktöründe yıl boyu çalışacak ve en düşük maliyetle üretim yapacak santral, model tarafından belirlenmiş olur. Seçim dosyası içindeki tüm bilgiler silinerek, dosyanın içi boşaltılır. Seçilen santralin kaynak tüketim miktarı, kaynak dosyasında kaynağın kullanılabilir rezerv miktarından çıkartılır. Bu sayede aynı kaynağın sadece kalan kısmını tüketebilecek santrallar, bir sonraki yük konumu için alternatif santral oluşturulmasında kullanılır.

7.2.14 Seçilen Santralin Kontrolü

Elektrik üretim sistemi, mevcut santrallar ve yeni ilave edilecek santralların toplamından oluşacaktır. İlave edilecek toplam santral kapasitesi (ΔP), modelin başlangıcında tespit edilmiştir ve değeri sabittir. Bu nedenle seçilen santralin; mevcut santral mi yoksa yeni ilave edilen santral mi olduğu belirlenmelidir. Bu karşılaştırmada santral ismi kullanılarak, referans yılı santralları ile karşılaştırma yapılır. Seçilen santral, referans yılı santralları içinde var ise karşılaştırma cevabı evet olur ve Toplam Güç Karşılaştırması bölümüne geçilir. Ayrıca seçilen mevcut santral, referans yılı santralları dosyasından çıkartılır. Eğer kontrol sonucunda referans yılı santralları içinde seçilen santral bulunamazsa; karşılaştırma cevabı hayır olur ve Yeni Kurulan Kapasite Toplamı bölümüne gidilir.

7.2.15 Toplam Güç Karşılaştırılması

Bu bölümde modelin çalışmasının sonuna ulaşıp ulaşılmadığı kontrol edilir. Yeni seçilen santral kapasitesi ile sonuç dosyasında bulunan önceki santralların kapasiteleri toplanır ve

toplam kapasite (N_T) elde edilir. Eğer toplam kapasite, hesaplama yılı için modelin başlangıcında girilen pik yük (P_{opt}) değerine eşit ise ($N_T=P_{opt}$), karşılaştırma cevabı evet olur ve model, çalışmasını sonuç dosyasındaki santralları bir tablo halinde vererek bitirir. Fakat toplam kapasite hesaplama yılı, pik yük değerinden küçükse model çalışmaya devam eder. Bu noktadan geriye dönülerek, hesaplamaların yük süre eğrisinin bir üst konumu için yenilenmesi ve en düşük maliyetli sistemin seçilmesi işlemlerinin tekrarlanması gereklidir. Bu amaçla algoritmanın İlk Kaynak Seçimi bölümüne gidilerek kaynak dosyasındaki ilk kaynak ile hesaplamalar tekrarlanır.

7.2.16 Yeni İlave Edilecek Güç Toplamı ve İlave Güç Karşılaştırması

Seçilen Santral Karşılaştırması bölümünde, karşılaştırma sonucunda santralin ilave edilen yeni bir santral olduğu sonucuna ulaşırsa, bu bölüme gelinir. Yeni ilave edilen santral, kapasite toplamının hesaplama yılı ile referans yılı pik yük farkı olan toplam ilave kapasite (ΔP) değerine eşit olması gerekmektedir. Bu nedenle seçilen santral, yeni ilave santral ise; kapasitesi daha önce seçilmiş olan ilave santral kapasiteleri ile toplanarak toplam ilave kapasite (ΔP) ile karşılaştırılması yapılır. Karşılaştırma sonucunda bu iki değer eşit olmaması durumunda, cevap hayır olur ve Toplam Güç Karşılaştırması bölümüne gidilerek işlemler tekrarlanır. Fakat karşılaştırma ile eşitliğin ($\sum N_y = \Delta P$) sağlandığı görülürse; bu ilave edilecek santralların kapasitesinin dolduğu ve artık ilave kapasite yapılamayacağı anlamına gelir. Bu nedenle yük süre eğrisinin bu konumundan sonra, sadece mevcut santralların sıralanması gerekecektir ve yeni ilave santral yapılmayacaktır.

7.2.17 Referans Yılı Santrallarından İlkinin Seçimi

İlave edilecek santral kapasitesi tamamlandığından, hesaplamalara mevcut santrallardan kalanların yük süre eğrisine en düşük üretim maliyet sıralaması hesaplarıyla devam edilecektir. Bu amaçla referans yılı santrallarından, ilk sırada olanı seçilerek işlemlere devam edilir. Referans yılı dosyasında, seçilen santralle ilgili olarak ad, bölge, kapasite, kaynak bilgileri, yatırım bilgileri ve işletme bakım bilgileri mevcuttur. Bu bilgiler kullanılarak hesaplamalar yapılır.

7.2.18 Santral için Yeni Yük Faktörü Hesabı

Hesaplama basamakları, yük faktörünün 1 - 0 değeri arasında devam ettiğinden mevcut santralin kapasite değerine göre hesaplamanın bulunduğu konum için, talep değerlerinden yük faktörü bulunur. Yük faktörü santralin referans yılında çalıştığı değerden farklı olacaktır. Yük faktörünün değeri, Güç için Yük Faktörü Tespiti bölümündeki yöntemle belirlenir.

7.2.19 Mevcut Santralin Birim Üretim Maliyeti Hesaplaması

Mevcut santralin yük faktörü belirlendikten sonra, diğer bilgiler kullanılarak birim elektrik üretim maliyeti, Birim Üretim Maliyeti Hesabı bölümündeki sıralama ve denklemler ile hesaplanır. Hesaplanan birim elektrik üretim değerleri ve diğer bilgiler seçim dosyasına kaydedilir.

7.2.20 Santral Karşılaştırması, Bir Sonraki Santral Seçimi

Hesaplama basamağının bulunduğu yük konumu için, referans yılı dosyasında kalan tüm santrallerin birim üretim maliyetlerinin hesaplanması, en düşük üretim maliyetli santralin seçimi için gereklidir. Bu nedenle; referans yılı dosyasındaki santral sayısı tespit edilir ve her santral hesaplaması sonucu değeri bir eksiltir. Son santral için hesaplama yapıldığında değer sıfır olacağından; son santral kontrolü, bu değer ile yapılır. Bu değer sıfırdan farklı ise referans yılı dosyasındaki bir sonraki santral için, Yeni Yük Faktörü Hesabı ve Mevcut Santralin Birim Üretim Maliyeti Hesaplaması bölümlerindeki işlemler tekrarlanır. Fakat değer sıfır ise En Düşük Birim Üretim Maliyetli Santral Seçimi bölümüne gidilerek seçim dosyasındaki en düşük birim elektrik üretim maliyetli santral seçilir. Seçilen santrale ait değerler sonuç dosyasına yazılır ve santral referans yılı dosyasından çıkartılır.

7.2.21 II. Toplam Güç Karşılaştırması

Modelin çalışmasının son bulması, tüm yük konumları için seçilmiş olan sonuç dosyasındaki santrallerin kapasitelerinin toplamının, hesaplama yılı pik değerine eşitliği ile sağlanır. Bu karşılaştırma yapıldığında, eşitlik sağlanmamış ise, algoritma Referans Yılı Santrallerinden İlkini Seçimi bölümüne giderek işlemleri tekrarlar. Eğer eşitlik sağlanmış ise optimizasyon

hesaplanmaları tamamlanmıştır.

7.2.22 Sonuçların Görüntülenmesi

Optimizasyon modelinin çalıştırılması, gerekli bilgi ve dosyaların yüklenmesi ve sonuçların görüntülenmesi için Şekil 7.27’de gösterilen pencere kullanılır. Optimizasyon hesap penceresi 4 bölümden oluşmaktadır. Birinci bölüm, Şekil 7.28’ de verilen optimizasyon modelinin girdilerinin bulunduğu dosyaların tanımlandığı ve yüklendiği gruptur. Bu bölümde optimizasyonun uygulanacağı bölge, hesaplama yılı dosyası, referans yılı dosyası, kaynak dosyası, santral tipleri için kapasitelerin tanımlandığı modül dosyası ve hesaplama yılına ait talep dosyası sırası ile girilir.

Iterasyon	Yakıt Adı	Yakıt Cinsi	Güç	Yük Faktörü	Maliyet
2	MUGLA-TURGUT	Kömür	200	1.000	66.01
2	MUGLA-TURGUT	Kömür	400	1.000	56.10
2	MUGLA-TURGUT	Kömür	600	1.000	51.33
2	SOMA-DENİS	Kömür	200	1.000	68.73
2	SOMA-DENİS	Kömür	400	1.000	58.82
2	SOMA-DENİS	Kömür	600	1.000	54.05
2	MUGLA-BAYIR	Kömür	200	1.000	65.56
2	MUGLA-BAYIR	Kömür	400	1.000	55.66
2	MUGLA-BAYIR	Kömür	600	1.000	50.88
2	YATAGAN-ESKİ	Kömür	200	1.000	69.11
2	YATAGAN-ESKİ	Kömür	400	1.000	59.20
2	MİLAS-KARACA	Kömür	200	1.000	67.97
2	MİLAS-KARACA	Kömür	400	1.000	58.06
2	MİLAS-HUSAML	Kömür	200	1.000	73.42
2	MİLAS-HUSAML	Kömür	400	1.000	63.52
2	MİLAS-SEKKÖY	Kömür	200	1.000	71.64
2	MİLAS-SEKKÖY	Kömür	400	1.000	61.74
2	SOMA-MUMYATE	Kömür	200	1.000	64.45
2	ELBİSTAN	Kömür	200	1.000	76.86

Iterasyon	Yakıt Adı	Yakıt Cinsi	Güç	Yük Faktörü	Maliyet
1	ATATÜRK	Hidrolik	2400	1.000	22.70
2	KARAKAYA	Hidrolik	1800	1.000	23.95
3	KEBAN	Hidrolik	1330	1.000	26.39
4	İLİSU	Hidrolik	1200	1.000	39.75
5	BOLU-MENGEN	Kömür	800	1.000	42.16
6	SOMA-İSKİLER	Kömür	800	1.000	44.79
7	KUTAHYA-SEYİ	Kömür	1000	1.000	45.38
8	BEYPAZARI	Kömür	1000	1.000	46.87
9	BEYPAZARI	Kömür	1000	1.000	46.87
10	SOMA-EYNEZ	Kömür	1000	1.000	47.02
11	Dogalgaz	Dogalgaz	1000	1.000	49.08
12	Dogalgaz	Dogalgaz	1000	1.000	49.08
13	Dogalgaz	Dogalgaz	1000	0.989	49.25
14	MUGLA-TURGUT	Kömür	800	0.959	49.82
15	Dogalgaz	Dogalgaz	1000	0.879	51.20

Şekil 7.27 Optimizasyon hesaplamaları penceresi

Tüm bilgiler girildikten sonra, hesaplamaların başlaması için Hesapla tuşuna basılır ve modelin algoritması çalıştırılır. Her hesaplama basamağında kaynaklarda oluşturulan alternatifler için yapılan hesaplama sonuçları Şekil 7.29’da verilen tabloya yazılarak listelenir.

Optimizasyon penceresinde ikinci bölümü oluşturan bu tabloda; hesaplama basamağı

Bölge Adı : **TÜRKİYE**

Bölge Bilgileri Seçimi

Dosya Adı : C:\ENERMAL\DOSYA\bolge\1998

Pik Yük (MW) 18003 **DOSYA SEÇ**

Referans Yıl Bilgileri

Dosya Adı : C:\ENERMAL\DOSYA\sonuclar\199

Pik Yük (MW) 17056.8 **DOSYA SEC**

Kaynak Bilgileri Seçimi

Dosya Adı : C:\ENERMAL\DOSYA\kaynak\kay

DOSYA SEÇ **KAYNAKLARI GÖR**

Modül Bilgileri Seçimi

Dosya adı : C:\ENERMAL\DOSYA\modul-3.dat

DOSYA SEÇ **MODÜLLERİ GÖR**

Talep Bilgileri Seçimi

Dosya Adı : C:\ENERMAL\DOSYA\load_duration

DOSYA SEÇ **TALEPLERİ GÖR**

HESAPLA **SONUÇ DOSYASINI KAYDET**

Şekil 7.28 Optimizasyon hesaplamaları için bilgi girişi bölümü

İterasyon	Yakıt Adı	Yakıt Cinsi	Güç	Yük Faktörü	Maliyet
2	MUGLA-TURGUT	Kömür	200	1.000	66.01
2	MUGLA-TURGUT	Kömür	400	1.000	56.10
2	MUGLA-TURGUT	Kömür	600	1.000	51.33
2	SOMA-DENIS	Kömür	200	1.000	68.73
2	SOMA-DENIS	Kömür	400	1.000	58.82
2	SOMA-DENIS	Kömür	600	1.000	54.05
2	MUGLA-BAYIR	Kömür	200	1.000	65.56
2	MUGLA-BAYIR	Kömür	400	1.000	55.66
2	MUGLA-BAYIR	Kömür	600	1.000	50.88
2	YATAGAN-ESKI	Kömür	200	1.000	69.11
2	YATAGAN-ESKI	Kömür	400	1.000	59.20
2	MILAS-KARACA	Kömür	200	1.000	67.97
2	MILAS-KARACA	Kömür	400	1.000	58.06
2	MILAS-HUSAML	Kömür	200	1.000	73.42
2	MILAS-HUSAML	Kömür	400	1.000	63.52
2	MILAS-SEKKOY	Kömür	200	1.000	71.64
2	MILAS-SEKKOY	Kömür	400	1.000	61.74
2	SOMA-MUMYATE	Kömür	200	1.000	64.45
2	ELBISTAN	Kömür	200	1.000	76.86

Şekil 7.29 Tüm alternatiflerin bilgilerinin gösterildiği tablo

numarası (iterasyon), yakıt adı, yakıt cinsi, güç, yük faktörü ve birim elektrik üretim maliyeti bilgileri listelenmiştir. Hesaplamaların tamamlanması ile elde edilen en düşük üretim maliyetli santraller, yük süre eğrisindeki konum sıralamasına göre Şekil 7.30'da verilen tabloda gösterilir. Optimizasyon penceresinin üçüncü bölümünü oluşturan sonuçlar tablosunda; yük sırası, santral adı, yakıt cinsi, güç, yük faktörü ve birim elektrik üretim maliyetleri listelenir. Optimizasyon modelinin amaç fonksiyonu olan en düşük ortalama birim üretim maliyeti sonucu, optimizasyon penceresinin dördüncü bölümünde verilir. Şekil 7.31'de gösterilen bilgi bölümünde, ayrıca kurulu güç toplamı ve hesaplama yılındaki yıllık elektrik üretim miktarı da verilir.

İterasyon	Yakıt Adı	Yakıt Cinsi	Güç	Yük Faktörü	Maliyet
1	ATATÜRK	Hidrolik	2400	1.000	22.70
2	KARAKAYA	Hidrolik	1800	1.000	23.95
3	KEBAN	Hidrolik	1330	1.000	26.39
4	ILISU	Hidrolik	1200	1.000	39.75
5	BOLU-MENGEN	Kömür	800	1.000	42.16
6	SOMA-ISIKLAR	Kömür	800	1.000	44.79
7	KUTAHYA-SEYİ	Kömür	1000	1.000	45.38
8	BEYPAZARI	Kömür	1000	1.000	46.87
9	BEYPAZARI	Kömür	1000	1.000	46.87
10	SOMA-EYNEZ	Kömür	1000	1.000	47.02
11	Dogalgaz	Dogalgaz	1000	1.000	49.08
12	Dogalgaz	Dogalgaz	1000	1.000	49.08
13	Dogalgaz	Dogalgaz	1000	0.989	49.25
14	MUGLA-TURGUT	Kömür	800	0.959	49.82
15	Dogalgaz	Dogalgaz	1000	0.879	51.20

Şekil 7.30 Optimizasyon sonuçlarının gösterildiği tablo

BİLGİ	
Kurulu Güç	18075.55
Enerji Üretimi	110924868
Ortalama Fiyat	51.958892840867

Şekil 7.31 Sonuç bilgileri

Optimizasyon modelinin hesaplamış olduğu, hesaplama yılına ait mevcut santrallerin yük sıralaması ve ilave santrallerin kapasite, bölge, yük faktörü ve tüm santrallerin birim üretim

maliyetleri ve yıllık elektrik üretim miktarları Şekil 7.32’ de verilen sonuç listeleme penceresinden görülebilir. Bu pencerede bulunan sorgular yardımı ile, sadece belirli bir kaynak tipi ve bölge için olan santrallerin listeleme yapma mümkündür. Pencerede listelenen bilgiler, başka bilgisayar programlarına taşınarak işlem yapılması da sağlanmıştır.

ENERJİ MALİYETİ HESAPLARI - [LİSTELEME]

Form Kapat Hesaplama Grafik Santral Pencere Ayar Es Maliyet Optimizasyon

komur D.Gaz Fuel-oil Hidrolik

Sıra No	Santral Adı	Yakıt Cinsi	Bölge Adı	Kurulu Güç	Aktif Güç	Kullanma Oranı	Yük Faktörü	Maliyet	Enerji	Durumu
1	ATATÜRK	Hidrolik	G.D. ANADOLU	2400	1008	0.42	1.000	22.70	8830080	ESKİ
2	KARAKAYA	Hidrolik	G.D. ANADOLU	1800	846	0.47	1.000	23.95	7410960	ESKİ
3	KEBAN	Hidrolik	DOĞU ANADOLU	1330	678.3	0.51	1.000	26.39	5941908	ESKİ
4	ILISU	Hidrolik	G.D. ANADOLU	1200	432	0.36	1.000	39.75	3784320	ESKİ
5	BOLU-MENGEN	Kömür	BATİ KARADENİZ	800	560	0.70	1.000	42.16	4905600	ESKİ
6	SOMA-İSİKILAR	Kömür	EGE	800	560	0.70	1.000	44.79	4905600	ESKİ
7	KUTAHYA-SEYİ	Kömür	EGE	1000	700	0.70	1.000	45.38	6132000	ESKİ
8	BEYPAZARI	Kömür	DOĞU AKDENİZ	1000	700	0.70	1.000	46.87	6132000	ESKİ
9	BEYPAZARI	Kömür	DOĞU AKDENİZ	1000	700	0.70	1.000	46.87	6132000	ESKİ
10	SOMA-EYNEZ	Kömür	EGE	1000	700	0.70	1.000	47.02	6132000	ESKİ
11	Dogalgaz	Dogalgaz	TÜRKİYE	1000	750	0.75	1.000	49.08	6570000	ESKİ
12	Dogalgaz	Dogalgaz	TÜRKİYE	1000	750	0.75	1.000	49.08	6570000	ESKİ
13	Dogalgaz	Dogalgaz	TÜRKİYE	1000	750	0.75	0.989	49.25	6498000	ESKİ
14	MUGLA-TURGUT	Kömür	EGE	800	560	0.70	0.959	49.82	4704000	ESKİ
15	Dogalgaz	Dogalgaz	TÜRKİYE	1000	750	0.75	0.879	51.20	5778000	ESKİ
16	Dogalgaz	Dogalgaz	TÜRKİYE	1000	750	0.75	0.753	54.15	4950000	ESKİ
17	Dogalgaz	Dogalgaz	TÜRKİYE	1000	750	0.75	0.649	57.45	4266000	YENİ
18	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TÜRKİYE	250	175	0.70	0.597	60.03	915600	ESKİ
19	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TÜRKİYE	250	175	0.70	0.573	60.46	877800	ESKİ
20	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TÜRKİYE	250	175	0.70	0.556	60.77	852600	ESKİ
21	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TÜRKİYE	250	175	0.70	0.542	61.04	831600	ESKİ
22	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TÜRKİYE	250	175	0.70	0.529	61.32	810600	ESKİ
23	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TÜRKİYE	250	175	0.70	0.510	61.75	781200	ESKİ
24	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TÜRKİYE	250	175	0.70	0.485	62.34	743400	ESKİ
25	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TÜRKİYE	250	175	0.70	0.460	62.99	705600	ESKİ
26	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TÜRKİYE	250	175	0.70	0.433	63.81	663600	ESKİ
27	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TÜRKİYE	250	175	0.70	0.403	64.84	617400	ESKİ
28	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TÜRKİYE	250	175	0.70	0.375	65.91	575400	ESKİ
29	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TÜRKİYE	225	157.5	0.70	0.340	67.73	468720	ESKİ
30	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TÜRKİYE	225	157.5	0.70	0.293	70.54	404460	ESKİ
31	Dogalgaz-bas	Dogalgaz-b	TÜRKİYE	150	105	0.70	0.258	74.24	236880	ESKİ

LİSTELEME SEÇENEKLERİ

☒ Tümünü ☐ Kaynak Tipine Göre ☐ Bölgeye Göre

Dosya adı: C:\ENERJİ\MALİYET\sonuclar\1998_basi

DOSYA SEÇ LİSTELE İZMİZLE

Şekil 7.32 Sonuç listeleme penceresi

7.3 Sonuçların Değerlendirmesi

En düşük ortalama birim elektrik üretim maliyetli ulusal yada bölgesel elektrik üretim sisteminin bulunması için, algoritma ve bu algoritmayı kullanan program oluşturuldu. Sonuçta; ülke yada bölge kaynakları, santrallara ait teknik ve termik bilgiler, ekonomik bilgiler ve tahmini talep bilgileri girilerek, algoritma tarafından amaç fonksiyonuna uygun

santral listesi ve sıralaması elde edilir. Mevcut santraller için hesaplamanın yapıldığı yıl içindeki yük sıralaması, birim üretim maliyetleri ve yıllık elektrik üretim miktarı verilir. Ayrıca, üretim planlaması için gerekli olan bu bilgilerle santralin yıllık yakıt tüketimi hesaplanarak, santrallara ait diğer yakıt üretim planlamaları yapılabilir.

Model tarafından bulunan diğer sonuçlar da, elektrik üretim sisteminin talep ve pik yük artışından dolayı büyütülmesi için, yapılması zorunlu olan ilave santrallara aittir. İlave santraller için bulunan sonuçlar;

- santral tipi,
- santral kapasitesi,
- kurulduğu bölge,
- işletmeye girdiği yıl,
- yükleme sıralaması,
- birim elektrik üretim maliyeti ,
- yıllık elektrik üretim değeri olur.

Kaynak tiplerini kullanabilecek olan üretim teknolojileri belirlidir. Bu sayede santral tipi kaynak bilgisi kullanılarak bulunur. Modele dahil edilmeyen diğer elektrik üretim kaynaklarının da (rüzgar, güneş, nükleer, jeotermal vd.) ilavesi ile modelin genişletilmesi mümkündür.

Santral kapasitesi, optimizasyon modeli tarafından elde edilen en önemli sonuçtur. Santral tipleri için, uygulamadaki en düşük ve en büyük kapasiteler arasında, kullanıcı tarafından belirlenen kapasite artış miktarı (modül) ile çok sayıda alternatif santral oluşturulur. Kapasite artış miktarının küçük tutulması, hesaplama süresini uzatırken; optimum sonuç için daha sık kapasite taraması yapacağından daha hassas sonuçlar elde edilir.

Santralin kurulacağı bölge, doğal gaz dışındaki kaynaklar için, kaynağın bulunduğu bölge

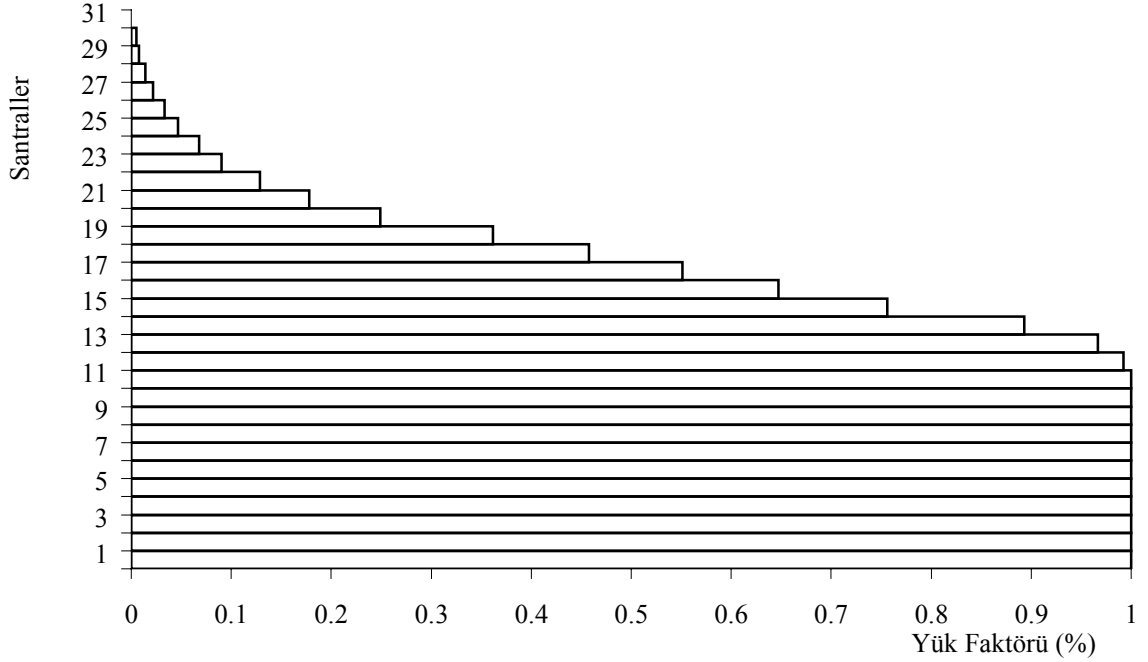
kabul edilmiştir. Çünkü bu kaynakların ekonomik olarak taşınması uygun değildir. Doğalgaz, Türkiye'ye ve ülke içinde tüketiciye kadar boru hatları ile taşındığından, santrallerin kurulacağı bölge değiştirilebilir. Bu nedenle, doğalgaz yakıtlı santrallerin kurulacağı yer analizi, bölgelerin elektrik tüketimleri ve artışları analiz edilerek bulunmalıdır. Bölgesel elektrik analizi yapılarak, doğalgaz yakıtlı santralin kurulması kararı verilen bölgeye, doğalgaz boru hattı çekilmesi gerekeceğinden, boru hattı planlamalarında da model sonuçları gerekli olacaktır.

Model, tek bir yıl için optimizasyon sonuçlarını vermektedir. Fakat orta ve uzun vadeli elektrik üretim planlamalarında kullanmak mümkündür. Modelde referans yılı ve hesaplama yılı ardışık yıllardır. Bu sayede hesaplama yılı, bir sonraki çalışmada referans yılı olarak alınarak, planlama istenen yıl kadar sürdürülebilir. Çünkü model içinde hesaplama yılı için elde edilen sonuç dosyasının, bir sonraki çalışmada referans yılı dosyası alınabilmesi sağlanmıştır.

Model, hesaplamaya yük süre eğrisinin en alt konumundan ($L_f=1$) başlar ve bu yük konumu için oluşturulan tüm alternatiflerin, birim elektrik üretim maliyetlerini hesaplar. Hesaplanan sonuçlar içinden en düşük birim elektrik üretim maliyeti, santrali bu konumda çalışmak üzere seçer. Seçim işleminden sonra bir sonraki yük konumuna geçerek seçim işlemlerini tekrarlar. Bu işlem, yük süre eğrisinin en üst konumuna ($L_f=0$) kadar devam eder ve bu noktada son bulur. Yük süre eğrisi basamak fonksiyona dönüştürülmediğinden; santraller için tespit edilen yük faktörleri ve birim elektrik üretim maliyetleri gerçektir. Modelin son bulması ile elde edilen sonuç dosyasından Şekil 7.33' gösterilen yükleme sıralaması grafiği çizilir. Bu grafikte ordinattaki değerler, sonuç dosyasındaki sıralama numaralarını vermektedir.

Optimizasyon modeli tarafından, amaç fonksiyonuna uygun olarak seçilen santrallerin, birim üretim maliyetleri sonuç dosyasında verilir. Ayrıca santralin yük konumuna göre, yıllık elektrik üretim miktarı da verilerek, üretim sisteminin yıllık ortalama birim elektrik üretim maliyeti hesaplanır (Denklem 7.1). Seçilen santraller için birim elektrik üretim maliyetlerinin verilmesinin diğer bir faydası da; farklı saatlerde farklı elektrik satış fiyatları uygulamasında

kullanılmasıdır. Santrallerin yükleme sıralaması, ülke için çizilen kronolojik yük eğrisine taşınırsa, seçilen santrallerin yıl içinde, hangi saatlerde çalıştıkları ve saatlik elektrik üretim fiyatları elde edilebilir.



Şekil 7.33 Model sonuçlarının yükleme sıralaması

İlave edilen santraller için gerekli olan yatırım miktarları (\$), sonuçlar dosyasındaki santrallara ait kapasite bilgilerinden elde edilebilir. Toplam miktar hesaplanabileceği gibi; harcama dağılımlarından yıllık sermaye payları bulunabilir. Bu sayede ülke ya da bölge için elektrik üretimi amaçlı sermaye planlaması yapılabilir.

Optimizasyon çalışmalarının diğer önemli bir faydası, yerli ve ithal yakıt planlaması üzerinedir. Elektrik üretim sistemlerinin uzun dönemli planlanması ile ileriye dönük yerli kaynakların kalan miktarları ve ithal kaynakların anlaşma olanakları planlanabilir. Modelin çalıştırılması sonucunda, kaynak dosyasından ilave edilen santrallerin ömür boyu tüketim miktarlarının çıkartılması ile, kalan kaynakların miktarı elde edilir. Bir sonraki çalışmada kalan kaynak dosyası kullanılır.

8. OPTİMİZASYON MODELİNİN UYGULAMA ÇALIŞMALARI

8.1 Türkiye Elektrik Sistemi için Uygulama

En düşük birim elektrik üretim maliyetinin, elde edilmesi amacıyla oluşturulan optimizasyon modelinin uygulama çalışması, Türkiye elektrik üretim sistemi için yapılmıştır. Türkiye'ye ait kaynak tipi, kaynak rezerv miktarı, kaynakların bölgesel dağılımı, kaynak ithalat miktarları, yakıt fiyatları, kurulabilecek santral tipleri, elektrik enerjisi üretim ve tüketim dengeleri, elektrik talep ve pik yük artış hızları ve yük süre eğrileri optimizasyon modelinde kullanılmak amacı ile analiz edilmiştir.

Türkiye'nin elektrik üretiminde kullanılabileceği yerli ve ithal enerji kaynakları göz önüne alındığında ; buhar türbinli, kombine çevrim ve basit gaz türbinli santraller ile hidroelektrik santraller, modelde kurulması olanaklı santral tipleri olarak alınmıştır. Yenilenebilir enerji kaynakları, rezerv ve maliyet belirsizliklerinden dolayı; nükleer santraller ise Türkiye enerji politikalarında bu santral tipine karşı olan belirsiz yaklaşımlardan dolayı modelin uygulanmasına dahil edilmemiştir. Kurulabilecek santral tiplerinin, kapasite-maliyet karakteristikleri 4. Bölümde incelenmiş ve referans santraller yardımı ile kapasite maliyet üsleri (α) belirlenmiştir. Çizelge 4.5' de santral tipleri için verilen referans tesis kapasiteleri (N_0), referans tesis direkt inşaat bedelleri (I_0), spesifik yatırım maliyetleri (C_{s0}) ve kapasite maliyet üsleri (α) uygulama çalışmasında kullanılmıştır. Alternatif santral tipleri için harcama dağılımları, inşaat süreleri ve ekonomik ömürleri Çizelge 4.8'de gösterilen değerler olarak modele girilmiştir. Santral tipleri için kullanma faktörleri, Türkiye'de çalışmakta olan santrallerin ortalaması göz önüne alınarak, kombine çevrim santralleri ve basit gaz türbinli santraller için % 75 ve buhar türbinli termik santraller için % 70 alınmıştır. Hidroelektrik santrallerin kullanma faktörleri ise, projelerindeki güvenilir enerji oranları olarak girilmiştir. Modelde alternatif santraller için diğer bir girdi; maksimum ve minimum kapasite ile kapasite artış değerleridir. Optimizasyon sonuçlarının hassasiyetini ve çözüm sürelerini etkileyen bu değerler referansa santraller kullanılarak belirlenmiş ve Çizelge 8.1' de verilmiştir. Hidroelektrik santraller için sadece proje kapasiteleri alınmıştır. Bu değerler modele girilerek

aday santral kapasiteleri oluşturulmuştur.

Çizelge 8.1 Alternatif santrallerin maksimum ve minimum kapasiteleri ile kapasite artış miktarları

Santral Tipi	Maksimum Kapasite MW	Minimum Kapasite MW	Kapasite Artış Miktarı MW
Buhar Türbinli Termik Santraller	1000	200	200
Kombine Çevrim Santralleri	1000	200	200
Basit Gaz Türbinli Santraller	250	25	25

Alternatif santrallerin yakıt tüketim karakteristikleri, yakıt fiyatları ve yakıt ısı değerleri 4. Bölümde incelenmiştir. Santral tiplerine ait termik verimler, 4. Bölümde analiz edilen referans santrallerin ortalaması olan Çizelge 8.2'deki değerler, uygulama çalışmasında kullanılmıştır. Yakıt fiyatları, linyit için havzalardaki üretim fiyatları alınmıştır. Üretim yapılmayan havzalar için Türkiye ortalaması olan 16 \$/Ton değeri hesaplamalarda kullanılmıştır. Doğalgaz fiyatı, BOTAŞ elektrik üretimi amaçlı satış fiyatı olan 177 \$/TEP alınmıştır. Kaynakların ısı değerleri olarak, her kaynak için ayrı ayrı 4. Bölümde verilen değerler modele girilmiştir.

Çizelge 8.2 Alternatif santrallerin termik verimleri

Santral Tipi	Termik Verim %
Buhar Türbinli Termik Santraller	37.8
Kombine Çevrim Santralleri	50.44
Basit Gaz Türbinli Santraller	34

Türkiye kaynak rezervleri, rezerv miktarları, kaynakların kullanılması ile kurulabilecek

santral kapasiteleri, kaynakların bölgelere dağılımları ile ilgili analizler 6. Bölümde verilmiştir. Analizler ile elde edilen sonuçlar Türkiye kaynak bilgileri olarak modele girilmiştir. Linyit, hidrolik ve doğalgaz kaynaklarına ait toplam 170 kaynak tespit edilmiştir. Modele girdi olarak verilen kaynakların bölgelere dağılımları Çizelge 6.5-12 arasında linyit ve Çizelge 6.14-23 arasında hidroelektrik kaynaklar için gösterilmiştir. Kaynakların sayıları, bölgelere dağılımı ve bölgeler için kurulabilecek santral kapasiteleri Çizelge 8.3’de verilmiştir. Doğalgaz ithal edildiği ve boru hatları ile tüketiciye ulaştığı için tek bir kaynak olarak alınmıştır. Doğalgaz tüketen santrallerin kurulacağı yer, bölgesel tüketim analizlerinden sonra belirlenmiştir.

Çizelge 8.3 Kaynakların ve kurulabilecek kapasitelerin bölgelere dağılımı

Bölge	Linyit		Hidrolik		Doğalgaz	
	Kaynak Sayısı	Kapasite MW	Kaynak Sayısı	Kapasite MW	Kaynak Sayısı	Kapasite MW
Marmara	3	1,421	6	154	-	-
Ege	13	8,522	8	52	-	-
Batı Akdeniz	-	-	20	1,451	-	-
Doğu Akdeniz	2	7,206	10	597	-	-
İç Anadolu	4	2,363	13	864	-	-
Batı Karadeniz	1	607	5	665	-	-
Doğu Akdeniz	-	-	32	2,597	-	-
G.D. Anadolu	-	-	12	2,43	-	-
Doğu Anadolu	2	356	38	3,487	-	-
Türkiye	25	20,475	144	12,297	1	25,183

Alternatif santrallerin işletme ve bakım maliyetleri karakteristikleri 4. Bölümde referans santraller analiz edilerek belirlenmiştir. Çizelge 8.4’de analiz sonucunda elde edilen ve

hesaplamalarda kullanılan değerler verilmiştir.

Çizelge 8.4 Alternatif santral tipleri için spesifik bakım ve işletme maliyetleri

Santral Tipi	Spesifik işletme ve bakım maliyeti \$/kW
Buhar Türbinli Termik Santrallar	48.24
Kombine Çevrim Santralları,	26
Basit Gaz Türbinli Santrallar	26
Hidroelektrik Santrallar	10

Modelin en önemli girdileri, pik yük ve talep bilgileridir. Bu bilgilerin, geleceğe ait değerlerinin belirsiz olması, ancak geçmiş değerlerin analizi ile tahmin edilebilmeleri optimizasyon sonuçlarını etkilemektedir. Bu amaçla 5. Bölümde Türkiye'nin pik yük ve elektrik tüketim artışı, analiz edilerek ortalama değerleri Çizelge 5.8'de verilmiştir. Hesaplanan ortalama değerler ve 1999 yılı yük süre eğrisi kullanılarak Şekil 7.20' gösterilen tahmini yük süre eğrileri oluşturulmuş ve model hesaplamalarında kullanılmıştır.

Model, ekonomik karşılaştırma temeline dayandığı için, ekonomik girdilere ihtiyaç duyulmaktadır. Türkiye uygulaması için inşaat eskalasyonu % 6, faiz % 8 ve iskonto oranı % 10 olarak alınmıştır (Şahin,1994). Türkiye için yakıt eskalasyon değerleri ön görülmediğinden alınmamıştır.

Modelin tüm girdileri, analizler sonunda elde edilmiş ve modele girildikten sonra 1999 yılı referans yıl seçilerek 2000-2010 yılı arasındaki periyot için hesaplamalar yapılmıştır. Model, tek bir yıl için hesaplamalarını yaptığından; sırası ile bir önceki yıl için bulunan sonuçlar bir sonraki yıl için referans yıl girdileri olarak alınmıştır. Her bir yıl için hesaplamalar yapılarak sonuçlar elde edilmiştir.

Modelin hesaplama sonuçları, hesaplamanın yapıldığı yıllar için ayrı ayrı elde edilmiştir. Çizelge 8.5' örnek olarak 2000 yılı sonuçları verilmiştir. Bu sonuçlar çizelgesinde, modelin

karar değişkenleri olan ; santralların yükleme sırası, kaynak adı, yakıt cinsi, bölge adı, kurulu güç, aktif güç, kullanma oranları, yük faktörü, birim elektrik üretim maliyeti ve yıllık elektrik üretim miktarları verilmiştir. En düşük birim elektrik üretim algoritması ile elde edilen ortalama üretim maliyeti 2000 yılı için 44.72 mills/kWh dir. 2000-2010 yılları arasında ilave edilmesi gereken santrallar, modelin çalıştırılması ile elde edilmiş ve Çizelge 8.6'da verilmiştir. Bu çizelgeden görüleceği gibi, fiyat eskalasyonun alınmadığı durum, için ilave edilmesi gerekli olan santrallar; doğalgaz yakıtlı kombine çevrim ve basit gaz türbinli santrallardır. İlave edilmesi gereken santrallardan, kombine çevrim santralları temel ve orta yükler için olup, büyük kapasitelerde yapılması gerektiği sonucu ortaya çıkmıştır. Model, pik yükleri karşılamak için basit gaz türbinli sistemlerin değişik yıllar için farklı kapasitelerde ilavesini belirlemiştir. Optimizasyon modelinin karar değişkelerinden olan yük sıralaması; hidroelektrik santrallar, linyit yakıtlı buhar türbinli santrallar, kombine çevrim santralları ve basit gaz türbinli santrallar olarak bulunmuştur. Temel yüklerde kullanılan hidroelektrik santrallarda, birim elektrik üretim maliyetleri 22 mills/kWh seviyelerinde iken; pik yüklerde santral elektrik üretim miktarları düşük olduğundan birim üretim maliyetleri 2000 mills/kWh seviyelerine çıkmaktadır. Çizelge 8.7'de 2000-2010 yılları arası tahmini pik yükler, fark kapasiteler , model tarafından ilave edilen toplam kapasite ve yıllık ortalama birim elektrik üretim maliyetleri verilmiştir. Ortalama birim elektrik üretim maliyetleri 44.72 –47.38 mills/kWh arasında değişim göstermektedir. Çizelge 8.8'de 2000-2010 yılları arasındaki planlama döneminde kurulu güç, aktif güç, elektrik üretim miktarı, elektrik üretim payı, güç payı ve birim üretim maliyetinin santral tipleri için aldığı değerler verilmiştir. İlave edilen santrallerin doğalgaz yakıtlı santrallar olması nedeni ile, hidroelektrik ve buhar türbinli santralların kapasiteleri sabit kalmakta; fakat toplam içindeki payları, yıllar itibari ile azalmaktadır. Buna karşılık kombine çevrim ve basit gaz türbinli santralların kapasiteleri ve payları büyümektedir. Bu sonuç; kombine çevrim santrallarının, kapasiteleri en fazla artabilen santral tipi olduğunu ortaya çıkarmaktadır. Şekil 8.1'de santral tipleri için, aktif güçlerin ve Şekil 8.2'de aktif güç paylarının değişimi verilmiştir. Enerji üretim miktarları açısından, yıllar itibari ile değişim incelendiğinde; kapasite artışı olmadığı ve temel yüklerde kullanıldığı için

Çizelge 8.5 Optimizasyon modelinin 2000 yılı için sonuçları

Yükleme Sıra No	Santral Adı	Yakıt Cinsi	Bölge Adı	Kurulu Güç MW	Aktif Güç MW	Kullanma Oranı %	Yük Faktörü %	Maliyet mills/kWh	Enerji MWh
1	ATATÜRK	Hidrolik	G.D.ANADOLU	2400	1008	0.42	1	22.7	8830080
2	KARAKAYA	Hidrolik	G.D.ANADOLU	1800	846	0.47	1	23.95	7410960
3	KEBAN	Hidrolik	DOGU ANADOLU	1330	678.3	0.51	1	26.39	5941908
4	KUTAHYA-SEYI	Kömür	EGE	1000	700	0.7	1	38.45	6132000
5	ILISU	Hidrolik	G.D.ANADOLU	1200	432	0.36	1	39.75	3784320
6	BOLU-MENGEN	Kömür	BATI KARADEN	800	560	0.7	1	42.16	4905600
7	MUGLA-BAYIR	Kömür	EGE	600	420	0.7	1	44.36	3679200
8	MUGLA-TURGUT	Kömür	EGE	600	420	0.7	1	44.58	3679200
9	Doğalgaz	Kombine Çevrim	TURKİYE	1000	750	0.75	1	45.48	6570000
10	Doğalgaz	Kombine Çevrim	TURKİYE	1000	750	0.75	1	45.48	6570000
11	Doğalgaz	Kombine Çevrim	TURKİYE	1000	750	0.75	1	45.48	6570000
12	Doğalgaz	Kombine Çevrim	TURKİYE	1000	750	0.75	1	45.48	6570000

Yükleme Santral Adı		Yakıt Cinsi	Bölge Adı	Kurulu Güç	Aktif Güç	Kullanma	Yük	Maliyet	Enerji
Sıra No				MW	MW	Oranı	Faktörü	mills/kWh	MWh
						%	%		
13	Doğalgaz	Kombine Çevrim	TURKİYE	1000	750	0.75	1	45.48	6570000
14	Doğalgaz	Kombine Çevrim	TURKİYE	1000	750	0.75	1	45.48	6570000
15	Doğalgaz	Kombine Çevrim	TURKİYE	1000	750	0.75	1	45.48	6570000
16	Doğalgaz	Kombine Çevrim	TURKİYE	1000	750	0.75	0.978	45.83	6426000
17	Doğalgaz	Kombine Çevrim	TURKİYE	1000	750	0.75	0.929	46.67	6102000
18	Doğalgaz	Kombine Çevrim	TURKİYE	1000	750	0.75	0.827	48.71	5436000
19	Doğalgaz	Kombine Çevrim	TURKİYE	1000	750	0.75	0.734	51.09	4824000
20	Doğalgaz	Kombine Çevrim	TURKİYE	1000	750	0.75	0.644	54.05	4230000
21	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.6	56.2	985500
22	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.578	56.55	949500
23	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.562	56.83	922500
24	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.548	57.08	900000
25	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.537	57.28	882000
26	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.523	57.55	859500

Yükleme Santral Adi		Yakıt Cinsi	Bölge Adı	Kurulu Güç	Aktif Güç	Kullanma	Yük	Maliyet	Enerji
Sıra No				MW	MW	Oranı	Faktörü	mills/kWh	MWh
						%	%		
27	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.501	58.02	823500
28	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.477	58.59	783000
29	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.455	59.15	747000
30	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.43	59.85	706500
31	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.403	60.72	661500
32	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.378	61.62	621000
33	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.345	63.02	567000
34	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	225	168.75	0.75	0.301	65.52	445500
35	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	200	150	0.75	0.26	68.68	342000
36	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	150	112.5	0.75	0.23	72.19	226800
37	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	225	168.75	0.75	0.197	75.32	291600
38	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	225	168.75	0.75	0.175	78.86	259200
39	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	175	131.25	0.75	0.156	83.6	179550
40	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	200	150	0.75	0.137	88.23	180000

Yükleme Santral Adı		Yakıt Cinsi	Bölge Adı	Kurulu Güç	Aktif Güç	Kullanma	Yük	Maliyet	Enerji
Sıra No				MW	MW	Oranı	Faktörü	mills/kWh	MWh
						%	%		
41	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	225	168.75	0.75	0.118	94.44	174150
42	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.101	101.64	166500
43	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	175	131.25	0.75	0.088	112.23	100800
44	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	150	112.5	0.75	0.077	122.64	75600
45	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	100	75	0.75	0.068	135.21	45000
46	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	175	131.25	0.75	0.06	141.89	69300
47	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	200	150	0.75	0.052	155.55	68400
48	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	175	131.25	0.75	0.044	177.5	50400
49	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	125	93.75	0.75	0.038	201.03	31500
50	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	125	93.75	0.75	0.033	226.71	27000
51	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	125	93.75	0.75	0.027	262.66	22500
52	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.025	271.76	40500
53	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	200	150	0.75	0.022	304.87	28800
54	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	200	150	0.75	0.019	341.71	25200

Yükleme Santral Adı		Yakıt Cinsi	Bölge Adı	Kurulu Güç	Aktif Güç	Kullanma	Yük	Maliyet	Enerji
Sıra No				MW	MW	Oranı	Faktörü	mills/kWh	MWh
						%	%		
55	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	225	168.75	0.75	0.016	387.26	24300
56	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.014	451.6	22500
57	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	150	112.5	0.75	0.014	470.77	13500
58	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.011	552.76	18000
59	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	175	131.25	0.75	0.011	569.1	12600
60	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.008	721.36	13500
61	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.008	721.36	13500
62	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.008	721.36	13500
63	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	50	37.5	0.75	0.008	841.09	2700
64	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.005	1058.6	9000
65	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	100	75	0.75	0.005	1150.1	3600
66	Doğalgaz	Basit Gaz Türbinli	TURKİYE	250	187.5	0.75	0.003	2070.2	4500

Çizelge 8.6 Yıllar itibari ile ilave edilecek santrallar

Yıl	No	Sıra No	Santral Adı	Yakıt Cinsi	Kurulu Güç	Yük Faktörü	Maliyet mills/kWh	Enerji MWh
2001	1	21	Kombine Çevrim-1	Doğalgaz	1000	0.685	52.61	4500000
	2	51	Basit Gaz Türbinli- 1	Doğalgaz	200	0.049	161.59	64800
	3	59	Basit Gaz Türbinli-2	Doğalgaz	225	0.016	387.26	24300
	4	61	Basit Gaz Türbinli-3	Doğalgaz	200	0.014	459.61	18000
2002	1	22	Kombine Çevrim-2	Doğalgaz	1000	0.729	51.25	4788000
	2	23	Kombine Çevrim-3	Doğalgaz	1000	0.649	53.85	4266000
	3	55	Basit Gaz Türbinli-4	Doğalgaz	150	0.044	179.4	43200
	4	56	Basit Gaz Türbinli-5	Doğalgaz	150	0.038	198.32	37800
	5	57	Basit Gaz Türbinli-6	Doğalgaz	150	0.033	223.55	32400
2003	1	24	Kombine Çevrim-4	Doğalgaz	1000	0.704	51.99	4626000
	2	25	Kombine Çevrim-5	Doğalgaz	1000	0.627	54.69	4122000
	3	52	Basit Gaz Türbinli-7	Doğalgaz	250	0.085	112.22	139500
	4	61	Basit Gaz Türbinli-8	Doğalgaz	250	0.025	271.76	40500
	5	62	Basit Gaz Türbinli-9	Doğalgaz	250	0.022	299.86	36000
2004	1	26	Kombine Çevrim-6	Doğalgaz	1000	0.688	52.52	4518000
	2	27	Kombine Çevrim-7	Doğalgaz	1000	0.619	55.01	4068000
	3	57	Basit Gaz Türbinli-10	Doğalgaz	225	0.077	119.88	113400
	4	58	Basit Gaz Türbinli-11	Doğalgaz	225	0.066	132.03	97200
	5	59	Basit Gaz Türbinli-12	Doğalgaz	225	0.058	144.19	85050
	6	70	Basit Gaz Türbinli-13	Doğalgaz	75	0.016	426.12	8100
2005	1	28	Kombine Çevrim-8	Doğalgaz	1000	0.685	52.61	4500000
	2	29	Kombine Çevrim-9	Doğalgaz	1000	0.622	54.9	4086000
	3	70	Basit Gaz Türbinli-14	Doğalgaz	250	0.025	271.76	40500

Yıl	No	Sıra No	Santral Adi	Yakıt Cinsi	Kurulu Güç	Yük Faktörü	Maliyet mills/kWh	Enerji MWh
	4	71	Basit Gaz Türbinli-15	Doğalgaz	250	0.022	299.86	36000
	5	73	Basit Gaz Türbinli-16	Doğalgaz	250	0.019	335.99	31500
	6	74	Basit Gaz Türbinli-17	Doğalgaz	250	0.016	384.16	27000
	7	76	Basit Gaz Türbinli-18	Doğalgaz	250	0.014	451.6	22500
	1	30	Kombine Çevrim-10	Doğalgaz	1000	0.693	52.34	4554000
	2	31	Kombine Çevrim-11	Doğalgaz	1000	0.633	54.47	4158000
	3	79	Basit Gaz Türbinli-19	Doğalgaz	250	0.019	335.99	31500
	4	81	Basit Gaz Türbinli-20	Doğalgaz	250	0.016	384.16	27000
2006	5	82	Basit Gaz Türbinli-21	Doğalgaz	75	0.016	426.12	8100
	6	83	Basit Gaz Türbinli-22	Doğalgaz	250	0.014	451.6	22500
	7	84	Basit Gaz Türbinli-23	Doğalgaz	250	0.014	451.6	22500
	8	86	Basit Gaz Türbinli-24	Doğalgaz	250	0.011	552.76	18000
	1	32	Kombine Çevrim-12	Doğalgaz	1000	0.707	51.91	4644000
	2	33	Kombine Çevrim-13	Doğalgaz	1000	0.652	53.75	4284000
	3	34	Kombine Çevrim-14	Doğalgaz	1000	0.6	55.81	3942000
	4	75	Basit Gaz Türbinli-25	Doğalgaz	225	0.047	167.07	68850
2007	5	80	Basit Gaz Türbinli-26	Doğalgaz	225	0.025	273.82	36450
	1	35	Kombine Çevrim-15	Doğalgaz	1000	0.679	52.79	4464000
	2	36	Kombine Çevrim-16	Doğalgaz	1000	0.627	54.69	4122000
	3	83	Basit Gaz Türbinli-27	Doğalgaz	225	0.044	174.57	64800
	4	86	Basit Gaz Türbinli-28	Doğalgaz	225	0.027	251.14	40500
	5	91	Basit Gaz Türbinli-29	Doğalgaz	250	0.019	335.99	31500
	6	93	Basit Gaz Türbinli-30	Doğalgaz	250	0.016	384.16	27000
	7	95	Basit Gaz Türbinli-31	Doğalgaz	250	0.014	451.6	22500
2008	8	96	Basit Gaz Türbinli-32	Doğalgaz	250	0.014	451.6	22500

Yıl	No	Sıra No	Santral Adı	Yakıt Cinsi	Kurulu Güç	Yük Faktörü	Maliyet mills/kWh	Enerji MWh
	9	97	Basit Gaz Türbinli-33	Doğalgaz	250	0.014	451.6	22500
	10	98	Basit Gaz Türbinli-34	Doğalgaz	250	0.011	552.76	18000
2009	1	37	Kombine Çevrim-17	Doğalgaz	1000	0.712	51.74	4680000
	2	38	Kombine Çevrim-18	Doğalgaz	1000	0.663	53.36	4356000
	3	39	Kombine Çevrim-19	Doğalgaz	1000	0.616	55.12	4050000
	4	91	Basit Gaz Türbinli-35	Doğalgaz	125	0.036	212.88	29250
	5	93	Basit Gaz Türbinli-36	Doğalgaz	125	0.03	243.05	24750
	6	94	Basit Gaz Türbinli-37	Doğalgaz	125	0.027	262.66	22500
	7	95	Basit Gaz Türbinli-38	Doğalgaz	250	0.025	271.76	40500
	8	97	Basit Gaz Türbinli-39	Doğalgaz	250	0.022	299.86	36000
	9	99	Basit Gaz Türbinli-40	Doğalgaz	250	0.019	335.99	31500
2010	1	40	Kombine Çevrim-20	Doğalgaz	1000	0.704	51.99	4626000
	2	41	Kombine Çevrim-21	Doğalgaz	1000	0.658	53.55	4320000
	3	42	Kombine Çevrim-22	Doğalgaz	1000	0.616	55.12	4050000
	4	103	Basit Gaz Türbinli-41	Doğalgaz	250	0.025	271.76	40500
	5	104	Basit Gaz Türbinli-42	Doğalgaz	250	0.025	271.76	40500
	6	105	Basit Gaz Türbinli-43	Doğalgaz	250	0.022	299.86	36000
	7	107	Basit Gaz Türbinli-44	Doğalgaz	250	0.019	335.99	31500
	8	109	Basit Gaz Türbinli-45	Doğalgaz	250	0.016	384.16	27000
	9	111	Basit Gaz Türbinli-46	Doğalgaz	250	0.014	451.6	22500
	10	112	Basit Gaz Türbinli-47	Doğalgaz	250	0.014	451.6	22500

Çizelge 8.7 2000-2010 yılları arasındaki periyot için ilave kapasite miktarları, yıllık üretim miktarları ve ortalama birim elektrik üretim maliyetleri

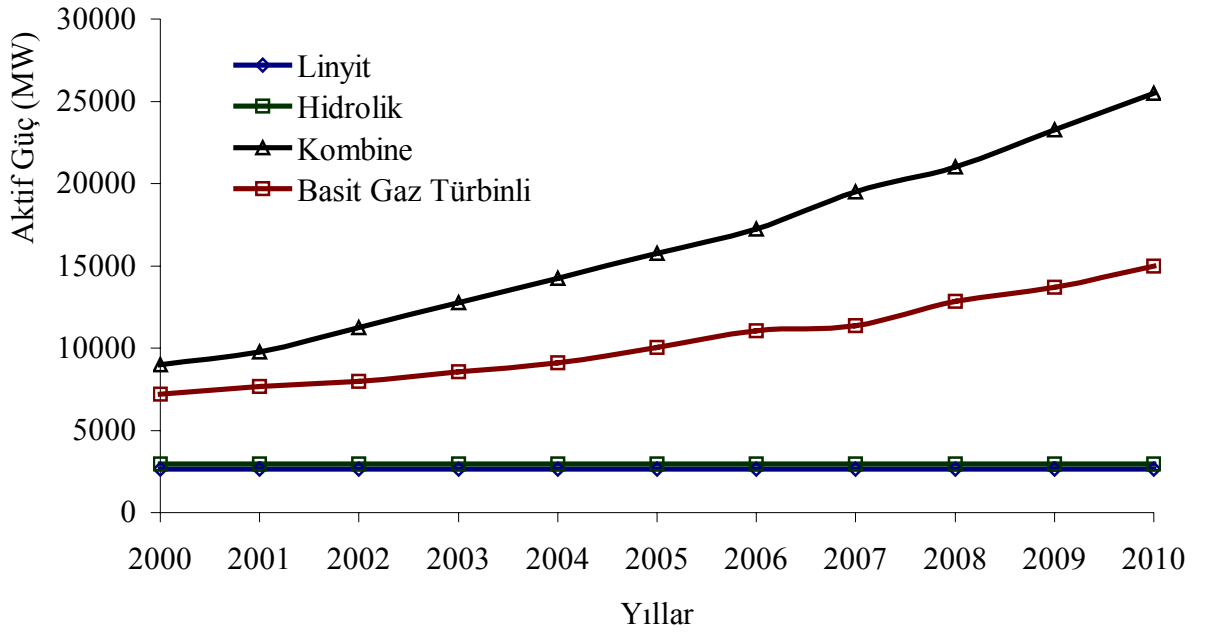
Yıl	Pik Yük	Fark Kapasite MW	İlave Kapasite (Model) MW	Yıllık Üretim Miktarı MWh	Ortalama Birim Elektrik Üretim Maliyeti mills/kWh
2000	21289			130,781,268	44.72
2001	22992	1703	1218.75	141,343,158	46.07
2002	24831	1839	1837.5	152,603,058	46.27
2003	26818	1987	2062.5	164,837,208	46.49
2004	28963	2145	2062.5	178,137,858	46.65
2005	31280	2317	2437.5	192,379,908	46.86
2006	33783	2503	2493.75	207,871,608	47.01
2007	36485	2702	2587.5	224,485,608	47.12
2008	39404	2919	2962.5	242,522,958	47.27
2009	42557	3153	3093.75	261,955,758	47.38
2010	45961	3404	3562.5	282,954,168	46.92

Çizelge 8.8 2001-2010 yılları arasındaki kapasitelerin santral tiplerine dağılımı

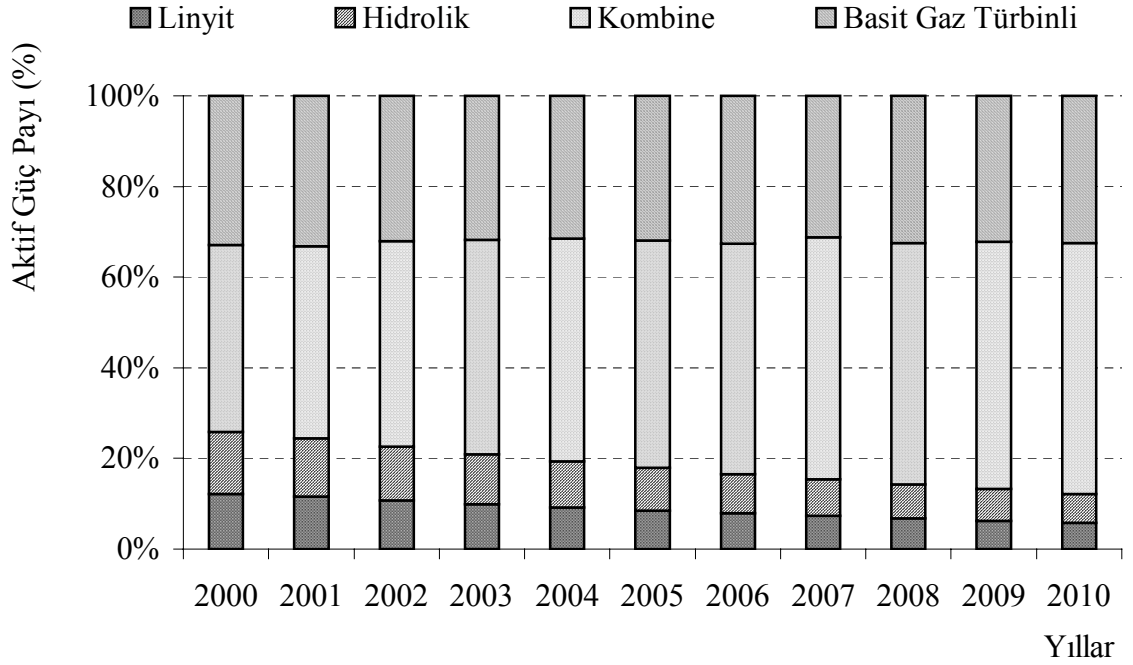
Yıl	Santral Tipi	Kurulu Güç MW	Aktif Güç MW	Enerji Üretim Payı %	Güç Payı %	Birim Maliyet Mills/kWh	Enerji Üretimi MWh
2000	Kömür	3800	2660	14.1	12.2	41.85	18396000
	Hidrolik	6730	2964.3	19.9	13.6	26.39	25967268
	Kombine	12000	9000	55.8	41.3	46.72	73008000
	Basit Gaz Türbinli	9575	7181.25	10.3	32.9	73.32	13410000
	TOPLAM	32105	21805.55	100	100		130781268
2001	Kömür	3800	2660	13.0	11.6	51.11	18409440
	Hidrolik	6730	2964.3	18.4	12.9	26.39	25967268

Yıl	Santral Tipi	Kurulu Güç MW	Aktif Güç MW	Enerji Üretim Payı %	Güç Payı %	Birim Maliyet Mills/kWh	Enerji Üretimi MWh
	Kombine	13000	9750	56.9	42.3	46.44	80442000
	Basit Gaz Türbinli	10200	7650	11.7	33.2	69.64	16524450
	TOPLAM	33730	23024.3	100	100		141343158
	Kömür	3800	2660	12.1	10.7	51.11	18409440
	Hidrolik	6730	2964.3	17.0	11.9	26.39	25967268
2002	Kombine	15000	11250	60.4	45.3	46.56	92124000
	Basit Gaz Türbinli	10650	7987.5	10.6	32.1	71.15	16102350
	TOPLAM	36180	24861.8	100	100		152603058
	Kömür	3800	2660	11.2	9.9	51.11	18409440
	Hidrolik	6730	2964.3	15.8	11.0	26.39	25967268
2003	Kombine	17000	12750	63.1	47.4	46.61	104094000
	Basit Gaz Türbinli	11400	8550	9.9	31.8	72.44	16366500
	TOPLAM	38930	26924.3	100	100		164837208
	Kömür	3800	2660	10.3	9.2	51.11	18409440
	Hidrolik	6730	2964.3	14.6	10.2	26.39	25967268
2004	Kombine	19000	14250	65.4	49.2	46.59	116460000
	Basit Gaz Türbinli	12150	9112.5	9.7	31.4	72.71	17301150
	TOPLAM	41680	28986.8	100	100		178137858
	Kömür	3800	2660	9.6	8.5	51.11	18409440
	Hidrolik	6730	2964.3	13.5	9.4	26.39	25967268
2005	Kombine	21000	15750	67.1	50.1	46.55	129060000
	Basit Gaz Türbinli	13400	10050	9.8	32.0	72.87	18943200
	TOPLAM	44930	31424.3	100	100		192379908
2006	Kömür	3800	2660	8.9	7.8	51.11	18409440

Yıl	Santral Tipi	Kurulu Güç MW	Aktif Güç MW	Enerji Üretim Payı %	Güç Payı %	Birim Maliyet Mills/kWh	Enerji Üretimi MWh
	Hidrolik	6730	2964.3	12.5	8.7	26.39	25967268
	Kombine	23000	17250	68.4	50.9	46.46	142146000
	Basit Gaz Türbinli	14725	11043.75	10.3	32.6	72.25	21348900
	TOPLAM	48255	33918.05	100	100		207871608
2007	Kömür	3800	2660	8.2	7.3	51.11	18409440
	Hidrolik	6730	2964.3	11.6	8.1	26.39	25967268
	Kombine	26000	19500	71.0	53.4	46.58	159480000
	Basit Gaz Türbinli	15175	11381.25	9.2	31.2	73.80	20628900
	TOPLAM	51705	36505.55	100	100		224485608
2008	Kömür	3800	2660	7.6	6.7	51.11	18409440
	Hidrolik	6730	2964.3	10.7	7.5	26.39	25967268
	Kombine	28000	21000	71.5	53.2	46.42	173430000
	Basit Gaz Türbinli	17125	12843.75	10.2	32.5	72.33	24716250
	TOPLAM	55655	39468.05	100	100		242522958
2009	Kömür	3800	2660	7.0	6.2	51.11	18409440
	Hidrolik	6730	2964.3	9.9	7.0	26.39	25967268
	Kombine	31000	23250	73.2	54.6	46.44	191754000
	Basit Gaz Türbinli	18250	13687.5	9.9	32.2	72.77	25825050
	TOPLAM	59780	42561.8	100	100		261955758
2010	Kömür	3800	2660	6.5	5.8	51.11	18409440
	Hidrolik	6730	2964.3	9.2	6.4	26.39	25967268
	Kombine	34000	25500	74.4	55.3	46.42	210600000
	Basit Gaz Türbinli	20000	15000	9.9	32.5	73.07	27990900
	TOPLAM	64530	46124.3	100	100		282967608



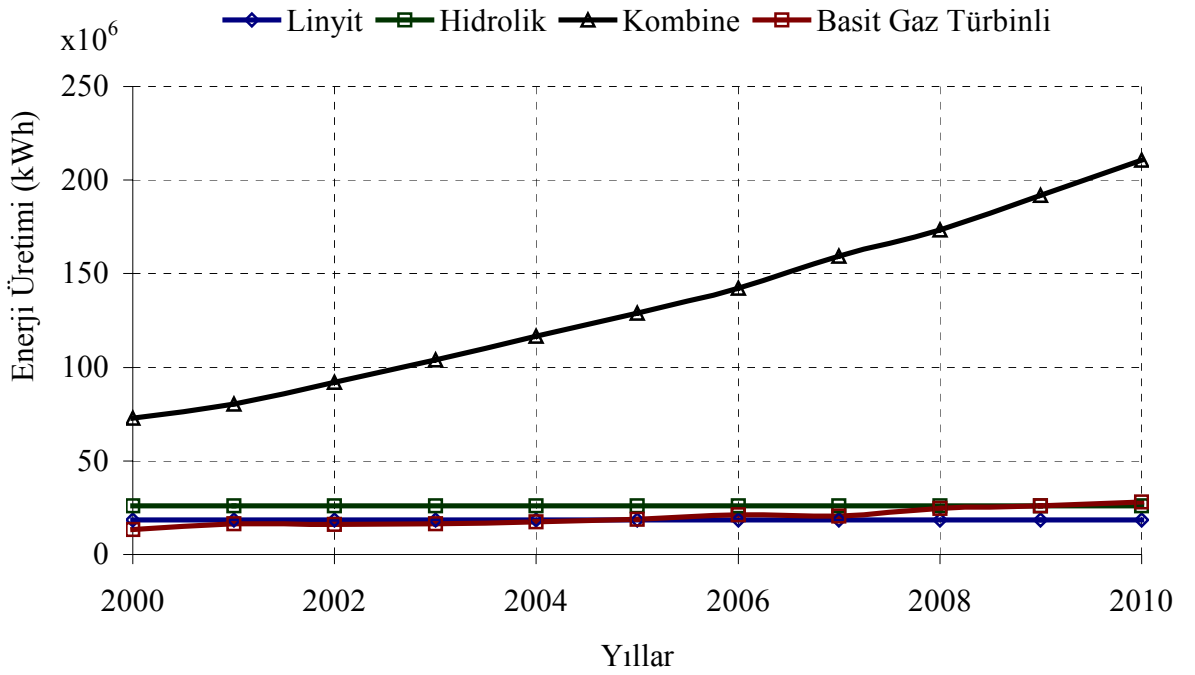
Şekil 8.1 Santral tiplerinin yıllar itibari ile aktif güç değişimi



Şekil 8.2 Santral tiplerinin yıllar itibari ile aktif güç paylarının değişimi

hidroelektrik ve buhar türbinli santrallerin yıllık üretim miktarları sabit kalmaktadır. Bu

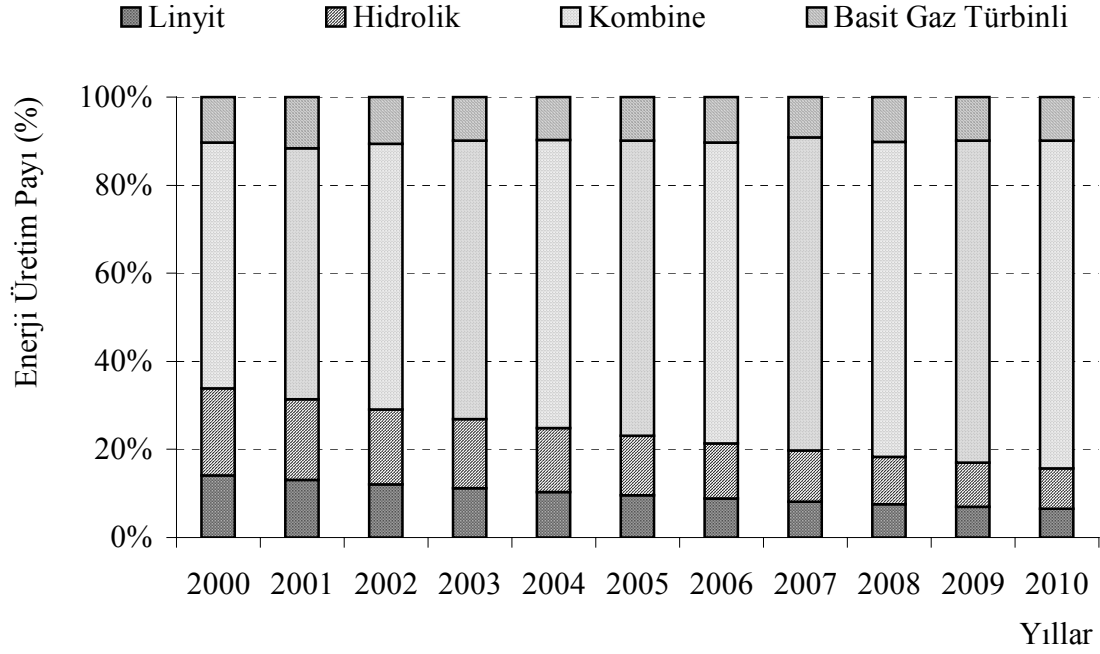
santral tiplerinin üretim miktarları sabit kaldığı için, üretim içindeki payları azalmaktadır. Kombine çevrim santralleri için, her yıl yeni kapasiteler ilave edildiğinden; enerji üretim miktarı ve üretim içindeki payı, hızlı bir şekilde artmaktadır. Basit gaz türbinli santrallarda kapasite ilave olmasına karşın, pik yüklerde kullanılmasından dolayı üretim miktarı ve payları çok fazla değişmemektedir. Şekil 8.3’de 2000-2010 yılları arasındaki periyotta santral tipleri için enerji üretim miktarı ve Şekil 8.4’de üretim paylarının değişimleri verilmiştir.



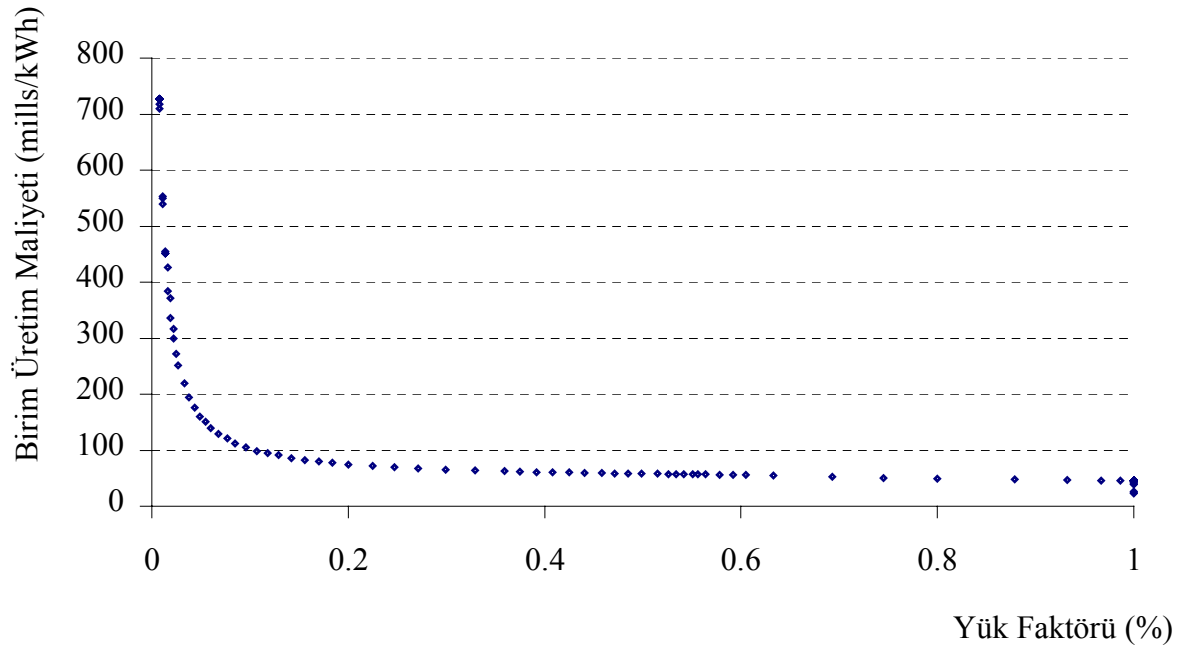
Şekil 8.3 2000-2010 yılları arasındaki santral tipleri için enerji üretim miktarı değişimi

Birim elektrik üretim maliyetleri, yük faktörü ile değişmektedir. Örnek olarak 2006 yılı için birim elektrik üretim maliyetinin yük faktörü ile değişimi Şekil 8.5’de gösterilmiştir. Model, mevcut ve ilave santrallerin yükleme sıralamasını, amaç fonksiyonuna uygun olarak vermektedir. Yıllar için elde edilen sıralamalar, yük süre eğrisini tam olarak karşılamaktadır. Şekil 8.6’de 2006 yılı için santrallerin yük süre eğrisine yerleşimi verilmiştir.

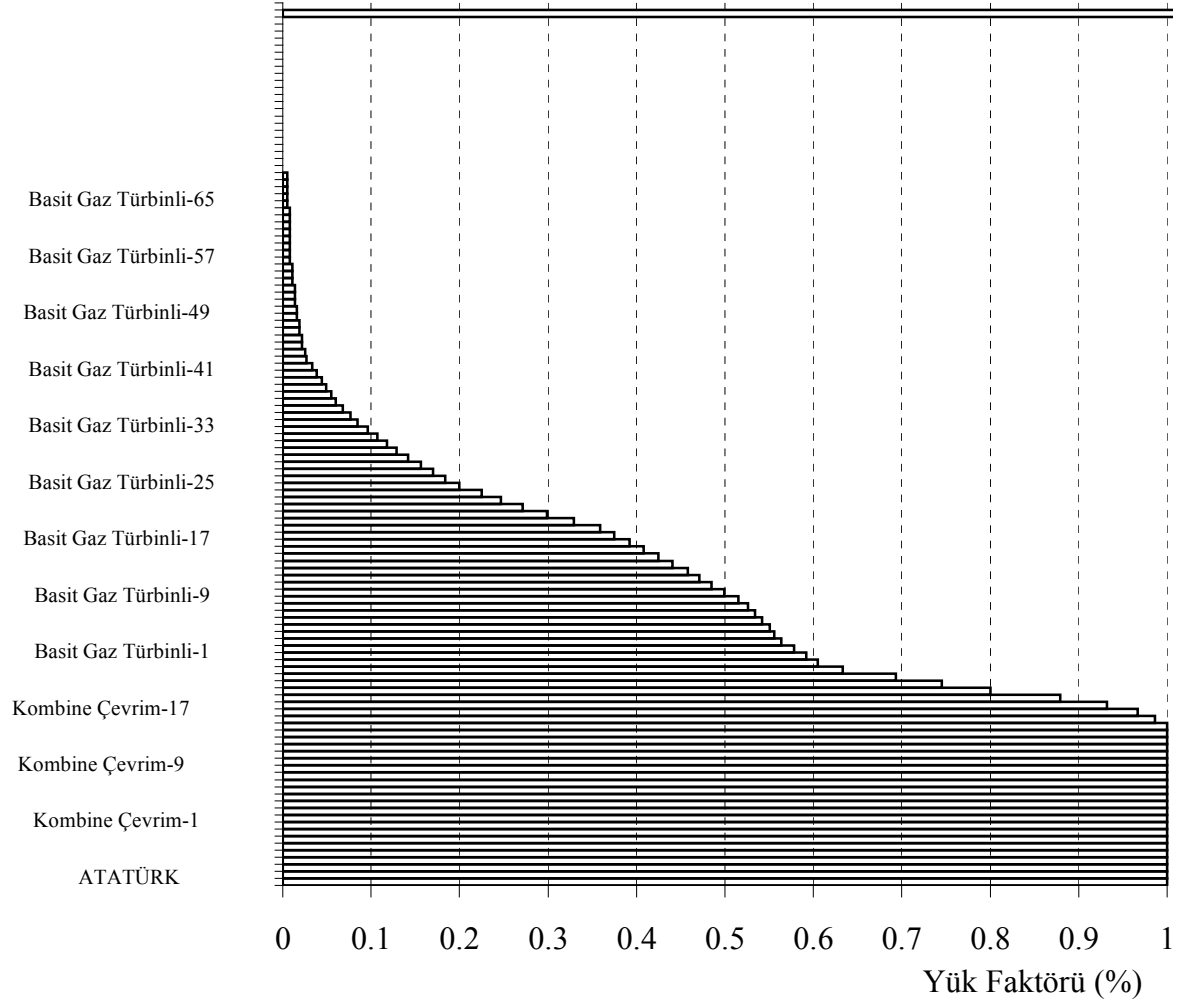
Modelden elde edilen sonuçlar, elektrik üretim santrallerinin yatırım planlamalarında kullanılabilir. İlave santraller için gerekli olan yatırım masrafları Çizelge 8.9’ da verilmiştir.



Şekil 8.4 2000-2010 yılları arasındaki santral tipleri için enerji üretim payları değişimi



Şekil 8.5 Yük süre eğrisi ile birim elektrik üretim maliyeti değişimi



Şekil 8.6 2006 yılı santrallarının yük süre eğrisine yerleşimi

Çizelge 8.9 Yıllar itibari ile enerji üretim santrallarına yapılması gereken yatırım miktarları

Yıl	Yatırım Miktarı (M\$)
2003	789
2004	797
2005	882
2006	901
2007	1059
2008	1015

Yıl	Yatırım Miktarı (M\$)
2009	1196
2010	1300
TOPLAM	7938

8.2 Duyarlılık Analizi

Optimizasyon modeli içindeki geleceğe ait bilgilerde belirsizliklerin olması, oluşturulan modelin, senaryo yöntemine ve duyarlılık analizine uygun olmasını gerektirir. Model sonuçları üzerine belirsiz değerlerde olacak değişimlerin etkisini görmek amacı ile duyarlılık analizi yapmak gerekir. Bu nedenle, en düşük ortalama birim elektrik üretim maliyetli modelde; yakıt fiyatının, ülkeye ait ekonomik değerlerin, santral tiplerine ait teknik ve ekonomik değerlerin, kapasite-yatırım maliyet üssü değerlerinin, kaynak rezerv miktarlarının, santrale ait maksimum ve minimum kapasite ile kapasite artış miktarları, talep artış hızları ve yakıt fiyat eskalasyon bilgilerinin değiştirilmesi sağlanmıştır.

Modelin önceki uygulamalarında yakıt fiyatlarında yıllar itibari ile herhangi bir değişim olmayacağı kabulü yapılmıştır. Fakat yakıt fiyat eskalasyonlarının model çözüm sonuçlarına etkisinin çok fazla olduğu göz önüne alınmış; modelin duyarlılık analizi için doğalgaz fiyatında %2 eskalasyon kabul edilerek 2000-2010 yılları arasındaki periyot için, model ile hesaplamalar yapılmıştır.

Modelin hesaplamaları ile, karar değişkenleri her yıl için bulunmuştur. Çizelge 8.10'da 2001-2010 yılları arasında her yıl ilave edilmesi gereken santraller verilmiştir. Doğalgaz fiyatlarında kabul edilen %2'lik eskalasyon, doğalgaz ile enerji üretimi yapan santrallerin, üretim maliyetlerinin artmasına neden olduğundan model tarafından öncelik, linyit kaynaklarını kullanan buhar türbinli santrallere verilmiştir. Model bu durumdaki çalışma için, linyit kaynak rezervlerinin 2006 yılına kadar tükeneceğini bulmuş ve bu yılından itibaren doğalgaz yakıtlı santraller kurulmaya başlamıştır.

Çizelge 8.10 2001-2010 yılları arasındaki periyotta ilave edilmesi gereken santraller

Yıl	No	Sıra No	Santral Adı	Yakıt Cinsi	Kurulu Güç MW	Aktif Güç MW	Yük Faktörü %	Maliyet Mills/kWh	Enerji MWh
2001	1	9	ELBISTAN	Kömür	1000	700	1	45.99	6132000
	2	10	ELBISTAN	Kömür	1000	700	1	45.99	6132000
2002	1	11	ELBISTAN	Kömür	1000	700	1	45.99	6132000
	2	12	ELBISTAN	Kömür	1000	700	1	45.99	6132000
	3	13	ELBISTAN	Kömür	1000	700	1	45.99	6132000
2003	1	14	ELBISTAN	Kömür	1000	700	1	45.99	6132000
	2	15	ELBISTAN	Kömür	1000	700	1	45.99	6132000
2004	1	16	ELBISTAN	Kömür	1000	700	1	45.99	6132000
	2	17	ELBISTAN	Kömür	1000	700	1	45.99	6132000
	3	18	TUNCBILEK	Kömür	1000	700	1	46.24	6132000
	4	19	TUNCBILEK	Kömür	1000	700	1	46.24	6132000
2005	1	20	TUNCBILEK	Kömür	1000	700	1	46.24	6132000
	2	21	BEYPAZARI	Kömür	1000	700	1	46.87	6132000
	3	22	BEYPAZARI	Kömür	1000	700	1	46.87	6132000
2006	1	23	SOMA-ISIKLAR	Kömür	800	560	1	48.11	4905600
	2	24	CANAKKALE-CA	Kömür	600	420	1	49.67	3679200
	3	25	MILAS-KARACA	Kömür	400	280	0.992	50.69	2432640
	4	26	YATAGAN-ESKI	Kömür	400	280	0.992	51.26	2432640
	5	67	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	225	168.75	0.049	168.23	72900
	6	70	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	225	168.75	0.033	224.94	48600
	7	72	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.025	279.59	40500
	8	73	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.022	307.69	36000
	9	75	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.019	343.82	31500

Yıl	No	Sıra No	Santral Adı	Yakıt Cinsi	Kurulu Güç MW	Aktif Güç MW	Yük Faktörü %	Maliyet Mills/kWh	Enerji MWh
	10	76	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.016	391.99	27000
	11	78	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.014	459.43	22500
	12	79	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.014	459.43	22500
	13	81	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.011	560.59	18000
2007	1	71	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	200	150	0.066	140.76	86400
	2	74	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	200	150	0.049	169.42	64800
	3	76	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	200	150	0.038	202.17	50400
	4	78	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	225	168.75	0.027	258.97	40500
	5	81	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	225	168.75	0.022	310.02	32400
	6	84	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	200	150	0.016	398.67	21600
	7	85	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.014	459.43	22500
	8	86	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.014	459.43	22500
	9	87	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	225	168.75	0.014	463.15	20250
	10	88	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.011	560.59	18000
	11	89	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.011	560.59	18000
	12	90	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	225	168.75	0.011	565.24	16200
	13	91	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.008	729.19	13500
	14	92	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.008	729.19	13500
	15	93	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.008	729.19	13500
	16	94	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.008	729.19	13500
2008	1	39	Kombine Çevrim	Doğalgaz	1000	750	0.622	60.66	4086000
	2	40	Kombine Çevrim	Doğalgaz	1000	750	0.575	62.67	3780000
	3	41	Kombine Çevrim	Doğalgaz	1000	750	0.545	64.16	3582000
	4	86	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	75	56.25	0.022	339.17	10800

Yıl	No	Sıra No	Santral Adı	Yakıt Cinsi	Kurulu Güç MW	Aktif Güç MW	Yük Faktörü %	Maliyet Mills/kWh	Enerji MWh
	5	97	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	25	18.75	0.011	704.59	1800
	6	98	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.008	729.19	13500
	7	99	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.008	729.19	13500
	8	100	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.008	729.19	13500
2009	1	42	Kombine Çevrim	Doğalgaz	1000	750	0.611	61.1	4014000
	2	43	Kombine Çevrim	Doğalgaz	1000	750	0.567	63.07	3726000
	3	44	Kombine Çevrim	Doğalgaz	1000	750	0.542	64.31	3564000
	4	79	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	225	168.75	0.079	125.2	117450
	5	81	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	225	168.75	0.063	143.57	93150
	6	89	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	125	93.75	0.03	250.88	24750
	7	90	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	125	93.75	0.027	270.49	22500
	8	102	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	50	37.5	0.014	531.27	4500
	9	109	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.008	729.19	13500
	10	110	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.008	729.19	13500
2010	1	45	Kombine Çevrim	Doğalgaz	1000	750	0.611	61.1	4014000
	2	46	Kombine Çevrim	Doğalgaz	1000	750	0.573	62.8	3762000
	3	47	Kombine Çevrim	Doğalgaz	1000	750	0.545	64.16	3582000
	4	102	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	175	131.25	0.022	315.86	25200
	5	103	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.019	343.82	31500
	6	105	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.016	391.99	27000
	7	106	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	175	131.25	0.016	402.89	18900
	8	107	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.014	459.43	22500
	9	108	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.014	459.43	22500
	10	109	Basit Gaz Türbinli	Doğalgaz	250	187.5	0.014	459.43	22500

Çizelge 8.11’de 2000-2010 yılları arasında santral tiplerinin kurulu gücü, enerji üretimi, birim elektrik üretim maliyeti ve paylarının değişimi verilmiştir. Çizelge 8.12’de aynı dönemde ilave edilen toplam kapasite, yıllık elektrik üretim miktarı ve ortalama birim elektrik üretim maliyetleri verilmiştir. Çizelgeden görüleceği gibi ortalama birim elektrik üretim maliyetleri 44.72 mills/kWh ile 50.40 mills/kWh arasında değişmektedir.

Çizelge 8.11 2000-2010 yılları arasında santral tipleri için kurulu gücü, enerji üretimi, birim üretim maliyeti ve paylarının değişimi

Yıl	Santral Tipi	Kurulu Güç MW	Aktif Güç MW	Enerji Üretim Payı %	Güç Payı %	Birim Maliyet Mills/kWh	Enerji Üretimi MWh
2000	Kömür	3800	2660	14.1	12.2	41.85	18396000
	Hidrolik	6730	2964.3	19.9	13.6	26.39	25967268
	Kombine	12000	9000	55.8	41.3	46.72	73008000
	Basit Gaz Türbinli	9575	7181.25	10.3	32.9	73.32	13410000
	TOPLAM	32105	21805.55	100	100		130781268
2001	Kömür	5800	4060	25.2	17.5	44.18	35565600
	Hidrolik	6730	2964.3	18.4	12.8	26.39	25967268
	Kombine	12000	9000	49.1	38.8	53.33	69354000
	Basit Gaz Türbinli	9575	7181.25	7.3	30.9	89.16	10305000
	TOPLAM	34105	23205.55	100	100		141191868
2002	Kömür	8800	6160	35.4	24.3	44.79	53961600
	Hidrolik	6730	2964.3	17.0	11.7	26.39	25967268
	Kombine	12000	9000	42.7	35.6	54.44	65106000
	Basit Gaz Türbinli	9575	7181.25	4.9	28.4	99.81	7469100
	TOPLAM	37105	25305.55	100	100		152503968
2003	Kömür	10800	7560	40.2	28.3	45.02	66225600

Yıl	Santral Tipi	Kurulu Güç MW	Aktif Güç MW	Enerji Üretim Payı %	Güç Payı %	Birim Maliyet Mills/kWh	Enerji Üretimi MWh
	Hidrolik	6730	2964.3	15.8	11.1	26.39	25967268
	Kombine	12000	9000	39.0	33.7	54.67	64260000
	Basit Gaz Türbinli	9575	7181.25	5.0	26.9	95.68	8265150
	TOPLAM	39105	26705.55	100	100		164718018
	Kömür	14800	10360	51.0	35.1	45.31	90753600
	Hidrolik	6730	2964.3	14.6	10.0	26.39	25967268
2004	Kombine	12000	9000	28.8	30.5	59.30	51318000
	Basit Gaz Türbinli	9575	7181.25	5.6	24.3	88.98	9991800
	TOPLAM	43105	29505.55	100	100		178030668
	Kömür	17000	11900	52.1	35.1	45.41	104244000
	Hidrolik	6730	2964.3	13.0	8.7	26.39	25967268
2005	Kombine	12000	9000	25.4	26.5	59.55	50778000
	Basit Gaz Türbinli	13400	10050	9.5	29.6	72.87	18943200
	TOPLAM	49130	33914.3	100	100		199932468
	Kömür	19200	13440	56.7	39.8	45.88	117694080
	Hidrolik	6730	2964.3	12.5	8.8	26.39	25967268
2006	Kombine	12000	9000	24.4	26.6	59.74	50598000
	Basit Gaz Türbinli	11200	8400	6.5	24.8	85.44	13419000
	TOPLAM	49130	33804.3	100	100		207678348
	Kömür	19200	13440	52.4	36.8	45.88	117694080
	Hidrolik	6730	2964.3	11.6	8.1	26.39	25967268
2007	Kombine	12000	9000	28.6	24.6	54.77	64206000
	Basit Gaz Türbinli	14850	11137.5	7.4	30.5	87.44	16535700
	TOPLAM	52780	36541.8	100	100		224403048

Yıl	Santral Tipi	Kurulu Güç MW	Aktif Güç MW	Enerji Üretim Payı %	Güç Payı %	Birim Maliyet Mills/kWh	Enerji Üretimi MWh
2008	Kömür	19200	13440	48.5	34.1	45.88	117694080
	Hidrolik	6730	2964.3	10.7	7.5	26.39	25967268
	Kombine	15000	11250	33.8	28.5	54.38	81918000
	Basit Gaz Türbinli	15700	11775	6.9	29.9	88.92	16839450
	TOPLAM	56630	39429.3	100	100		242418798
2009	Kömür	19200	13440	45.0	31.5	45.88	117694080
	Hidrolik	6730	2964.3	9.9	7.0	26.39	25967268
	Kombine	18000	13500	38.2	31.7	54.04	100134000
	Basit Gaz Türbinli	16950	12712.5	6.9	29.8	89.06	18018450
	TOPLAM	60880	42616.8	100	100		261813798
2010	Kömür	19200	13440	41.6	29.2	45.88	117694080
	Hidrolik	6730	2964.3	9.2	6.4	26.39	25967268
	Kombine	21000	15750	42.1	34.2	53.70	118998000
	Basit Gaz Türbinli	18475	13856.25	7.1	30.1	88.29	20127600
	TOPLAM	65405	46010.55	100	100		282786948

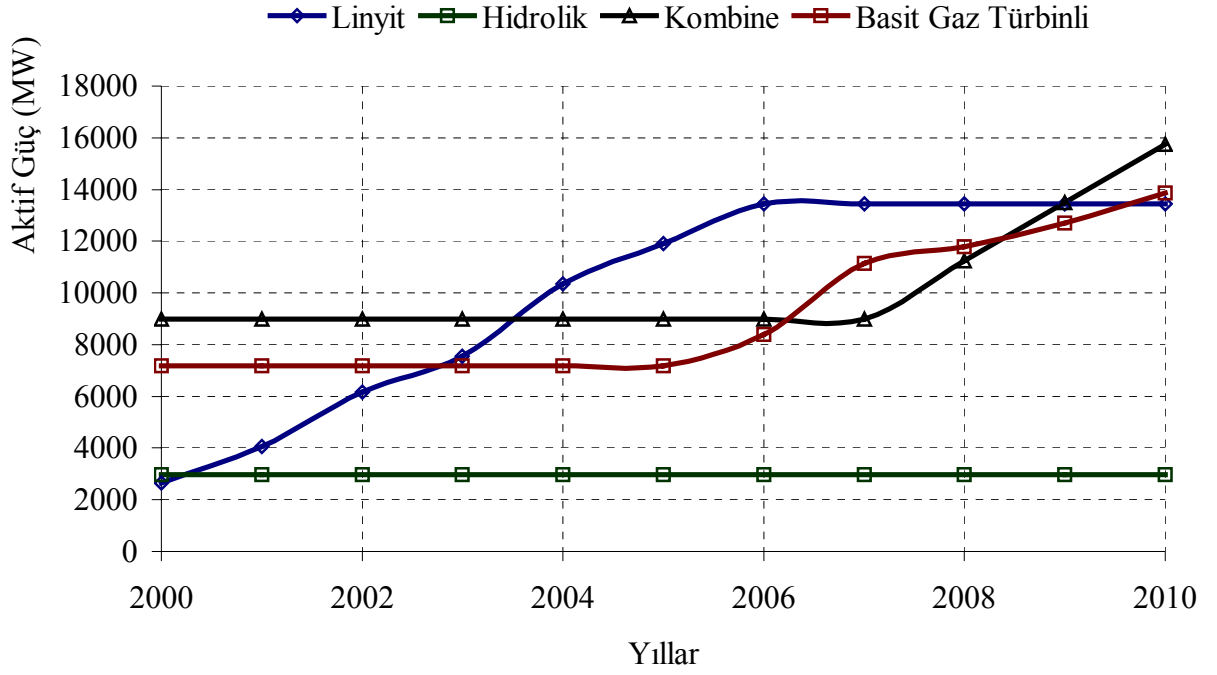
Çizelge 8.12 2000-2010 yılları arasında ilave santral kapasiteleri, yıllık üretim miktarları ve ortalama birim elektrik üretim maliyetleri değişimleri

Yıl	Pik Yük MW	Fark Kapasite MW	İlave Kapasite (Model) MW	Yıllık Üretim Miktarı MWh	Ortalama Birim Elektrik Üretim Maliyeti mills/kWh
2000	21289			130781268	44.72
2001	22992	1703	1400	141191868	48.68
2002	24831	1839	2100	152503968	48.47
2003	26818	1987	1400	164718018	48.39

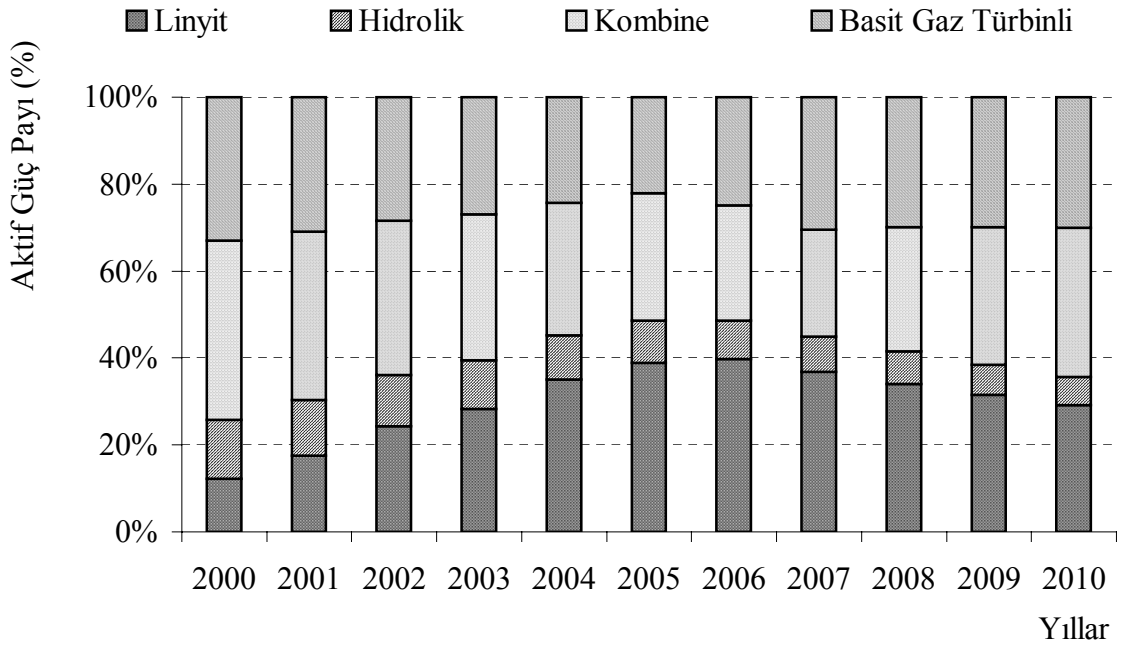
Yıl	Pik Yük MW	Fark Kapasite MW	İlave Kapasite (Model) MW	Yıllık Üretim Miktarı MWh	Ortalama Birim Elektrik Üretim Maliyeti mills/kWh
2004	28963	2145	2800	178030668	49.03
2005	31280	2317	1109	192288318	48.91
2006	33783	2503	3190	207678348	49.38
2007	36485	2702	2738	224403048	49.22
2008	39404	2919	2888	242418798	49.65
2009	42557	3153	3188	261813798	50.03
2010	45961	3404	3394	282786948	50.40

Optimizasyon modelinin sonuçları analiz edildiğinde; 2006 yılına kadar buhar türbinli santrallerin ilavesi ile bu santral tipinin kapasitesinin arttığı ve bu yıldan sonra sabit kaldığı görülür. Bunun karşılığı olarak 2006 yılına kadar kapasite payı artarken, bu yıldan sonra azalmaktadır. Basit gaz türbinli santraller 2006 yılına kadar sabit kapasitede iken bu yıldan itibaren kapasiteleri ve kapasite payları da artmaktadır. Kombine çevrim santrallerine, 2007 yılına kadar kapasite ilavesi olmamakta ve daha sonra hızla kapasite ve kapasite payı artmaktadır. Hidroelektrik santrallara ilave ön görülmediğinde, kapasiteleri sabit kalmakta ve toplam içindeki payları sürekli azalmaktadır. Şekil 8.7’ de santral tiplerinin yıllar itibari ile kapasitelerinin ve Şekil 8.8’de kapasite paylarının değişimi gösterilmiştir. Bu sonuçlar yerli linyit kaynakların 2006 yılına kadar kullanılacağını ve bu yıldan sonra ithal kaynaklara ağırlık verileceğini göstermektedir.

Santral tipleri için, enerji üretim miktarları ve üretim paylarında farklı durumlar görülmektedir. Buhar türbinli santrallerin elektrik üretimi ve üretim içindeki payı, 2006 yılına kadar hızla artmakta ve bu yıldan sonra sabit kalmaktadır. Bu santral tipi için, yeni santraller



Şekil 8.7 Yıllar itibari ile santral tipleri için güçlerin değişimi

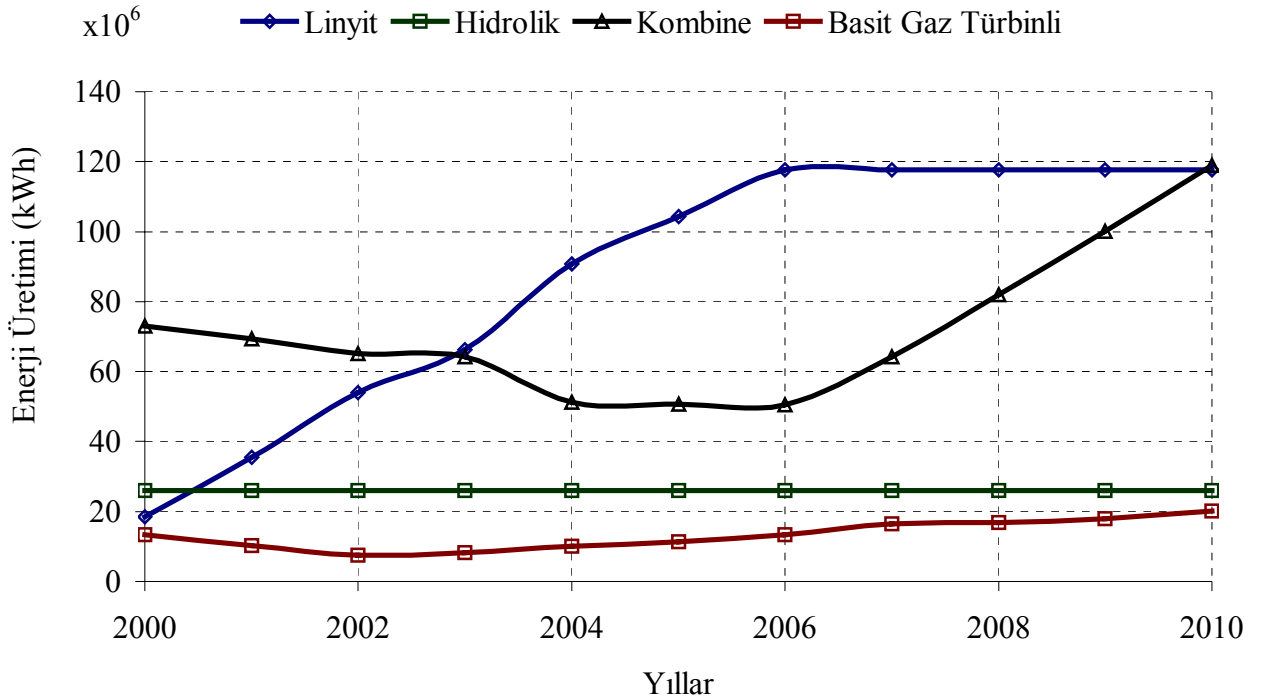


Şekil 8.8 Yıllar itibari ile santral tipleri için güç paylarının değişimi

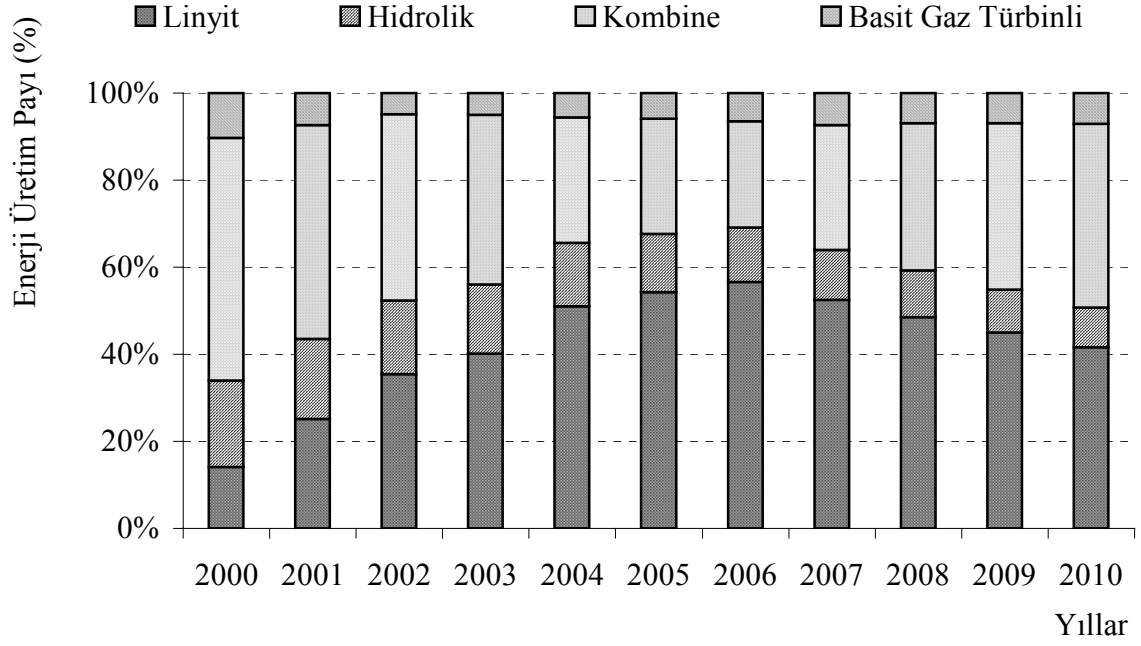
temel yüklerde kullanıma ilave edilmiştir. Kombine çevrim santrallerinin enerji üretimleri,

2006 yılına kadar azalmakta ve bu yıldan sonra ilave kapasitelerin devreye girmesi ile üretim miktarı ve üretim payı hızlı artış göstermektedir. Basit gaz türbinli santrallerin enerji üretim miktarları, 2004 yılına kadar çok düşük miktarlarda azalmakla beraber; bu yıldan sonra meydana gelen artış çok fazla değildir. Hidroelektrik santraller için, kapasite ilavesi ön görülmediğinden üretim miktarı sabit kalmakta fakat üretim içindeki payı sürekli azalmaktadır. Şekil 8.9'da santral tiplerinin yıllar itibarı ile üretim miktarı ve Şekil 8.10'da üretim payları değişimi verilmiştir.

Hesaplamalar sonucunda bulunan ilave santraller için gerekli olan yatırım masrafları toplamaları Çizelge 8.13' verilmiştir. Yıllar itibarı ile gerekli olan yatırım masrafları analiz edildiğinde 2006 yılına kadar yatırım masrafları 2,147 M\$' dan 3,134 M\$' a kadar artmaktadır. Bu değerler 2006 yılından sonra büyük oranda düşmekte ve 705 –1,278 M\$ arasında değişmektedir. Bunun nedeni, 2006 yılına kadar ilavesi ön görülen santral tipi olan



Şekil 8.9 Yıllar itibarı ile santral tipleri için yıllık elektrik üretim miktarlarının değişimi



Şekil 8.10 Yıllar itibarı ile santral tipleri için yıllık elektrik üretim paylarının değişimi

buhar türbinli santrallerin yatırım masraflarının, 2006 yılından sonra ilavesi ön görülen kombine çevrim ve basit gaz türbinli santrallara göre çok yüksek olmasıdır.

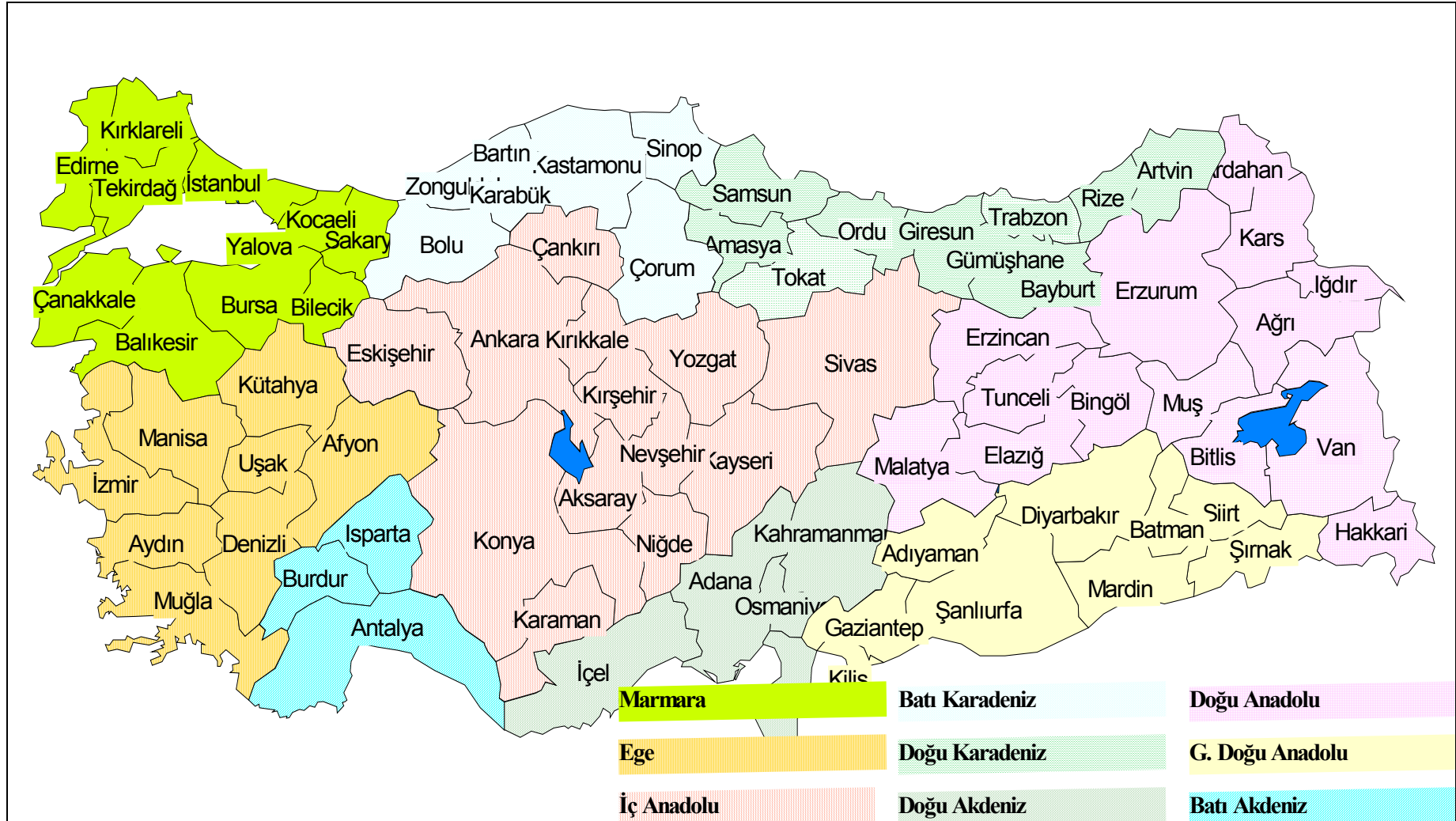
Çizelge 8.13 Yıllar itibarı ile enerji üretim santrallerine yapılması gereken yatırım masrafları

Yıl	Yatırım Miktarı (M\$)
2003	2,147
2004	4,295
2005	3,221
2006	3,134
2007	705
2008	1,140
2009	1,222
2010	1,278
TOPLAM	17,141

8.3 Bölgesel Analiz

Türkiye elektrik sistemi enterkonnekte şebeke ile biri birine bağlı, bütün bir sistemden oluşmaktadır. Sistem güvenilirliğini artıran bu çalışma şeklinde, ilave edilen santrallerin kurulma yeri, planlama için önem teşkil etmemektedir. Fakat Türkiye'nin coğrafi bölgeleri ekonomik, sosyal yapı ve nüfus dağılımı açılarından birbirlerinden farklılık gösterirler. Bu farklılıklar; elektrik tüketim miktarı, talep artış hızı ve talebin meydana geldiği zamanları etkilemektedir. Elektrik üretim planlamasına önemli etkileri olan bu konuların, planlamada göz ardı edilmemesi gerekir. Bölgeler arasında talep farklılıklarından başka; elektrik üretim planlamasında kullanılan kaynak tipleri, kaliteleri ve rezerv miktarları da farklılık göstermektedir. Özellikle kaynak rezerv miktarları planlamada kısıt oluşturmakta ve sonuçları belirlemektedir. Enterkonnekte sistemle birbirine bağlı olan bölgeler arasında elektrik iletimi gerçekleştirilerek, elektrik üretim fazlası olan bölgelerden, açığı olan ve kaynak rezervi olmayan bölgelere iletim yapılması, çok yüksek iletim kayıplarına neden olmaktadır. İletim kayıplarının azaltılması, kıt olan yerli kaynakların daha verimli kullanılması, ithal kaynakların taşınacağı bölgelerin tespiti ve bunlara ait yatırımların planlanması ve ilave edilecek santrallerin yerlerinin belirlenmesinde, bölgesel elektrik planlaması önemlidir.

Bu amaçlara yönelik olarak, bölgelerin birincil kaynak tipleri, kaliteleri ve rezervleri, elektrik tüketimlerinin miktarları, talep artış hızları ve tüketim sektörlerine dağılımları incelenmiştir. Türkiye coğrafi bölgelerinden Akdeniz ve Karadeniz bölgeleri; batı ve doğu diye ikiye ayrılmıştır. Bu ayrım sonucunda 9 coğrafi bölge oluşturularak, analizlerde kullanılmıştır. Elektrik tüketim bilgileri TEDAŞ tarafından il seviyesinde belirlendiği için, coğrafi bölgelere giren iller bu bölgelerin oluşturulmasında esas alınmıştır. Şekil 8.11'de analizlerde temel alınan 9 coğrafi bölge verilmiştir.



Şekil 8.11 Türkiye coğrafi bölgeleri ve bölgelerde bulunan iller

Bölgelere ait kaynak bilgileri, 6. bölümde analiz edilerek verilmiştir. Bu analizlerde bölgelerde bulunan kaynak tipleri, kaliteleri, fiyatları ve rezerv miktarları, her bir bölge için çizelgelerde verilmiştir.

Bölgelere ait tüketim bilgileri, 1997-2000 yılları arasındaki değerler alınarak analiz edilmiştir. Çizelge 8.14-8.22 arasında bölgelere ait iller ve 1997-2000 yılları tüketim miktarları verilmiştir. Bu periyottaki bölgelere ait tüketimlerin toplam içindeki payları Çizelge 8.24' de gösterilmiştir. Tüketim içindeki en büyük pay sıralaması 2000 yılı için % 39.2 Marmara, %16.31 Ege, % 13.98 İç Anadolu, % 9.67 Doğu Akdeniz şeklindedir. Diğer bölgelerin payları % 5-3 arasında değişmektedir. Şekil 8.12'de tüketim paylarının bölgelere dağılımları verilmiştir.

Çizelge 8.14 Marmara bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri

NO	İL	Tüketim (GWh)			
		1997	1998	1999	2000
1	Balıkesir	1,193,546	1,354,248	1,391,540	1,456,043
2	Bilecik	918,393	1,304,751	1,325,847	1,380,185
3	Bursa	4,413,752	4,544,886	4,706,419	5,640,172
4	Çanakkale	735,916	771,513	780,232	849,682
5	Edirne	600,965	604,099	604,428	583,755
6	İstanbul	16,058,674	16,509,300	17,359,274	17,703,495
7	Kırklareli	806,123	990,529	936,469	931,827
8	Kocaeli	3,996,941	4,278,546	3,979,157	5,602,269
9	Sakarya	666,688	744,253	730,391	884,084
10	Tekirdağ	1,858,821	2,127,040	2,262,083	2,348,959
11	Yalova	174,610	595,927	550,071	710,174
	Marmara	31,426,426	33,827,090	34,627,910	38,092,645

Çizelge 8.15 Ege bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri

NO	İL	Tüketim (GWh)			
		1997	1998	1999	2000
1	Afyon	544,758	611,840	632,331	662,356
2	Aydın	867,026	952,065	1,020,356	912,600
3	Denizli	1,086,601	1,226,289	1,293,187	1,457,827
4	İzmir	8,258,203	8,270,083	8,563,815	9,076,114
5	Kütahya	527,637	554,249	574,351	604,343
6	Manisa	1,204,612	1,300,501	1,356,518	1,383,391
7	Muğla	937,816	1,037,224	1,104,959	1,251,050
8	Uşak	410,816	427,582	432,703	498,005
	Ege	13,839,466	14,381,831	14,980,219	15,847,686

Çizelge 8.16 Batı Akdeniz bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri

NO	İL	Tüketim (GWh)			
		1997	1998	1999	2000
1	Antalya	2022638	3176036	2320467	2418143
2	Burdur	178380	210616	222084	228040
3	Isparta	512781	539970	528432	565648
	Batı Akdeniz	2715796	3928620	3072982	3213831

Çizelge 8.17 Doğu Akdeniz bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri

NO	İL	Tüketim (GWh)			
		1997	1998	1999	2000
1	Adana	2,678,776	2,765,075	2,898,692	3,029,431
2	Hatay	2,675,373	2,683,035	2,767,758	2,650,775
3	İçel	1,684,580	1,763,250	1,848,561	2,074,063
4	K. Maraş	1,090,050	1,234,635	1,300,987	1,415,228

NO	İL	Tüketim (GWh)			
		1997	1998	1999	2000
5	Osmaniye	95,292	193,479	211,571	227,362
	Doğu Akdeniz	8,226,068	8,641,472	9,029,568	9,398,859

Çizelge 8.18 İç Anadolu bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri

NO	İL	Tüketim (GWh)			
		1997	1998	1999	2000
1	Aksaray	146,632	178,172	192,506	221,478
2	Ankara	4,064,392	4,307,070	4,611,021	5,005,813
3	Çankırı	108,195	115,769	113,350	126,537
4	Çorum	397,379	416,657	438,103	442,720
5	Eskişehir	885,185	849,913	862,575	990,663
6	Karaman	177,838	192,149	211,404	212,882
7	Kayseri	1,262,730	1,389,696	1,387,311	1,424,655
8	Kırıkkale	352,972	338,341	380,074	356,595
9	Kırşehir	158,555	165,425	174,847	191,677
10	Konya	2,494,783	1,734,220	2,730,053	2,864,405
11	Nevşehir	326,548	388,454	438,261	449,148
12	Niğde	328,949	397,198	432,353	418,802
13	Sivas	401,565	439,333	453,506	496,384
14	Yozgat	289,835	324,422	350,376	384,010
	İç Anadolu	11,397,555	11,238,817	12,777,739	13,587,769

Çizelge 8.19 Batı Karadeniz bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri

NO	İL	Tüketim (GWh)			
		1997	1998	1999	2000
1	Bartın	161,843	153,743	166,603	154,053
2	Bolu	694,461	730,288	714,211	844,027
3	Karabük	227,187	314,945	332,042	364,603
4	Kastamonu	309,191	323,646	340,586	361,568
5	Sinop	108,849	121,165	136,569	142,397
6	Zonguldak	2,032,955	2,010,273	1,973,231	2,154,744
	Batı Karadeniz	3,536,483	3,656,058	3,665,241	4,023,392

Çizelge 8.20 Doğu Karadeniz bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri

NO	İL	Tüketim (GWh)			
		1997	1998	1999	2000
1	Amasya	278,646	301,191	307,267	320,428
2	Ardahan	23,925	27,318	33,151	38,049
3	Artvin	160,636	170,523	173,373	191,435
4	Bayburt	27,598	31,429	32,827	40,712
5	Giresun	251,839	278,405	334,956	379,681
6	Gümüşhane	45,725	49,633	49,606	55,533
7	Ordu	411,817	462,947	489,898	524,023
8	Rize	277,901	311,365	347,274	341,264
9	Samsun	796,327	970,110	1,015,359	1,076,309
10	Tokat	286,148	343,130	367,423	402,929
11	Trabzon	405,833	460,543	487,759	536,479
	Doğu Karadeniz	2,968,392	3,408,592	3,640,892	3,908,842

Çizelge 8.21 G.Doğu Anadolu bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri

NO	İL	Tüketim (GWh)			
		1997	1998	1999	2000
1	Adıyaman	429,554	473,692	506,671	518,534
2	Batman	210,977	240,604	272,893	305,535
3	Diyarbakır	504,758	535,555	547,295	700,043
4	Gaziantep	1,662,888	1,694,390	1,735,489	1,988,657
5	Hakkari	57,348	70,746	95,539	87,561
6	Kilis	38,038	46,033	46,706	58,771
7	Mardin	288,550	369,440	457,966	579,565
8	Siirt	139,351	172,193	211,351	224,613
9	Şanlıurfa	812,422	1,249,020	1,266,394	1,043,942
	G.Doğu Anadolu	4,145,883	4,853,671	5,142,303	5,509,221

Çizelge 8.22 Doğu Anadolu bölgesinin 1997-2000 yılı tüketim değerleri

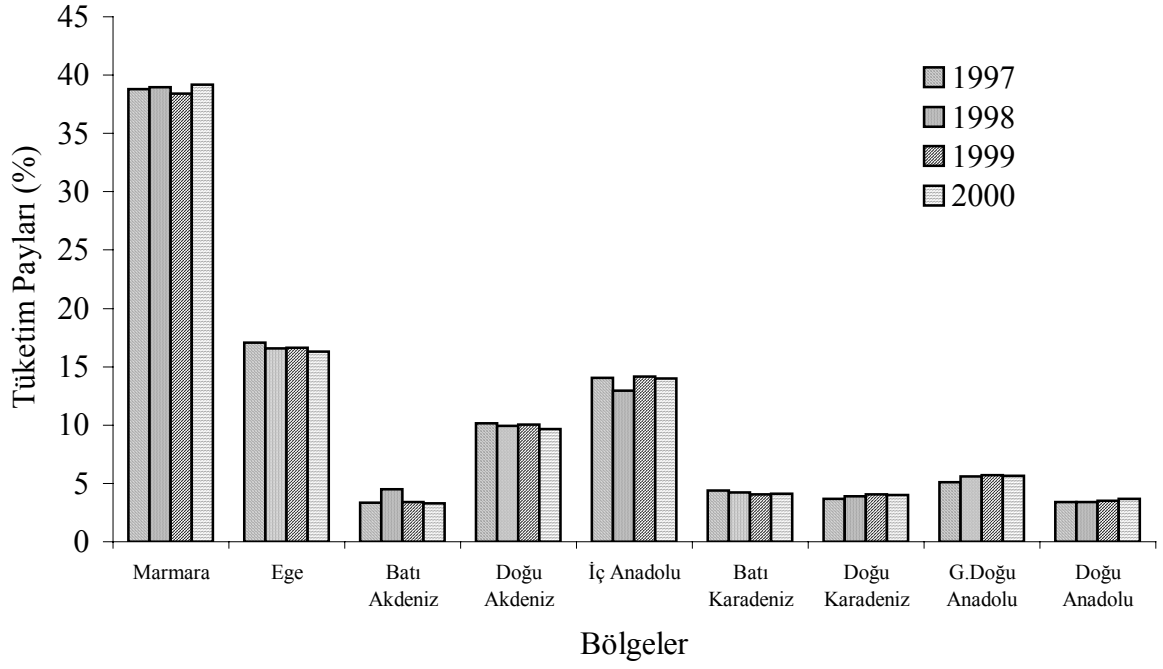
NO	İL	Tüketim (GWh)			
		1997	1998	1999	2000
1	Ağrı	128,528	136,835	185,791	212,358
2	Bingöl	54,155	57,745	62,852	74,387
3	Bitlis	64,377	71,084	81,680	103,196
4	Elazığ	831,610	844,069	858,938	869,861
5	Erzincan	139,728	148,048	150,555	154,557
6	Erzurum	344,600	363,258	407,596	473,038
7	Iğdır	33,576	45,381	43,195	65,443
8	Kars	126,482	143,519	150,225	162,779
9	Malatya	570,061	603,511	626,714	715,434

NO	İL	Tüketim (GWh)			
		1997	1998	1999	2000
10	Muş	105,703	106,602	117,550	149,661
11	Şırnak	86,423	155,492	203,041	222,063
12	Tunceli	41,509	44,831	49,474	52,509
13	Van	221,667	216,325	242,962	338,278
	Doğu Anadolu	2,750,416	2,938,698	3,182,572	3,595,564

Çizelge 8.23 Bölgelerin tüketim payları (1998-2000)

NO	Bölge	Tüketim Payları (%)			
		1997	1998	1999	2000
1	Marmara	38.79	38.94	38.42	39.20
2	Ege	17.08	16.55	16.62	16.31
3	Batı Akdeniz	3.35	4.52	3.41	3.31
4	Doğu Akdeniz	10.15	9.95	10.02	9.67
5	İç Anadolu	14.07	12.94	14.18	13.98
6	Batı Karadeniz	4.37	4.21	4.07	4.14
7	Doğu Karadeniz	3.66	3.92	4.04	4.02
8	G.Doğu Anadolu	5.12	5.59	5.71	5.67
9	Doğu Anadolu	3.40	3.38	3.53	3.70

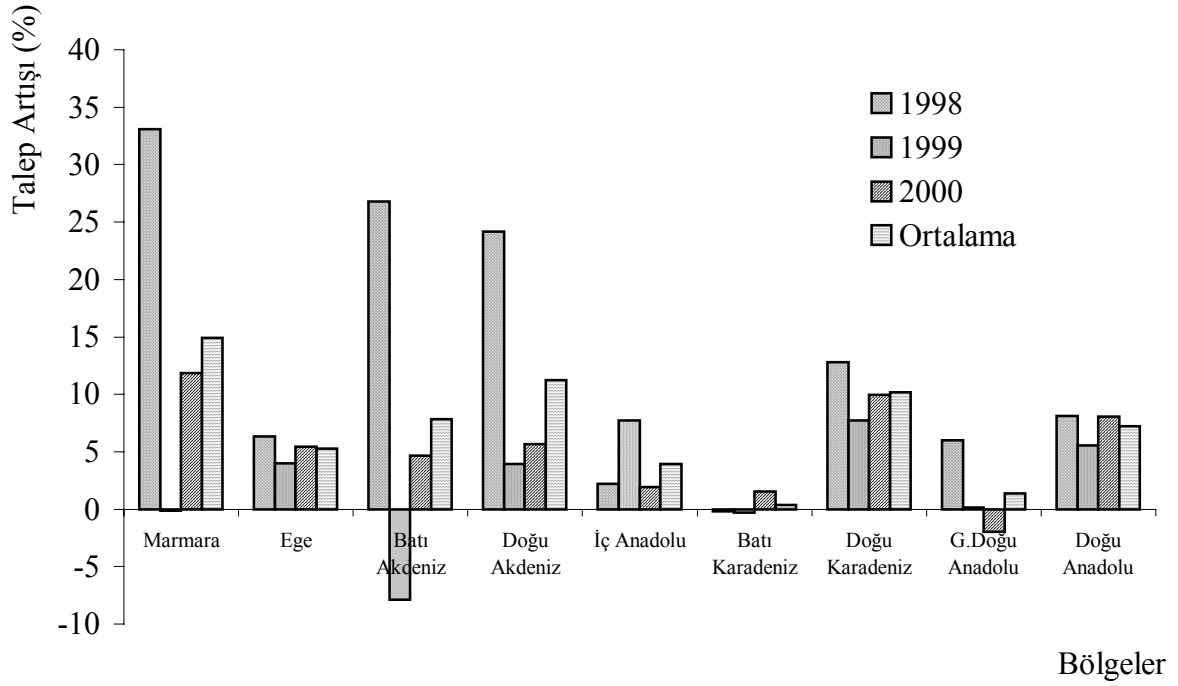
Bölgeler arasında diğer önemli bir fark tüketim artış hızlarındadır. Bölgesel talep artış hızlarının belirlenmesi için 1997-2000 arası talep artışları analiz edilmiş ve sonuçlar Çizelge 8.24’de özetlenmiştir. Yıllık talep artış hızlarında en büyük değer, %14.9 ile Marmara bölgesine aittir. Bu bölgeyi %11.27 ile Doğu Akdeniz ve %10.17 ile Doğu Karadeniz bölgeleri takip etmektedir. En düşük yıllık talep artışları % 0.35 ile Batı Karadeniz ve G.Doğu Anadolu bölgelerinde gerçekleşmiştir. Şekil 8.13’de bölgeler için yıllık talep artışları



Şekil 8.12 Bölgelere ait tüketim payları

Çizelge 8.24 Bölgelerin tüketim artış oranları ve ortalaması (1998-2000)

NO	Bölge	Tüketim Artış Oranı (%)			
		1998	1999	2000	Ortalama
1	Marmara	33.09	-0.13	11.85	14.94
2	Ege	6.31	3.98	5.46	5.25
3	Batı Akdeniz	26.80	-7.88	4.64	7.86
4	Doğu Akdeniz	24.19	3.91	5.69	11.27
5	İç Anadolu	2.20	7.74	1.91	3.95
6	Batı Karadeniz	-0.19	-0.31	1.53	0.35
7	Doğu Karadeniz	12.83	7.71	9.97	10.17
8	G.Doğu Anadolu	5.97	0.15	-1.95	1.39
9	Doğu Anadolu	8.13	5.54	8.04	7.24
	TÜRKİYE	13.26	2.30	5.24	6.93



Şekil 8.13 Bölgelerin 1998-2000 yılları arasındaki talep artışları

gösterilmiştir.

Bölgelere ait kaynak rezervleri, talep miktarları ve yıllık talep artışları incelendiğinde; en büyük tüketim payının ve artış hızının Marmara bölgesinde olduğu görülmüştür. Bu bölgenin kaynak rezervlerinin yok denecek kadar az olması ise tezat oluşturmaktadır. Bir başka tezat ise hidroelektrik potansiyeli en yüksek olan G. Doğu Anadolu bölgesidir. Çünkü bu bölgenin elektrik tüketim payı % 5.67 ve talep artış hızı % 1.39 dur. Bu bölgeye kurulacak santrallerin elektrik üretimlerinin, başka bölgelere iletimi esnasında önemli kayıplar meydana gelecektir. Bu nedenle kurulacak santrallerin yerlerinin belirlenmesinde elektrik iletim kayıplarının azaltılabilmesi için bölgelerin bilgileri mutlaka planlamaya dahil edilmelidir.

Bu amaçla en düşük birim elektrik üretim maliyetini amaçlayan modele, bölge bilgileri dahil edilmiştir. Model girdileri arasında yer alan bölge isimleri, santralin kurulacağı yerleri göstermektedir. Çünkü linyit yakıtlı ve hidroelektrik santrallerin, kaynağın bulunduğu yere yapılması teknik ve ekonomik sebepler nedeni ile zorunludur. Fakat doğalgazın boru hatları ile tüketiciye ulaştırılmasının ekonomik olması ve Türkiye'nin doğalgazın tamamına yakını

ithal etmesi bu kaynağın her bölgede kullanılabileceğini göstermektedir. Bu nedenle model sonunda ilave edilmesi ön görülen linyit yakıtlı ve hidroelektrik santraller ise kendi bölgelerine; doğalgaz yakıtlı santraller ise bölgelerin talep artış hızları analiz edilerek ihtiyaç duyulan bölgelere kurulmalıdır.

Optimizasyon modelinin oluşturulmasında santrallerin kurulacağı bölge belirlendiği gibi; genel bir model oluşturularak, her bir bölge için ayrı ayrı optimizasyon hesaplarının yapılmasına da olanak sağlanmıştır. Bölgeler için talep bilgilerini gösteren yük süre eğrilerinin oluşturulması, optimizasyon modelinin bölgesel analizinde kullanılması için yeterlidir. Fakat bölgelere ait yük süre eğrilerinin olmayışı, modelin bölgesel analizin yapılmasını engellemiştir.

Modelin Türkiye uygulaması sonuçlarında, yakıt eskalasyonunun alınmadığı durum için tüm ilave santraller, doğalgaz yakıtlı kombine çevrim ve basit gaz türbinli olarak hesaplanmıştır. Doğalgazın her bölgeye iletilebilmesi, karar vermekte esneklik sağlamaktadır. Bölgelerin tüketim analizleri sonucunda, en büyük tüketim payına ve en büyük talep artış hızına sahip olan Marmara bölgesine, ilave santrallerin kurulmasında öncelik verilmesi gerektiği sonucu elde edilmiştir. Bu bölgedeki kaynak rezervlerinin az olması, bu sonucu desteklemektedir. Marmara'dan sonra santral kurulmasına öncelik verilmesi gereken bölgeler, tüketim payının yüksek olmasından dolayı Ege ve talep artış hızının yüksek olmasından dolayı da İç Anadolu bölgeleridir.

9. SONUÇLAR VE ÖNERİLER

Elektrik enerjisine olan talebin sürekli artması, elektrik üretiminde kullanılan enerji kaynaklarının kısıtlı olması ve elektrik üretim sistemlerine yapılması gerekli olan yatırım masraflarının büyük olması, bu alanda yapılan planlama çalışmalarının önemini artırmıştır. Fakat planlama çalışmalarına etki eden ekonomik, teknik ve politik parametrelerin fazlalığı, planlama için gerekli olan talep, yakıt fiyatı gibi değerlerin belirsizliği ve üretimde kullanılacak alternatif teknolojilerin fazlalığı, karar almayı zorlaştırmaktadır. Planlama için, elektrik politikalarına uygun olan doğru kararların alınabilmesinde ve en uygun çözümlerin elde edilmesinde optimizasyon modellerine başvurulur. Optimizasyon modelleri, amaç fonksiyona uygun ve kullanılan yönteme bağlı olarak çözümler elde edilmesini sağlar. Elektrik üretim sistemlerinin kapasite büyüme probleminde kullanılan modellerinde çözümleri kolaylaştırmak yada kullandıkları optimizasyon yöntemine uygunluğu sağlamak amacı ile kabuller yapılmaktadır. Bu kabullerin, problem içindeki etkisine bağlı olarak elde edilen sonuçlarda en uygun çözümden uzaklaşmalar olmaktadır.

Elektrik politikaları güvenilir, ekonomik ve çevreye en az zarar verecek şekilde elektrik enerjisinin tüketiciye arzını hedefler. Bu nedenle en ekonomik elektriğin tüketiciye arzı için çözümlerin üretilmesi ve kararların alınması gereklidir. En ekonomik üretim çözümlerinin belirlenmesinde, uluslararası alanda bir değere getirilmiş birim elektrik üretim maliyetleri kullanılır. Özellikle iki santralden ekonomik olanın belirlenmesinde, yararlı olan bu karşılaştırma, çok sayıda santraldan oluşan sistemlerdeki optimizasyon modelleri için de uygundur.

Elektrik üretim sistemlerinin kapasite büyüme probleminin çözümü için oluşturulan modellerde en yaygın karar değişkeni ilave santral kapasitelerinin belirlenmesidir. Fakat ekonomik karşılaştırmaları temel alan bu modellerde kapasite-maliyet ilişkisinin, inşaat süresinin, harcama dağılımının, santral kapasitelerinin maksimum ve minimum sınırlarının değerlendirmelere alınmaması, modellerin eksikleridir. Ayrıca tüm modellerde yük süre eğrisinin basamak fonksiyona dönüştürülmesi ve santralların yük süre eğrisindeki

sıralamasının dışarıdan girilmesi, optimum çözüm sonuçlarını etkilemektedir. Bu nedenle optimum sonuçların hem doğruluğunu; hem de kullanılabilirliğini artırmak için yük süre eğrisinin yapısını değiştirmeden, elektrik üretim sistemlerinin kapasite büyümesini, yük sıralamasının belirlenmesi ile beraber değerlendiren optimizasyon modeli oluşturulmuştur. Problemin adının kapasite büyüme ve yük sıralamasının belirlenmesi olarak değiştirilmesi çözümlerin doğruluğunu artıracaktır.

Optimizasyon modelinde kullanılan bir değere getirilmiş birim elektrik üretim maliyetlerini oluşturan yatırım, yakıt, işletme ve bakım masraflarına etki eden tüm parametrelerin; ulusal, bölgesel, santral tipi ve enerji kaynakları için değişiminin değerlendirmelere dahil edilmesi, sonuçların gerçekliğini sağlayacaktır. Oluşturulan en düşük yıllık ortalama birim elektrik üretim maliyetli sistemi hedefleyen optimizasyon modelinde, tüm parametreler gerçek sonuçların elde edilmesi ve sonuçlar üzerine olan etkilerinin değerlendirilebilmesi için ayrı ayrı modele dahil edilmiştir. Parametrelerin tek tek girilmesinin diğer bir faydası da modelin senaryo yöntemine ve duyarlılık analizine uygun olmasını sağlamasıdır. Özellikle hesaplamaların yapıldığı zamanda belirlenmesi gereken geleceğe ait bilgilerin (talep miktarı, talep artış hızı, yakıt fiyatları, teknolojilerin termik verimleri, santral tiplerinin yatırım masrafları vb.) değerleri farklı değerler verilerek sonuçlara etkisinin analizi, planlama çalışmalarında önemli bir konudur. Oluşturulan modelin senaryo yöntemine ve duyarlılık analizine uygunluğu, değişik analiz çalışmalarında kullanılmasını olanaklı kılmaktadır.

Oluşturulan model, santralların ekonomik karşılaştırmasını yaptığından, ekonomi modelidir. Fakat çevresel zarar ve etkileri yansıtan dış masrafların modele eklenmesi olanaklı olduğundan, modelin ekonomi ve çevre modeline dönüştürülmesi mümkündür. Bu yapıldığı takdirde, Türkiye için değerlerinin belirlenme çalışması henüz yapılmamış olan dış maliyetlerin optimizasyon modeline dahil edilmesi sağlanmış olacaktır.

Optimizasyon modelinin karar değişkenleri olarak; ilave edilecek santralların tipi, kapasitesi, yılı ve kurulacağı bölge ile tüm santralların yük sıralaması alınmıştır. Santral tiplerinin belirlenmesinde, elektrik üretiminde kullanılacak birincil enerji kaynaklarının rezervleri,

temel alınarak modele dahil edilmiştir. Bununla beraber; ileride rezerv çalışmaları tam olarak yapılacak yenilenebilir enerji kaynaklı elektrik üretim teknolojilerinin (rüzgar, güneş ve fotovolt tek vb.) ve politik kararların etkisinden kurtulan nükleer enerjinin, modele dahil edilmesi mümkündür.

Model tarafından santral kapasitelerinin belirlenmesinde kullanılan yöntem, her santral tipi için minimum ve maksimum kapasite arasında kullanıcı tarafından belirlenen kapasite artış miktarı ile çok sayıda aday santralin elde edilmesine dayanmaktadır. Kapasite artış miktarının küçük değerlerde seçilmesi, aday santral sayısını ve sonuçların doğruluğunu artırmaktadır. Fakat hesaplama süresinin uzamasına neden olmaktadır. Hidroelektrik santrallarda ise enerji potansiyelinin bulunduğu bölgedeki şartlara göre projelendirme ile üretim kapasitesi belirlendiğinden, değiştirilmesi mümkün değildir ve tek bir değer olarak model tarafından belirlenir.

Optimizasyon hesaplamaları tek bir yıl için yapılır. Bir sonraki yılın optimizasyon hesaplamalarında bir önceki yılın optimum sonuçları kullanılır. Bu sayede modelin kısa ve uzun vadeli elektrik üretim planlamalarında kullanılması mümkündür.

Elektrik planlamasının en önemli girdileri; talep miktarı, pik yük seviyesi ve bunların artış hızlarıdır. Ulusal elektrik sistemi için, bunların belirlenmesi ile modelin kullanılması sağlanır. Modelden elde edilmek istenen sonuçlardan biri de santralin kurulacağı bölgedir. Bu nedenle modele kaynak bilgileri girilirken, bölge bilgileri de girilmiş ve optimizasyon sonuçlarında ilave santralların kurulacakları bölge belirlenmiş olur. Doğalgaz santrallarının kurulma bölgeleri doğalgazın taşınmasından dolayı, bu duruma uymaz. Bu nedenle doğalgaz yakıtlı santralların kurulacağı yer, bölgelerin talep miktarları ve artış hızları analiz edilerek belirlenir.

Optimizasyon modelinin ulusal sistemler için uygunluğu kadar, belirli bir bölge için uygunluğu da önemlidir. Bölgeler arasında kaynak tipi ve rezervlerinin, talep miktarlarının, talep artış hızlarının ve tüketim sektörlerinin farklı olması, bölgesel enerji planlamasının önemini ortaya çıkarmaktadır. Buna ilave olarak elektrik enerjisinin iletim kayıplarının, iletildiği mesafe ile artması, bölgesel planlamanın yapılmasını desteklemektedir. Ayrıca son

yıllarda tüm dünyada ve Türkiye’de elektrik sektörünün liberalleştirme çalışmaları yapılmaktadır. Bu çalışmanın neticesinde ulusal enterkonnekte sistem, bölgelere ayrılmaktadır. Tüm bu sebeplerden dolayı oluşturulan modelin, belirli bir bölgenin elektrik üretim planlaması içinde uygunluğu önemlidir. Oluşturulan optimizasyon modeli, bölgesel planlamalara uygundur. Fakat analizlerin yapıldığı Türkiye coğrafi bölgeleri için, yük süre eğrilerinin oluşturulması, modelin çalıştırılması için zorunludur.

En düşük yıllık üretim maliyetini hedefleyen optimizasyon modelinin, Türkiye için uygulama çalışmaları yapılarak model test edilmiştir. İlk uygulama çalışmasında, yakıt türleri için fiyat eskalasyonu alınmayarak model ile 2000-2010 yılları arasındaki periyot için karar değişkenleri elde edilmiştir. Amaç fonksiyonunu oluşturan en düşük yıllık ortalama elektrik üretim maliyeti bu planlama döneminde 44.72-47.38 mills/kWh arasında değişmektedir. İlave edilecek santral tiplerinin tamamı, doğalgaz yakıtlı santral olarak bulunmuştur. Kombine çevrim santrallarının, temel ve orta yük seviyelerine, maksimum kapasite olarak seçilen 1000 MW kapasitelerde ilave edilmesi, model tarafından belirlenmiştir. Bunun nedenleri kombine çevrim santrallarının, diğer santral tiplerine göre yatırım masraflarının düşük olması ve kapasite-yatırım ilişkisinde yatırım masraflarının düşmesidir. Pik yükleri karşılamak amacı ile model tüm yıllarda farklı kapasitelerde, basit gaz türbinli santralların yapılmasını önermektedir. Kapasitelerin farklı olmasının nedeni: yük süre eğrisinde pik yük bölgesinde kapasite ile yük faktörünün hızlı değişimidir. Bu bölgede kapasitenin artması, yatırım maliyetlerini azaltmakta; fakat yük faktörü azaldığından, yıllık elektrik üretimini de azalmaktadır. Yıllık elektrik üretiminin azalması, birim elektrik üretim maliyetini azalttığından pik yük bölgesinde küçük kapasitelerin ilavesi, model tarafından uygun bulunmaktadır. Planlama periyodunun tamamında doğalgaz yakıtlı santralların ilave edilmesi, bu enerji kaynağının kapasite ve enerji üretim miktar ile paylarının artmasına neden olmuştur. Doğalgazın ithal edilmesi Türkiye’nin gelecekte ithal enerjiye bağımlılığını artıracaktır. Bunun da en büyük sebebi ise linyit kaynaklarının kalitelerinin düşük olmasıdır. Model tarafından hidroelektrik santralların seçilmemesinin nedeni ise, yatırım masrafları büyük olan bu santral tipinde, proje kapasitelerinin çok büyük olmaması ve kullanma faktörlerinin düşük

olmasından dolayı, yıllık elektrik üretim miktarlarının az olmasıdır. Model, mevcut ve ilave santrallerin yük sıralamalarını, yıllık ortalama üretim maliyetini minimum yapacak şekilde belirlemiştir. Bu sıralama, temel yüklerde hidroelektrik, buhar türbinli ve kombine çevrim santralleri orta yüklerde kombine çevrim santralleri ve pik yüklerde gaz türbinli santraller şeklinde olmaktadır. Türkiye'nin 2000 yılı yükleme sıralaması TEAŞ tarafından, temel yüklerde linyit ve taşkömürü yakıtlı buhar türbinli santraller ile kombine çevrim santralleri, orta ve pik yüklerde hidroelektrik santraller şeklinde yapılmıştır. Uygulanan bu yükleme sıralaması; modelin sonuçlarından farklı olup, yıllık ortalama maliyetlerini artırmaktadır. Santrallerin kurulacağı bölgeler belirlenirken tüm ilave santrallerin doğalgaz yakıtlı çıkması, doğalgazın tüm bölgelere iletebilmesi mümkün olmasından bölgesel tüketim analizleri yapılarak, karar verilmesi gerekliliğini ortaya çıkarmıştır. Bölgesel elektrik tüketim analizlerinde, en büyük tüketim payının (%39.2) ve en büyük talep artış hızının (%14.94) Marmara bölgesinde olduğu, bu nedenle ilave kapasitelerin öncelik ile bu bölgeye yapılması gerektiğini göstermiştir. Marmara bölgesinden sonra en büyük ikinci tüketim payının Ege bölgesine ve ikinci en büyük talep artış hızının İç Anadolu bölgesine ait olması ilave kapasitelerin bu bölgelere yapılmasını uygunluğunu ortaya çıkarmıştır. Hesaplamalar sonunda, her yıl için elektrik üretim sistemlerine yapılması gereken yatırım masrafları da bulunmuştur. Bu sonuçlardan 2003-2010 yılları arasında elektrik üretim santrallerine, toplam 7,938 M\$ yatırım yapılması gerektiği ortaya çıkmıştır.

Modelin duyarlılık analizine uygunluğu için, Türkiye elektrik sitemine ikinci uygulama doğalgaz fiyatlarında %2 esakasyonu alınarak yapılmıştır. Doğalgaz fiyatlarının artması sebebi ile model öncelikle temel yüklere linyit yakıtlı buhar türbinli santrallerin rezerv miktarlarının müsaade ettiği en büyük kapasitelerde ilave edilmesini ön görmüştür. Yine model, linyit kaynaklarının kurulabilecek kapasitelerinin 2006 yılında bitmesi ile bu yıldan sonra doğalgaz yakıtlı santrallerin ilavesini çözüm olarak bulmuştur. Doğalgaz fiyatlarındaki eskalasyon ve linyit santralleri ilavesi sonrasında, yıllık ortalama birim elektrik maliyetleri bir önceki uygulamaya göre yükselmiş ve 50.4 mills/kWh seviyelerine çıkmıştır. Ayrıca ilave edilen linyit yakıtlı santrallerin yatırım masraflarının doğalgaz yakıtlı santrallerden daha

yüksek olması, 2003-2010 arasındaki dönemde yapılması gereken yatırım masraflarını 17,141 M\$ seviyelerine yükseltmiştir. Bu uygulama içinde santrallerin yükleme sıralaması elde edilmiştir.

Türkiye için elektrik üretimi planlamasında kullanılan WASP modeli ile elde edilen sonuçlar; doğalgaz santrallerinin ilavesini öngörmektedir. WASP modelinin sonuçları ile oluşturduğumuz model tarafından, yakıt eskalasyonun alınmadığı durumdaki sonuçlar benzerlik gösterse de, doğalgaz fiyat eskalasyonun alındığı uygulama arasında farklar vardır. Ayrıca WASP modeline, yükleme sıralamasının dışardan girilmesi, bu modelin yükleme sıralamasını göz önüne almadan sonuçları elde edildiğini göstermektedir. WASP modelinde santral kapasitesi optimizasyonu yapılmayıp, her bir santral tipi için sabit kapasiteler girilmektedir.

En düşük yıllık elektrik üretim sistemini hedefleyen optimizasyon modelinin sonuçları, planlamanın bir çok bölümünde karar vericilere yardımcı olacaktır. Bunlar;

1. Yerli ve ithal kaynakların planlanmasında optimizasyon sonuçları kullanılabilir. Model sonuçlarından santrallerin yük faktörleri belirlendiği için her bir santralin tüketeceği yıllık yakıt miktarı, hesaplanabilir. Bu, yakıt üretim sistemlerinin kapasitelerinin ve ithal edilecek yakıtların miktarlarının belirlenmesini de sağlayacaktır. Ayrıca model ilave ettiği santrallerin ömür boyu yakıt tüketim miktarlarını kaynak rezervinden çıkartarak kalan rezerv miktarlarını, vermektedir.
2. Model sonuçlarından, elektrik satış fiyatlarında, bölgesel birim elektrik üretim farklarının değerlendirilmesine olanak sağlar. Bölgelerdeki üretim kaynaklarının farklı olması, kullanılan santral tiplerini ve birim elektrik üretim maliyetlerinin farklı olmasına neden olmaktadır. Model sonunda santrallerin kurulacakları bölgelerin belirlenmesi, bölgeler arasında elektrik satış fiyatlarının farklı uygulanması mümkün kılabilir. Bu sayede elektrik enerjisini yoğun olarak tüketen endüstri kuruluşlarının ucuz elektrik sağlanan bölgelere kurulması sağlanabilir. Bunun bir diğer faydası elektrik enerjisinin bölgeler arasında iletimini azaltarak hat kayıplarını azaltacak olmasıdır.

Ayrıca bölgelerdeki iş imkanlarını, sosyal yapıyı ve nüfus dağılımlarını faydalı yönde etkileyecektir.

3. İthal edilen doğalgaz boru hatları ile tüketim bölgelerine taşınmaktadır. Modelde ayrıca, santrallerin kurulacağı bölgelerin belirlenmesi doğalgaz boru hatlarının planlamasında faydalı olacaktır.
4. Oluşturulan optimizasyon modeli; genel bir model olup, yapılacak duyarlılık analizleri ile gelecekte olması beklenen değişikliklere karşı politikaların belirlenmesini de mümkün kılacaktır. Yakıt fiyatlarında, ekonomik alanlarda ve teknik hususlarda meydana gelecek durumlar senaryolara dönüştürülerek, planlama üzerine olan etkileri model ile analiz edilebilecektir.
5. Elektrik üretim santralleri için ayrılması gereken yatırım masrafları ilave edilecek santral kapasitelerinin bulunması ile belirlenmiştir. Bu sayede finansal kaynakların bulunması ve planlanması çalışmalarında model sonuçları kullanılabilir. Elektrik üretim santrallerinin sermaye yoğun tesisler olması bütçe planlamaları için model sonuçlarına ihtiyaç duyulmasına neden olacaktır.
6. Talep artışını karşılamada kullanılabilecek diğer yöntemler, talep tarafı seçenekleri olarak bilinmektedir. Talep tarafı seçeneklerinden olan, farklı saatlerde farklı elektrik satış fiyatlarının uygulanabilmesinde model sonuçları kullanılabilir. Her santralin yük sıralaması ve birim elektrik üretim maliyetleri, model ile elde edildiğinden satış fiyatlarının belirlenmesine olanak sağlayacaktır.

Oluşturulan en düşük yıllık elektrik üretim maliyetini bulmayı hedefleyen modelin genişletilmesi mümkündür. Ekonomik model olması ve Türkiye’de elektrik üretiminden kaynaklanan çevresel zararların, maddi karşılıklarının bilinmemesi nedeni ile, çevresel faktörler modele dahil edilmemiştir. Bu teknik çalışmaların yapılarak dış maliyetlerin Türkiye için belirlenmesi ile model ekonomi ve çevre modeli haline dönüştürülebilir. Modelde kısıt olarak kaynak rezerv miktarları kullanılmıştır. Bu kısıta ilave olarak santrallerin ürettiği

Çevresel emisyon miktarları ve finansal kaynak miktarları kısıt olarak ilave edilmesi ile model farklı alanlardaki analizlere uygun hale getirilebilir. Model, elektrik üretim maliyetlerini hesaplayarak santrallerin ekonomik karşılaştırmalarını yapmaktadır. Satış fiyatlarının karşılaştırılması için iletim ve dağıtım maliyetlerinin modele ilavesi gerekmektedir. Bu durum için, her santralin hangi bölgeye elektrik ileteceğinin belirlenmesi de zorunludur. Yenilenebilir enerji kaynaklarının ve enerji depolama sistemlerinin modele ilavesi yapılabilir. Fakat bu ilavelerin yapılması için günlük yük süre eğrilerinin ve enerji potansiyeli eğrilerinin ayrıntılı çalışmalar ile elde edilmesi gerekmektedir.

KAYNAKLAR

- ANL (1987), Energy and power Evaluation Programming (ENPEP) Documentation and User's Manuel, Argonne
- Akçael A. (1998), " Petrol, Doğalgaz ve Boru Hatları", Türkiye 1. Enerji Şurası. 7-9 Aralık 1998, İstanbul
- Alajlan S.A., Smiai M. S.ve. Elani U. A., (1998)," Effective Tools Towards Electrical Energy Conservation in Saudi Arabia", Energy Conversation Management. Vol. 39 No:15-17 page 1337-1349
- Altaş M. (2000) Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi,1998 Enerji İstatistikleri
- Altınbilek D., (1998). " Hidrolik Enerjinin geliştirilmesi". Türkiye 1. Enerji Şurası. 7-9 Aralık 1998. İstanbul
- Aronson E. ve Edenburn M.,(1997), Electric Utility Capacity Expansion and Energy Production Models for Energy Policy Analysis, Sandia National Laboratories, 1992, California
- Arslan Ü.,(2001), Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Özel İhtisas Komisyonu Raporu Enerji Hammaddeleri Alt Komisyonu Petrol-Doğalgaz Çalışma Grubu ,Ankara
- Athanassopoulos A., (1999), "Data Envelopment Scenario Analysis for Setting targets to Electricity Generation Plants". European Journal of Operational Research, Vol 115 pages 413-428
- Attala L., Facchini B., Ferrera G.,(2001), "Thermoeconomic Optimization Method as design Tool in Gas-steam Combined Plant Realization", Energy Conversation Management. Vol. 42 page 2163-2172
- Aybar E., (1998), " Enerji Talebi ve Ekonomisi", Türkiye 1. Enerji Şurası, 7-9 Aralık 1998, İstanbul
- Aybers N. ve Şahin B.(1995), Enerji Maliyeti, Yıldız Teknik Üniversitesi Matbaası, İstanbul
- Balachandra P. ve Chandru V.,(1999), "Modeling Electricity Demand with Representative Load Curves ",Energy,24:219-230
- Bald M.,(1999),"The Investment Performance of Power Plants ",Power Journal,2-99:4-9
- Barrett P.J. , (2002), Clean Energy and Jobs; A Comprehensive Approach to Climate Change and Energy Policy, Economy Policy Institute, Washington.2002
- Bejan A.,Tsatsaronis G., Moran M.,(1995), "Thermal design and optimization ", Wiley-Interscience Publication, New York
- BP Statistical Review of World Energy,2000
- Browb M.T. ve Ulgiati S.,(2002),"Emergy Evaluations and Environmental Loading of Electricity Production Systems", Journal of Cleaner Production, vol. 10 page 321-334
- Bruhn M.,(2002)," Hybrid Geothermal-fossil Electricity generation from Low Enthalpy Geothermal Resources: Geothermal Feed water Preheating in Conventional Power Plants", vol 27, pages 329-346

- Carcasci C.ve Facchini. B., (2000) " Comparison Between two Gas Turbine Solutions to Increase Combined Power Plant Efficiency ", Energy Conversation Management, Vol. 41 page 757-773
- Casella F., (2001)," Minimizing Production Cost İn Generation and Cogeneration Plants", Control Engineering Practice, vol 9 pages 283-295
- Chanton. C. ve Doucet. J.A., (1999), Uncertainty and Investment in Electricity Generation: The Case of Hydro-Quebec.University Laval,Quebec
- Chattopadhyay. D., Banerjee R.,Parikh J.,(1995)," Integrating Demand Side Options in Electric Utility Planning : A Multiobjective Approach", IEEE Transaction on Power Sysytems,10:657-663
- Chen C. ve Wu T.H.,(1998), "Optimal Distribution Transformer Sizing by Dynamic Programming ", Electrical Power and Energy Systems, vol 20, pages 161-167
- Choi K. ve Ang B.W.,(2002), " Measuring Thermal Efficiency Improvement in Power generation : the Division Decomposition Approach", Energy, vol 27 , pages 447-455
- Diakoulaki D., Mirasgedis S., Tziantzi M.,(1999), "Environmental Externalities and The Development of Renewable Energy Sources"
- Dilli B., (1998), " Fosil Kaynaklardan Elektrik Enerjisi Üretimi", Türkiye 1. Enerji Şurası. 7-9 Aralık 1998, İstanbul
- Diwekar U., Rubin E. S. ve Frey H.C.,(1997),"Optimal Design of Advanced Power Systems Under Uncertainty", Energy Conversation Management, Vol. 38 ,No:15-17 page 1725-1735
- DEK-TMK (Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi), (2000), 1998 Enerji Raporları, Ankara
- Ediger.V.Ş. ve Tatlıdil H.,(2002)."Forecasting the Primary Energy Demand in Turkey and Analysis of Cyclic Patterns", Energy and Conversion and Manegment,43:473-487
- Elektrik İşleri Etüt İdaresi Yayınları, Yayın no : 27
- El-Kordy M.N.,Badr M.,Abed K.İbrahim S., (2002), "Economical Evaluation of Electricity Generation Considering Externalities", Renewable Energy,25:317-328
- Eyice S.,1971,Isı Ekonomisi, Teknik Üniversite Matbaası, İstanbul
- Farag.A.S.,Mousa A.E., Cheng T.C., Beshir M.,(1999),"Cost Effective Utility Energy Plans Optimization and Management". Energy Consersion and managment.40:527-543
- Feibus H., Financing Worldwide Electric Power : Can Capital markets Do the Jop?, U.S. Department of Energy, Washington,1996
- Gas Turbine World Handbook 1999-2000
- Georgopoulos E., (1997), " A Multicriteria Decision Aid Approach for Energy Planning Problems: The Case of Renewable Energy Options". European Journal of Operational Research, vol 103 pages 38-54
- Güngör Z. ve Bozkurt G., (1999)," Economical Comparison of Imported Energy Sources in Terms of Long-term Production Planning", Energy, 24:31-42
- Head C.,(2000) , Financing of Private Hydropower Projects. World Bank Discussion Paper N

420, Washington

Henning D.,(1997)," Modest-An Energy System Optimization Model Applicable to Local Utility and Countries", Energy, Vol 22. Pages 1135-1150

Henning D.,(1997),"MODEST- AN Energy-System Optimization Model Applicable to Local Utilities and Countries",Energy,22:1135-1150

Hutzler M., The National Energy Modeling System : An Overview 2000, U.S. Department of Energy, Washington, 2001

I.A.E.A., (1991), Electricity and the Environment. IAEA Proceeding Sherries, Vienna

Kamiya A., (1999), "Adaptive-edge Search for Power Plant Start-up Scheduling, IEEE Transaction on System. Man. Cybernetics- Part C: Applications and Reviews, vol 29, pages 518-530

Karaki S., Chaaban F., Al-Nakhle N.,Tarhini K., (2001), " Power Generation Expansion Planning with Environmental Consideration for Lebanon",Electrical Power and Energy System

Kavrakoğlu İ., (1988a), "Decision Analysis in The Energy Sector", Appl. Math. Modeling. 4:49-55

Kavrakoğlu İ.,(1988b), "Models for National Energy Policy Analysis and Planning ", International Federation of Automatic Control, 16:379-392

Khella A. F. A., (1996), "Energy Planning Policies with Environmental Considerations", Energy Policy, Vol 25 pages 105-115

Koçak Ç., Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Raporu Enerji Hammaddeler Alt Komisyonu Kömür Çalışma Grubu, Ankara 2001

Kutscher C., Smal-scale Geothermal Power Plant Field Verification Projects, National Renewable Energy Laboratory, California,2001

Langford H., (1998), "Cogeneration and Self-generation for Energy Agility", Industrial Manegment and Data System, vol 2, pages 44-47

Limmechokchai B. ve Chungpaibulpatana S., (2001), " Application of Cool Storage Air-conditioning in the Commercial Sector : an Integrated Resource Planning Approach for Power Capacity Expansion Planning and Emission Reduction", Applied Energy, Vol 68, page 289-300

Lookman A. ve Rubin E.S., (1998), " Barriers to Adopting Least- cost Particulate Control Strategies for Indian Power Plants". Energy Policy, vol 26 page 1053-1063

Luhanga. M.L., Mwandosya M., Luteganya R., (1993), " Optimization in Computerized Energy Modeling for Tanzania", Energy,18:1171-1179

Maatsumoto H. ve Takahasi S.,(1999), " Improvement of Thermal Efficiency for Combined Cycle Power Plant During Load Following Operation", IEEE Transaction on Energy Conversion, vol 14, pages 787-794

MacGreger. P.R., (1993), "Electric Utility Integrated Resource Planning in The U.S.".37th GE Turbine State of the Art Technology Seminar, New York

Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Enerji Hammaddeleri Alt Komisyonu Kömür Çalışma

Grubu Raporu , Mayıs 1996, Ankara DPT

Mavrotas.G., Diakoulaki D., Papayannakis L., (1999), "An Energy Planning Approach Based on Mixed 0-1 Multiple Objective Linear Programming ", Intl. Tans. In Op. Res., 6:231-244

Messner.S., (1997).," Endegenized Technical Learning in Energy System Model ",Journal of Evaluating Economic, 7:291-313

Mielnik O. ve Goldemberg J.,(2002), " Foreign Direct Investment and Decoupling Between Energy and Gross Domestic Product in Developing Countries", Energy Policy, vol 30, pages 87-89

Nagel J., (2000)," Determination of an Economic Energy Supply Structure based on Biomass Using a Mixed-integer Linear Optimization Model ",Ecological Engineering, vol 16 page 91-102

Omar S.A. ve Infield D.G.,(1998), "Design Optimization of Thermoelectric Devices for Solar Power Generation", Solar Energy Materials and Solar Cell, vol 53 pages 67-82

Pacudan R. ve Guzman E. (2002), " Impact of Energy Efficiency Policy to Productive Efficiency in the Philippines", Energy Economics, vol 24, pages 41-54

Patrick E.A., (2001), " A New Approach to Optimizing Energy Systems", Computer Methots in Applied Mechanics and Engineering", vol 190 page 5297-5310

Perez-Ruiz.J. ve Conejo.A., (2000), "Multi-Period Probabilistic Production Cost Model Including Dispatch Constraints ", IEEE Transaction on Power Sysytems,15:502-507

Pintelon L.. ve Geeroms K.,(1997).," Computational Model for Belgian Chemical Engineering Plant Cost Index". International Journal of Production Economics. vol 49. pages 101-115

Pokharel. S. ve Ponnambalam. K., (1997), "Investment Planning for Electricity Generation Expansion", International Journal of Energy Research, 21:185-194

Pordo A., Meneu V. ve Valor. E.,(2002), " Temperature and Seasonality Influences on Spanish Electricity Load". Energy Economics, vol 24, pages 55-70

Poullikkas. A., (2001)," A Technology Selection Algorithm for Independent Power Producers". The Electricity Journal, 1:80-84

Remmer D.P. ve Kaye J.,(2001), "Industrial Uncertainty and its Effect on Electricity Supply Choices for Fringe of Grid Consumers", Renewable Energy, vol 22 pages 361-368

Santisirisomboon J.,Limmeechokchai B. ve Chungpaibulpatana S., “ Impacts of Biomass Power Generation and CO2 Taxation on Electricity Generation Expansion Planning and Environmental Emission", Energy Policy, vol 29 pages 975-985

Schaeffer R. ve Szklo S.A., (2001), "Future Electric Power Technology Choices of Brazil: a Possible Conflict Between Local pollution and Global Climate Change", Energy Policy, vol 29 pages 355-369

Simith.R.A. ve Villegas. A.M., (1997), " A Comparative Analysis of Various Optimization Models for Electricity Capacity Expansion ", Int. Trans. Opl. Res., 4:35-44

Stanton P.J., (2001), "Marketing Strategies of Australian Electricity Distributors in an Opening Market", Journal of Business and Industrial Marketing, vol 16, pages 81-93

Stefansson V., (2002)," Investment Cost for Geothermal Power Plants"., Geothermic, vol 31

pages 263-272

Stoft S.(1995).,The Economics of Conserved Energy Supply Curves. University of California Energy Institute, California

Stopford P.J.,(2002)," Recent Application of CFD Modeling in the Power Generation and Combustion Industries ", Applied mathematical Modeling, vol 26 pages 351-374

Sundberg G. ve Henning D., (2002), " Investment in Combined Heat and Power Plants ; Influence of Fuel Price on Cost Minimized Operation", Energy Conversion and Management, vol 43 pages 639-650

Swisher J.N., (1997), Tools and Methods for Integrated Resource Planning, UNEP, Roskilde

Şahin. B . Bekdemir Ş., "Kombine Çevrim Güç Tesislerinin Mukayeseli Ekonomik Etüdü ve Ekonomik Çalışma Bölgesinin Belirlenmesi",Türkiye 6. Enerji Kongresi,1994 İzmir

TEAŞ ,(2001a), 2000 Yılı Faaliyet Raporu

TEAŞ ,(2001b), Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri (2000)

TEAŞ, (1998), 1997 Yılı İşletme Faaliyetleri Raporu

TEAŞ,(1999), 1998 Yılı İşletme Faaliyetleri Raporu

TEAŞ, (2000), 1999Yılı İşletme Faaliyetleri Raporu

TEAŞ, (2001c), 2000 Yılı İşletme Faaliyetleri Raporu

Thomas S., (2000), Completing the Market for Least-Cost Energy Services Annex II.SAVE, Döppersberg, 2000

Thomas S., (2000), Completing the Market for Least-Cost Energy Services Annex IV.SAVE, Döppersberg, 2000

Thomas S., (2000), Completing the Market for Least-Cost Energy Services Annex1.SAVE, Döppersberg, 2000

Thomas S., (2000), Completing the Market for Least-Cost Energy Services Project Final Repeort .SAVE, Döppersberg, 2000

Tsay M.T., (2001), "Optimal Contracts Decision of Industrial Customers ". Electrical Power and Energy Systems, vol 23, pages 795-803

Türkoğlu A., (1998), " Kömür ve Diğer Fosil Kaynakların Geliştirilmesi. Üretimi ve İthalat ile İlgili Sorunlar", Türkiye 1. Enerji Şurası, 7-9 Aralık 1998,İstanbul

Valdes M ve Rapun J.L., (2001)," Optimization of Heat Recovery Steam Generators for Combined Cycle Gas Turbine Power Plants", Applied Thermal Engineering, vol 21 pages 1149-1159

Wang C.H. ve Min K.J.,(1998)," An Integrated Resource Planning Model for Utilities with Quantified Outage Costs", Electrical Power and Energy Systems, vol 20 pages 517-524

Wang. J. ve Sparrow. F.T, (1999), "The Cost of Uncertainty in capacity Expansion Problems", International Journal of Energy Research, 23:1187-1198

Weizsacker C.C. ve Perner J., (2001), "An Integrated Simulation Model for European Electricity and natural Gas Supply ". Elecrical Engineering.83:265-270

William R. ve Park P.E (1973), Cost Engineering Analysis, John Wiley & sons, New York

Yocom D. ve Helms M.M., (2001), " Discharge in the Electricity Industry ", European Business Review, vol 13, pages 137-151

İNTERNET KAYNAKLARI

- [1] www.botas.com.tr
- [2] www.enerji.gov.tr
- [3] www.teas.gov.tr
- [4] www.tedas.gov.tr

ÖZGEÇMİŞ

Doğum tarihi 17.01.1972

Doğum yeri Çardak

Lise 1985-1989 Söke Ziraat Teknik Lisesi

Lisans 1989-1993 Yıldız Üniversitesi Makine Fak.
Makine Mühendisliği Bölümü

Yüksek Lisans 1993-1996 Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
Makine Müh. Anabilim Dalı. Enerji Makineleri
Programı

Doktora 1996-2002 Yıldız Teknik Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü
Makine Müh. Anabilim Dalı. Enerji Makineleri
Programı

Çalıştığı Kurumlar

1993-1995 Diyarbakır Tarım İl Müdürlüğü.

1995-Devam ediyor YTÜ Makine Fakültesi Araştırma Görevlisi