

T.C.
ABANT İZZET BAYSAL ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İKTİSAT ANABİLİM DALI

TÜRKİYE’NİN AVRUPA BİRLİĞİ’NE TAM ÜYELİĞİNDE
ENERJİ SEKTÖRÜNÜN YAPISAL UYUM SORUNU

Yüksek Lisans Tezi

Hazırlayan:

Yalçın ELMAS

Danışman:

Yrd. Doç. Dr. Erdoğan KOTİL

Bolu-2006

SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ MÜDÜRLÜĞÜ'NE,

Yalçın ELMAS'a ait Türkiye'nin Avrupa Birliği'ne Tam Üyeliğinde Enerji Sektörünün Yapısal Uyum Sorunu adlı çalışma, jürimiz tarafından İktisat Anabilim Dalında YÜKSEK LİSANS TEZİ olarak kabul edilmiştir. 16.08.2006

Akademik Unvan ve Adı Soyadı

Üye : Prof. Dr. Ali KARACA

Üye (Tez Danışmanı) : Yrd. Doç. Dr. Erdoğan KOTİL

Üye : Yrd. Doç. Dr. Sadık ÇUKUR

Akademik Unvan ve Adı Soyadı
Sosyal Bilimler Enstitüsü Müdürü

ÖZET

TÜRKİYE’NİN AVRUPA BİRLİĞİ’NE TAM ÜYELİĞİNDE ENERJİ SEKTÖRÜNÜN YAPISAL UYUM SORUNU

Yalçın ELMAS

Yüksek Lisans Tezi

İktisat Anabilim Dalı

Tez Danışmanı : Yrd. Doç. Dr. Erdoğan KOTİL

Ağustos, 177 Sayfa

Enerjiye ulaşım her ülkenin ekonomik yaşamında temel oluşturmaktadır. Bu bakımdan sürdürülebilir, ucuz ve güvenilir enerji çok önemlidir. Türkiye de iklim değişikliği, yüksek enerji fiyatları ve enerji arz güvenliği tehditlerinden etkilenmektedir. Bununla birlikte Türkiye ve Avrupa Birliği, ortak sorunların çözümü için önemli birer stratejik ortak olarak karşımıza çıkmaktadır.

Bu çalışmada Türkiye ve Avrupa Birliği Enerji Sektörlerinin durumu incelenmiştir. Birinci bölümde, Türk Enerji Sektörü 1963-2005 dönemini kapsayacak şekilde tüm boyutları ile analiz edilmiştir. İkinci bölümde enerji sektörünün sektörlerarası ilişkideki yeri girdi-çıktı tabloları yardımıyla ortaya konulmuştur. Üçüncü bölümde, Avrupa birliği enerji sektörü 1990-2005 dönemini kapsayacak şekilde derinlemesine incelenmiştir. Dördüncü bölümde, Gri Model GM(1,1) ve GM(1,N) yardımıyla Türkiye’nin Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu yapılmıştır. Bununla beraber, bahsedilen ilk tahmin modeli Fourier Dizisi yardımıyla düzeltilmiştir.

Anahtar Kelimeler: Enerji, Avrupa Birliği, Gri Model, Fourier.

ABSTRACT**THE STRUCTURAL HARMONIZATION PROBLEM OF THE ENERGY
SECTOR IN THE CONTEXT OF TURKEY'S MEMBERSHIP TO THE
EUROPEAN UNION****Yalçın ELMAS****MSc. Thesis****Department of Economics****Adviser : Asst. Prof. Dr. Erdoğan KOTİL****August, 177 Pages**

Access to energy is fundamental to the economical lives of every countries. In this respect, sustainable, cheap and secure energy is very important. Turkey is also affected threats to the security of energy supply, higher prices and climate change. However, Turkey and The European Union are essential strategic partners to tackling to shared problems.

In this study, the position of Turkish and European Union Energy sectors is investigated. In the first chapter, the Turkish Energy Sector is analyzed all dimension for the period of 1963-2005. In the second chapter, the position of energy sector in inter-sector relations is explained via input-output tables. In the third chapter, the Energy Sector in European Union is deeply investigated for the period of 1990-2005. In the fourth chapter, the electricity demand projection of Turkey is made by Grey Model GM (1,1) and GM (1,N). However, former prediction model is improved via Fourier Series.

Keywords: Energy, European Union, Grey Model, Fourier.

Aileme

TEŞEKKÜR

Öncelikle Sayın Yrd. Doç. Dr. Erdoğan KOTİL'e ufkumu açan önerileri, yorumları, hoşgörüsü ve babacan yaklaşımı nedeniyle teşekkürlerimi sunarım. Sosyal Bilimler Enstitüsüne ve İktisat Anabilim Dalı Başkanı Prof. Dr. Ali KARACA'ya yatay geçişim sırasında gösterdikleri anlayıştan dolayı teşekkür ederim. Zonguldak Karaelmas Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İktisat Anabilim Dalı Başkanı Yrd. Doç. Dr. Nurettin ÖZTÜRK'e ve Kütüphane ve Dökümantasyon Dairesi Şube Müdürü Semiha SANER'e en sıkıntılı anlarımda verdikleri motivasyon için teşekkürlerimi sunarım. Düzce Meslek Yüksek Okulu Müdürü Sayın Prof. Dr. Funda SİVRİKAYA ŞERİFOĞLU'na ve Yüksek Okul Çalışanlarına, çalışmanın tamamlanabilmesi için tahsis ettikleri bilgisayardan ötürü çok teşekkür ederim. Sayın Yüksel TÜRKOĞLU'na tüm teknik desteği, hoşgörüsü ve moral desteği için teşekkürlerimi sunarım. Yıllardır bana tahammül gösteren, kişiliğimin gelişmesine katkıda bulunan, maddi ve manevi desteklerini hiçbir zaman esirgemeyen Annem ve Babama teşekkür ederim. Benim bir şeyler yapabilmem için çoğu zaman kendisini feda eden kardeşim Yasin'e de çok teşekkür ederim.

İÇİNDEKİLER

ÖZET.....	iii
ABSTRACT.....	iv
TEŞEKKÜR.....	vi
İÇİNDEKİLER DİZİNİ.....	vii
ÇİZELGELER DİZİNİ.....	xii
ŞEKİLLER DİZİNİ.....	xiv
KISALTMALAR.....	xv
GİRİŞ.....	1
BÖLÜM	
I- PLANLI DÖNEMDE ENERJİ SEKTÖRÜ.....	4
1.1. Birinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi.....	8
1.2. İkinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi.....	14
1.3. Üçüncü Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi.....	18
1.4. Dördüncü Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi.....	21
1.5. Beşinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi.....	24

1.6. Altıncı Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi.....	28
1.7. Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi.....	32
1.8. Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi.....	36
1.8.1. Taşkömürü.....	37
1.8.2. Linyit.....	39
1.8.3. Petrol.....	41
1.8.4. Doğal Gaz.....	44
1.8.5. Hidrolik Kaynaklar.....	50
1.8.6. Elektrik Enerjisi	51
1.8.7. Yenilenebilir Enerji Kaynakları.....	58
1.8.7.1. Jeotermal Enerji.....	59
1.8.7.2. Rüzgar Enerjisi.....	60
1.7.8.3. Güneş Enerjisi.....	61
1.8.7.4. Biyo Enerji.....	62
1.8.8. Çevre Enerji İlişkisi.....	62
1.8.9. Enerji Verimliliği.....	63

II- ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNÜN GİRDİ-ÇIKTI ANALİZİ İLE İNCELENMESİ.....	65
2.1. Girdi Çıktı Analizinin Genel Özellikleri.....	65
2.2. Doğrudan İleri ve Geri Bağlantı Etkileri.....	69
2.3. Toplam İleri ve Geri Bağlantı Etkileri.....	70
2.4. İleri ve Geri Bağlantı Endeksleri.....	71
2.5. Bağlantı Etkilerinin Dağılımı.....	71
III- AVRUPA BİRLİĞİ’NİN ENERJİ POLİTİKASI VE TÜRKİYE.....	74
3.1 AB Katı Yakıtlar Üretim ve Tüketim Dengesi.....	76
3.2. AB Petrol Üretim ve Tüketim Dengesi.....	78
3.3. AB Doğal Gaz Üretim ve Tüketim Dengesi.....	81
3.4. AB Nükleer Enerji Üretim ve Tüketim Dengesi.....	82
3.5. AB Yeni ve Yenilenebilir Enerji Üretim ve Tüketim Dengesi.....	84
3.6. AB Enerji Verimliliği.....	86
3.7. AB'de Enerji ve Çevresel Etkiler.....	90
3.8. AB Sektörel Enerji Tüketimi.....	93
3.9 AB Enerji Piyasalarına Bakış.....	94

3.10. Euro-Dolar Paritesinin Petrol Ticaretine Etkisi.....	101
3.11. Geleceğe Yönelik Beklentiler.....	102
3.12. Yeşil Tebliğ Bağlamında Yapılması Gerekenler.....	103
3.13. Türkiye ve AB Enerji Sektörleri Arasında Temel İlişkiler.....	106
IV- TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ TALEBİNİN ANALİZİ.....	111
4.1. Elektrik Talebi Tahmini.....	112
4.2. Gri Modelleme ile Türkiye Elektrik Enerjisi Talebi Tahmini.....	116
4.2.1 Gri Model GM(1,1)'in Yapısı.....	117
4.2.2. Gri Model GM (1,N)'in Yapısı.....	119
4.2.3. Fourier Dizisiyle Gri Modelin Hata Terimlerinin Düzeltilmesi.....	120
4.2.4 Alternatif Bir Hata Terimi Düzeltme (İzzet Baysal) Yöntemi.....	122
4.2.5. Gri Modelin Anlamlılığını Değerlenmek İçin Kullanılan Ölçütler.....	123
4.2.6. GM (1,1) Modeli ile Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini.....	124
4.2.7. GM (1,1) Modelinin Fourier Dizisi Yardımıyla Düzeltilmesi.....	125
4.2.8. GM (1,1) Modelinin $\hat{k}$ Katsayısı (İzzet Baysal Yöntemi) Yardımıyla Düzeltilmesi.....	128
4.2.9. GM (1,N) Modeli ile Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini.....	128

SONUÇ	132
KAYNAKÇA	141
EK - ENERJİ SEKTÖRÜNE İLİŞKİN DİĞER VERİLER	164
Ek 1. <i>Toplam ve Enerji Sektörü Sabit Sermaye Yatırımlarının Oranları(%)</i>	165
Ek 2. <i>Enerji Sektörüne Yapılan Sabit Sermaye Yatırımları (1987=100, Milyar TL)</i>	166
Ek 3. <i>Birincil Enerji Üretim ve Tüketimi ile Yatırım ve GSMH'nin Yıllık Değişimi(%)</i>	167
Ek 4. <i>Dönemler İtibarıyla Birincil Enerji Kaynaklarının Bin Ton Petrol Eşdeğeri Olarak Üretim Miktarları</i>	168
Ek 5. <i>Dönemler İtibarıyla Birincil Enerji Kaynaklarının Bin Ton Petrol Eşdeğeri Olarak Tüketim Miktarları</i>	170
Ek 6. <i>Dönemler İtibarıyla Birincil Enerji Kaynaklarının Tüketim Oranları</i>	172
Ek 7. <i>Dönemler İtibarıyla Elektrik Enerjisi Kurulu Gücünde Kaynakların Payı(%)</i>	174
Ek 8. <i>Dönemler İtibarıyla Üretilen Elektrik Enerjisinin Kaynaklara Göre Dağılımı (%)</i>	176
ÖZGEÇMİŞ	177

ÇİZELGELER DİZİNİ

Çizelge 1. <i>Birincil Enerji Kaynaklarına Ait Isıl Değerlerin Dönemler İtibarıyla Değişimi ve Bin Ton Petrol Eşdeğeri Çevrim Katsayıları.....</i>	8
Çizelge 2. <i>Türkiye Taşkömürü Rezervleri (Bin Ton).....</i>	38
Çizelge 3. <i>Türkiye Linyitleri Rezerv ve Bölgelere Göre Rezerv Değerleri.....</i>	39
Çizelge 4. <i>2004 yılı Sonu İtibarıyla Türkiye Petrol Rezervleri.....</i>	41
Çizelge 5. <i>Petrol İthalatı İçin Ödenen Döviz Miktarı (1996-2004).....</i>	42
Çizelge 6. <i>2004 Yılı İtibarıyla Türkiye Doğal Gaz Rezervleri (milyar m³).....</i>	45
Çizelge 7. <i>Doğal Gaz Sektörel Kullanımının Yüzdelik Dağılımı.....</i>	46
Çizelge 8. <i>Dünya Doğal Gaz Tüketiminin Sektörel Dağılım Projeksiyonu (%).....</i>	46
Çizelge 9. <i>Türkiye’de Doğalgaz İthalatının Ülkelere Göre Yüzdelik Dağılımı.....</i>	47
Çizelge 10. <i>Rusya’dan Alınan Doğal Gazın Ortalama Maliyeti.....</i>	48
Çizelge 11. <i>Türkiye Hidroelektrik Potansiyelinin Durumu.....</i>	50
Çizelge 12. <i>2004 Yılında Kuruluşlara ve Kullandıkları Kaynaklara Göre Kurulu Gücün Paylaşımı(%).....</i>	52
Çizelge 13. <i>2004 yılında Kuruluşlara ve Kullandıkları Kaynaklara Göre Elektrik Üretiminin Paylaşımı(%).....</i>	53
Çizelge 14. <i>Elektrik Enerjisi Tüketiminin Sektörel Dağılımı (%).....</i>	57
Çizelge 15. <i>Isıtıcılık Konusunda Yapılan Maliyet Hesaplamaları (7Ocak 2000).</i>	59
Çizelge 16. <i>CO₂ Emisyonlarına İlişkin Dünya ve Türkiye’deki Bazı Göstergeler....</i>	63
Çizelge 17. <i>Elektrik Enerjisi Sektörü Toplam İleri Bağlantısında İlk 15 Sektör.....</i>	72
Çizelge 18. <i>AB Enerji Üretim-Tüketim Dengesi (MTPE).....</i>	76
Çizelge 19. <i>AB Katı Yakıtlar Üretim-Tüketim Dengesi (MTPE).....</i>	78
Çizelge 20. <i>AB Stok Dışı Petrol Üretim-Tüketim Dengesi (MTPE).....</i>	80

Çizelge 21. <i>AB Doğal Gaz Üretim-Tüketim Dengesi (MTPE).....</i>	82
Çizelge 22. <i>AB’de Nükleer Enerji Üreten Ülkeler ve Tüketim Miktarları</i>	83
Çizelge 23. <i>Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının AB Toplam Tüketimindeki Payı.....</i>	85
Çizelge 24. <i>AB’nin 2020 ve Sonrası Dönemde Enerji Tasarrufu Potansiyeli.....</i>	89
Çizelge 25. <i>AB Ülkelerinin CO₂ Emisyonları ve Kyoto Yükümlülükleri.....</i>	91
Çizelge 26. <i>AB Piyasalarının Pazar Açıklığı ve Ayrıştırma Yolları.....</i>	96
Çizelge 27. <i>AB’de En Büyük Elektrik ve Gaz Şirketlerinin Satış ve Karları.....</i>	100
Çizelge 28. <i>AB’nin Enerji Alanında Türkiye’ye Yardımları (Milyon Euro).....</i>	107
Çizelge 29. <i>Çeşitli Dönemlerde DPT’nin Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri.....</i>	113
Çizelge 30. <i>Gri Model İçin Anlamlılık (Uygunluk) Cetveli.....</i>	123
Çizelge 31. <i>GM (1,1) ile Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini (GWh).....</i>	124
Çizelge 32. <i>C Matrisini Oluşturan Katsayılar ve Hesaplanan Değerleri.....</i>	125
Çizelge 33. <i>Fourier Yardımıyla Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini(GWh)...</i>	126
Çizelge 34. <i>Hesaplanan $\hat{k}$ Değerleri.....</i>	128
Çizelge 35. <i>Çalışmada Kullanılan Ön Kabuller.....</i>	129
Çizelge 36. <i>GM (1,4) Modeli ile Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini (GWh)..</i>	131

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1. <i>AB Sektörel Enerji Tüketimi.....</i>	93
Şekil 2. <i>Çeşitli Kurum ve Kuruluşların Türkiye Brüt Elektrik Enerjisi Talebi Tahminleri.....</i>	114
Şekil 3. <i>GM (1,1) ile Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini.....</i>	125
Şekil 4. <i>Fourier Dizisi Yardımıyla Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini.....</i>	127
Şekil 5. <i>$\hat{k}$ Değerleri Yardımıyla GM (1,1).....</i>	128
Şekil 6. <i>GM (1,4) Modeli ile Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini.....</i>	130

KISALTMALAR

\$	:Amerikan Doları
AB	:Avrupa Birliği
BTPE	:Bin Ton Petrol Eşdeğeri
BYKP	:Beş Yıllık Kalkınma Planı
CIEP	:Clingendael International Energy Programme- Uluslararası Clingendael Enerji Programı
DDK	:Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu
DEK-TMK	:Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi
DG TREN	:Directorate General for Energy and Transport- Enerji ve Ulaştırma Genel Direktörlüğü
DOLAR	:Amerikan Doları
DPT	:Devlet Planlama Teşkilatı
DSİ	:Devlet Su İşleri
EIA	:Energy Information Administration- Enerji Enformasyon İdaresi
EİEİ	:Elektrik İşleri Etüt İdaresi
ETKB	:Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	:Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GSMH	:Gayri Safi Milli Hasıla
GWH	:Giga Watt Saat
IEA	:International Energy Agency-Uluslararası Enerji Ajansı

İHD	:İşletme Hakkı Devri
KCAL/KG	:Kilo Kalori/Kilogram
KGPE	:Kilogram Petrol Eşdeğeri
KWH	:Kilo Watt Saat
LPG	:Likit Petrol Gazı
m³	:Metre Küp
MAED	:Model for Analysis of Energy Demand- Enerji Talebi Analiz Modeli
MTPE	:Milyon Ton Petrol Eşdeğeri
MW	:Mega Watt
OECD	:Organisation of Economic Cooperation and Development- Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Örgütü
ÖİK	:Özel İhtisas Komisyonu
PİGEM	:Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
TEAŞ	:Türkiye Elektrik Anonim Şirketi
TEDAŞ	:Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEİAŞ	:Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK	:Türkiye Elektrik Kurumu
TETAŞ	:Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TL	:Türk Lirası
TTK	:Türkiye Taşkömürleri Kurumu
TÜPRAŞ	:Türkiye Petrol Rafinerileri Anonim Şirketi
TÜSİAD	:Türkiye Sanayici İşadamları Derneği
UNİPEDE	:Union of Producers and Distributors of Electrical Energy-

Uluslararası Elektrik Üretici ve Dağıtıcı Kuruluşlar Birliği

Yİ

:Yap İşlet

YİD

:Yap İşlet Devret

GİRİŞ

Günümüzde enerji, çeşitli biçimlere bürünerek adeta kan dolaşımı gibi ekonominin tüm sektörlerine ulaşmakta, onlara can vermektedir. Bu hayat kaynağının; ucuz güvenilir ve sürdürülebilir şekilde karşılanması, ekonomilerin rekabet ve refah düzeylerini arttırmakta; bununla birlikte tedarik zincirinin herhangi bir nedenle kırılması yada aksamasıysa ciddi ekonomik ve sosyal sorunlara yol açmaktadır.

Enerji sektörü tüm bu yönleriyle ele alındığında, Türkiye gibi gelişmekte olan ülkeler için daha ciddi önem taşımaktadır; çünkü enerji maliyetlerinin önemli miktarlarda artması küresel şoklar yaratmakta, bu şokların doğrudan ve dolaylı etkilerinden en çok gelişmekte olan ülkeler etkilenmektedir.

Türkiye enerji sektörünün durumu bilhassa AB süreci açısından incelendiğinde daha dikkat çekicidir. Gerek geçmişten günümüze gelen bir takım sorunların varlığı, gerekse son derece geniş olan AB müktesebatının üstlenilmesi, bir takım zorluklar taşımaktadır. Bunun yanında küresel serbestleşme hareketlerinin hız kazanması da belirsizlikleri arttırmaktadır.

Bu Araştırma, Türkiye için 1963 yılından, AB için de 1990'dan günümüze kadar geçen sürede Enerji Sektörünün tüm alt dallarında (katı yakıtlar, petrol, doğal gaz, hidrolik ve jeotermal enerji, rüzgar ve güneş enerjisi, elektrik, enerji verimliliği, enerji çevre ilişkisinde) gerçekleşen başlıca gelişmeleri kapsamaktadır.

Çalışmanın başlıca amacı; planlı dönemler boyunca Türkiye Enerji Sektörünün gelişimi ve sorunlarını irdelemek, AB süreciyle birlikte yapılması gerekenleri tüm avantaj ve dezavantajlarıyla ortaya koymak ve bu bağlamda Türk Enerji Sektörünün gelecekte izleyebileceği yönü tahmin edebilmektir. Diğer bir amaçta, daha çok Uzak Doğu ülkelerinde kullanılmaya başlanılan bir tahmin yöntemi olan Gri Modeli (Grey Model), Türkiye elektrik sektörü açısından değerlendirmektir.

Çalışmanın bu alandaki diğer çalışmalardan başlıca farkı; Gri modelin Türkiye enerji sektörüne uygulanması açısından öncü bir araştırma olması, Türkiye ve AB Enerji Sektörlerini son dönemde yaşanan gelişmeler ışığında değerlendirmesi olarak sıralanabilir.

Çalışma, geniş bir tartışma alanına sahip enerji sektörünü tümevarımcı bir anlayışla irdelemektedir. Çalışmanın genel yöntemi, ele alınan her bir dönemde kaynakların ortalama yüzdelik değişimini tespit etmek, bu değişimle ilişkili olan diğer değişkenlerin değişim yönünü bulmak ve aralarında gerçekleşen ilişkiyi ortaya koymaktır. Bu yüzden enerji sektörünü ilgilendiren tüm değişkenler mümkün olduğunca net bir şekilde ortaya konulmaya çalışılmıştır.

Araştırma hazırlanırken Abant İzzet Baysal Üniversitesi, Zonguldak Karaelmas Üniversitesi, Ankara Üniversitesi Dil Tarih ve Coğrafya Fakültesi, Devlet Planlama Teşkilatı, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi kütüphanelerinden yararlanılmıştır. Bunun yanında, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Basın ve Halkla İlişkiler Müdürlüğü, Devlet Planlama Teşkilatı, Elektrik Üretim Anonim Şirketi, Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, Türkiye Taş Kömürleri Kurumu, Sakarya Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi gibi kurum ve kuruluşlarda, konu hakkında birikim sahibi kişilerle görüşmeler yapılmıştır.

Başta; Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Devlet Planlama Teşkilatı, Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi, Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi, Avrupa Birliği Enerji ve Ulaştırma Genel Direktörlüğü ve Science Direct Veri Tabanı olmak üzere çok sayıda yerli ve yabancı internet sitesindeki bilgilerden de yararlanılmıştır. Bilgi Edinme Kanunu yardımıyla, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Türkiye Kömür İşletmeleri, Başbakanlık Dış Ticaret Müsteşarlığı, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü ve Maden İşleri Genel Müdürlüğü'nden gerekli görülen hususlarda bilgi ve belgeler istenmiş, büyük ölçüde olumlu yanıtlar alınmıştır.

Enerji sektörünün ana hatlarıyla belirginleştirilmeye çalışıldığı bu çalışma, dört bölüme ayrılmıştır. İlk bölümde; sektör planlı dönemler itibarıyla incelenmiş,

her dönemde öngörülen hedefler belirtilmiş, yaşanan başlıca gelişmeler ışığında gerçekleştirmeler ele alınmıştır. Bilhassa birincil enerji kaynaklarının, toplam üretim ve tüketim miktarlarındaki yüzdelik değişimler ortaya konulmuş; bunun yanında Gayri Safi Milli Hasıla'nın, Toplam Yatırımların ve Enerji Yatırımlarının kamu ve özel sektör bağlamında değişimi de incelenmiştir. Böylece her dönem için Gayri Safi Milli Hasıla'daki değişimin; toplam enerji yatırımlarını, toplam ve ticari enerji üretim ve tüketimini ne yönde etkilediği belirlenmeye çalışılmıştır. Ayrıca yatırımların, toplam ve ticari enerji üretim ve tüketimine etkisi de saptanmıştır. Enerji Sektörünü oluşturan temel alanlar da, Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Dönemi'ni inceleyen kısmın sonunda ana hatlarıyla açıklanmıştır.

İkinci bölümde girdi çıktı analizi yardımıyla Elektrik Enerjisi Üretim, İletim ve Dağıtım Sektörünün ekonominin diğer sektörleri üzerindeki etkileri incelenmiş, aynı zamanda diğer sektörlerin bu sektör üzerindeki etkileri de irdelenmiştir.

Üçüncü bölümdeyse, önce Avrupa Birliği'nde Enerji Sektörünün genel gelişme süreci ortaya konulmuş, ardından birincil kaynaklar itibarıyla sektör ele alınmış, bunu takiben verimlilik, çevre-enerji ilişkisi, euro-dolar paritesinin enerji ticaretine etkisi, geleceğe yönelik projeksiyonlar ve yeşil tebliğ kapsamında yapılması gerekenler gibi konular incelenmiştir. Daha sonra da Türkiye Enerji Sektörü, Avrupa Birliği süreci açısından analiz edilmiştir.

Son bölümde, öncelikle elektrik enerjisi talep tahmininde kullanılan yöntemler ve Türkiye uygulamaları kısaca açıklanmıştır. Geçmiş tahminlerin başarısının ardından gri model tanıtılmış ve Türkiye'de elektrik enerjisi talebinin 10 yıllık projeksiyonu yapılmıştır.

BÖLÜM I

PLANLI DÖNEMDE ENERJİ SEKTÖRÜ

1961 ve 1982 Anayasaları, ülkenin sosyal ve ekonomik kalkınmasının planlı bir şekilde gerçekleştirileceği ve Kalkınma Planlarının Devlet Planlama Teşkilatı'na (DPT) yapılacağını öngörmüştür. Teşkilat tarafından bugüne kadar 2 adet 15 yıllık Perspektif Plan, 8 adet Beş Yıllık Kalkınma Planı ve 3 adet birer yıllık Geçiş Programıyla, Plan dönemlerine ait Yıllık İcra Plan ve Programları hazırlanmış ve uygulanmış olup içinde bulunduğumuz dönem içerisinde 2006 Yılı Programı tatbik edilmektedir. Hazırlanan bu planların ve yıllık programların ana hedefi milli tasarrufu arttırmak, yatırımları toplum yararına gerektiği öncelikle yöneltmek ve iktisadi, sosyal ve kültürel kalkınmayı demokratik yollarla gerçekleştirmektir (Vural, 1994:55).

Planlı Kalkınma Dönemini, 1980 öncesi ve sonrası olarak iki dönemde değerlendirmek yerinde olacaktır. 1980'den önce uygulanan ilk dört Kalkınma Planının ortak özellikleri; Türkiye Ekonomisi'nin belli bir hızla büyümesini temel belirleyici değişken olarak almaları ve bu iktisadi büyümeyi ithal ikamesine dayanan bir sanayileşme ile gerçekleştirmeyi hedeflemeleridir. 1980 yılı sonrası sanayileşme stratejisinde yapılan bir değişiklikle ihracata yönelik bir sanayileşme hedeflenmiş, bunun sonucu olarak da ekonominin büyüme hızı, ekonominin belirleyici değişkeni olmaktan çıkarılmış, kamu kesiminin ekonomideki ağırlığını azaltarak serbest piyasa kurallarına uygun bir iktisadi ortam yaratmak temel prensip olmuştur (Ersungur, 1998:234).

Ülkemizde enerji planlama çalışmaları, 1963 yılında kurulan Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na (ETKB) bağlı Enerji Dairesinde başlamıştır. Zaman içerisinde daire çeşitli adlar altında faaliyet göstermiş, 1982 yılında Araştırma Planlama Kuruluna dönüştürülmüştür (Apaydın, 1994:181). Enerji Bakanlığı ve

bağlı kuruluşları; ülke enerji politikalarının belirlenmesinde, planlanmasında ve uygulanmasında önemli rol oynamışlardır.

Enerji politikalarının geliştirilmesinde diğer bir oluşum, kalkınma planlarına yol gösterici olan Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonlarıdır. Ülkemizin genel enerji envanterini gözden geçirmek, sektörel enerji gereksinimini saptamak, talebin karşılanması için birincil enerji kaynaklarının etkin bir biçimde kullanılmasına yönelik tedbirleri belirlemek ve uzun vadeli enerji politikalarının hazırlanmasına yardımcı olmak gibi amaçlarla, her plan döneminde Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonları ve bunların ilgili alt komisyonları kurulmuştur. Raporlar nihai olmasa da Kalkınma Planları ve Yıllık Programların hazırlanmasında yardımcı bir özelliğe sahiptir (İkinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonu Raporu [2. BYKP ÖİK], 1966:Açıklama).

İlgili tüzük gereğince konularının uzmanı olan, ekseriyeti Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı bünyesinde görev yapan ve temsil ettikleri kurumun görüşünü yansıtabilecek yetkiye sahip, gerektiğinde ilgili mercilerle koordinasyonu sağlayabilecek kişilerin yer aldığı komisyonlarda raportörlük ve koordinasyon göreviniyse genellikle DPT uzmanları yürütmüşlerdir.

Komisyonlar, 1980 öncesi ve sonrası izlenen ekonomik politikalara bağlı olarak, ülkenin enerjiyle ilgili sorunlarına mevcut imkanlarla önemli çözüm yolları öneren ve bunların kalkınma planları ile yıllık programlarda yer bulmasını sağlayan bilimsel içerikte ve değerinde çalışmalarda bulunmuşlardır.

Enerji Bakanlığı ve bağlı kuruluşlarıyla DPT'nin çalışmaları sonucu oluşan Türkiye Enerji Politikası; ülke enerji ihtiyacının, amaçlanan ekonomik büyümeyi gerçekleştirecek, sosyal kalkınma hamlelerini destekleyecek ve yönlendirecek şekilde; zamanında, yeterli ve güvenilir bir biçimde sağlanması olarak belirlenmiştir. Bu hedef gerçekleştirilirken, ekonomik koşullar ve çevresel etkilerin de göz önüne alınması hedeflenmiştir (Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi [DEK-TMK], 2002:24).

Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonu raporları ışığında Devlet Planlama Teşkilatınca hazırlanan planlara, sektörün tamamı ve hükümet tarafından sahip çıkılmamış, planlar bir hükümet politikası haline getirilmemiştir (Apaydın, 1994:84); bunun nedeni, planlama olgusunun yönetimle bütünleşememesidir. “Planın bütünleşmesi demek, planın öncelikle yürütme organı, bunun uzantısında planın doğrudan öznelletirildiği devlet kuruluşları, en sonunda da tüm devletle bütünleşmesi demektir” (Yarman, 1978:57).

Çeşitli dönemlerde düzenlenen Enerji Kongrelerinde “Enerjiyle ilgili kuruluşlar arasında daha etkin bir koordinasyonun sağlanması” (Apaydın, 1994:84) hususu sıklıkla gündeme gelmiş, enerjiyle ilgili faaliyet gösteren tüm kurumların Bakanlık şemsiyesi altında birleştirilmeleri ilk dönemlerde mümkün olamamıştır.

Enerji projelerinin en önemli özelliği, ilk yatırım maliyetlerinin yüksekliğidir; bununla beraber projeler uzun vadede tamamlanabilmekte ve genel ekonomik durumdan oldukça fazla etkilenmektedir. Örneğin, yapımına karar verildikten sonra en hızlı inşa edilebilen doğal gazla çalışan termik santrallarda dahi bitiş süresi üç senenin altına düşmemekte; hidrolik santrallardaysa 7-9 senelere çıkabilmektedir (Ünsal, 2004:40). Buna paralel olarak enerji yatırımlarını gerçekleştirecek projelerin hazırlaması, değerlendirilmesi ve yönetilmesi de uzun çalışmaları gerektirmektedir. Oysa ülkemizdeki projeler, yeterince çalışma yapılmadan yapım ve alım anlaşmalarına bağlanmıştır (ETBK, 1985:111).

Dönemler içerisinde oluşturulan yatırım projeleri çeşitli gerekçelerle gecikmiş, öngörülenden pahalıya çıkmış, teknolojiler yanlış seçilmiş, iyi işletme yönetimi kurulamamış veya yatırım projelerinden kaynaklanan sorunlar nedeniyle işletilememiştir (ETBK, 1985:109).

Sektörün serbest piyasa düzenine uyumu için çabalar; hazine ve alım garantili, anlaşmazlıkların çözümünde tahkim imkanı tanıyan, yüksek maliyetli, dış finansman ve enerji kaynaklarına dayanan Yap-İşlet-Devret, Yap-İşlet ve İşletme Hakkı Devri anlaşmaları nedeniyle öngörülen rekabet şartlarını oluşturamamıştır.

Enerji arz güvenliğini sağlamak için girişilen, ülke büyüme trendi ve talep koşulları yeterince göz önüne alınmadan yapılan, alım garantili, uluslararası tahkim imkanı tanıyan, yüksek miktartlı doğal gaz anlaşmaları hem dış bağımlılığı arttırmış hem de yerli kaynakların değerlendirilerek kaynak çeşitliliğine gidilmesi imkanlarını oldukça sınırlamıştır.

Enerji yatırımlarının doğası gereği dış finansmana bağılı olması, gerekli sermaye ve döviz ihtiyacının büyüklüğü, bunun yanında enerji ürünleri ithalatının toplam ithalat içindeki önemli payı, ülke döviz dengesinde olumsuzluk yaratmıştır.

Özellikle ticari olmayan ve genellikle ısınma amaçlı olarak kullanılan odun, hayvan ve bitki artıklarıyla özel sektörün işlettiği bazı madenlerin üretim, tüketim ve rezerv miktarları kimi dönemlerde tam olarak belirlenememiştir (İkinci Türkiye Enerji Kongresi, 1968:53; 1. BYKP ÖİK, 1977:9).

Bir diğer sorun, birincil enerji kaynaklarının aynı cinsten ifade edilebilmelerini sağlayan çevrim katsayısıdır. Çevrim katsayısı belirlenirken ısı değerlerin gerçeğinden fazla hesap edilmesi, toplam ve kişi başına üretim ve tüketim değerlerinin olduğundan yüksek çıkması sonucunu doğurmuştur

Enerji kaynaklarımıza ilişkin bugün için bilinen ısı değerlerle hesaplanan “Bin Ton Petrol Eşdeğerleri”(BTPE) üretim ve tüketim miktarları planlarda yer alan değerlerle birlikte sunulmuştur. Tabloda ısı değerler, Kilo Kalori/ Kilogram (Kcal/Kg) cinsinden verilmiştir.

Çizelge 1. Birincil Enerji Kaynaklarına Ait Isıl Değerlerin Dönemler İtibarıyla Değişimi ve Bin Ton Petrol Eşdeğeri Çevrim Katsayıları.

KAYNAK	DÖNEM		ÇEVİRİM KATSAYISI	ISIL DEĞER Kcal/Kg
TAŞKÖMÜRÜ	İLK ÜÇ PLAN		0,630	6300
	IV.PLAN VE BUGÜN		0,610	6100
HİDROLİK	İLK ÜÇ PLAN		0,315	3150
	IV.PLAN		0,250	2500
	BUGÜN		0,086	860
LİNYİT	İLK PLAN		0,340	3400
	II. ve III. PLAN		0,420	4200
	IV.PLAN		0,430	4300
	BUGÜN	İSİNMA-SANAYİ	0,300	3000
		SANTRAL	0,200	2000
		ELBİSTAN	0,110	1100
ASFALTİT	BÜTÜN PLANLARDA	0,430	4300	
HAM PETROL		1,050	10500	
DOĞAL GAZ		0,910	9100	
JEOTERMAL ELK.		0,860	8600	
HAVA GAZI		0,420	4200	
ODUN		0,300	3000	
HAYVAN VE BİTKİ ARTIKLARI		0,230	2300	

1.1. Birinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi:

Birinci Beş Yıllık Kalkınma Planı'nda Gayri Safi Milli Hasılanın (GSMH) yıllık ortalama olarak yüzde 7 oranında artması hedeflenmiş; buna rağmen dönem sonunda, yıllık ortalama yüzde 6,6 oranında bir büyüme sağlanmıştır.

Planlı kalkınma hamlesinin başlangıcı olan bu dönemde, ulusal enerji politikası oluşturulması amacıyla Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı kurulmuştur. Böylece o güne kadar çeşitli bakanlıklara dağılmış olan kamu enerji kuruluşları, tek bir bakanlık çatısı altında toplanmıştır (Ültanır, 1994:44).

Dönem öncesinde birincil enerji kaynakları oldukça kötü kullanılmış,

ihtiyaçlar daha çok ticari olmayan orman mahsulleri ve ahır gübresi gibi kaynaklardan karşılanmıştır (1.BYKP ÖİK, 1964:8). Bu maddelere başka alanlarda duyulan ihtiyaç; yerlerini diğer maddelerin alması, kaynakların aşırı zorlanması veya ithalatla karşılanmıştır. Plana göre, 1962 yılında üretilen birincil enerji miktarının yüzde 54'ü gayri ticari enerji kaynaklarından sağlanmıştır (1.BYKP, 1963:373).

Mevcut durum içerisinde hazırlanan plan, genel enerji politikasını iktisadi şekilde işletilecek olan kaynaklardan üretilen yakıtların; maliyetlerini ve rezerv durumunu yansıtan fiyatlarla arz edilmesi üzerine kurmuştur. Doğru fiyatlarla arz edilecek ticari yakıtların yaygın eğitim ve tanıtma programıyla özendirilmesi öngörülmüştür (1.BYKP, 1963:376). Bu amaçla kırsal ve kentsel alanlarda kullanılabilecek iktisadi niteliklere sahip linyit sobalarının yapımı teşvik edilmiştir (1.BYKP, 1963:376).

Plan döneminde toplam sabit sermaye yatırımlarının gayri safi millî hasılaya oranı (1964 hariç) sürekli olarak artmış, 1962'de yüzde 16,2 iken 1967 yılında 18,1 olarak gerçekleşmiştir. Bu dönemde artan iktisadi faaliyetlerin kesintisiz olarak sürmesini sağlamak için enerji sektörü yatırımlarına özel önem verilmiştir. Enerji sektörüne yapılması planlanan yatırımlar, 1963'den itibaren sürekli artmıştır (Altıntaş, 1978:256). Böylece toplam sabit sermaye yatırımları içinde enerji sektörünün payı yüzde 3'ten 4,5'e yükselmiştir.

Fakat dönem içerisinde enerji üretim tesisi yatırımlarında birtakım gecikmeler meydana gelmiştir. Gecikmelerin başlıca nedenleri; yatırımların tam olarak gerçekleştirilememesi, vergi ve faizlerin düzensizliği, idari ve mali güçlüklerle, organizasyon eksikliği olarak sıralanabilir (1968 Yılı Programı, 1967:371). Planlanan yatırımların gerçekleşme oranıysa yüzde 63'dür (3. BYKP, 1973:567).

Sektöre ait kamu yatırımları yıllık ortalama yüzde 21,81 oranında artarken özel sektör yatırımlarının artışı yüzde 9,2 ve toplamdaki artışa yıllık ortalama yüzde 20,7'dir. Enerji sektörü yatırımlarının GSMH içindeki payı, 1963'te binde 4,8 iken

1967’de binde 8 olmuştur.

1964-1967 döneminde sektöre yapılan yatırımlar, ortalama olarak yıllık yüzde 20,7 iken toplam birincil enerji üretimi yüzde 9,3 ve toplam tüketimi 6,1 olarak gerçekleşmiştir.

Daha sağlıklı olarak ifade edebilmek için yalnızca ticari kaynakları ele aldığımızda, üretim artışı yıllık ortalama yüzde 13,5 tüketim artışıysa yüzde 10,2 olmuştur.

GSMH’nin enerji sektörüne yapılan sabit sermaye yatırımlarına etkisini, kabaca ortalama yıllık yatırım artışlarını ortalama yıllık gelir artışına oranlayarak bulabiliriz. Böylece bulunan esneklik katsayısıyla; gelirde gerçekleşen bir birimlik artışın, enerji yatırımlarında ne kadarlık bir artış yarattığı görülebilir.

$$GSMH_e = \frac{\text{Yatırımlardaki } \% \text{ Değişim}}{\text{Gelirdeki } \% \text{ Değişim}}$$

Formülünden hareketle

$$GSMH_e = \frac{0,207}{0,059}$$

$GSMH_e = 3,51$ olarak bulunur.

1964-1967 Dönemi içerisinde GSMH’de meydana gelen yüzde birlik bir artış, enerji sektörü sabit sermaye yatırımlarında yüzde 3,51 birimlik bir artış meydana getirmiştir.

Ticari birincil kaynaklar üretiminde enerji sektörü sabit sermaye yatırımlarının etkisini görmek için de aşağıdaki oranı kullanabiliriz. Bu göre esneklik katsayısı;

$$I_e = \frac{\text{Ticari Birincil Kaynak Üretiminde \% Degisim}}{\text{Yatırımlarda \% Degisim}}$$

$$I_e = \frac{0,135}{0,207}$$

$I_e = 0,653$ değerini almaktadır.

Aynı dönemde yatırımlarda meydana gelen yüzde 1 oranındaki artış, ticari birincil enerji kaynakları üretiminde yüzde 0,653'lük artış sağlamıştır.

Toplam üretim 1962'de 7770 btpe iken 1967 yılında 11771 btpe olarak gerçekleşmiştir. Üretim 1962'yle 1967 arasında yüzde 35,79 oranında artmıştır. Yıllık ortalama üretim artışıysa yüzde 9,3 olarak gerçekleşmiştir. Bu oran, Gayri Safi Milli Hasılda gerçekleşen yüzde 6,6'lık büyüme oranının üzerindedir. Üretimin gelire göre esnekliği 1,59 olmuş, bir birim üretim artışı sonucu toplam enerji üretimi 1,59 birim artmıştır. Aynı dönemde GSMH'deki 1 birim artış, ticari üretimi 2,05 birim arttırmıştır.

1950-1960 döneminde, milli gelirde yıllık ortalama yüzde 5,4 oranında bir büyüme artışının gerçekleştiği göz önüne alınarak enerji tüketiminde gelir esnekliğinin 0,8 olduğu kabul edilmiş, bu katsayının plan döneminde de geçerli olacağı belirtilmiştir (1.BYKP, 1962:374). Böylece genel enerji ihtiyaçlarının yıllık ortalama artış hızı yüzde 5,6 olarak öngörülmüştür (1.BYKP ÖİK, 1964:24).

Toplam birincil enerji tüketimi yıllık ortalama yüzde 5,5 artışla 12306 btpe miktarından 16111 btpe seviyesine ulaşmıştır. Plan gereklerine uygun olarak, gayri ticari enerji kaynak kullanımı hemen hemen hiç değişmeyerek binde 1,2 düzeyinde bir gelişme gösterirken ticari enerji kaynakları kullanımında değişim yüzde 9,8 olmuştur.

1962 yılında Odun, birincil enerji kaynakları tüketiminde yüzde 31,9'luk

payla en çok kullanılan kaynak olmuşken dönem sonunda yerini hızlı ekonomik büyümenin gerektirdiği enerji ihtiyacı ve fiyat avantajı nedeniyle yerini petrole bırakmıştır.

Bununla birlikte, genel enerji bileşiminde petrol ürünlerinin payının kömür ürünlerini de geçmiş olması özellikle enerjinin maliyeti açısından önem kazanmıştır. Böylece genel enerji ihtiyaçlarının karşılanmasında yerli kaynaklardan yeterli ölçüde yararlanılmayarak büyük oranda ithalata dayanan tüketim gerçekleşmiştir (1970 Yılı Programı, 1969:369). Bu durum, dönemin genel karakteristiği olan ithal ikameci büyüme stratejisine ters bir durum arz etmektedir.

Kişi başına tüketilen enerji miktarı, ülkeler arası karşılaştırmalarda ekonomik ve sosyal gelişmişlik düzeyinin bir göstergesi olarak karşımıza çıkmaktadır (Yücel, 1994:24). Ülkelerin ekonomik kalkınma düzeylerine göre enerji tüketim seviyeleri incelendiğinde; gelişmiş ülkelerdeki fert başına enerji tüketiminin, gelişmekte olan ülkelerdeki tüketimin on katından fazla olduğu görülmektedir (Aybar, 1993:22). Ülkemizde oldukça düşük olan kişi başına birincil enerji tüketimi 1962’de 433 kilogram petrol eşdeğeri (kgpe), 1967’de 489 kgpe olarak gerçekleşmiştir.

1963 yılında iletim ve dağıtım şebekeleri açısından, Kuzey Batı Anadolu Sistemi ve Batı Anadolu Sisteminden oluşan iki büyük enterkonekte sistemle Çukurova ve Antalya sistemleri gibi küçük birkaç bölgesel sistem kullanılmıştır. Geri kalan yerlerse dizel santrallerle beslenmiştir. Bu tarihte 67 il merkezi, 420 ilçe-bucak ve 182 köy olmak üzere nüfusun yüzde 30,5’i elektrikten yararlanırken (1.BYKP, 1963:379), 1967 yılı sonuna kadar belediye teşkilatına sahip 1238 yerleşme bölgesinin yüzde 62,1’ine (769 yerleşme bölgesine), 35305 köyün yüzde 2,1’ine (749 köye), elektrik verilebilmiştir. 1967 yılı sonu itibarıyla nüfusun yaklaşık yüzde 39’u elektriğe kavuşmuştur (1969 Yılı Programı, 1968:276).

Gelişmişlik göstergesi olarak kabul edilen bir değer olan fert başına elektrik tüketimi, 1962 yılında 106 Kilo Watt Saat (kWh) iken 1967 yılında 161 kWh olarak

gerçekleşmiştir.

Elektrik üretiminde, 1962 yılında 1370,8 Mega Watt (MW) olan kurulu güç, 1967 yılında yüzde 43 artışla 1962,2 MW'a ulaşmıştır. Fiyat avantajı nedeniyle Fuel-Oil'in kurulu güç içindeki payı artmıştır. Kömüre dayalı kurulu güçte payını azaltmıştır.

1962 ve 1967 yılları arasında, elektrik enerjisi üretimi yüzde 74,5'lik bir artışla 3559,6 Giga Watt Saat'ten (GWh) 6211,8 GWh düzeyine gelmiştir. Fuel-Oil kullanılarak üretilen elektrik miktarı 23 kat artarak toplam üretimdeki payı yüzde 1'den yüzde 17 oranına ulaşmıştır. Taşkömürü kullanılarak üretilen elektrik miktarı toplam içerisinde yüzde 42,7 düzeylerinden 17,7 seviyelerine inmiştir.

Birinci Beş Yıllık Kalkınma Planında elektrik üretim artış hızının yüzde 13 olacağı öngörülmüş olmasına rağmen yatırımların gerçekleşmemiş olması ve planda alınması tavsiye edilen tedbirlerin yerine getirilmemiş olması nedeniyle yüzde 11 olarak gerçekleşmiştir.

Kok ve hava gazı tesisi yatırımlarının sürdürülerek bazı şehirlerde yeni tesisler kurulması, büyük şehirlerde mevcut olanların genişletilmesi hedeflenmişken (1.BYKP, 1963:378), dağıtım şebekeleri ve üretim tesislerinde genel bir programın yapılamayışı nedeniyle bu kaynaklardan sadece büyük şehirlerin belirli alanları yararlanabilmiştir (1970 Yılı Programı, 1969:373). Oysaki dönem başında bile mevcut fabrikalar tam kapasiteyle çalışmakta ve ihtiyaçlar karşılanamamaktadır (1.BYKP ÖİK Raporu, 1964:17).

Birinci Beş Yıllık Kalkınma Planında nükleer enerji ve rüzgar enerjisi gibi kaynaklar hakkında hiç bir açıklama yer almamış, plan öncesi gerçekleştirilen Genel Enerji Yardımcı Çalışmasında; bu kaynaklardan dönem içerisinde yararlanmanın mümkün olmadığı görüşü belirtilmiştir (1.BYKP ÖİK Raporu, 1964:24).

1.2. İkinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi:

İkinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, Gayri Safi Milli Hasılanın yıllık ortalama olarak yüzde 7 oranında artmasını hedeflemiş, dönem sonunda yıllık ortalama yüzde 6,3 oranında bir büyüme sağlanmıştır.

Dönemin genel enerji politikası belirlenirken, ülkenin kısa vadeli ve ucuz enerji yatırımlarına ihtiyaç duyduğu kabul edilmiştir (1968 Yılı Programı, 1967:369). Plan döneminde toplam sabit sermaye yatırımlarının gayri safi milli hasılaya oranı sürekli olarak artış göstermiş, 1962’de yüzde 19,5 iken 1967 yılında 22,4 olarak gerçekleşmiştir. Buna zıt bir gelişme olarak enerji yatırımlarının toplam yatırımlar içindeki payı dalgalanarak azalma eğilimi göstermiştir. Kamu kesimi yatırımları içinde enerji sektörünün payı 1969 ve 1970 yıllarında önemli artışlar gösterse de genel olarak azalma eğilimine uygun hareket etmiştir.

İkinci Plan döneminde, enerji sektörü yatırımları yüzde 93 oranında gerçekleşmiştir (4.BYKP, 1979:397). Buna karşılık parasal düzeyde sağlanan gerçekleştirmeler, fiziki düzeyde sağlanamamıştır. İletim ve dağıtım tesislerindeki fiziki denge gerçekleşmiş olmasına karşılık üretim tesisleri zamanında bitirilememiş ve bu durum plan dönemi başında dikkate alınmayan pahalı, dışa bağlı üretim kaynaklarını kullanan, nispeten kısa ömürlü bazı yeni tesislerin ele alınmasını gerektirmiştir (3.BYKP, 1973:567).

Sektöre ait kamu yatırımları yıllık ortalama yüzde 9,8 oranında artarken özel sektör yatırımlarının artışı yüzde 12,2 ve toplamdaki artışa yıllık ortalama yüzde 9,9’dur. Enerji sektörü yatırımlarının GSMH içindeki payı da 1968 yılında binde 9,9 iken 1972 yılında binde 8,8 olmuş, özel sektörün yatırımlardaki payı artmıştır.

1968-1972 döneminde toplam birincil enerji üretiminin artışı yıllık ortalama yüzde 2,8 ve toplam birincil enerji tüketiminin artışı 7,3 olarak gerçekleşmiştir. Yalnızca ticari kaynakları ele aldığımızda üretim artışı yıllık

ortalama yüzde 8,5 ve tüketim artışıysa yüzde 10 olmuştur.

Plan döneminde GSMH’de meydana gelen yüzde 1’lik bir artış, enerji sektörü sabit sermaye yatırımlarında yüzde 1,56 birimlik bir artış meydana getirmiştir. Aynı dönemde yatırımlarda meydana gelen yüzde bir oranındaki artış ticari birincil enerji kaynakları üretiminde yüzde 1,35’lik artış sağlamıştır.

Türkiye’de petrol eşdeğerine göre toplam enerji üretimi 1967’de 11171 bin ton iken 1972 yılında 13451 bin ton olarak gerçekleşmiştir. Üretim 1967’yle 1972 arasında yüzde 14,87 oranında artmıştır. Yıllık ortalama üretim artışıysa yüzde 2,8 olarak gerçekleşmiştir. Bu oran gayri safi milli hasılda gerçekleşen büyüme oranı olan yüzde 6,3’lük değerin altındadır. Üretimin gelire göre esnekliği 0,43 olmuş, 1 birim üretim artışı sonucu toplam enerji üretimi 0,43 birim artmıştır. Aynı dönemde GHMH’deki bir birim artış, ticari üretimi 1,57 birim oranında arttırmıştır.

İkinci Beş Yıllık Kalkınma Planı çalışmaları yapılırken toplam enerji artış hızıyla gayri safi milli hasıla artış hızı arasındaki ilişki tekrar gözden geçirilmiş ve son senelerin rakamları da göz önüne alınıp son 10 senelik durum incelendiğinde bu oranın 0,97 civarında bulunduğu ve son yıllarda 1’e yakın değerlere sahip olduğu görülmüş ve bu oran 1 olarak kabul edilmiştir. Planda gayri safi milli hasılanın yüzde 7 artacağı öngörülmüş olduğundan toplam enerji tüketimi artış hızı yüzde 7 olarak alınmıştır (2. BYKP ÖİK, 1966:40). Planın büyüme hedefi tutmamış olmasına rağmen enerji tüketimi yüzde 7,3 olarak gerçekleşmiştir.

Ortalama yıllık yüzde 7,3’lük artışla büyüyen toplam birincil enerji tüketimi 16111 btpe miktarından 22771 btpe seviyesine gelmiştir. Plan gereklerine uygun olarak gayri ticari enerji kaynak kullanımı hemen hemen hiç değişmeyerek ortalama yıllık binde 9,5 düzeyinde bir gelişme gösterirken ticari enerji kaynakları tüketiminin değişimi yüzde 10,58 olmuştur.

Bu dönemde de petrol ürünleri tüketiminin payı oldukça artmış, tüketimin neredeyse yarıya yakın bir kısmı dışa bağımlı bu kaynaktan sağlanmıştır. Yerli

enerji kaynaklarımız olan taş kömürü ve hidrolik kaynakların tüketim payları da azalan bir seyir izlemiştir. Fert başına enerji tüketimi dönem sonunda 627 kgpe/kışı seviyesine ulaşmıştır.

Taş kömürü havzasının veriminin arttırılması, taşkömürü üretiminin tamamının sanayi üretimine tahsisi ve linyit ocaklarının geliştirilmesi (özellikle Elbistan rezervlerinin değeriendirilmesi), yeni termik santrallerin kurulması hususlarına öncelik verilmiş (1969 Yılı Programı, 1969:273), taş kömürü ve linyit üretiminin ancak uzun vadeli ve yüksek zenginleştirme tesisi yatırımlarıyla arttırılabileceği öngörülmüştür (1968 Yılı Programı, 1967:369). Linyit alanında gelişmeler sağlanmışsa da taşkömürüne yönelik yatırımlar ve verimlilik artışı aynı ölçüde başarılamamıştır.

İkinci beş yıllık plan döneminde, 1967 yılında 2,7 milyon ton civarlarında olan petrol üretiminin, yıllık yüzde 20 artışla 1972 yılında 6 milyon tona yaklaşması hedeflenmiş olmasına rağmen üretim yaklaşık 3,4 milyon tonla hedefin çok altında kalmıştır. Ancak aynı yılda petrol tüketimi toplam enerji tüketiminin yaklaşık yarısını teşkil etmiş ve böylece hedeflenenin üzerinde gerçekleşmiştir. Dolayısıyla beklenenin üzerinde ithalat yapılmış ve toplam ihracat gelirlerinin yüzde 17 si petrol ithaline ödenmiştir (Dördüncü Enerji Kongresi, 1986:66). Genel enerji talebinin karşılanmasında dış enerji kaynaklarına bağıllık da artmıştır (3.BYKP, 1973:565).

Dönem sonunda Likit Petrol Gazı (LPG), ikame ürünü olan gaz yağı karşısında kesin bir üstünlük sağlamış; Fuel-Oil üretimi, yakıt ve elektrik sektöründe duyulan yoğun talep nedeniyle artmıştır. Benzin ve motorin üretiminde de bu ürünlere paralel bir artış görülmüştür.

25 Ekim 1970 Tarihinde elektriğin üretim, iletim, dağıtım ve ticaretini yapacak bir tekel olmak üzere Kamu İktisadi Teşekkülü (KİT) yapısıyla Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur (Ültanır, 1994:44). Çukurova Elektrik A.Ş ve Kepez Elektrik T.A.Ş dışındaki tüm kuruluşların elektrik üretimi, iletim ve dağıtım faaliyetleri; tüm tesis, işletme ve çalışanlarıyla birlikte TEK'e devredilmiştir.

Türkiye Elektrik Kurumu'nun Elektrik hizmetlerinin aynı çatı altında toplanmasını sağlamak üzere kurulmasına karşın, kanun yürürlüğe girdiğinde şehir dağıtım şebekeleri belediyelerde, hidro elektrik santrallerin yapımı Devlet Su İşleri'nde (DSİ), şehir şebekelerinin tesisi İller Bankası'nda elektrik işlerinin etüdü ise Elektrik İşleri Etüd İdaresi'nde kalmıştır (Sohtaoğlu, 1997:215). Buna göre TEK yasasıyla belediyelerin bütün üretim tesisleri TEK'e geçmiş, bunların yeni üretim tesisleri kurmalarına izin verilmemiş, ancak belli bir değer karşılında dağıtım tesislerini TEK'e bırakabildikleri gibi kendilerinin de işletebilecekleri hükümleri yer almıştır (Öngün, 1994:199).

Kuzey-Batı ve Orta Anadolu'yu kapsayan alt sistemin Batı Anadolu'yla bağlantısını sağlayan enterkonnekte sistem, 1970 yılında Almus, Orta Karadeniz ve Çukurova alt sistemleriyle bağlanarak genişletilmiştir. Bu sistemden 56 il 336 ilçe, 449 belediyeli kasaba beslenmiştir. Bunun yanında 11 İl, 233 İlçe ve 90 Belediyeli yerleşim biriminde sistem dışı elektrik kullanılmıştır (ÜBYKP, 1973:567).

Kişi başına elektrik tüketimi yıllık yüzde 9,8 oranında bir hızla artmış, 1972 yılında 257 kWh olarak gerçekleşmiştir. Türkiye kurulu gücü dönem başında 1962,2 MW iken dönem sonu itibarıyla 2711,3 MW düzeyine gelmiştir. Bu dönemde kurulu gücün yıllık ortalama artış hızı yüzde 6,87'dir.

Bir önceki dönemde de olduğu gibi fiyat ve kurulum avantajları nedeniyle Fuel-Oile dayalı kurulu güç artış göstermiştir. Bu durum plan ve programlarda öngörülen ucuz ve kısa vadeli enerji yatırımlarının gerçekleştirildiğini göstermektedir. Termik ve hidrolik dengesi, kurulu güç açısından hidrolik kaynaklar aleyhine bozulmuştur.

1972 yılında elektrik üretimi 11241,9 GWh olarak gerçekleşmiş, dönem içinde yıllık artış hızı 12,6 olmuştur. Üretimde de termik-hidrolik dengesi bozulmuş, yerli kaynaklar olan taş kömürü ve linyitten üretilen elektriğin toplam içindeki payı düşmüştür.

Hidroelektrik üretiminin düşmesinin en önemli nedeni dönem sonlarında yaşanan kurak kış koşulları olmuş (Dördüncü Enerji Kongresi, 1986:66), sonuçta hidrolik kaynaklar, elektrik üretimindeki hakimiyetini kaybetmiştir.

Fuel-Oil kullanılarak 1967 yılında 1070,4 GWh elektrik üretilmişken, 1972 yılında 4776,9 GWh üretim gerçekleştirilmiş, Fuel-Oil'den üretilen elektrik miktarı toplam üretimin yüzde 17,2'si düzeyinden yüzde 42,5 seviyesine gelmiştir. Motorinden elde edilen elektrik miktarıysa hem miktar hem de oran olarak düşme göstermiştir.

İkincil enerji kaynaklarından kok üretimi, esas itibarıyla sanayi ihtiyacını karşılamış, hava gazı üretimi amaçlı kullanımı oldukça sınırlı kalmıştır (3. BYKP, 1973:567).

Türkiye'de yer altında bulunan tabii buhar sahalarını tespit etmek ve ucuza elektrik üretmek için istifade edebilecek jeotermal enerji kaynaklarını bulmak amacıyla MTA Enstitüsü'nce Birleşmiş Milletler teşkilatından gelecek uzmanlarında iştiraki edeceği araştırmalar yapılması kararlaştırılmıştır (2. BYKP ÖİK, 1966:62).

1.3. Üçüncü Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi:

Üçüncü Beş Yıllık Kalkınma Planı gayri safi milli hasılanın yıllık ortalama olarak yüzde 7,9 oranında artmasını hedeflemiş; ancak petrol fiyatlarında yaşanan artıştan kaynaklanan dünya çapındaki dalgalanma sebebiyle dönem sonunda yıllık ortalama yüzde 5,2 oranında bir büyüme yakalanabilmiştir.

Plan, enerji alımının tek dış kaynağa bağlanmaması ilkesini benimsemiştir. Bunun yanında, işletme tesis ve kaynak arama alanlarında faaliyet gösteren kamu kuruluşlarının ve bağlı bulundukları bakanlıkların bünyelerinde gerekli değişiklikler yapılarak, yatırımların planlanan süre ve maliyette gerçekleştirmesini sağlayan yetki ve sorumluluk sisteminin geliştirilmesini amaçlamıştır (ÜBYKP, 1973:578).

Toplam yatırımlarının parasal olarak gayri safi milli hasılaya oranı, kamu ve özel sektör yatırımlarının artmasıyla plan sonunda yüzde 27,2 olmuştur. Dönem içinde yaşanan petrol fiyatları kaynaklı enerji şokuna rağmen hem toplam yatırımlar içerisinde hem de kamu yatırımları içerisinde enerji yatırımlarının payının düşük bir hızla arttığı görülmektedir.

Üçüncü plan döneminde enerji sektöründe yapılmakta olan ve yapılması planlanan tesislerle, daha sonraki dönemlerde işletmeye alınmak üzere kurulmasına başlanacak tesisler için 1971 fiyatlarıyla 39 milyar 400 milyon Türk Lirası (TL) yatırım yapılması ve bunun 23 milyar TL'lik kısmının elektrik üretim, iletim ve dağıtım tesislerine tahsis edilmesi planlanmıştır (3. BYKP, 1973:576). İkinci Plan döneminde parasal düzeyde yüzde 90 oranında gerçekleşen yatırımlar fiziksel olarak gerçekleştirilememiştir (4. BYKP, 1978:397). Yetersiz yatırımlar, daha sonraki dönemlerde büyük çapta elektrik enerjisi kısıntı ve kesintilerine neden olmuştur (Apaydın, 1994:173).

Dönem içinde özel sektör enerji yatırımları ikinci plan dönemindeki artışını sürdürememiş; böylece kamu sektörünün enerji yatırımları içindeki payı yüzde 93'den 97'ye yükselmiştir. Toplam enerji sektörü yatırımlarının Gayri Safi Milli Hasıla içindeki payı binde 8,8'den yüzde 1,47 seviyesine ulaşmıştır.

1960-1969 dönemine ait verilerinden hareketle, Gayri Safi milli hasıla artışlarıyla enerji tüketim artışları arasındaki korelasyon katsayısı tespit edilmiş (3.BYKP ÖİK Ön Raporu, 1971:18), planda 1,2 olarak yer alan bu katsayıya göre; Gayri Safi Milli Hasıla da beklenen yıllık yüzde 7 oranındaki artışa karşılık gelen enerji tüketim artışının yüzde 6,24 olacağı öngörülmüştür (3. BYKP, 1973:570). Ekonomik büyümedeki hedefin tutmamasına karşın enerji talebi yıllık yüzde 7,4 oranında bir artışla büyümüştür. GSMH'de bir birimlik değişme enerji yatırımlarında 3,31 birimlik bir değişim yaratmıştır.

Birincil enerji tüketimi 1977 yılında 32454 btpe seviyesine gelmiştir. Plan gereklerine uygun olarak gayri ticari enerji kaynak kullanımı yüzde 3 düzeyinde bir

gelişme gösterirken ticari enerji kaynaklar kullanımı yüzde 9 artmıştır. Planlı dönemler boyunca gayri ticari enerji kaynakları tüketiminde böyle hızlı bir artış izlenmemiştir.

Üretimde beklenen gelişmelerin sağlanamaması nedeniyle enerji tüketiminde dış bağımlılık artarak yüzde 50 seviyesini geçmiştir. Yükselen fiyatına rağmen petrol ürünlerine talep artmış; 1977 yılında yüzde 55'lik oranla petrol en çok tüketilen enerji kaynağı olmuştur. Taş kömürü ve gayri ticari yakıtların tüketimdeki payları da azalışlarını sürdürmüşlerdir.

İyi gelişen yağışlar ve Keban Hidroelektrik Santrali'nin etkisiyle hidroelektrik kaynaklardan üretilen enerji artış göstermiş (1977 yılı Programı, 1976:278); hidroelektrik kaynakların toplam tüketilen enerji içindeki payı yüzde 1,2'den 2,2'ye yükselmiştir.

Fert başına enerji tüketimi 1972 yılındaki 627 kgpe/kişi düzeyinden, 1977 yılında 825 kgpe/kişi seviyesine çıkmıştır.

Taşkömürü üretimi birinci plan döneminden itibaren gerekli görülen yatırımların yeterince yapılamayışı sebebiyle azalma göstermiş, bu durum kendisinden üretilen ikincil enerji kaynakları olan havagazı ve kok kömürü talebini baskı altında tutmuştur. Ayrıca işletmeye giren üçüncü Demir- Çelik fabrikasının kok ihtiyacı nedeniyle taşkömürü ithalatı zorunlu bir hal almıştır (4. BYKP, 1978:395).

Ticari enerji arzı, özellikle de linyit arzı artırılmamış; odun ve tezeğin daha yararlı alanlarda kullanılmasını sağlama sorunu üçüncü plan döneminde de devam etmiştir (1977 Yılı Programı, 1976:279).

Ülkenin hızla artan petrol talebine karşın yerli üretimde bir artış sağlanamamış; üçüncü plan döneminde yeni sahalar açılmaması ve eski sahaların verimlerinin azalması gibi nedenlerle petrol üretiminde düşüşler olmuştur (4. BYKP,

1978:395). Hızla artan talebin yanında, 1973 yılından itibaren, petrol fiyatlarının yaklaşık dört kat artmasının da etkisiyle ihracat gelirlerinin yüzde 84'ü ham petrol dış alımına harcanmıştır. Petrol ithalatı ülke ekonomisinin büyük bir sorunu durumuna gelmiştir (Dördüncü Enerji Kongresi, 1986:67). Bir önceki dönemde petrol üretimi, tüketimin üçte birini karşılarken plan dönemi sonunda ancak yüzde 15'ini karşılayabilmiştir.

Bu dönemde Ulusal sistem Van ve Hakkari dışındaki bütün il merkezlerine ulaştırılmış, 64 İl'le birlikte 1423 belediye kasaba bu sistemden beslenmiştir. 1977 yılı sonunda ülkede elektriği olmayan 101 belediye yerleşim birimi kalmıştır. Ayrıca planda öngörülen 5000 köyün elektrikleşmesi hedefi aşarak 6683 köy elektriğe kavuşturulmuştur (4. BYKP, 1978:397).

Yine planda amaçlanan “Karşılıklı Yararlanma İlkesi” uyarınca, yatırımların zamanında devreye giremediği ve üretim tesisleri bakımından yedeksiz çalışmaya zorunlu kalınan 1975, 1976 ve 1977 yıllarında Bulgaristan'dan elektrik enerjisi alınmak zorunda kalınmıştır (1977 Yılı Programı, 1977:279).

Gelişmişlik göstergesi olan fert başına elektrik tüketimi 1977 yılında 430 kWh olarak gerçekleşmiştir. Türkiye'de üretilen elektrik enerjisi miktarı 3204.2 GW saatten 8572,5 GWh düzeyine ulaşmıştır. Linyit ve Hidrolik gibi yerli kaynaklardan elde edilen elektrik enerjisi miktarı artarken Fuel-Oilin payı azaltılmıştır. Üçüncü Beş Yıllık Kalkınma Planı döneminde devreye giren Keban Hidroelektrik Santrali sayesinde termik-hidrolik dengesi hidrolik lehine dönmüştür. Ayrıca Fuel-oile dayalı kurulu gücün oranı azalırken linyite dayalı kurulu güç artmıştır.

1.4. Dördüncü Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi:

Bu planın yürürlüğe girmesi bir yıl gecikmiş, 1978 yılı yıllık programla düzenlenmiştir. Dördüncü Beş Yıllık Kalkınma Planında gayri safi milli hasılanın yıllık ortalama olarak yüzde 8 oranında artması hedeflenmiş, ancak gerek enerji maliyetlerine gerekse siyasal gelişmelere bağlı iç ve dış ekonomik yavaşlama

sebebiyle GSMH’de yıllık ortalama yüzde 5,2 oranında bir büyüme sağlanabilmiştir.

Ana hatlarıyla bu dönemde kabul edilen enerji politikası; ülkede mevcut enerji kaynaklarının geliştirilmesi, yeni kaynakların aranması, ekonomik nedenlerle halen kullanılmayan fakat ilerde kullanılması mümkün olan kaynaklarla ilgili araştırma ve geliştirme işlemlerinin sürdürülmesi, kaynak israfının önlenmesi, sanayinin rekabet etme gücünün olumsuz yönde etkilemeyecek fiyatla enerjinin sürekli ve güvenilir olarak sağlanması ilkelerini içermiş ve ülke emniyetiyle kaynakların ve çevrenin korunması gereğine dikkat çekmiştir.

Özel sektörün payının düşmesiyle toplam sabit sermaye yatırımlarında azalma olmuştur. Bununla beraber kamu yatırımları içerisinde enerji yatırımlarının yüzde 25,4 seviyesine çıkmasıyla toplam yatırımlar içerisinde enerjinin payı artmıştır.

Kamunun toplam enerji yatırımlarındaki payı yüzde 97,72 olmuş, enerji yatırımlarının gayri safi milli hasıladaki payı da yüzde 1,49’dan yüzde 2,26’ya çıkmıştır.

Gerek iç ve gerekse dış finansman temininde karşılaşılan güçlükler ve fiyat artışları, kaynak tahsisinde öncelik verilmesine rağmen enerji sektörü yatırımlarını etkilemiş; tüm dönemlerde olduğu gibi fiziksel düzeyde gerçekleşme zayıf kalmıştır (1980 Yılı Programı, 1980:234).

Projelerin zamanında bitirilememesi yatırım maliyetlerini arttırmış, proje zamanlamaları aksadığından üst üste çakışmalar olmuş, bunun sonucu enerji kesintileri yapılmış, zoraki proje kaydırmalarına gidilmiştir (ETBK, 1985:105).

Talebin yıllık artışı ortalama yüzde 1,7 ve ticari enerji talebinin artış hızı yüzde 1,6 olarak gerçekleşmiştir. Dönem içerisinde Gayri Safi Milli Hasılda meydana gelen 1 birimlik değişim enerji yatırımlarında 5,57 birimlik bir değişim yaratmıştır. Ayrıca Gayri Safi Milli Hasılda gerçekleşen 1 birimlik artış ticari

birincil enerji üretiminde 1,40 birimlik bir artış meydana getirmiştir.

Birincil enerji tüketimi 33571 btpe miktarından 35697 btpe seviyesine gelmiştir. Petrolün hakim durumu sürmesine rağmen toplam tüketim içerisindeki payı azalmıştır. Hidrolik enerji, odun, hayvan ve bitki artıkları ve taşkömürünün payı neredeyse değişmezken linyit tüketimi artarak petrolün ikamesi olmuştur.

Fert başına enerji tüketimi 1978 yılında 816 kgpe/kişi seviyesinde gerçekleşirken 1983 yılında 824 kgpe/kişi düzeyine ulaşmıştır.

1978 yılı içerisinde çıkarılan devletçe işletilecek madenler hakkında yasayla özellikle elektrik üretimi ve ısınma için gerekli linyit yataklarının kamu kesimi tarafından işletilmesi olanağı yaratılmış (4. BYKP, 1978:598), linyit rezervlerinin büyük bölümünü ruhsatla kapatan ve üretimin ancak yüzde 33'ünü karşılayabilen özel sektör yatakları devletleştirilmiştir (Ültanır, 1994:44).

1979 yılında başlayan ikinci petrol krizi Türkiye'yi büyük ölçüde etkilemiş, petrol fiyatındaki artışlar nedeniyle ham petrol ithalatına ödenen döviz miktarı ihraç gelirlerimizin üzerinde gerçekleşmiştir. Plan döneminde petrol ürünlerinin satış fiyatlarındaki artışlar, sübvansiyonların kaldırılması nedeniyle petrol tüketimi programının çok altında gerçekleşmiştir (Dördüncü Enerji Kongresi, 1986:64)

1982'de çıkartılan 705 sayılı yasayla belediyelerin elektrik işletmeciliğine son verilmiştir. Belediyelere ait elektrik tesisleri ve işletmelerinin Türkiye Elektrik Kurumu'nun bünyesine katılmasıyla, elektrik sektöründe bütünleşme ve standartlaşma sağlanmıştır (Sohtaoglu, 1997:215).

Bu dönemde köy elektrifikasyonuna önem verilmiş, elektrikleştirilmesi programlanmış olan 12500 köyden 11442'si elektriğe kavuşturulmuştur (4. Enerji Kongresi, 1986:70).

Devreye giren hidroelektrik santrallerle termik-hidrolik dengesi

iyileştirilmiş, enerjide yerli kaynakların kullanılması ilkesine uygun diğer bir kaynak olan linyite dayalı kurulu güçte arttırılmıştır. Böylece Türkiye toplam kurulu gücü 1983 yılında 6935,1 MW olarak gerçekleşmiştir.

Ayrıca Fuel-oil bulmadaki güçlükler Ambarlı ve Hopa santralleri üretiminin azalmasına neden olmuş, motorin sıkıntısı da gaz türbinlerinden yararlanmayı kısıtlamıştır (1980 Yılı Programı, 1980:232).

1983 yılında Türkiye’de üretilen elektrik enerjisi miktarı 27346,8 GWh , kişi başına elektrik enerjisi tüketimi 523 kWh olarak gerçekleşmiştir.

1.5. Beşinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi:

Beşinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Gayri Safi Milli Hasılanın yıllık ortalama olarak yüzde 6,3 oranında artmasını hedeflemiş; dönem sonunda yıllık ortalama yüzde 4,7 oranında bir büyüme yakalanabilmiştir.

Bu plan 24 Ocak 1980 istikrar politikasının bir uzantısı olarak hazırlanmıştır (Ersungur, 1998:239). 1970’li yılların ikinci yarısında görülen dış ödeme güçlükleri ve yüksek oranda fiyat artışları biçiminde görülen ekonomik bunalımın giderek ağırlaşması üzerine 24 Ocak 1980’den başlayarak bir dizi yeni ekonomi politikası kararları alınmıştır. Önceleri ekonomik istikrar önlemleri olarak nitelenen kararlar, aynı yılın siyasal gelişmeleriyle de tamamlanarak, uzun süreli bir nitelik kazanmıştır (Kepenek, 1994:179).

Plan döneminde, sanayileşme özel sektörün kararlarına bırakılarak, kamu kesiminin enerji, haberleşme , oto yol ve konut gibi alt yapı yatırımlarına yönelmesi öngörülmüş ve uygulanmıştır (Tokgöz, 1998:29).

Birincil enerji ve elektrik enerjisi talebinin, yeterli ve güvenilir bir şekilde karşılanabilmesi amacıyla enerji yatırımlarına ağırlık verilmeye devam edilmiştir. Enerji hammaddelerinin arama ve üretiminde kamu dışı kaynaklardan yararlanmaya,

bu konuda özel sektör ve yabancı sermaye girişimlerinin desteklenmesine özen gösterilmiştir (5. BYKP Destek Çalışmaları, 1985:189).

Özel sektörün enerji sektöründe gerekli yeri alması amacıyla çıkartılan 2705 sayılı Yasa, özel sektöre üretim tesisi kurma hakkı tanımıştır. 3096 sayılı yasa da Özel Sektöre, Yap-İşlet-Devret modeli ile üretim, iletim ve dağıtım tesisleri kurma, işletme ve işletme hakkını devir alma ve elektrik enerjisi ticareti yapma imkanı vermiştir(Yalçın, 1994:64).

Yap İşlet Devret Modeliyle benimsenen yatırım politikaları doğrultusunda, özel sektör yatırımlarının özellikle hidrolik alanda büyük oranda artacağı tahmin edilmiş, ithal kömüre dayalı yabancı sermaye ortaklı bölgesel santral yatırımlarının da başlatılması hedeflenmiştir (1986 Yılı Programı,1986:251).

Enerji projelerinde iç finansman imkanlarının genişletilmesi için Kamu Ortaklığı Fonu ve Gelir Ortaklığı Senetleri satışlarıyla önemli miktarda ilave finansman kaynağı yaratılmış, proje terminleri öne alınmıştır (1988 yılı Programı, 1987:239).

Ülke enerji kaynakları rezervi içinde önemli bir paya sahip olan linyitin, enerji açığının kapatılmasında öncelikli olarak ele alınması ve büyük bölümünün santrallarda kullanılması planlanmış; orta ve uzun dönemde hidrolik enerji potansiyelinden de en yüksek düzeyde yararlanılmasına karar verilmiştir (5.BYKP, 1985:103).

Kısa vadede enerji tasarrufu, uzun vadede üretim verimliliğinin arttırılması ve dağıtım kayıplarının azaltılması amaçlanmıştır (5. BYKP, 1985:105).

Sabit sermaye yatırımlarının gayri safi hasılaya oranının yeniden artmaya başladığı bu dönemde, kamu yatırımları en yüksek seviyesine ulaşmıştır. İzlenen iktisat politikaları nedeniyle alt yapı yatırımlarına önem verilen bu dönemde kamu yatırımları içinde enerji sektörünün payı yüzde 29,8 oranına yükselmiştir.

Enerji sektörü sabit sermaye yatırımlarının Gayri Safi Milli Hasıladaki payı, planlı tüm dönemler için de zirve noktasına gelmiştir. İstenilen ölçüde olmasa da özel sektör enerji yatırımlarında da bir artış gözlenmiş, toplam içindeki payı artmıştır.

Yatırımların gelir esnekliği 1,36 birim, toplam üretimin gelir esnekliği 0,95 birim, toplam tüketimin gelir esnekliği 1,16 birim, ticari enerji üretiminin gelir esnekliği 1,22 birim, ticari enerji tüketiminin gelir esnekliği 1,36 birim olmuştur. Bununla birlikte toplam üretimin yatırım esnekliği 0,70 birim, toplam ticari enerji üretiminin yatırım esnekliği 0,89 birim olarak gerçekleşmiştir.

Enerji kaynaklarının fiyatlandırılmasında sübvansiyonlar büyük oranda kaldırılmış ve daha gerçekçi fiyat politikaları belirlenmiştir (1988 Yılı Programı, 1987:239).

Büyük şehirlerde düşük kaliteli linyit kullanımı nedeniyle ortaya çıkan hava kirliliğine ve santrallardan kaynaklanan çevre problemlerine önem verilmiş, hava kirliliğini azaltmak amacıyla yüksek kalorili ve düşük kükürtlü ithal kömür kullanımı zorunlu hale getirilmiştir. Yine bu amaçla , doğal gazın ısınma ve mutfak ihtiyaçları için kullanılması planlanmış, boru hattı inşa edilmiş ve dağıtım projeleri yatırımları başlatılmıştır (6. BYKP Öncesinde Gelişmeler, 1989:300).

Beşinci plan döneminde birincil enerji tüketiminin yılda ortalama yüzde 7,2 oranında artması hedeflenmiş (5.BYKP, 1985:103), bu oran yüzde 6,1 olarak gerçekleşmiştir. Aynı dönemde birincil enerji üretiminin yılda ortalama yüzde 7,7 artması öngörülmüş (5. BYKP, 1985:105), dönem sonunda yüzde 5,0 artmıştır.

Sonuçta, birincil enerji tüketimi 37425 btpe miktarından 50705 btpe seviyesine gelmiştir. Gayri ticari enerji kaynak kullanımı yüzde 1,2 düzeyinde bir azalma gösterirken ticari enerji kaynaklar tüketimi yüzde 7,6 oranında artış göstermiştir. Gayri ticari kaynakların tüketimi ilk kez azalarak artma trendinden mutlak anlamda azalma eğilimine girmiştir.

Petrol, tüketimde en önemli kaynak olmayı sürdürmüştü de, linyitin ve hidrolik kaynakların kullanımı artmaya devam etmiş hayvan ve bitki artıklarının kullanımı giderek azaltılmıştır. 1986 yılından sonra yaygın kullanımına başlanan doğal gaz talebi önemli ölçüde artmış, petrolü ikame etmeye başlamıştır.

Bu dönemde Sovyetler Birliği'nden alınan gaz nedeniyle yerli doğal gaz üretimi düşürülmüş, yerli gazın stratejik rezerv olarak tutulması planlanmıştır (1988 Yılı Programı, 1987:240).

Fert başına enerji tüketimi 1984 yılındaki 792 kgpe/kişi düzeyinden, 1989 yılında 922 kgpe/kişi seviyesine ulaşmıştır.

Beşinci plan döneminde sektördeki önemli bir gelişmede köy elektrifikasyonu alanında yapılmıştır. 1988 yılı sonu itibarıyla bütün köylere ve mezraların büyük bir bölümüne elektrik götürülmüş, nüfusun tahminen yüzde 99'luk bir kısmına elektrik ulaştırılmıştır (6. BYKP Öncesi Gelişmeler, 1989:302).

Fert başına elektrik tüketimi 1984'te 563 kWh iken 1989 yılında 786 kWh olarak gerçekleşmiştir.

Toplam kurulu güç yılda ortalama yüzde 13 gibi bir hızla artış göstermiş, bu artışta en önemli payı hidrolik ve linyite dayalı kapasiteler oluşturmuştur. Böylece elektrik üretiminde yerli kaynakların payı artmıştır. 1989 yılında kurulu güç miktarı 15808,2 MW olmuştur.

1989 yılında Türkiye'de 51980 GWh'lik elektrik üretimi gerçekleşmiştir. Yağışların iyi olduğu dönemlerde üretim, düşük işletme maliyetli hidrolik santrallerden yapılmış (5. BYKP 1988 Yılı Programı, 1988:240); yetersiz yağış görülen yıllarda ise hidrolik üretimdeki düşüş linyit ve doğal gaz yakıtlı santrallerle gerçekleştirilmiştir.

1.6. Altıncı Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi:

Altıncı Beş Yıllık Kalkınma Planı Gayri Safi Milli Hasılanın yıllık ortalama olarak yüzde 7,0 oranında artmasını hedeflemiş olmasına rağmen, planın birinci yılı tamamlanırken dünyada siyasal, ekonomik ve askeri dengeler altüst olmuştur. Bu dönemde Sovyetler Birliği ve Doğu Bloğu ülkeleri sosyalizmi terk ederek piyasa ekonomisine geçmişler, Irak Kuveyt'i işgal etmiş ve Koalisyon Güçlerinin müdahalesiyle geri çekilmek zorunda kalmıştır. Savaş iktisadi açıdan Türkiye'ye büyük külfetler yüklemiştir (Tokgöz, 1998:31). Bunun sonucu olarak Türkiye ekonomisi plan döneminde hızlı bir borçlanma sürecine girmiştir. Dış borçlar yükselmiş, iç borçlar stoku artmış, ödemeler dengesinde ortaya çıkan açıkların yanı sıra kamu açıkları büyümüştür. Dönemin sonunda Türkiye Ekonomisi, belirtilen bu iki önemli açığın kapatılamaması üzerine 5 Nisan 1994 istikrar tedbirlerinin alınmasına yol açan önemli bir iktisadi bunalıma girmiştir (Ersungur, 1998:242). Bu gelişmeler sonucu büyüme hızı hedeflenenin altında gerçekleşerek, yüzde 3,5 olmuştur.

Planda birincil ve ikincil enerji taleplerinin, güvenilir bir arz yapısı içinde ülke ve kullanıcı için en ekonomik tarzda karşılanmasını amaçlamış; bu nedenle de ekonomik olmak kaydıyla yerli veya ithal bütün enerji kaynaklarının değerlendirilmesi; yurt içi ve yurt dışı, kamu ve özel bütün yatırım ve finansman kesimlerinden ve imkanlarından istifade edilmesi kararlaştırılmıştır (6. BYKP, 1990:257).

Özellikle enerjinin kıt ve pahalı bir kaynak olması dolayısıyla, enerji yoğunluğu düşük bir sanayileşme stratejisi içinde; birim katma değer ve üretim başına daha düşük enerji kullanan sanayilerin, üretim ve hizmet yöntemlerinin ve teknolojilerinin seçimi teşvik edilmiştir (1991 yılı Programı, 1990:264).

Yenilenebilir enerji kaynaklarından daha büyük oranlarda yararlanılabilmesi için gerekli tedbirler gözden geçirilmiştir (6. BYKP, 1990:257).

Uzun dönemli olarak sektör yatırım malları talebinin, mal bazında, güç ve miktar olarak tespit edilmesi ve bu surette yatırımcıların karar almalarına yardımcı olunması hedeflenmiştir (6. BYKP, 1990:259).

Toplam yatırımlar dönem içinde dalgalanarak artmış, bunda en önemli rolü artan özel sektör yatırımları almıştır. Kamu kesimi yatırımlarının milli hasılaya oranı giderek düşüş göstermiştir. Buna paralel olarak, enerji yatırımlarının kamu sektörü yatırımları içerisindeki payı da önemli ölçüde azalmıştır.

Özellikle planın ilk üç yılında 1986 yılı sonrası üretim tesislerinin yeterli bir üretim gücüne ulaştığı ve devam eden projelerle birlikte 1995 yılı sonuna kadar talebin karşılanmasında bir problem görülmediğine hükmedilmiş, yatırım tahsislerinde daha çok iletim ve dağıtım tesislerine önem verilmiştir (1992 Yılı Programı, 1991:267). Yatırımlardaki bu rehabet ortamından ancak 1993 yılının sonlarında çıkılmış, işletmede bulunan ve inşaatı devam eden santrallerin, 1990'ların ikinci yarısında oluşacak elektrik talebinin karşılanmasında yetersiz kalacağı fark edilmiştir (1994 Yılı Programı, 1993:92). Fakat gerekli tedbirlerin alınması gecikmiştir.

Böylece 1990 yılı sonrası gerçekleştirilen yatırımlar, ihtiyaçlar iki katına çıkmasına rağmen, 1977-1987 arası dönemde gerçekleştirilen yatırımların yarısı düzeyinde olmuştur. Plan dönemi için 12 milyar düzeyinde öngörülen enerji yatırımları, ancak 8 milyar Amerikan Doları (dolar yada \$) düzeyinde gerçekleşebilmiştir. Özelleştirme çalışmalarından ve özel kesimden beklenen yatırımların gerçekleşmemesi bu düşük oranın temel nedenini oluşturmuştur (8. BYKP, 2000:175). Bunun yanında kamu yatırımlarının aşağıya çekilmesi ve mevcut çevre mevzuatı ve uygulamasındaki sorunlar sektörde yatırımların planlı bir şekilde sürdürülmesini olumsuz şekilde etkilemiş, sonraki dönemlerde elektrik açığı ortaya çıkmıştır (7. BYKP, 1996:140).

Dönem boyunca enerji yatırımları yıllık ortalama yüzde 19 azalmış, buna paralel olarak üretimde de azalışlar gözlenmiştir. Toplam üretimin gelir esnekliği

0,48 birim, toplam tüketimin gelir esnekliği 0,869 birim, ticari enerji üretiminin gelir esnekliği 0,58 birim, ticari enerji tüketiminin gelir esnekliği 1,11 birim olmuştur.

Plan döneminde, ekonomik büyüme ve sanayileşme hedeflerine paralel olarak, birincil enerji talebinin yüzde 8’lik bir artış göstermesi öngörülmüş (6.BYKP, 1990:257), dönem sonunda yüzde 3,1 oranında bir talep artışı olmuştur.

Böylece toplam birincil enerji talebi 49341 bin ton petrol eş değerinden 57482 bin ton petrol eşdeğeri seviyesine çıkmıştır. Hayvan ve bitki artıkları tüketimi miktar olarak düşerken odun tüketimi sabit bir seyir izlemiş, gayri ticari yakıtların toplam içerisindeki payının yüzde 10 olması hedefi tutturulamamış, yüzde 15’ler seviyesinde kalmıştır.

Birincil kaynaklar tüketiminde petrol önemini korumuş, linyit tüketimi oransal olarak düşmüştür. Doğal gaz tüketimi hızla artmaya devam etmiş, hidrolik kaynaklardan elde edilen tüketim yağışlara bağlı olarak dalgalanma göstermiştir.

Fert başına enerji tüketimi 1989 yılındaki 948 kgpe/kişi düzeyinden, 1994 yılında 1057 kgpe/kişi seviyesine yükselmiştir.

1980’li yıllarda linyit madenciliğine yönelik yatırımlara ağırlık verilerek geliştirilen üretim kapasitesi, 1994 yılı itibarıyla 80 milyon ton/yıl’a ulaşmıştır. Ancak elektrik talebinin öngörülen düzeyde gerçekleşmemesi ve elektrik üretiminde hidrolik santrallara öncelik verilmesi nedeniyle santral kaynaklı linyit talebinde beklenen artış gerçekleşmemiş ve linyit üretiminde kapasite kullanım oranları düşük düzeylerde kalmıştır (7. BYKP, 1995:140).

Yerli kömür kullanımının çevresel etkileri nedeniyle sınırlandırılması ve yasaklanması uygulamaları, ithal kömür ve doğal gazın kullanımını teşvik etmiştir (7. BYKP Madencilik ÖİK Kömür Alt Komisyonu Raporu 4, 1996:2).

Petrol üretimi 1991 yılında 4,5 milyon tonla tarihindeki en yüksek düzeyine

ulaşmıştır. Böylece yerli petrolün toplam petrol arzı içindeki payı yüzde 20'ye yükselmiştir. Ancak takip eden yıllarda bu gelişme sürdürülememiş, petrol üretimi tekrar gerileme sürecine girmiştir (7. BYKP, 1995:140).

Bu gerileme sürecinin en önemli nedeni, Güneydoğu Anadolu'daki olağan üstü durum olmuştur. Olağanüstü durum nedeniyle, en ümitli petrol arama alanı olan ve ülke petrol üretiminin büyük çoğunluğunu karşılayan yörede, petrol arama ve üretim faaliyetleri aksamıştır. Bölgenin bilhassa doğu kesimlerinde arama etüdleri büyük ölçüde durmuş, sondaj faaliyetleri de aksamış veya yapılamamıştır. Bu durum yatırımları aksatıp, zaman ve maddi kayıplara neden olduğu gibi yörede çalışan personeli de tedirgin etmiştir. Bölgenin bu koşulları yerli ve yabancı sermayenin yöredeki yatırımlarını da olumsuz yönde etkilemiştir (7. BYKP Madencilik ÖİK Petrol-Doğalgaz Alt Komisyonu Raporu 3, 1996:2).

Yurtiçi petrol aramalarının yanında yurt dışında da arama girişimleri yapılmış; özellikle Mısır ve Kazakistan'da yapılan yatırımlardan olumlu sonuçlar alınmıştır. Azerbaycan ve diğer Orta Asya Türk Devletlerinde ortak petrol üretimine yönelik girişimlerde devam ettirilmiştir (7.BYKP, 1995:140).

Türkiye Elektrik Kurumunun özelleştirmesini kolaylaştırmak ve üretim, iletim ve dağıtım çalışmalarının, maliyet, finansman, işletme, muhasebe ve bilanço olarak ayrı takip edilmesini ve etkinliğini arttırmak üzere; Kurumun, Türkiye Elektrik Üretim,İletim Anonim Şirketi ve Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi unvanlarıyla iki ayrı iktisadi devlet teşekkülü halinde yeniden yapılandırılması kararı verilmiştir (1994 Yılı Programı, 1993:92).

Özelleştirme sonrasında, rekabetin hangi esaslara ve mekanizmalara göre sağlanacağı konusunda belirsizlik bulunurken, Yap-İşlet-Devret Modeliyle enerji alım ve fiyat garantisi verilerek gerçekleştirilen santral projeleri nedeniyle sektörde rekabetin ve serbest piyasa ekonomisinin geçerli olacağı bir sistemin kurulması imkanı zorlaşmıştır. 3096 sayılı Kanun çerçevesinde görevli dağıtım şirketleriyle yapılan sözleşmelerde yeni yatırımların nasıl ve kim tarafından ele alınacağı açık

olmadığından özel şirketlere devredilen bölgelerde dahi yatırımlar kamu tarafından yapılmıştır (7.BYKP, 1995:141).

Türkiye'nin toplam kurulu gücü 1989 yılında 15808,2 MW iken, 1994 yılına gelindiğinde 20859,8 MW olmuştur. Hidrolik termik dengesi neredeyse eşit bir duruma gelmiş, fuel oil ve motorini ikame eden doğal gaz, kurulu güç içinde önemli seviyelere ulaşmıştır.

Türkiye toplam elektrik üretimi 1989 yılında 52043,2 GWh olarak gerçekleşmişken, 1994 yılında 78321,7 GWh olmuştur. Elektrik üretiminde en çok hidrolik kaynaklardan ve linyitten yararlanılmış, doğal gazın kurulu güçte olduğu gibi üretimdeki payı da artmıştır.

1.7. Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi:

Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planında Gayri Safi Milli Hasılanın yıllık ortalama olarak yüzde 5,1'le 7,1 arasında bir oranında artmasını hedeflenmiş; Güney Asya ve Rusya'da yaşanan ekonomik krizlerle, 1999 yılında yaşanan iki büyük depremin etkileri, dönem sonunda ancak yıllık ortalama yüzde 3,8 oranında bir büyümenin sağlanmasına neden olmuştur.

Plan, genel enerji politikası çerçevesinde; yerli kaynakların ekonomik ve uygun koşullarda geliştirilmesini, toplam tüketim içerisinde yerli kaynak oranının rasyonel olmak kaydıyla artırılmasını, enerji talebinin ekonomik ve sosyal kalkınma hedeflerinin yanı sıra arz imkanları göz önünde bulundurularak sektör ve kaynak bazında belirlenmesini, gerek yatırımların ve gerekse talebin dış alımlarla karşılanmasının ülkeye maliyetini belirleyerek önümüzdeki yıllarda alınması gereken tedbirleri, sektördeki sorunları ve çözüm alternatiflerini ortaya koymaya çalışmıştır (7. BYKP ÖİK, 1993:4).

Bununla beraber sanayide ve toplumsal yaşamın her kesiminde enerji yoğunluk değerlerinin aşağıya çekilmesi, verimliliğin artırılması ve tasarruf

programlarının hayata geçirilmesine de dikkat çekilmiştir (7. BYKP, 1995:142).

Özel sektör sabit sermaye yatırımlarının gayri safi milli hasılaya oranının azalmasıyla toplam sabit sermaye yatırımlarının oranı da düşmüştür. Bu dönemde enerji yatırımlarının kamu yatırımları ve toplam yatırımlar içindeki payı artmıştır.

Ülkemizin karşı karşıya kalacağı elektrik enerjisi arz yetersizliğinin önlenmesi amacıyla 1996 yılından başlayarak elektrik enerjisi yatırımlarında yeniden bir canlanma sürecine girilmiştir. Bu kapsamda, kamu kesiminde yeni santral projeleri yatırım programına alınıp, kamu kaynaklarından enerji sektörüne ayrılan pay arttırılırken, özel sektör projelerinde de önemli gelişmeler olmuştur (2001 Yılı Programı, 2000:203).

Böylece enerji sektörü yatırımlarının gayri safi milli hasıladaki payı artmış, özel sektörün enerji yatırımlarındaki payı 1997 yılında yüzde 52 seviyesine ulaşmıştır.

Bununla beraber, Yedinci Plan döneminde öngörülen 18 milyar dolarlık yatırım gerçekleştirilememiş, dönem sonu itibarıyla 11 milyar dolar düzeyinde kalmıştır. Bu düşük oranın temel nedeni özel kesimin oransal olarak payının artmasına rağmen, bu kesimden beklenen yatırımların tam olarak gerçekleştirilememesidir (8. BYKP, 2000:175).

Ayrıca enerji sektöründe, özel ve kamu kesimin faaliyetlerinin düzenlenmesine, rekabetçi bir ortamın oluşturularak tüketici haklarının korunmasına ve gerekli yatırımların yapılmasının sağlanmasına yönelik olarak; kaynak, fiyat, tasarruf, çevre, dağıtım ve yatırım politikaları konusunda bir karar mekanizması ve kurumsal yapı oluşturulması kararlaştırılmıştır (7. BYKP, 1995:142).

Oysaki bu dönemde rekabet ortamı bozulmuş, pahalı bir enerji sistemi oluşmuştur. Yap İşlet Devret Modeliyle gerçekleştirilen projelerde, yüksek fiyat ve üretilen tüm enerjinin alımı garantisi nedeniyle sektörde uzun vadede rekabetin

geçerli olacağı bir serbest piyasa düzeninin kurulabilmesi imkanları sınırlanmıştır (1997 Yılı Programı, 1996:92).

Bu tecrübelerle rağmen, Yap İşlet Devret Modeline ilave olarak geliştirilen Yap İşlet Modeli, 1997 yılında yasal bir çerçeveye oturturulmuştur. Bu çerçevede, yerli ve/veya yabancı sermaye şirketlerinin hidroelektrik, jeotermal ve nükleer enerji alanları dışında, elektrik enerjisi üretmek üzere kendi tesislerini kurmalarına imkan sağlanmıştır (1999 Yılı Programı, 1998:130).

Aynı dönemde otoprodüktör santrallerle ilgili gerekli mevzuatlarda da değişikliklere gidilmiş, bununla beraber gelecek yıllarda talebi artacağı düşünülen doğal gazla ilgili bağlantı anlaşmaları da yapılmıştır (1997 Yılı Programı, 1996:92-93).

Sonuçta; Yap işlet ve yap işlet devret gibi farklı modellerle gündeme getirilen santral projeleri planlandığı gibi yürütülememiştir. Sektöre çekmek amacıyla özel şirketlere; aşırı yüksek tarifelerle alım-ödeme garantileri, yakıt temin garantisi, hazine garantisi, uluslararası tahkim gibi aşırı güvenceler verilmiştir (8.BYKP, 1998:175).

Bu dönemde TEAŞ (Türkiye Elektrik Anonim Şirketi), aşırı yüksek proje paketi ve aşırı yüksek tarifelerle bağlantılara girmesi ve maliyetlerini tarifesine yansıtamaması nedeniyle mali darboğaza girmiştir (8.BYKP, 1998:176).

Ayrıca sektörün rekabete açılmasını sağlayacak, yeniden yapılanma ve düzenleyici bir kurul oluşturma çalışmaları tamamlanamamıştır (2001 Yılı Programı, 2000:207).

Dönem sonunda yatırımların gelir esnekliği 4,85 birim, toplam üretimin gelir esnekliği 0,15 birim, toplam tüketimin gelir esnekliği 1,17 birim, ticari enerji üretiminin gelir esnekliği 1,81 birim, ticari enerji tüketiminin gelir esnekliği 1,35 birim olmuştur. Bununla birlikte, toplam üretimin yatırım esnekliği 0,033 birim,

toplam ticari enerji üretiminin yatırım esnekliği 0,041 birim olarak gerçekleşmiştir.

Birincil enerji tüketim 1995-2000 yılları arasında ortalama yıllık yüzde 5,3 artışla 61982 btpe miktarından 78957 btpe seviyesine gelmiştir. Gayri ticari enerji kaynak kullanımı ilk kez yüzde 10'un altına düşmüş olmasına rağmen enerji amaçlı odun tüketimi miktar olarak seviyesini korumuştur.

Fert başına enerji tüketimi 1995 yılında 1045 kgpe/kişi düzeyindeyken, 1977 yılında 1258 kgpe/kişi olmuş; enerji yoğunluğu 0,77 kgpe/kişi seviyesine ulaşmıştır.

1995 yılında Türkiye kurulu gücü 17675 MW olmuş, 2000 yılındaysa kurulu güç miktarı 25910 MW olarak gerçekleşmiştir. Doğal gaz dayalı kurulu güçte artış olmuş, linyite dayalı kurulu güçse azalmıştır.

Türkiye'de üretilen elektrik enerjisi miktarı 1995 yılında 86247 GWh iken 2000 yılında 124922 GWh miktarına ulaşmış, kurulu gücün aksine üretimde en büyük paya doğal gaz sahip olmuştur.

1990'ların ilk yarısında, yeni santral projelerine girilememesi nedeniyle yatırımı süren proje stokunda azalma olmuş ve 1997 yılından başlamak üzere elektrik arzında yetersizlik ortaya çıkmıştır. Bu nedenle 1997 yılından itibaren elektrik ithalatına yeniden başlanmıştır (1999 Yılı Programı, 1998:129).

Önceki dönemlerdeki yetersiz yatırımlar nedeniyle sistemde yeterli üretim yedeği oluşturulamadığı için 1999 yılında elektrik kesintilerine gidilmek durumunda kalınmıştır. Bu kesintilerde, barajlardaki su seviyelerinin kritik düzeylere düşmesi ve doğal gaz santrallerinin yakıt ihtiyacının tam olarak karşılanamaması da rol oynamıştır (8. BYKP, 1999:177).

Bu dönemde elektrik dağıtım sistemlerinde ve şehir şebekelerinde kayıpların azaltılmasına yönelik olarak uygulanan projelerden olumlu sonuç

alınamamıştır. Kaçak elektrik tüketimi, özellikle Güneydoğu Anadolu'nun bazı illerinde çok büyük oranlara ulaşmıştır. Fiili ihtiyaç olan ancak bedeli alınmadığı için israfla aşırı boyutlara ulaşan bu tüketim, elektrik sektörünü ve kurumlarını ciddi şekilde etkilemiştir (2001 Yılı Programı, 2000:208).

1.8. Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Dönemi:

Bu Plan Döneminde GSMH'nin yıllık ortalama yüzde 6,7 oranında artacağı tahmin edilmişse de yüksek reel faiz ve düşük reel kur uygulamaları; cari açığın, ithalatın, bankaların açık pozisyonları ile kısa vadeli iç ve dış borç stokunun artması; uygulanan dezenflasyon ve kur politikalarına güvenin azalması gibi pek çok kronikleşmiş sorun nedeniyle Türkiye 2000 yılı Kasım ayı ve 2001 yılı Şubat aylarında etkileri oldukça derin olan yeni bir kriz ortamına girmiştir. Bu dönemde gerçekleşen ciddi ekonomik bunalımın etkileriyle yaklaşık yüzde 3,8 oranında büyüme sağlanabilmiştir.

Plan; enerji alt sektörlerinde değişen ekonomik konjonktür ve artan özelleştirme faaliyetleri paralelinde özel kesimin daha aktif rol oynayabileceği bir yapıya dönüşümü amaçlanmıştır. Bu doğrultuda başta elektrik ve doğal gaz alt sektörleri olmak üzere, enerji kaynaklarının üretiminden tüketimine kadar her aşamada özel kesimin en üst düzeyde yatırım ve işletme faaliyetlerine katılımı için gerekli yasal ve kurumsal değişikliklerin yapılması ana hedefler olmuştur. Fakat bunu gerçekleştirirken rekabete dayalı sistemin yerleştirilmesini engelleyecek şekilde uzun vadeli alım anlaşmalarından kaçınılması da esas kabul edilmiştir (8.BYKP, 2000:185).

Bu dönemde yaşanan iktisadi çöküşün etkileriyle gerek özel kesim gerekse kamu kesimi yatırımlarının gayri safi milli hasıla içerisindeki payı azalmıştır. Miktar olarak önemli ölçüde yükselmemesine rağmen enerji sektörünün toplam yatırımlar içerisindeki payı artmıştır.

Toplam tüketimin gelir esnekliği 0,72 birim, ticari enerji üretiminin gelir

esnekliği 0,012 birim, ticari enerji tüketiminin gelir esnekliği 1,35 birim olmuştur. Bununla birlikte toplam üretimin yatırım esnekliği 0,18 birim olarak gerçekleşmiştir.

Birincil enerji tüketimi ortalama yıllık yüzde 2,8 artışla 82170 btpe miktarından 92527 btpe seviyesine ulaşmıştır. 2001 yılında yaşanan ekonomik krizin yarattığı tüm sektörlerdeki gerileme eğilimi enerji sektörünü de etkilemiş; ancak 2003 yılından sonra enerji talebi artmaya başlayabilmiştir.

Bu dönemde doğal gazın, birincil enerji kaynakları içerisindeki payı yüzde 16,2'den yüzde 25,4 seviyesine yükselmiştir. Kriz yılı hariç olmak üzere ithal taş kömürü talebi de artmıştır. Söz konusu iki kaynağın yeni devreye giren santraller marifetiyle kullanılması ve şehirlerdeki çevresel etkiler göz önüne alınarak diğer kaynaklara alternatif olması artışlarında başlıca nedenler olmuştur. Bununla beraber, yağışların dönem içerisinde çoğunlukla yeterli düzeyde olmaması hidrolik kaynakların kullanımını olumsuz yönde etkilemiştir. Ayrıca 2005 yılında gayri ticari enerji kaynak kullanımı, toplam enerji tüketiminin yaklaşık olarak yüzde 5,5'i olarak gerçekleşmiştir. Aynı yıl, Fert başına enerji tüketimi yaklaşık olarak 1281 kgpe/kişi düzeyine ulaşmıştır.

1.8.1. Taşkömürü

Kömürün 230 yıllık (1 trilyon ton) talebe yetecek kadar büyük bir küresel rezerve sahip olduğu tahmin edilmektedir. Ayrıca, yeni yanma teknolojilerinin de yardımıyla 2000 yılında 2355 milyon ton petrol eşdeğeri (mtpe) olan kömür üretiminin 2020 yılında 3128; 2030 yılındaysa 3600 (mtpe) değere ulaşacağı ve Toplam Dünya Enerji Talebinin yüzde 12'sini karşılayacağı öngörülmektedir (DEK-TMK, 2004:2-26).

Fosil kaynaklardan petrolün 42 yıllık, doğalgazın 65 yıllık, kömürün 230 yıllık bir ömre sahip olduğu göz önüne alınınca, bugün dünyada petrol için verilen mücadelenin 21. yüzyılın ortalarında kömür için verilmesi kaçınılmaz görülmektedir. Bu nedenle ülkemizde, yeni kömür kaynaklarımızın da değerlendirilerek ileriye

dönük enerji politikalarımızın yapılması zorunludur (ETBK, 19.02.2005).

Türkiye Taşkömürleri Kurumu'nun (TTK) kurulu taşkömürü üretim kapasitesi, ihraç ve zenginleştirme tesisleri kapasiteleri esas alındığında 3 milyon ton/yıl satılabilir kömür olarak kabul edilmektedir (Güler, 30.01.2006).

Ülkemizin elektrik enerjisi üretiminde kullanılabilir bilinen taşkömürü potansiyeli 10 milyar kWh/yıl karşılığı olup, 2003 sonunda bunun ancak yüzde 22'si işletmededir (DEK-TMK, 2004:1-68).

Çizelge 2. *Türkiye Taşkömürü Rezervleri (Bin Ton).*

KATEGORİ	MİKTAR
HAZIR	13.702.008
GÖRÜNÜR	528.768.061
MUHTEMEL	424.954.636
MÜMKÜN	368.447.164
TOPLAM	1.335.871.869

Kaynak: <http://www.ttk.gov.tr> (2005).

Son yıllarda TTK yatırımları düşük düzeylerde gerçekleşmiştir. Yatırımların böylesine düşük gerçekleşmesindeki temel neden, ticari maliyetin yüksek olması ve tüketimin ithalata yönelmesidir. Ticari maliyeti, finansman giderleri içinde yer alan gecikme zammı ve sosyal yardım zammı, bir hayli yukarı çekmiştir. Ucuz taşkömürü ithalatı da yurtiçi üretimini olumsuz yönde etkilemiş, bu da yatırımlara doğrudan yansımıştır (8. BYKP Madencilik ÖİK Kömür Alt Komisyonu Raporu, 2001:101).

Taşkömürü ithalatı için 1996 ve 2004 yılları arasında toplam 6.018.744.000 Amerikan Doları ödeme gerçekleştirilmiştir. Bu ödemede en yüksek payı 2.392.953.000 dolarla Rusya alırken Ukrayna, Güney Afrika, Avustralya ve Çin diğer önemli alım yapılan ülkeler olmuşlardır.

1.8.2. Linyit

Dünya linyit rezervinin % 2'si Türkiye'de bulunmakta olup, dünya linyit üretiminin ise % 8'i Türkiye'de yapılmaktadır (ETBK, 17.07.2005). Ülkemizin bilinen linyit rezervleri 8,25 milyar ton olarak belirlenmiştir (Güler, 11.01.2006).

Çizelge 3. Türkiye Linyitleri Rezerv ve Bölgelere Göre Rezerv Değerleri.

BÖLGE	REZERV (10 ⁹ ton)	ISIL DEĞER (kcal/kg)	DAĞILIM (%)
KUZEY-BATI ANADOLU BÖLGESİ (Kütahya-Balıkesir-Bursa-Manisa-Çanakkale)	1,8	3.500	21,8
GÜNEY-ORTA ANADOLU BÖLGESİ (Adana-Kahramanmaraş)	3,5	1.200	42,4
İÇ ANADOLU BÖLGESİ (Ankara-Konya-Çankırı-Çorum-Yozgat-Sivas)	1,45	3.000	17,6
GÜNEY BATI ANADOLU BÖLGESİ (Aydın-Muğla-Denizli-Isparta-Burdur- Afyon)	0,9	2.500	10,9
TRAKYA BÖLGESİ (Tekirdağ-Edirne-Kırklareli-İstanbul)	0,4	2.500	4,8
DOĞU ANADOLU BÖLGESİ (Bingöl-Erzincan-Erzurum-Van)	0,2	3.000	2,4
TOPLAM	8,25	2.240	100

Kaynak:SBYKP Madencilik ÖİK Kömür Alt Komisyonu Raporu, 2001:41.

Linyit sahaları ülkenin bütün bölgelerine yayılmış olup ısı değerleri 1.000–5.000 kcal/kg arasında değişmektedir. Toplam linyit rezervlerinin yaklaşık yüzde 6,9'u 3.000 kcal/kg'ın üzerinde, yüzde 13,2'si 2.500-3.000 kcal/kg arasında, yüzde 79,9'uya 2.500 kcal/kg'ın altında ısı değerlere sahiptir (8. BYKP Madencilik ÖİK Kömür Alt Komisyonu Raporu, 2001:41).

Ülkemizin elektrik enerjisi üretiminde bilinen kullanılabilir linyit potansiyeli 120 milyar kWh/yıl olup, 2003 sonunda bunun yüzde 35'i işletmede, yüzde 9'u inşa halindedir (DEK-TMK, 2004:1-68).

Linyite dayalı termik santrallar, düşük kaliteli ülkemiz linyitleri için önemli

bir tercih nedeni olarak karşımıza çıkmaktadır. Çevreye zarar vermeden yakılabilmesine imkan tanıyan yeni bir takım teknolojilerin geliştirilmiş olması, alternatif kaynaklarla rekabet edebilirliği, istihdam olanağı ve arz güvenliği açısından uluslararası politik riskler taşımaması nedeniyle kömür yeniden stratejik bir enerji hammaddesi olmuştur (Şengüler, 2003:59).

“Fakat Türkiye’de ki kömür santralleri Doğu Bloku teknolojisi ve yaklaşımlarıyla yapılmış olduklarından teknolojileri eski ve desülfürizasyon tesisi içermemektedirler” (Ünsal, 2004:13).

Yerli linyitlerin kalite ve ısı değerlerinin düşüklüğü yanında, kükürt ve kül oranlarının da yüksek olması, uluslararası anlaşmalardan kaynaklanabilecek veya özellikle Avrupa Birliği (AB) adaylığı veya üyeliğinden doğabilecek yükümlülükler nedeniyle sorun yaratmaktadır. Geliştirilen çevre mevzuatı nedeniyle, mevcut santrallara baca gazı desülfürizasyon tesisleri yapılırken, yeni santrallar bu tesislerle birlikte ihale edilmektedir (Tübitak, 2003:13).

Kömür kullanımında oluşan zararlı emisyonları azaltmak ve birim kalori başına üretilen enerji miktarını arttırmak için geliştirilmiş yöntemlerden bazıları; Süper Pulvarize (toz haline getirme) Kömür Üniteleri, Ultra Süper Kritik Üniteler, Atmosferik Akışkan Yataklı Sistemler, Basınçlı Akışkan Yataklı Sistemler ve Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim Sistemleri olarak sıralanabilir. Akışkan yataklı sistemler ticari olarak kendini kanıtlamış olmasının yanında çevresel performansı ve değişik nitelikteki kömürleri işleyebilmesi açısından da başarı sağlamışlardır. Büyük kapasiteli ünitelerin kurulması için çalışmalar devam etmektedir (Arslan, 2003:72).

Ülke linyitlerinin bu teknolojilerden yararlanılarak kullanılması hususu zaman zaman gündeme gelmesine karşın Çan Linyitleri ve Afşin-Elbistan tevsii yatırım projelerinin dışında kayda değer bir yatırım yapılmamıştır. Bununla beraber Türkiye Elektrik Taahüt A.Ş.’nin (TETAŞ) Yap İşlet Devret ve Yap İşlet santrallerinden üretilen elektriği alma zorunluluğu ve bu santrallerin büyük

çoğunluğunun doğal gazla çalışmaları linyite olan talebi azaltmıştır. Böylece Türkiye Kömür İşletmelerine bağlı ocaklar ve EÜAŞ santralleri atıl hale gelmiş ve çalışanları gizli işsiz olmuş, ülke kaynakları israf edilmiştir (Türkyılmaz, 2003:322).

1.8.3. Petrol

Petrol, gelecekte de birincil enerji kaynağı olarak Dünya'daki yerini ve önemini koruyacak; yapılan tahminlere göre 2000 yılından itibaren yüzde 60 artarak 2030 yılında günde 120 milyon varile ulaşacaktır. Bu dönemde, dünya enerji arzı içinde petrolün payı yüzde 36-38 civarında olacaktır (DEK-TMK, 2004:2-27).

2004 yılı sonu itibarıyla ispatlanmış, muhtemel ve mümkün rezerv miktarı 945.817.338 milyon ton, üretilebilir petrol miktarı 162.830.222 milyon ton, bugüne kadar üretilmiş kümülatif petrol miktarı 121.919.032 Milyon Ton, kalan üretilebilir petrol miktarı 40.911.190 Milyon Ton olarak tespit edilmiştir (Petrol İşleri Genel Müdürlüğü [PİGEM], 11.11.2005).

Çizelge 4. 2004 yılı Sonu İtibarıyla Türkiye Petrol Rezervleri.

ŞİRKETLER	Rezervuardaki Petrol		Kalan Üretilebilir Petrol	
	Varil	Milyon Ton	Varil	Milyon Ton
T.P.A.O.	4.406.318.713	665.391.994	190.751.983	28.935.714
N.V.Turkse Perenco	1.341.270.319	183.272.400	59.526.336	8.078.292
Petroleum & Dorchester	539.000.000	73.087.198	12.673.122	1.717.991
Madison Oil & T.P.A.O.	49.611.000	6.967.064	2.424.696	337.790
N.V.Perenco & T.P.A.O.	32.684.412	4.538.381	6.477.991	882.721
Ersan & Aladdin & Trans	39.000.000	6.156.710	1.210.057	165.405
Ersan & Aladdin M.E.	18.200.000	2.419.747	452.108	62.783
Aladdin & Madison Inc.	24.200.000	3.601.190	4.427.141	658.229
Aladdin & Trans Med.	2.600.719	362.267	509.081	70.876
Amity Oil & T.P.A.O.	133.003	14.925	11.681	1.389
Diğer	39.979	5.462	0	0
TOPLAM	6.453.058.145	945.817.338	278.464.196	40.911.190

Kaynak: bilgi@pigem.gov.tr.

Ülkemizde bugüne kadar toplam 1.227 adet arama kuyusu açılmıştır. Açılan kuyuların adet olarak yüzde 64'ü Güneydoğu Anadolu, %24'ü Trakya Bölgesinde yer almaktadır (Güler,30.01.2006).

2005 yılında toplam petrol tüketiminin 33201 bin ton olarak gerçekleşmesi beklenmektedir. Petrol toplam birincil enerji kaynakları içerisinde yüzde 35,9'luk payla en çok tüketilen kaynak durumundadır (2006 Yılı Programı, 2005:202).

Üretilebilecek petrol miktarı ve tüketim dikkate alındığında; yeni kaynaklar bulunamaması halinde, petrolde ithalat bağımlılığımızın artarak devam edeceği görülmektedir. İthalat için ödediğimiz döviz miktarı, uluslararası petrol piyasalarındaki fiyat hareketlerine bağlı olarak önemli rakamlara ulaşmaktadır.

Petrol fiyatındaki artış, yalnızca petrol giderlerinde değil doğalgaz ve ulaştırma giderlerinde, petrol girdisi olan tarım ilaçlarında, kimyevi maddelerde, lastik ve plastik ürünlerinde de fiyat artışlarına neden olmaktadır (Kaplan, 2004:4).

Çizelge 5. Petrol İthalatı İçin Ödenen Döviz Miktarı (1996-2004).

Ülke	Ödenen (Bin \$)	Pay(%)
ABD	441.986	1,1
Cezayir	1.122.590	2,8
Fransa	574.187	1,4
İran	7.092.796	17,5
İsrail	453.705	1,1
İtalya	1.034.343	2,6
Kazakistan	447.403	1,1
Libya	6.470.467	16,0
Mısır	925.657	2,3
Nijerya	953.987	2,4
Romanya	586.943	1,5
Rusya	7.714.607	19,1
Suriye	2.982.246	7,4
S. Arabistan	6.734.602	16,6
Yunanistan	568.004	1,4

Dış Ticaret Müsteşarlığının yayınladığı ithalat verilerinden elde edilen rakamlara göre 1996-2004 yılları arasında toplam 40,45 milyar dolar, 2004 yılındaysa 8,44 milyar dolar petrol ithal edildiği görülmektedir. Bu dönem içerisinde en çok ithalat yüzde 19,1'lik payla Rusya Federasyonu'ndan yapılmıştır. 1996 yılında ithal edilen petrolün yüzde 35,4'ü S. Arabistan'dan alınırken bu oran yıllar içerisinde sürekli düşerek 2004 yılında yüzde 10,4 olarak gerçekleşmiştir. Yine aynı dönem içerisinde, 1998 yılında Rusya'nın toplam petrol ithalatı içerisindeki payı yüzde 3,8 iken 1999 yılında yüzde 12,6 olmuş, 2004 yılında ise yüzde 34 oranına ulaşmıştır.

2005 yılı sonu itibarıyla toplam petrol faturasının; ham petrol ithalatı için 8 milyar dolar, ürün ithalatı için 7 milyar dolar, ürün ihracatı için de 2 milyar dolar olmak üzere 13 milyar dolara ulaşacağı beklenmektedir (Güler, 30.01.2006).

Petrol piyasalarında fiyatın belirleyicisi durumundaki fiziki, psikolojik ve teknik öğeler, son yıllarda talebi baskı altında tutmaktadır. Petrol arzı sağlayanlar çeşitli gerekçelerle arzı sınırlı tutmakta; petrol bölgelerindeki jeopolitik gerilimler giderek artmakta; sonuçta bütün bu olumsuz faktörler fiyatlar üzerinde ciddi bir baskı yaratmaktadır. Teknik olaraksa, vadeli piyasalarda işlem yapanlar ve fon yöneticileri, bahsi geçen fiziki ve psikolojik bileşenleri öne sürerek orta ve uzun vadede de fiyatları yüksek tutmaktadırlar (ETBK, 17.07.2005).

Yeni büyük petrol rezervlerinin bulunmasının giderek güçleşmesiyle üreticilerin, üretimin daha pahalıya geldiği küçük rezervleri işlemeye yönelmesinin de petrol fiyatlarının artmasında etkili olduğu tahmin edilmektedir (Kaplan, 2004:2).

Yurt içi ve yurt dışı kaynaklardan temin olunan petrolün, rekabet ortamında kullanıcılara sunulması, ve bu konuda yönlendirme, gözetim ve denetim faaliyetlerinin düzenlenmesi amaçlarıyla, 20.12.2003 tarihinde 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu kabul edilmiştir.

1993'te yapımına karar verilen, 1999'da inşasına başlanılan ve çeşitli

gecikmelerle ancak 2005 yılında faaliyete geçen Bakü-Tiflis-Ceyhan Petrol Boru Hattı'ndan sınırlarımıza ilk petrol akışı başlamıştır. Bu proje, petrol ve doğal gaz ithalatında kaynak çeşitliliği, arz güvenliği ve arz sürekliliğinin sağlanabilmesi ve başka geniş kapsamlı enerji projelerinin de geliştirilmesi açısından büyük önem taşımaktadır (Güney, 2003:405).

Ayrıca bu Hat, Boğazlar ve Karadeniz üzerindeki petrol taşınmacılığını yılda 50 milyon ton oranında azaltacaktır. Sisteme Kazakistan ayağının da eklenerek projenin Aktau-Bakü-Tiflis-Ceyhan haline dönüşmesi önemli bir hedeftir (DEK-TMK, 2004:2-29).

Geliştirilen uluslararası projelerle, tüketici batılı ülkeler ve üretici komşularımız arasında ortak çıkarlar tesis edilmektedir (Güler,30.01.2006). Bu projelerle, üretici ülkeler ürünlerini pazarlamak için alternatif bir dağıtım kanalı sağlayacaklar, fiyat avantajı ile gelirlerini artırarak ülkelerinin kalkınmasına katkı sağlayacaklardır. Türkiye, Hattın taşıyacağı her varil başına, ilk 16 yıl için 55 cent, bunu izleyen 24 yıl içinse, varil başına 80 cent ücret alacaktır (Pamir, 2004:6).

Türkiye'de ham petrolün işlenmesi ile petrol ürünleri üretimi, ağırlıklı olarak TÜPRAŞ'ın (Türkiye Petrol Rafinerileri Anonim Şirketi) sahip olduğu rafinerilerde yapılmaktadır. Bunlar; yılda 11,5 milyon ton kapasiteli İzmit, yılda 10 milyon ton kapasiteli İzmir Aliaga, yılda 5 milyon ton kapasiteli Kırıkkale Orta Anadolu ve yılda 1,1 milyon ton kapasiteli Batman Rafinerileridir (Yıldırım, 2003:31).

1.8.4. Doğal Gaz

2001 yılında 2080 mtpe olan Dünya Doğal Gaz üretim miktarının, özellikle Batı Avrupa'nın yüksek talebinin karşılanması amacıyla ortalama yüzde 2,4 artarak 2030 yılında ikiye katlanacağı ve 4200 mtpe değerine yükseleceği hesaplanmaktadır. Bu, doğal gazın toplam dünya enerji talebinin karşılanmasında 1990 yılında yüzde 16,7 olan payının 2030 yılında yüzde 26,7 olacağı anlamına gelmektedir. Ancak gaz

rezervlerinin ne oranda geliştirilebileceği ve gazın enerji pazarlarına taşınması için gerekli olan alt yapının nasıl oluşturulacağı belirsizliğini korumaktadır. Ayrıca, jeopolitik faktörlerin oluşturabileceği riskler, gaz piyasalarının serbestleşme aşamasındaki sorunlar da bazı belirsizliklerin işaretini vermektedir. Doğal gaz fiyatının çeşitli nedenlerle artabileceği de tahminler arasındadır. Ancak, Dünya doğal gazla yeni bir bağımlılık dönemine girmiştir (DEK-TMK, 2004:2-26).

2004 yılı sonu itibarıyla Türkiye’de ispatlanmış, muhtemel ve mümkün doğal gaz rezerv miktarı 20 milyar metre küp (m^3), üretilebilir doğal gaz miktarı 14,2 milyar m^3 , bugüne kadar üretilmiş kümülatif doğal gaz miktarı 6,8 milyar m^3 , kalan üretilebilir doğal gaz miktarı 7,4 Milyar m^3 olarak tespit edilmiştir (PİGEM, 12.10.2005).

BOTAŞ verilerine göre Türkiye’de 2005 yılında 24,061 milyar m^3 doğal gaz tüketimi gerçekleştirilmiştir. Doğal Gaz, birincil enerji kaynakları tüketiminde yüzde 25,4 oranında bir paya sahip olup bu oran her geçen yıl artmaktadır. Petrolde olduğu gibi doğal gazda da yerli üretim tüketimi karşılamaktan çok uzaktır.

Çizelge 6. 2004 Yılı İtibarıyla Türkiye Doğal Gaz Rezervleri (milyar m^3).

Şirketler	Rezervuar	Üretilebilir	Kümülatif Üretim	Kalan Üretilebilir Gaz
T.P.A.O.	13.276	9.497	5.987	3.510
N.V.Turkse Perenco	4.658	3.262	109	3.153
Amity Oil & T.P.A.O	783	639	378	261
Thrace Basin	0	0	0	0
Thrace B. & Pinnacle	142	85	14	72
Thrace B. & Enron	1.207	785	376	408
Toplam	20.066	14.268	6.864	7.404

Kaynak: bilgi@pigem.gov.tr.

Elektrik sektörü, doğal gazın sektörel tüketiminde öncelikli bir yer almaktadır. Bunun nedeni, önceki satırlarda da yer verildiği gibi gerek doğal gaz alım anlaşmalarındaki al yada öde hükümlerince arz fazlasının tüketilme ihtiyacı, gerekse doğal gaza dayalı santrallerin kısa sürede ve düşük maliyetle kurulabilmeleri

olmuştur. Daha fazla yerleşim birimine doğal gaz ulaştırabilmek için çalışmalar hızla sürdürülmektedir. Bu çalışmalar kapsamında konut ve sanayide doğal gaz kullanımının arttırılması hedeflenmektedir.

Çizelge 7. Doğal Gaz Sektörel Kullanımının Yüzdelik Dağılımı.

YILLAR	ELEKTRİK	GÜBRE	KONUT	SANAYİ
2000	67	1	19	13
2001	69	1	18	13
2002	67	3	17	13
2003	65	2	19	14
2004	60	2	20	18
2005	59	2	20	19

Kaynak: http://www.botas.gov.tr/faliyetler/dg_ttt.asp,2006.

Doğal Gaz Sanayici ve İşadamları Derneğinin bir çalışmasında, toplam 900 milyon dolarlık bir yatırım yapılarak doğal gazın yaklaşık 30 kente ve 1 milyon yeni aboneye ulaşabileceği hesaplanmıştır. Bu çalışmada; abone başına 1500 dolarlık bir harcamanın, doğal gaz cihaz ve dönüşüm sektöründe 1,5 milyar dolarlık bir Pazar yaratacağına dikkat çekilmiştir (Türkyılmaz, 2003:331). 2002 Aralık ayından 2005 yılı sonuna kadar 32 İl'e doğal gaz sağlanmış olup, 2006 yılında 24 il, 2007 yılında 5, 2008 yılında 4, 2009 yılında 9 İl'e daha doğal gaz sağlanması planlanmıştır (Güler, 30.01.2006). Bu veriler kabaca değerlendirildiğinde; iletim ve dağıtımdan kaynaklanan 1,8 milyar dolar, cihaz ve dönüşümden kaynaklanan 3 milyar dolar olmak üzere yaklaşık 5 milyar dolarlık bir pazar oluşacaktır.

Çizelge 8. Dünya Doğal Gaz Tüketiminin Sektörel Dağılım Projeksiyonu (%).

Yıl	Elektrik	Ticari	Ulaştırma	Konut	Sanayi
2002	31	07	01	18	44
2010	35	06	01	17	41
2015	37	06	01	16	40
2020	38	06	01	15	40
2025	39	06	01	14	40

Kaynak: Energy Information Administration (EIA)

http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/excel/figure_3data.xls,2005.

Amerika Birleşik Devletleri Enerji Bakanlığına bağlı Enerji Enformasyon İdaresi verilerine göre 2002 yılında Dünya doğal gaz tüketiminde sanayi sektörü en büyük payı almaktadır. Tahminlere göre 2025 yılına kadar nispeten temiz bir yakıt olması ve yanma üstünlüğü nedeniyle doğal gazın elektrik sektöründe kullanımı daha da artacaktır (EIA, 10.10.2005).

Çizelge 9. *Türkiye’de Doğalgaz İthalatının Ülkelere Göre Yüzdelik Dağılımı.*

Yıllar	Rusya	İran	Cezayir	Nijerya
2001	67	1	24	8
2002	66	4	23	7
2003	60	17	18	5
2004	65	16	15	5
2005	66	16	14	4

Türkiye, doğal gaz arzında en çok bağımlı olduğu Rusya Federasyonu’ndan üç ayrı anlaşmayla 2005 yılında toplam 14,344 milyar m³’lük gaz ithal etmiştir. Doğal gazda Rusya’ya bağımlılık oranı yüzde 66 civarlarındadır. Diğer doğal gaz sağlanan ülkelere Cezayir, İran ve Nijerya’dır. Yukarıdaki oranlardan, enerji planlamasında önemli ilkelerden olan “Kaynak ve Ülke Çeşitlendirmesine” gidilmediği ve neredeyse tüm yumurtaların aynı sepete konduğu görülmektedir.

Yapılan ilk anlaşmada, Türkiye satın aldığı gaz karşılığında tarım ürünleri ihraç edebilirken sonraki anlaşmalarda bu hüküm kaldırılmıştır. Ocak-Kasım 2005 tarihleri arasında Rusya’ya ihracatımız 2,145 milyar dolar, bu ülkeden ithalatımızsa 11,432 milyar dolar olarak gerçekleşmiştir. Dolayısıyla Rusya bugün en fazla dış ticaret açığımız olan ülke konumundadır. Al yada öde yükümlülükleri ve uluslararası tahkim koşulları nedeniyle bu açık ve bağımlılığın uzun süre daha devam etmesi beklenmektedir.

Doğal gaz fiyatları ve fiyatları oluşturan formülasyon anlaşmalar gereğince açıklanmamaktadır. Yalnızca formülün gaz oil, kükürtlü ve kükürtsüz fuel oil gibi yakıt fiyatlarına yüzde 85 oranında bağlı olduğu belirtilmektedir. Bu kaynakların dışında kalan değişken “k faktörü” olarak adlandırılmaktadır. BOTAŞ verilerinden

elde edilen Rusya'dan alınan gaz miktarını, Dış Ticaret Müsteşarlığının verilerinden elde edilen Rusya'ya doğal için ödenen dolar cinsinden paraya böldüğümüz zaman kabaca yukarıdaki fiyatlara ulaşılabilir.

Çizelge 10. Rusya'dan Alınan Doğal Gazın Ortalama Maliyeti

Yıllar	Ödenen (Bin \$)	Miktar (Milyon M ³)	Bin M ³ Doğal Gaz Fiyatı (\$)	Petrol Fiyatı (\$)
1996	521.026	5.524	94,32	20,39
1997	637.765	6.574	97,01	18,55
1998	503.654	6.539	77,02	11,99
1999	609.126	8.693	70,07	16,98
2000	1.290.455	10.079	128,03	26,95
2001	1.452.941	10.931	132,92	22,73
2002	1.343.112	11.603	115,76	23,38
2003	1.772.553	12.674	139,86	26,96
2004	2.109.480	14.344	147,06	34,59

Yukarıdaki fiyatlar ve ortalama ham petrol fiyatları arasında iki gecikmeli bir modelle Nedensellik (Granger) testi yapılmış, test sonucunda hesaplanan F istatistiği 16,71 ve F tablo istatistiği değeri 6,94 olduğu için petrol fiyatlarının doğal gaz fiyatlarını etkilediği gözlemlenmiştir.

Aynı veri setinden kurulan tam logaritmik modelin, yüzde 5 önem seviyesinde; değişen varyanssız, otokorelasyonsuz, hata terimlerinin normal dağılımlı, parametrelerinin ve modelin anlamlı olduğu sonucuna varılmıştır.

$$\text{Log(Doğal Gaz Fiyatı)} = 2,32 + 0,76 * \log(\text{Petrol Fiyatı})$$

$$(s) \quad (0,46) \quad (0,15)$$

$$t \quad 4,96 \quad 5,07$$

$$R^2=78,63 \quad F \text{ hes}= 25,76 \quad F \text{ tab}= 5,32 \quad s=0,131930$$

$$\text{Jarque-Bera}=0,5971 \quad \chi^2=2,73$$

$$\text{White Değişen Varyans Testi } (n \cdot R^2) = 1,579$$

$$\text{Breuch-Godfrey Seri Korelasyon Testi } (n \cdot R^2) = 2,29$$

Bu sonuçlara göre doğal gaz fiyatlarının petrol fiyatlarına esnekliğinin 1'den düşük çıkması olumludur. Petrol fiyatlarındaki yüzde 1'lik bir değişim doğal gaz fiyatlarında yüzde 0,76 birimlik bir artış yaratmaktadır. Bu değişimi yıllık ortalama değişimlerle ele aldığımızda; doğal gaz fiyatının yıllık ortalama değişimi yüzde 9,1 ve ham petrol varil fiyatının yıllık ortalama değişimi yüzde 10,8 olduğundan, esneklik katsayısı 0,83 çıkmaktadır.

Daha öncede anlatıldığı gibi Avrasya bölgesinde oluşan yeni şartlar ve imkanların, üretici ve tüketici ülkeler tarafından değerlendirilmesi amacıyla Doğu-Batı Enerji Koridoru adlı bir proje geliştirilmiştir. Doğu-Batı Enerji Koridoru özünde Kafkasya ve Orta Asya ülkelerinin enerji kaynaklarının Batı pazarlarına güvenli ve çeşitli güzergahlardan ulaştırılmasını öngörmektedir. Proje Bakü-Tiflis-Erzurum doğal gaz boru hattıyla Hazar geçişli (Türkmenistan-Türkiye –Avrupa) doğal gaz boru hattı tasarılarını kapsamaktadır. Türkiye'de mevcut doğal gaz boru hattı sistemi aynı zamanda doğu batı arasında bir enerji koridoru görevini de üstlenmiş bulunmaktadır (Güney, 2003:410).

Bu bağlamda öne sürülen Güney Avrupa Gaz Ringi Projesi'yle Yunanistan ve Bulgaristan üzerinden iki hattın Avrupa'ya bağlanması hedeflenmiştir. Yunanistan üzerinden geçecek hat için BOTAŞ ve DEPA (Yunanistan) arasında 23 Şubat 2003 tarihinde anlaşma imzalanmış ve 2006 yılında gaz sevkıyatının yapılması planlanmıştır. Nabucco Projesi adı verilen girişimde Türkiye-Bulgaristan-Romanya-Macaristan-Avusturya güzergahındaki ülkelerle görüşmeler sürmektedir (DEK-TMK, 2004:2-30).

Dış enerji piyasalarının serbestleşmesine paralel olarak doğal gaz piyasasının da; doğaya saygılı, kaliteli, mali açıdan güçlü, istikrarlı, şeffaf, ucuz ve rekabetçi şekilde yapılması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetim sağlanması amacıyla 18.04.2001 tarih ve 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu kabul edilmiştir.

1.8.5. Hidrolik Kaynaklar

Türkiye, petrol ve doğal gaz gibi birincil enerji kaynakları açısından fakir olmasına rağmen elektrik üretiminde kullanabileceği çok zengin bir hidrolik potansiyeline sahiptir. Ancak bu potansiyeli kullanıma sokmakta yetersiz kaldığı görülmektedir (Bakır, 2001:1).

DSİ Genel Müdürlüğü, ülkemizin brüt hidroelektrik enerji potansiyelini 433 milyar kWh/yıl, teknik olarak değerlendirilebilir potansiyelini 216 milyar kWh/yıl, ekonomik olarak yararlanılabilir potansiyelini de 125 milyar kWh/yıl olarak hesaplamaktadır. Bu üretimi gerçekleştirecek olan kurulu güç, 35.483 MW'dır (Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu [DDK], 10.12.2005).

Türkiye’de alternatif enerji kaynakları karşısında hidroelektrik santrallara öncelik verilmesi ve geliştirilmesi için gerekli nedenler; yatırımının elktro-mekanik aksam dışında yurtiçi faaliyetlerden oluşması, 200 yüzyıl gibi bir ekonomik ömre sahip olması, düşük işletme giderleri, kurulu bir santralın istendiğinde çok çabuk enerji verebilmesi, rekabet ve ucuzluk, çevre dostu ve yenilenebilir olmasıyla enerjide dışa bağımlılığı azaltması olarak özetlenebilir (Bayoğlu, 2003:92-93).

Çizelge 11. *Türkiye Hidroelektrik Potansiyelinin Durumu.*

HES Projelerinin Durumu	HES Sayısı	Toplam Kurulu Kapasite	Üretilen Yıllık Elektrik Enerjisi	Üretimi Karşılama Oranı (%)
İşletmede Bulunan	135	12.241	44.034	35
İnşa Halinde	28	3.32	11.119	9
Henüz Başlanmamış	388	19.922	70.675	56
Toplam Ekonomik Potansiyel	551	35.483	125.828	100

Kaynak:DDK http://www.cankaya.gov.tr/tr_html/DDK/enerji.htm, 2003.

Hidroelektrik santrallar genel olarak biriktirmeli ve nehir tipi olarak ikiye ayrılmaktadır. Bunun yanında biriktirmeli santralları destekleyen pompaj sistemlerde bulunmaktadır. Biriktirmeli hidroelektrik santralların mantığında, günümüzde henüz büyük miktarlarda enerjinin saklanabilmesi ve gerektiğinde kullanılması yönteminin bilinmemesi yatmaktadır. Bu tip hidroelektrik santrallarda akarsuyun mevcut enerjisi potansiyel olarak saklanmakta ve gerek duyulduğunda kullanılmaktadır. Ülkemizdeki santralların yüzde 95,7'si biriktirmeli tiptendir. Dünya'da bu santrallar işletme sırasında ani, beklenmedik veya öngörülmemiş gereksinimleri karşılayabildikleri için Pik (Puant) olarak işletilmektedir. Uzun süre devrede kaldıklarında biriktirme haznelerindeki seviyeler düşmekte ve üretim azalmaktadır. Gelişmiş ülkelerde kullanım bulan nehir tipi santrallarsa baz santral olarak değerlendirilmektedir. Bu tip santralların avantajları, büyük alanların sular altında kalmasına gerek kalmadan enerji üretebilir olmalarıdır (Ünsal, 2004:10). Buna rağmen akarsu rejimlerinin yetersiz olduğu ülkelerde biriktirmeli santrallar rejimi düzene sokmakta, taşkınları engellemekte ve tarımsal sulama amacıyla da kullanılmaktadırlar (Ünsal, 2004:47).

Ülkemizin hızlı nüfus artışı ve daha da hızlı artan elektrik enerjisi ihtiyacı karşısında, mevcut hidroelektrik potansiyelin değerlendirilmesi gerekmektedir. Bu konudaki projelerin hayata geçirilmesiyle enerji dışı kullanımlarının yanında sulama, taşkından korunma gibi amaçlara da hizmet edeceğinden ülkenin sosyal ve ekonomik kalkınması açısından önemli kazanımlar elde edilecektir (Öziş, 2003:85).

1.8.6. Elektrik Enerjisi

Elektrik piyasalarını serbestleştirme çalışmaları kapsamında 1984 yılında TEK'in TEAŞ ve TEDAŞ (Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi) olarak ayrılmasının ardından, 2001 yılında TEAŞ da; Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ), Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ) olarak üçe ayrılmıştır.

2004 yılı sonu itibarıyla 36.824 MW olan elektrik santralları toplam kurulu

gücü, 2005 yılında yeni santrallerin devreye girmesiyle yüzde 4,1 artarak 38.317 MW'a ulaşmıştır. Kurulu güçteki bu artış, 2005 yılı itibarıyla talebin çok üzerinde bir arz imkanı sunmaktadır. Bu nedenle, kapasitenin önemli bir bölümü atıl kalmaktadır (2006 Yılı Programı, 2005:198).

Toplam kurulu güçteki bu büyük oranlı artışta, Yap-İşlet kapsamında devreye alınan doğal gaz santrallerinin payı büyüktür. Bu artış 2002 yılı içinde işletmeye giren 770 MW kurulu güçlü Adapazarı ve 1540 MW kurulu güçlü Gebze doğal gaz kombine çevrim santralleri, 2003 yılı içinde 770 MW kurulu güce sahip Ankara ve 1.520 MW kurulu güce sahip İzmir Doğal Gaz Kombine Çevrim Santralleri, 2004 yılında devreye alınan 770 MW kurulu güce sahip Ankara Doğal Gaz Kombine Çevrim Santraliyle özel sektör firmaları tarafından tesis edilen otoprodüktör santrallerinden kaynaklanmaktadır.

Çizelge 12. 2004 Yılında Kuruluşlara ve Kullandıkları Kaynaklara Göre Kurulu Gücün Paylaşımı(%)

Kuruluşlar	Kurulu Güçte Payı	Taş Kömürü	İthal Taş Kömürü	Linyit	Doğal Gaz	Hidrolik
EÜAŞ	48,76	0,81	0,00	8,11	7,56	29,86
EÜAŞ'ın Ortaklığı	5,85	0,00	0,00	2,81	3,04	0,00
Özelleştirme Kapsamı	4,56	0,00	0,00	4,56	0,00	0,00
Yap İşlet Devret	6,38	0,00	0,00	0,00	0,70	2,40
Yap İşlet	16,57	0,00	3,58	0,00	12,99	0,00
Serbest Üreticiler	2,10	0,00	0,00	0,00	1,02	0,23
Otoprodüktörler	11,90	0,10	0,52	0,35	2,27	1,77
Mobil Santraller	2,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
İşletme Hakkı Devir	1,77	0,00	0,00	1,68	0,00	0,08
Kurulu Güçte Payı	100	0,91	4,10	17,52	27,58	34,34

İşletmeye alınan hidrolik santrallerde 2002 yılında tamamlanan 510 MW gücündeki Berke Hidroelektrik Santral Projesi başta gelmektedir. Bunu 2004 yılında tamamlanan Batman Hidroelektrik Santralının 3 ve 4'üncü üniteleriyle 2005 yılındaki Muratlı Barajı ve Hidroelektrik Santrali izlemiştir.

2003 yılı içinde işletmeye alınan, 1.210 MW gücündeki İskenderun İthal Kömür Santraliyle 2004’de tamamlanan linyite dayalı Afşin-Elbistan B (1,2,3,4. üniteler) ve 320 MW’lık Çan termik santralleri da önemlidir.

2004 yılında 150,7 milyar kWh olarak gerçekleşen elektrik üretiminin, 2005 yılında yüzde 7,8 artışla 162,5 milyar kWh’e yükseleceği tahmin edilmektedir. 2005 yılı için tahmini olarak elektrik üretiminde doğal gaz yakıtlı santraller yüzde 44,7, hidrolik santraller yüzde 25,1, linyit yakıtlı santrallerse yüzde 17,6 oranında paya sahiptir (2006 Yılı Programı, 2005:198).

Çizelge 13. 2004 yılında Kuruluşlara ve Kullandıkları Kaynaklara Göre Elektrik Üretiminin Paylaşımı(%)

Kuruluşlar	Üretimde Payı	Taş Kömürü	İthal Taş Kömürü	Linyit	Doğal Gaz	Hidrolik
EÜAŞ	38,83	0,98	0,00	6,14	4,19	26,99
EÜAŞ'ın Ortaklığı	2,74	0,00	0,00	2,39	0,35	0,00
Özelleştirme Kapsamı	3,57	0,00	0,00	3,57	0,00	0,00
Yap İşlet Devret	9,54	0,00	0,00	0,00	7,13	2,38
Yap İşlet	24,32	0,00	5,43	0,00	18,89	0,00
Serbest Üreticiler	1,77	0,00	0,00	0,00	1,31	0,14
Otoprodüktörler	15,77	0,67	0,89	0,22	9,45	1,03
Mobil Santraller	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
İşletme Hakkı Devri	2,61	0,00	0,00	2,57	0,00	0,04
Üretimde Payı	100	1,64	6,32	14,90	41,30	30,58

2004 yılında elektrik enerjisi sektöründe üretim yapan kuruluşlar arasında en büyük kurulu güç yüzde 59,17 oranıyla kamu kesimine ait bulunmaktadır. Kamunun sahip olduğu kurulu güç, kaynak çeşitliliği açısından nispeten dengeli dağılmıştır. Kurulu güç açısından ikinci önemli pay Yap İşlet santrallerininidir; ancak bu kuruluşlar daha çok doğal gaza dayalı bir yapıya sahip olmuşlardır. Yerli kaynak olan linyite dayalı santrallerin neredeyse tamamı kamu sektörünün elinde olup, toplam kurulu gücün yüzde 17,2 sini oluşturmuştur.

Kamu kesiminin elektrik üretimindeki payı da yüzde 45,13 olarak

gerçekleşmiştir. Yap İşlet santrallerinin elektrik üretimdeki payı kurulu güce göre daha yüksek gerçekleşmiş ve toplam üretimin yüzde 24,32'si olmuştur. EÜAŞ'ın linyite ve doğal gazla dayalı üretimi kurulu güce oranla daha az olmuştur.

20.02.2001 tarihinde kabul edilen 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunuyla; elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreyle uyumlu bir şekilde tüketicilerin kullanımına sunulması için, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik enerjisi piyasasının oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması amaçlanmıştır.

Kanunun 4'üncü maddesi uyarınca Kamu tüzel kişiliğini haiz, idari ve mali özerkliğe sahip ve bu Kanun ile kendisine verilen görevleri yerine getirmek üzere Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu kurulmuştur.

Kurum, tüzel kişilerin yetkili oldukları faaliyetleri ve bu faaliyetlerden kaynaklanan hak ve yükümlülüklerini tanımlayan Kurul onaylı lisansların verilmesinden, işletme hakkı devri kapsamındaki mevcut sözleşmelerin bu Kanun hükümlerine göre düzenlenmesinden, piyasa performansının izlenmesinden, performans standartlarının ve dağıtım ve müşteri hizmetleri yönetmeliklerinin oluşturulmasından, tadilinden ve uygulattırılmasından, denetlenmesinden, Kanunda yer alan fiyatlandırma esaslarını tespit etmekten, piyasa ihtiyaçlarını dikkate alarak serbest olmayan tüketicilere yapılan elektrik satışında uygulanacak fiyatlandırma esaslarını tespit etmekten ve bu fiyatlarda enflasyon nedeniyle ihtiyaç duyulacak ayarlamalara ilişkin formülleri uygulamaktan ve bunların denetlenmesinden ve piyasada bu Kanuna uygun şekilde davranılmasını sağlamaktan sorumludur.

1984 yılından sonra başlanılan Enerji piyasalarını serbestleştirme çalışmaları içerisinde yer alan ve etkileri bugünde hissedilmekte olan bazı eski hukuksal uygulamalarla ilgili olarak hazırlanmış olan Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurumu'nun 21.07.2003 tarih ve 2003/6 sayılı Elektrik Enerjisi Üretimi Alanında Sürdürülen Yap-İşlet-Devret (YİD), Yap-İşlet (Yİ) Ve İşletme Hakkı Devri

(İHD) Uygulamaları Hakkında Araştırma Raporu Özetine göre; anılan modellere ilişkin çeşitli olumsuz uygulamalar saptanmıştır.

Bu incelemede, bildirilen yatırım tutarları içinde, maliyete eklenmemesi gereken öğelerin sıkça yer aldığı, grup şirketlerine nedeni bilinemeyen büyük tutarlı kaynaklar aktarıldığı görülmüştür.

Genel kabul görmüş öngörülere göre 20 yıllık bir sözleşmede iç kârlılığın, öz kaynak geri dönüşünü 6-7 yıl içinde sağlayacak oranda olması gerekirken, incelenen projelerde yatırımcıların daha işletmenin ilk yıllarında öz kaynağı geri alabildikleri örneklere rastlanmıştır.

Yatırım tutarlarının gerçek dışı biçimde yüksek gösterilmesi, ekonomik gerekliliklere uymayan eskalasyon uygulamaları, belirlenen yatırım bedeli üzerinden ödeme yapılmasına yol açan fazla ve erken üretim alımları, kamu zararı doğuran sözleşme değişiklikleri ve doğal gaz fiyatlarında meydana gelen artışlar; YİD modeli doğal gaz santrallerinde başlangıçta öngörülen kWh bedellerinin zaman içinde yüksek düzeylere çıkmasına neden olmuştur.

Rapora göre BOTAŞ, en yüksek doğal gaz satış fiyatını elektrik enerjisi sektörüne uygulamaktadır. Doğal gaz maliyetinin tamamını doğrudan fiyatlara yansıtabilen YİD ve Yİ şirketlerinin yüksek fiyatlar nedeniyle bir kayıpları olmamaktadır. BOTAŞ da bu müşteri grubuna yüksek fiyat uygulayarak bir yandan bilançosundaki dengesizlikleri gidermeye çalışmaktadır. Ne varki BOTAŞ'ın uyguladığı yüksek fiyatlar; satın alınan elektriğin fiyatı olarak sisteme geri dönmekte ve kullanıcıların üzerinde kalmaktadır.

Öte yandan, otoprodüktörlere uygulanan fiyatın YİD ve Yİ santrallerinden daha düşük olması, otoprodüktör üretimine talebi artırmakta, talebin artması, sistemdeki arz fazlası sorunu ve YİD ve Yİ'lerdeki alım zorunluluğu ile birleştiğinde, TETAŞ'ın paçal fiyatlarını artıran bir etki yapmaktadır. Sonuçta bu durum TETAŞ'ın "al yada öde" yükümlülüğüne girmesine neden olabilecektir.

Tüm bu nedenler EÜAŞ üretim kapasitesinin büyük bölümünün atıl bırakılmasına, bu kuruma yakıt sağlayan Türkiye Kömür İşletmeleri ve Türkiye Taşkömürü Kurumlarının mali yapılarında da bozulmalara yol açmaktadır (DDK, 10.10.2005).

Anılan sorunları aşarak 4628 sayılı Kanunun öngördüğü şekilde piyasaya uyumlaştırılmasını sağlayacak sözleşme düzeltmeleri çalışmalara rağmen olumlu bir sonuca bağlanamamıştır (2006 Yılı Programı, 2005:200).

Hedeflenen piyasa yapısına doğrudan bir geçişin zorluğu dikkate alınarak, belirli bir geçiş dönemini öngören Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Stratejisi Belgesi Yüksek Planlama Kurulu Kararı olarak 17 Mart 2004 tarihinde yayımlanmıştır. Strateji Belgesi, nihai hedef olan serbest piyasanın oluşturulması için gerekli adımları tanımlamış ve bu adımların atılmasını bir takvime bağlamıştır. Belge uyarınca, elektrik dağıtım sisteminin 21 bölge olarak yeniden yapılandırılması, kamu elektrik üretim varlıklarının portföy üretim şirketleri olarak yapılandırılması, maliyet bazlı tarife uygulamasına geçilmesi, ancak ilk uygulama dönemi boyunca, ülke çapında aynı abone gruplarına eşit fiyatla satış yapılmasını sağlamak için fiyat eşitleme mekanizmasının kurulması, dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesi işlemlerinin 2005-2006 yılları içerisinde gerçekleştirilmesi, üretim varlıklarının özelleştirilmesi işlemlerinin piyasa yönetim sisteminin işler hale geleceği Temmuz 2006 tarihi itibarıyla başlatılması öngörülmektedir (2006 Yılı Programı, 2005:213).

Söz konusu rapor geçiş döneminde arz açığının yaşanmaması için bazı tedbirler önermekle beraber, geçiş dönemi sonrası arz güvenirliliği, yedek kapasitenin nasıl sağlanacağı hususunda bir planlama veya görüş içermemektedir(DEK-TMK, 2004:1-10).

Diğer taraftan, kayıp-kaçak oranı yüksek olan Doğu ve Güneydoğu Anadolu bölgelerindeki elektrik dağıtım müesseselerinin özelleştirilmesinde sorun yaşanması beklenmektedir. Dağıtım ve kayıp-kaçak maliyetleri azaltılamazsa, bu yükün tarifelere yansıtılması yada Hazinesin üzerine kalması kaçınılmazdır (2004 Yılı

Programı, 2003:221).

Ayrıca kayıp ve kaçaklar sonucunda enerjinin maliyetinin artması, sanayi üretimi önünde önemli bir engel olarak ortaya çıkmakta, enerji tüketimini caydıran, büyümeyi yavaşlatan, yerli sanayinin rekabet gücünü azaltan ve yabancı sermaye yatırımlarını engelleyen sonuçlar doğurmaktadır. Bugün, elektrik enerjisinde kayıp-kaçak seviyesi gelişmiş ülkelerin 3 katına ulaşmış, bunun maliyeti yaklaşık 1,7 milyar dolar olmuştur (Güler, 30.01.2006). Dağıtım bölgeleri itibarıyla bakıldığında 13 İl'deki kayıp ve kaçak oranı yüzde 40'dır (DDK, 10.11.2005).

Çizelge 14. Elektrik Enerjisi Tüketiminin Sektörel Dağılımı (%)

Sektörler	2000	2001	2002	2003	2004	2005 Tahmini
Konutlar	18,7	19,5	20	20,8	18,4	18,6
Ticarethaneler	7,3	7,7	7,7	7,9	10,4	11,3
Resmi Daire	4	3,4	3,5	3,5	3	2,9
Genel Aydınlatma	3,4	3,8	3,9	4	3	2,8
Sanayi	39	35,9	37,1	38,6	39,7	39,5
Diğer	5,1	6	6	6	6,2	6
NET TOPLAM	77,5	76,4	78,2	80,8	80,8	81
İç Tüketim ve Kayıp	22,5	23,6	21,8	19,2	19,2	19
BRÜT TOPLAM	100	100	100	100	100	100

Kaynak: DPT Yıllık Programlar

Sektörel bazda elektrik tüketimi incelendiğinde en yüksek payın sanayi kesimine ait olduğu görülmektedir. Sanayi tüketimi 2001 yılında yaşanan ekonomik bunalım ve duraklamadan önemli dereceden etkilenmiş ancak 2004 yılından itibaren eski seviyelerini yakalayabilmiştir. Santrallerin iç tüketimiyle dağıtım ve iletimdeki kaçak oranları düşme eğiliminde olsalar da konuttaki tüketimi geçmiş bulunmaktadır.

1.8.7. Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Bilindiği gibi yenilenebilir enerji kaynakları, sürdürülebilir olmalarından başka dünyanın her ülkesinde elde edilebilmesiyle de büyük önem taşımaktadır. Fosil yakıtları esas alan enerji kullanımı; yakıt konusunda dışa bağımlılık, yüksek ithalat giderleri ve çevre sorunları gibi önemli olumsuzlukların yanında, dünya fosil yakıt rezervlerinin hızla tükenmesi sebebiyle yenilenebilir enerji kaynaklarının önemini arttırmaktadır. Diğer taraftan çevresel etkileri, yenilenemeyen enerji kaynaklarına oranla çok azdır. Yenilenebilir enerjinin, mevcut teknik ve ekonomik sorunların çözülmesi halinde 21'inci yüzyılda en önemli enerji kaynağı olacağı kabul edilmektedir (Cevre Bakanlığı, 10.11.2005).

Farklı bir görüşe göre; hidrolik ve diğer yenilenebilir kaynaklardan elde edilen elektrik üretiminin, 2020'lere kadar her yıl yüzde 2 artması, buna rağmen bu kaynakların toplam enerji tüketimi içindeki payının şimdiki yüzde 9'dan yüzde 8'e, hatta bazı tahminlere göre yüzde 4'e inmesi beklenmektedir. Yenilenebilir kaynaklardan enerji üretimindeki artışın, başta Çin ve Hindistan gibi ülkelerden kaynaklanacağı beklenmektedir. Aynı dönemde OECD ülkelerinde, başta rüzgar ve biyokütle olmak üzere, hidrolik dışı yenilenebilir kaynakların artması hedeflenmiştir (Tübitak, 2003:18).

Ülkemizde yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımının yaygınlaştırılması, bu kaynakların güvenilir, ekonomik ve kaliteli biçimde ekonomiye kazandırılması, kaynak çeşitliliğinin artırılması, sera gazı emisyonlarının azaltılması, atıkların değerlendirilmesi, çevrenin korunması ve bu amaçların gerçekleştirilmesinde ihtiyaç duyulan imalat sektörünün geliştirilmesine yardımcı olabilmek için 10 Mayıs 2005 tarihinde 5346 sayılı yasa kabul edilmiştir.

Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun kapsamındaki enerji kaynakları; rüzgâr, güneş, jeotermal, biyokütle, biyogaz, dalga, akıntı enerjisi ve gel-git ile kanal veya nehir tipi veya rezervuar alanı onbeş kilometrekarenin altında olan hidroelektrik üretim tesisi

kurulmasına uygun elektrik enerjisi üretim kaynakları olarak belirlenmiştir

1.8.7.1. Jeotermal Enerji

Yenilenebilir bir kaynak olan Jeotermal enerji, yer kabuğunun çeşitli derinliklerinde birikmiş ısının oluşturduğu, sıcaklıkları sürekli olarak bölgesel atmosferik ortalama sıcaklığın üzerinde olan ve çevresindeki normal yeraltı ve yerüstü sularına göre daha fazla erimiş mineral, çeşitli tuzlar ve gazlar içerebilen sıcak su ve buhar olarak tanımlanabilir. Ayrıca herhangi bir akışkan içermemesine rağmen bazı teknik yöntemlerle ısısından yararlanılan, yerin derinliklerindeki "Sıcak Kuru Kayalar" da jeotermal enerji kaynağı olarak nitelendirilmektedir (8. BYKP Elektrik Enerjisi ÖİK Raporu, 2000:4-35).

Türkiye, jeotermal potansiyel bakımından Avrupa'da birinci, dünyada da yedinci ülke konumundadır (Güler, 30.01.2005). Bilinen jeotermal alanların yüzde 95'i ısıtmaya ve kaplıca kullanımına uygundur. Muhtemel jeotermal potansiyelimiz 2000 yılı itibarıyla 5.000.000 konut eşdeğeridir. Bu da Türkiye'deki konutların en az yüzde 30'unun jeotermal kaynaklarla ısıtılabilceği anlamına gelmektedir. Söz konusu miktar 30 Milyar m³ doğalgaz eşdeğeridir (8. BYKP Madencilik ÖİK Jeotermal Enerji Alt Komisyonu, 2000:32). Türkiye'de 2005 yılında 24,061 milyar m³ doğal gaz tüketimi gerçekleştirilmiştir.

Çizelge 15. Isıtmacılık Konusunda Yapılan Maliyet Hesaplamaları (7 Ocak 2000)

KAYNAK	KWh
Jeotermal Enerjiden Isı Üretimi	7356 - 8425 TL.
İthal Kömürden (6000 kcal/kg) Isı Üretimi	18.127 TL
Linyit Kömüründen (5500 kcal/kg) Isı Üretimi	16.900 TL
Kalorifer Yakıtından Isı Üretimi	21.990 TL
Doğalgazdan Isı Üretimi	14.990 TL

Kaynak: 8. BYKP Madencilik ÖİK Jeotermal Enerji Alt Komisyonu, 2000:32.

2004 yılında 15 Mw kapasiteyle 90,2 Gwh jeotermal elektrik üretimi yapılmıştır. Isınma amaçlı olarak 811 btpe üretim yapılmış olup üretilen elektrikle

birlikte alındığında mevcut taş kömürü üretim değerine yaklaşmakta, doğal gaz üretimimizi aşmaktadır.

Jeotermal enerji üretim maliyeti, diğer enerji kaynaklarına oranla düşüktür. Bu maliyet, entegre kullanımlar söz konusu olduğunda, daha da düşmektedir. Şöyleki 110 MW kapasiteli bir santraldan üretilen elektriğin şebekeye satış bedeli 4 cent/KWh'dır (8. BYKP Madencilik ÖİK Jeotermal Enerji Alt Komisyonu, 2000:2).

1.8.7.2. Rüzgar Enerjisi

Diğer bir yenilenebilir enerji kaynağı olan rüzgar, çok eskiden beri bilinmesine rağmen halen çok az kullanılmaktadır. Son yıllarda özellikle Kaliforniya ve İskandinavya'da elektriğin rüzgar türbinleriyle üretilmesi yaygınlaşmıştır (Cevre Bakanlığı, 10.11.2005).

ABD'nin uzay çalışmalarıyla saptadığı meteorolojik veriler, Türkiye'nin rüzgar enerjisi bakımından zengin olduğunu göstermektedir. Türkiye'nin bulunduğu coğrafi yöreye bağlı olarak komşu ülkelerde ve bölge ülkelerinde yapılmış ölçüm verileri de bu bulguyu desteklemektedir (8. BYKP Elektrik Enerjisi ÖİK Raporu, 2000:4-33). Rüzgardan enerji üretimine elverişli olabilecek bölgelere rüzgar enerjisi gözlem istasyonları kurulup veri toplanmaya başlanmıştır. EİEİ'nin (Elektrik İşleri Etüt İdaresi) ölçüm istasyonlarından elde edilen ortalama rüzgar hızları, bu bölgelerin bir çoğunun rüzgar enerjisi uygulamaları için elverişli olduğunu göstermektedir (ETBK, 10.11.2005).

EİEİ'nin yayınlamış olduğu Türkiye Rüzgar Atlası'na göre Türkiye'nin bugünkü teknik koşullarda rüzgar enerjisi teknik potansiyeli 88000 MW, ekonomik potansiyelin 10.000 MW olarak belirlenmiştir (Çağlar, 2003:164).

Türkiye de 2004 yılı itibarıyla 18,9 MW kapasiteli iki santralden 57,7 GWh elektrik enerjisi üretimi sağlanmıştır. Bu üretimin petrol eşdeğeri karşılığı 5 bin tondur.

Rüzgar enerjisi santrallerinin en büyük handikapları senkronizasyon (zamansal uyum: enerjinin var olduğu an ile enerjiye gereksinim duyulan anın çakışması) sorunudur. Günümüzde büyük miktarda enerjinin depolanıp saklanabilmesi yöntemleri bilinmediğinden bu soruna biriktirmeli veya pompajlı hidroelektrik santrallara su pompalanması yoluyla çözüm getirilmeye çalışılmaktadır. Ülkemizdeki hidroelektrik santrallerin yüzde 95,7'sinin biriktirmeli olduğu göz önüne tutulduğunda, bu çözümün ülkemiz koşulları bakımından çok uygun olduğu görülmektedir (Ünsal, 2005:30).

1.7.8.3. Güneş Enerjisi

Günümüzde Güneş Enerjisinden elektrik üretimi doğrudan dönüşüm ve dolaylı dönüşüm olmak üzere iki ayrı yöntemle gerçekleştirilmektedir. Doğrudan dönüşüm de en yaygın teknoloji, Fotovoltaik Dönüşüm veya Türkçe adıyla Güneş Pildir. Gelecek için ümit veren diğer bir teknoloji de ısıdan dönüşümle doğrudan mekanik enerji elde edilen Stirling Motorudur. Yine aynı gruba giren termoelektrik ve termoiyonik dönüştürücüler henüz ticari kullanım düzeyine erişememişlerdir. Dolaylı dönüşüm, Güneş Termik Santrallerinde güneş ışıınımdan yararlanılarak üretilen buharla buhar-güç çevrimi, yada güneş enerjisiyle elde edilen hidrojen ve bunun kullanıldığı yakıt pildir (8. BYKP Elektrik Enerjisi ÖİK Raporu, 2000:75).

Türkiye güneş enerjisi yönünden zengin sayılabilecek kaynağa sahiptir. EİEİ tarafından yapılan çalışmaya göre Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2640 saat (günlük toplam 7,2 saat), ortalama toplam ışıını şiddeti 1311 kWh/m²-yıl (günlük toplam 3,6 kWh/m²) olduğu tespit edilmiştir (ETBK, 10.11.2005).

Sıcak su üretiminde kullanılan düzlemsel güneş kolektörleri, ülkemizde oldukça yaygın kullanılmakta olup ticari ortama girmiş durumdadır. Güneş pili kullanımı açısından ülkemizde Orman Bakanlığı orman gözetleme kuleleri, Türk Telekom aktarma istasyonu, Karayolları imdat telefonları, EİEİ demonstrasyon uygulamaları ve çeşitli araştırma kurumlarında ve çoğunluğu şebekeden bağımsız

sistem olmak üzere yaklaşık 300 kWh kadar güneş pili kurulu gücü olduğu bilinmektedir (Çağlar, 2003:163).

Ülkemizde 2004 yılı itibarıyla petrol eşdeğeri güneş enerjisi üretimi 375 bin ton olarak gerçekleşmiştir.

1.8.7.4. Biyo Enerji

Biyokütle odun, hayvan ve bitki artıklarından oluşan, ülkemizde de uzun yıllardan beri kırsal kesimin ısınma ve yemek pişirme amaçları için kullanılmakta olduğu bir kaynaktır (Telatar, 1998:157). Biyogaz teknolojisiye, söz konusu organik kökenli atık/artık maddelerin hem enerji amaçlı kullanılmasına hem de bu atıkların toprağa kazandırılmasına imkan vermektedir. Türkiye’de biyogaz ile ilgili çalışmalar 1957 yılında başlatılmıştır. Türkiye’de biyogaz potansiyelinin 1400-2000 Btep/yıl düzeyinde olduğu belirtilmektedir. Türkiye’de enerji ormancılığı ve enerji tarımı hızla geliştirilmesi gereken konulardır (8. BYKP Elektrik Enerjisi ÖİK Raporu, 2000:4-36).

1.8.8. Çevre Enerji İlişkisi

Sürdürülebilir kalkınma, bugünkü toplulukların ihtiyacı olan ekonomik gelişmenin, gelecekte dünya üzerinde yaşayacak olan toplulukların ihtiyaçlarını karşılamada engel oluşturmayacak şekilde sağlanması demektir. Geleneksel enerji tüketiminin çevre ve doğal kaynaklar üzerinde yerel, bölgesel ve küresel seviyede doğrudan olumsuz etkilere neden olduğu bilinmektedir. Bu nedenle enerji; sürdürülebilir kalkınmayla ilgili çalışmaların kapsamında yer alan önemli konulardan biri olmuş ve insanlığın ihtiyacı olan enerji tüketiminin ekonomik olarak ve çevreye zarar verilmeden sağlanması amacı öne çıkmıştır (Çağlar,2003:155).

Nüfus artışına ve sanayinin gelişmesine paralel olarak kurulan büyük ölçekli enerji üretim ve çevrim sistemleri; ekolojik dengeyi büyük ölçüde etkiledikleri gibi beraberinde sınırlar ötesi etkilerde oluşturmaktadır. Bu nedenle çevre sorunları

ulusal olduğu gibi uluslararası nitelikler de taşımaktadır. Yine bu nedenle çevre sorunlarını gidermek için, gerekli tedbirlerin alınmasında, uluslararası işbirliğinin rolü önem kazanmaktadır (Çevre Bakanlığı, 2003:181).

Çizelge 16. *CO₂ Emisyonlarına İlişkin Dünya ve Türkiye’deki Bazı Göstergeler*

CO ₂ Göstergeleri		1990	1995	1997	1998	1999	2000
CO ₂ (Milyon Ton)	Dünya	20721	21809	22631	22768	22845	23422
	OECD	11014	11530	12037	12051	12135	12449
	Türkiye	129	155	181	182	181	204
CO ₂ /Enerji Arzı (Ton CO ₂ /tep)	Dünya	56,7	56,2	56,1	56,2	55,4	55,4
	OECD	58,3	56,4	56,5	56,3	55,6	55,9
	Türkiye	58,4	60,5	61,2	60,7	61,4	63,2
CO ₂ /kişi (Ton)	Dünya	4,0	3,9	3,9	3,9	3,8	3,9
	OECD	10,6	10,6	10,9	10,9	10,9	11,1
	Türkiye	2,3	2,5	2,8	2,8	2,8	3,1
CO ₂ /GSYİH (kg-CO ₂ /US\$-1995)	Dünya	0,78	0,74	0,72	0,71	0,69	0,69
	OECD	0,51	0,48	0,47	0,46	0,45	0,45
	Türkiye	0,89	0,92	0,93	0,91	0,95	1,00
CO ₂ /GSYİH (PPP) (kg CO ₂ /US\$-1995)	Dünya	0,66	0,62	0,6	0,59	0,57	0,56
	OECD	0,58	0,55	0,54	0,52	0,51	0,51
	Türkiye	0,56	0,45	0,45	0,44	0,46	0,49

Kaynak: DEK-TMK 2002 Yılı Enerji Raporu,2004:90.

Türkiye, kişi başına yılda 3,1 ton olan karbon eşdeğeri karbondioksit emisyonu düzeyiyle, hala Dünya ve OECD ortalamalarının altındadır. Bu rakamın gelecek yıllarda ekonomik büyümeye paralel olarak hızla artması kaçınılmazdır. Ekonominin karbon yoğunluğu, GSYİH birimi başına 0,49 kg/\$ karbon eşdeğeri düzeyiyle, Dünya ortalaması ile, OECD ve AB ortalamalarının üzerindedir. Türkiye'nin daha temiz enerji kaynaklarına yönelmemesi halinde, bu yoğunluğun da, önümüzdeki yıllarda hızla artması beklenmektedir (Tübitak, 2003:13).

1.8.9. Enerji Verimliliği

Enerji tasarrufuyla, kısa ve orta dönemde ülkelerin enerji teminiyle ilgili sorunların çözümüne küçümsenemeyecek katkı sağlanabilmektedir. Verimlilikle, sanayi sektöründe enerji tüketiminin azaltılarak üretim maliyetleri düşmekte, bu da

sanayi kuruluşların iç ve dış pazardaki rekabet şansını arttırmaktadır. Bireysel düzeyde düşünüldüğünde, binalardaki enerji tüketiminin, konfor şartlarını etkilemeden düşürülmesi halinde aile veya işletme bütçesindeki ısıtma ve elektrik giderleri azaltmaktadır (DEK-TMK, 2004:4-9).

Yapılan incelemelerde ülkemizde en önemli kayıpların, enerjinin birincil enerjiden ikincil enerjiye çevrim safhasında oluştuğu belirlenmiştir. Çevrim sektörü içerisinde özellikle kamu sektörü ağırlıklı elektrik santralleri en büyük paya sahiptir.

Elektrik enerjisi tasarrufu ve verimlilik konusundaki planlı uygulamalar ve yasal düzenlemeler ülkemizde uzun yıllardır ihmale uğramış olan ve tamamlanması gereken konular olmuştur. Bu uygulamalar sonucunda elde edilecek tasarruf potansiyeli; ülke elektrik enerji yoğunluğunun azalması, talep artış hızının azalması, kaynak israfının önlenmesi, emisyonların azaltılması gibi çok önemli yararlar yanında üretim, iletim ve dağıtımda yeni yatırım gereksinimi de azalacaktır (SBYKP Elektrik Enerjisi ÖİK Raporu, 2000:4-3).

İKİNCİ BÖLÜM

ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNÜN GİRDİ-ÇIKTI ANALİZİ İLE İNCELENMESİ

Elektrik enerjisinin neredeyse tüm sektörlerde kullanılan bir maliyet unsuru olması, bu sektöre yönelik olarak alınan kararların önemini artırmaktadır. Söz konusu maliyetlerin yüksekliği; iç ve dış piyasalarda ulusal mallara olan talebi doğrudan yada dolaylı olarak etkilemekte; kur, faiz, verimlilik ve diğer ekonomik değişkenlerin katkısı ile ithalatın artması; büyümenin yavaşlaması; iç ve dış borç artışı; istihdam ve benzeri sorunların derinleşmesine yardımcı olmaktadır.

Elektrik enerjisi sektöründe üretim, iletim ve dağıtımın planlanması ve sağlıklı talep tahminlerinin yapılabilmesi için diğer sektörlerle bu sektör arasındaki bağımlılık oranlarının belirlenmesine ihtiyaç duyulmaktadır. Bu nedenle çeşitli sektörlerin elektrik kullanım oranlarına göre ekonomideki genel katkılarını görebilmek ve sektörler arası bağımlılık oranlarını takip edebilmek için, sektörel girdi-çıkı analizlerini kullanmak gerekmektedir (Erkmen, 1985:i).

2.1. Girdi Çıktı Analizinin Genel Özellikleri

İkinci Dünya Savaşı'ndan önce W. Leontief'in ABD ekonomisi için geliştirdiği Girdi-Çıktı Modeli, günümüzde ekonomik analizlerde kullanılan yararlı bir teknik olmuştur. Leontief 1953 yılında sonuçlandığı çalışmasında, Hecksher-Ohlin teorisini ABD için ampirik olarak sınamış, faktör donatımı olarak da adlandırılan bu teoriye zıt bulgular elde etmiştir. Buna göre ABD'nin ihracatı ithalatına göre daha emek yoğun mallardan oluşmaktadır. Oysaki teoride; görece olarak geniş sermaye birikimine sahip ülkelerin, sermaye yoğun mallar ihraç ederek emek yoğun mallar ithal etmesi öngörülmektedir. Bu yüzden Girdi Çıktı Analizi kullanılarak elde edilen bu ilk bulgulara, "Leontief Paradoksu" denilmektedir.

Girdi-Çıktı Modelinin kuramsal yönü, François Quesnay’ın ‘Tableau Economique’ ve Leon Walras’ın “Genel Denge Analizine” dayanmaktadır. Çeşitli ülkelerin makro ekonomik (milli ve bölgesel) düzeyde kurdukları Girdi-Çıktı Modeli; ilgili alanların temel ekonomik ve sosyal sorunlarını çözümlemek için yardımcı olmakta ve planlı kalkınmada bir araç olarak kullanılmaktadır (Ersungur, 1998:113).

Modern ekonomik yaşantıda sektörler arası ilişkiler artmakta, herhangi bir endüstrinin çıktısına, öteki bir çok endüstride ve hatta bu endüstrinin kendi içinde bile girdi olarak gereksinim duyulmaktadır. Dolayısıyla bir endüstride arz ve talep fazlasının ortaya çıkmadığı üretim (çıktı) düzeyi, ekonomideki tüm endüstrilerin girdi gereksinimlerine bağlı olmaktadır. Aynı şekilde diğer endüstrilerin çıktı düzeyleri de söz konusu endüstrinin girdi gereksinimlerine bağlıdır (Chiang, 1996:109).

Bu bağlamda Girdi Çıktı Analizi; ekonomideki tüm sektörleri üretici ve alıcı nitelikleriyle birlikte ele alan (Kepenek, 1994:428) ve aralarındaki kompleks ilişkileri deneysel olarak inceleyen bir tahmin yöntemi olarak tanımlanabilir (Ersungur, 1998:114). Bu analizde; herhangi bir endüstrinin en uygun çıktı düzeyi için, tüm sektörlerin girdi ihtiyaçlarıyla tutarlılık gösteren, arz yada talep nedeniyle hiçbir yerde dar boğaz yaratmayan bir çözüm ortaya konmaktadır (Chiang, 1996:110).

Model birtakım varsayımlara ihtiyaç duymaktadır. İlk varsayım, herhangi bir endüstri kolunda “tek ve homojen bir malın” üretildiğidir. İkinci varsayım, her malın üretiminde “tek bir üretim tekniğinin” kullanıldığını kabul etmektir. Başka bir varsayımda, herhangi bir endüstri dalında ana faaliyete bağlı olarak “yan ürün ortaya çıkmamasıdır”. Bu varsayımların dar anlamda yorumlanması çözümü olanaksız sorunlar doğuracağından, “endüstrileri benzer özelliklerine göre gruplandırmak” yada sınıflandırmak ve sektör sayılarını azaltmak gerekmektedir. Bu birleştirme işlemine girdi çıktı analizinde aggregasyon denilmektedir. Diğer bir varsayım da endüstrinin üretim hacmi ne olursa olsun üretimde “girdilerle üretim (çıktı) arasında

belli ve sabit oranda bir bağıın” varlığıdır. Yani sektöre ait girdi, o sektör üretiminin doğrusal bir fonksiyonu olup girdiler arasında her hangi bir ikame reddedilmekte ve kesin bir tamlaşmanın var olduğu kabul edilmektedir. Sonuç olarak, girdiler üç misli arttırılırsa çıktının da üç misli artacağı varsayılmaktadır (Şatıroğlu, 1983:91).

Endüstriler arasındaki bağımlılığı araştıran girdi çıktı analizi, Girdi-Çıktı tabloları adı verilen tablolar kullanılarak gerçekleştirilmektedir. Bu tablolar, ekonomide yer alan belli başlı sektörlerin üretimlerini gerçekleştirirken kullandıkları girdilerin ve üretim değerlerinin düzenlenmesiyle oluşturulur. Bu tablolarda her sektör, üretimini gerçekleştirirken diğer sektörlerden aldığı girdileri ve diğer sektörlerle kendi üretimini kullanırken verdiği girdileri göstermek üzere iki kez yazılmaktadır. Bu çerçevede herhangi bir sektörün sırasına ait elemanlar, o sektörün ele alınan dönem içinde gerçekleştirdiği üretimin, ekonominin diğer geri kalan sektörlerince kullanılan miktarını göstermektedir. Aynı şekilde herhangi bir sektörün sütununa ait elemanlar, o sektörün ele alınan dönem içinde üretimini gerçekleştirirken diğer sektörlerden aldığı girdi miktarını göstermektedir (Kotil, 2003: 62).

Girdi Çıktı tablolarıyla analiz yapılırken, her endüstrinin kullandığı girdiler ve endüstrilerin toplam üretimi göz önünde tutularak bir oran yada katsayı bulunur. Girdi katsayıları, Girdi-Çıktı sisteminde yer alan herhangi bir endüstrinin bir birim çıktı üretebilmek için kullanmak zorunda olduğu ara girdilerin değerini gösterir. Bu katsayılar sektörlerin üretim fonksiyonlarıyla ilgili olduğu için Girdi-Çıktı akım tablolarındaki endüstrilerin sütunlarını ilgilendirir. Kısaca Girdi Katsayısı, bir endüstrinin bir girdiden kullandığı değer yada miktarın, o endüstrinin toplam üretimine oranıdır (Ersungur, 1998:146). Bu katsayılar kullanılarak oluşturulan matrise, Girdi Katsayıları Matrisi adı verilmekte ve “A” ifade edilmektedir. Bu matrisin bir sütun yada satırının toplamı, ilgili satır yada sütuna sahip olan endüstrinin diğer endüstrilere doğrudan etkisini yansıtmaktadır.

Girdi Katsayıları Matrisinin ($A = [a_{ij}]$), Birim Matristen (I) çıkarılmasıyla Leontief Matrisine ($I-A$) ulaşılmaktadır. Leontief Matrisi, endüstrilerin bir birim

üretimine olan nihai talebi yansıtmaktadır. Ters Leontief Matrisi'yse $\{(I-A)^{-1}=[r_{ij}]\}$; nihai talep birimi başına endüstrilerin doğrudan, dolaylı ve toplam olarak arttırmaları gereken üretim miktarlarını göstermektedir. Örneğin; i endüstrisi kendisine yönelen nihai talep artışı karşılamak için üretimini artıracaktır. Ancak, i endüstrisi üretimini artırabilmek için diğer endüstrilerden girdi talebinde bulunacak ve dolayısıyla diğer endüstriler de kendilerine yönelen ara talep artışını karşılayabilmek için yeniden çıktı üretmek durumunda kalacaklardır. Yani, ekonomide herhangi bir endüstriye yönelen talep artışı, pek çok endüstrinin çıktısına yönelmiş ara talebin ortaya çıkmasına yol açacaktır. Nihai talepte artış, yöneldiği endüstriyi doğrudan, diğer endüstrileri de dolaylı olarak üretim artışına sevk etmiş olacaktır (Ersungur, 1998:150). Başka bir ifadeyle, belli bir sektördeki bir birimlik nihai talep artışının yol açtığı toplam üretim artışı o sektörün "Toplam Geri Bağlantı Etkisi'dir". Tüm sektörlerdeki birer birimlik nihai talep artışlarının belli bir sektörün üretiminde yol açtığı artış da o sektörün "Toplam İleri Bağlantı Etkisi" olarak tanımlanmaktadır (Aydoğu, 1999:95).

Toplam İleri-Geri Bağlantı Etkileri kullanılarak sektörler arasında karşılaştırma yapabilmek için bir ölçüt saptamak gereklidir. Bu çalışmada ölçüt olarak bağlantı etkilerinin sektörel ortalaması kullanılmıştır. Sektörler için bulunan ileri-geri bağlantı etkileri, o sektörlerin ortalama ileri-geri bağlantı etkilerine oranlanarak ileri-geri bağlantı endeksleri elde edilmiştir (Kotil, 2003:63).

Bağlantı etkilerinin büyüklüğü kadar, bu etkilerin kaç sektöre dağıldığı da önemlidir. Bir sektörün ileri bağlantı etkisi yüksek iken bu sektör sadece bir sektöre girdi sağlıyor olabilir. Aynı şekilde geri bağlantı etkisi yüksek bir sektör sadece bir sektörden girdi sağlıyor olabilir. Sektörlerin bağlantı etkilerinin diğer sektörlerle dengeli dağılımının bir göstergesi olarak dağılım ölçüleri kullanılmaktadır. Buna göre, dağılım ölçülerinin aldığı sayısal değerler sıfıra yaklaştıkça dağılımın tüm sektörlerle eşit olduğu söylenebilir. Sıfırdan uzaklaştıkça da dengesizlik ortaya çıkacaktır (Yıldırım, 2005:51).

Girdi-Çıktı tekniği, ekonominin yapısıyla ilgili hususları kesin ve açık bir

şekilde göstererek iktisadi planlamaya geniş ölçüde yardım etmektedir. Fakat, dayandığı faraziyelerin kıt üretim faktörlerinin uygun şekilde dağıtılmasını engellediğine de inanılmaktadır. Girdi-Çıktı tekniğinin en uygun (optimum) planlama yönünden gösterdiği düşünülen noksanlıkların başlıcaları; üretim faaliyetlerinin herhangi bir amaca göre düzenlenmesiyle uğraşmaması, faktörler arasında ikameye imkan verecek teknolojik değişmelerle ve sektörlerin kapasiteleriyle ilgilenmemesi, ekonominin faktör donatımını dikkate almaması, iktisadi hayatın dinamik gelişmesini açıklamak için yetersiz olması şeklinde sıralanabilir (Savaş, 1965:100). Bunun yanında, analizde çeşitli endüstrilerin iç bağımlılığı vurgulanmaktaysa da, elde edilen doğru çıktı düzeyleri piyasanın denge koşullarını değil teknik girdi-çıktı ilişkilerini sağlamaktadır (Chiang, 1996:110).

2.2. Doğrudan İleri ve Geri Bağlantı Etkileri

Bir sektörün öteki sektörlerle sattığı ara malları miktarının toplam üretim içerisindeki payı sektörün doğrudan ileri bağlantı etkisini vermektedir (Aydoğuş, 1998:95). Elektrik enerjisi sektörünün üretmiş olduğu çıktının, öteki sektörlerce aramalı olarak kullanılması nedeniyle bu katsayının yüksek değerler alması beklenmektedir. 1998 Yılı Endüstriler Arası İlişler Tablosu'ndan yararlanılarak hesaplanan girdi katsayıları matrisi yardımıyla elektrik üretim, iletim ve dağıtım sektörünün doğrudan ileri bağlantı etkisi 1,7306 olarak bulunmuştur. Bu değer elektrik sektörünün doğrudan ileri bağlantı etkisi en yüksek olan sektörlerden biri olduğuna işaret etmektedir.

$$\text{Elektrik Sektörünün Doğrudan İleri Bağlantı Etkisi} = \frac{\sum_j x_{ij}}{x_i} = 1,7306$$

$$\text{Elektrik Sektörünün Doğrudan Geri Bağlantı Etkisi} = \frac{\sum_i x_{ij}}{x_j} = 0,3836$$

Bir sektörün diğer sektörlerden ve kendisinden doğrudan aldığı ara girdiler toplamının bu sektörün çıktısına oranı, doğrudan geri bağlantı etkisini vermektedir.

Girdi- çıktı tablosundaki her bir sektörün girdi katsayılarının toplamı alınarak da aynı sonuca ulaşılabilir. Geri bağlantısı yüksek olan sektörlerin üretimlerindeki artış kendisine ara malları tedarik eden sektörlerin üretimlerini uyarmaktadır. Elektrik sektörü için hesaplanan düşük doğrudan geri bağlantı etkisi, ekonomik yapıda üretim amaçlı tahminler yapmayı engellemektedir (Berberoğlu, 1982:148).

2.3. Toplam İleri ve Geri Bağlantı Etkileri

Bir ekonominin çeşitli sektörleri arasında yalnızca doğrudan ilişkiler meydana gelmemekte aynı zamanda dolaylı alışverişlerde olmaktadır. Bu yüzden sektörel toplam bağlantı etkileri analizlerde daha yararlı görünmektedir.

Toplam ileri bağlantı etkisi öteki sektörlerde bir birim talep artışı sağlanması için, ilgili sektörde üretilmesi gereken mal miktarını vermektedir. Bu değere Leontief ters matrisinin ilgili satır toplamı alınarak da ulaşılabilir. 1998 yılı için hesaplanan ileri bağlantı etkisi 6,0637 çıkmıştır. Buna göre ekonominin tüm sektörlerinde meydana gelecek bir birimlik talep artışı, elektrik üretim, iletim ve dağıtım sektöründe 6,0637 birimlik bir üretim artışı sağlayacaktır. Elektrik enerjisi sektörü için elde edilen toplam ileri bağlantı katsayısı, sektörün ekonomi üzerindeki dolaylı etkisinin daha büyük olduğunu göstermektedir.

$$\text{Elektrik Sektörünün Toplam İleri Bağlantı Etkisi} = \sum_j r_{ij} = 6,0637$$

$$\text{Elektrik Sektörünün Toplam Geri Bağlantı Etkisi} = \sum_i r_{ij} = 1,6393$$

Toplam geri bağlantı etkisiyse ilgili sektörün üretimini bir birim arttırması için öteki sektörlerden talep edeceği girdi miktarını göstermektedir. Bu değere de Leontief ters matrisinin ilgili sütun toplamı alınarak elde edilebilir. Hesaplanan toplam geri bağlantı katsayısına göre, elektrik sektörüne yönelik talep bir birim arttırıldığında ekonomideki tüm üretim artışı 1,6393 birim olmaktadır.

2.4. İleri ve Geri Bağlantı Endeksleri

Değişik sektörlerle ait bağlantı etkilerinin karşılaştırılması amacıyla bağlantı endekslerinden yararlanılmaktadır. Endeks, sektöre ait bağlantı etkisinin baz alınan ortalama değerden ne derece uzak yada yakın olduğunu göstermektedir.

$$\text{Elektrik Sektörünün İleri Bağlantı Endeksi} = \sum_j r_{ij} / (1/N) / \sum_i \sum_j r_{ij} = 2,6838$$

$$\text{Elektrik Sektörünün Geri Bağlantı Endeksi} = \sum_i r_{ij} / (1/N) / \sum_i \sum_j r_{ij} = 0,7255$$

Elektrik sektörü için hesap edilen ileri bağlantı endeks değeri, ortalama değer olan 1'den büyük çıktığı için ileri bağlantısı yüksek sektörler arasında yer almaktadır. Hesaplanan geri bağlantı endeks değeri 1'den küçük çıktığı için geri bağlantı etkisi diğer sektörlerin ortalamasına göre nispeten az olduğu sonucu ortaya çıkmaktadır.

2.5. Bağlantı Etkilerinin Dağılımı

Bir sektör bağlantı etkilerinin gücü kadar, bu etkilerin ekonomi içerisinde ne ölçüde dengeli yayıldıklarının belirlenmesini de gerekmektedir. Bu amaçla dağılım ölçüsü adı verilen bir katsayı geliştirilmiştir. Katsayı ne kadar küçük çıkarsa ileri yada geri bağlantı etkileri tüm sektörler arasında o ölçüde dengeli dağılmış olmaktadır (Aydoğuş, 1998:97).

$$\text{Toplam İleri Dağılım Ölçüsü} = \frac{\left\{ 1 / (N - 1) \sum_j \left[r_{ij} - (1 / N) / \sum_j r_{ij} \right]^2 \right\}^{(1/2)}}{(1 / N) / \sum_j \sum_j r_{ij}} = 1,7516$$

Elektrik enerjisi sektörü, ileri doğru dağılım açısından 97 sektör içerisinde İşlenmiş Petrol Ürünleri ile Mali Aracı Kuruluşlar ve Bunlara Yardımcı Faaliyetler sektörlerinden sonra en dengeli dağılan üçüncü sektördür.

Çizelge 17. Elektrik Enerjisi Sektörü Toplam İleri Bağlantısında İlk 15 Sektör

Sıra	Sektör	Bağlantı
16	Bitkisel ve Hayvansal Sıvı ve Katı Yağlar	0,324
39	Ana Kimyasal Maddeler, Sentetik Kauçuk ve Plastik Hammadde	0,167
50	Demir-Çelik Ana Sanayi	0,161
51	Demir-Çelik Dışındaki Ana Metal Sanayi	0,147
52	Döküm Sanayi	0,129
17	Süt Ürünleri İmalatı	0,117
45	Plastik Ürünleri İmalatı	0,110
48	Çimento, Kireç ve Alçı İmalatı; Bunlarla Sert Maddelerin İmalatı	0,104
40	Kimyasal Gübre ve Azotlu Bileşiklerin İmalatı	0,102
53	Metal Yapı Malzemeleri, Tank, Sarnıç ve Buhar Kazanı İmalatı	0,092

Elektrik sektörü ileri bağlantı etkisi daha çok sanayi kesimi üzerinde kendisini hissettirmektedir. Bitkisel ve Hayvansal Sıvı ve Katı Yağlar; Ana Kimyasal Maddeler, Sentetik Kauçuk ve Plastik Hammadde İmalatı; Demir-Çelik Ana Sanayi elektrik sektörünün etkilediği sektörler arasında başta gelmektedir. Uluslararası Elektrik Üretici ve Dağıtıcı Kuruluşlar Birliği (UNİPEDE) sektör tanımlamasına göre 2004 yılında, Türkiye’de en fazla elektrik tüketen sektörlerden Tekstil, Deri ve Giyim sektörü toplam tüketimin yüzde 9,2 sini; Organize Sanayi ve Diğer Fabrikasyon Sanayi yüzde 9,4’ünü; Demir Çelik Üretimi ve İşleme Sanayi yüzde 9,03’ünü; Toprak ve Çimento Sanayi 5,29’unu; Kimya Sanayi yüzde 4,37’sini kullanmışlardır. Sanayi tüketiminde kullanılan elektriğin 2002 yılında yüzde 35,86’sı, 2003 yılında yüzde 40,81’i, 2004 yılında da yüzde 44,26’sı otoprodüktör üretimiyle gerçekleşmiştir. Elektrik sektöründe mevcut üretim ve alım sözleşmelerinin devam edeceği düşünülecek olursa geleceğe yönelik projeksiyonlarda otoprodüktör ve otoprodüktör grubu santrallerinin artış hızının devam edeceği göz önünde bulundurulmalıdır.

$$\text{Toplam Geri Dağılım Ölçüsü} = \frac{\left\{ 1/(N-1) \sum_i [r_{ij} - (1/N) / \sum_i r_{ij}]^2 \right\}^{(1/2)}}{(1/N) / \sum_i \sum_j r_{ij}} = 6,3125$$

Elektrik Üretim, İletim ve Dağıtım Sektörü geri bağlantının dengeli dağılımı

açısından 97 sektör arasında 70'inci sırada yer almaktadır. Sektörün geri bağlantıda en çok etkilediği sektörler Maden Kömürü ve Linyit Çıkarımı; Ham Petrol ve Doğal Gaz Çıkarımı; Rafine Edilmiş Petrol Ürünleri İmalatı ile Mali Aracı Kuruluşlar ve Bunlara Yardımcı Faaliyetler sektörleri olmuştur.

BÖLÜM III

AVRUPA BİRLİĞİ'NİN ENERJİ POLİTİKASI VE TÜRKİYE

Dünya ve Avrupa Birliği ekonomileriyle hızlı bir bütünleşme içerisinde olan Türkiye, AB üyeliği sürecinde altyapısındaki sorunları gidererek, sanayi sektörünün rekabet edebilirlik düzeyini artırmak ve ulusal kalkınma hedeflerine ulaşmak istemektedir. Bu bağlamda ekonominin tamamını etkileyen bir altyapı hizmeti ve müzakere başlığı olan enerji sektöründeki sorunların çözümü, Birlik müktesebatıyla bütünlük arz etmekte ve en azından 2014 yılına kadar ülkemiz enerji politikalarının Birlik politikalarıyla paralel yürümesi gerekmektedir. Dolayısıyla Avrupa Birliği enerji sektörünün gelişimi ve ileriye dönük beklentileri ülkemizi çok yakından ilgilendirmektedir.

Avrupa Birliğinin oluşmasındaki ilk adım, 1951 yılında Avrupa Kömür ve Çelik Topluluğunu kuran antlaşma olmuştur. 1957 yılında Avrupa Topluluğunu kuran Roma Anlaşması, enerjiyi yetki alanı içerisine almamış olmasına rağmen aynı tarihte Avrupa Atom Enerjisi Topluluğu da kurulmuştur. 1964 yılında Avrupa Kömür ve Çelik Topluluğu tarafından ortak politika istikametindeki ilk adımlar atılmış; farklı enerji kaynakları arasında adil rekabet, arz güvenliği, düşük fiyatlı arz ve tüketicilerin seçme özgürlüğü konularında protokol imzalanmıştır (Ege, 2004:12). 1973 ve 1979 yıllarındaki petrol krizleri; fiyatlarda istikrarsızlık, ödemeler dengesi hesabında dengesizlikler yaratmış, topluluk arz güvenliği endişeleriyle tüketimi azaltmaya ve enerji tasarrufunu artırmaya gayret göstermiştir. Bununla beraber ithal kaynaklar ülke bazında çeşitlendirilmeye çalışılmış, nükleer enerjinin ve kömürün payı arttırılmak istenmiştir (Ege, 2004:20). Bu dönemde enerji sektörünün doğaya yapmış olduğu tahribat ön plana çıkarılmış, böylece çevresel kaygılar artmıştır. 1980'lerin sonunda enerji piyasalarının serbestleşmesi gündeme gelmiş, ülkeler arasında parçalanmış mevcut piyasaların bütünleştirilmesiyle enerji iç pazarında rekabetin artması sağlanmıştır (Avrupa Komisyonu Türkiye Delegasyonu,2000:1).

Bugün Avrupa Birliğinin enerji konusunda ortak bir politikası olduğunu söylemek mümkün değildir. Bu konuda daha ziyade elektrik, petrol, doğal gaz, kömür, nükleer enerji ve yenilenebilir enerji kaynaklarına ilişkin münferit politikalar mevcuttur (Öz, 2004:45). Fakat, küresel serbestleşme rüzgarının etkisiyle ortak bir enerji politikası oluşturulması yönündeki gayretler sürdürölmektedir (Öz, 2004:48).

Genel olarak Avrupa Birliği Enerji Politikasının; rekabet edebilir, güvenli ve sürekli enerji arzı sağlayıcı ve sürdürölebilir kalkınma hedeflerini gözetten plan ve projelerden oluştuğu söylenebilir (Gönel, 2003:352). Bu çerçevede toplam enerji tüketiminde kömürün payını korumak, doğal gazın payını arttırmak, nükleer enerji santralleri için azami güvenlik şartları tesis etmek ve yenilenebilir enerji kaynaklarının payını arttırmak önde gelen topluluk hedefleri olmaktadır (Avrupa Komisyonu Türkiye Delegasyonu, 2000:1).

Avrupa Birliği, Dünya brüt yurt içi enerji tüketiminde yüzde 14,4'lük bir paya sahiptir ve yüzde 21,6'lık orana sahip Amerika Birleşik Devletlerinin ardından gelmektedir. Fakat yılda ortalama yüzde 3 oranında tüketim artış hızına sahip Çin ve Hindistan'ın payları giderek artmaktadır. Çin bu hızla enerji tüketim performansı sürdürürse 2022 yılında en yüksek paya sahip olabilecektir. Zengin enerji kaynaklarına sahip bölgeler ve yakınlarında yükselen tansiyon, temelde bu paylaşıma dayanmaktadır.

Topluluğun enerji üretimi ve kaynakları, ihtiyaçları tamamıyla karşılamaktan çok uzak olmakla birlikte enerji tüketimi ve bağımlılığı her geçen gün artmaktadır. Birlik içindeki enerji üretimi 1990 ve 2003 yılları arasında yıllık ortalama yüzde 0,10 oranında artarak 877,84 MTPE seviyesinden 888,17 MTPE düzeyine çıkmış, tüketim yıllık ortalama yüzde 0,8 artış hızıyla 1553,01 MTPE'nden 1726,03 MTPE'ne yükselmiştir. Böylece 1990 yılında 44,2 olan ithalata bağımlılık oranı 2003 yılında 49,5 olarak gerçekteleşmiştir.

Çizelge 18. AB Enerji Üretim-Tüketim Dengesi (MTPE)

YILLAR	ÜRETİM	İTHALAT	TÜKETİM	İTHAL BAĞIMLILIĞI (%)
1990	877,84	708,96	1553,01	44,24
1991	871,77	731,69	1571,38	45,56
1992	862,19	735,35	1549,47	46,41
1993	869,13	701,36	1545,86	44,35
1994	879,33	679,18	1538,60	43,18
1995	896,80	701,17	1571,44	43,64
1996	926,67	737,82	1630,90	44,22
1997	917,47	752,17	1619,82	45,30
1998	897,29	785,98	1642,56	46,66
1999	904,37	765,08	1637,14	45,60
2000	896,60	801,54	1652,15	47,28
2001	897,55	827,27	1686,83	47,77
2002	895,86	826,24	1676,89	47,95
2003	888,17	875,47	1726,03	49,47

Kaynak: EU Energy and Transport in Figures, Statistical Pocketbook 2005.

2003 Yılında, birlik tüketiminin yaklaşık yarısı Almanya (334,5 MTPE), Fransa (270,6 MTPE) ve İngiltere (229,8 MTPE) tarafından yapılmıştır. Birlik içerisinde Danimarka ve İngiltere dışında net enerji ihraç eden ülke bulunmamaktadır. Topluluğun ithalat bağımlılığındaki en yüksek pay yüzde 76,6 ile petrol de olurken, doğal gazda bağımlılık yüzde 53,0 ve katı yakıtlarda yüzde 35,4 olmuştur.

3.1 AB Katı Yakıtlar Üretim ve Tüketim Dengesi

Kömür, toplulukta oluşturulan ilk enerji pazarıdır. Fakat maliyet, doğal gazın yaygınlaşması ve çevresel etmenlerle eski önemini yitirmeye başlamıştır. Birlik içerisinde katı yakıtlar üretimi 1990 yılında 351,75 MTPE iken 2003 yılında 196,64 MTPE olmuş, üretim yılda ortalama yüzde 4,3 oranında azalma göstermiştir. Üretim düşerken ithalat yıllık ortalama yüzde 3,4'lük bir hızla artmıştır. İthalata bağımlılık oranı yüzde 35 düzeyindedir. İthalatın sağlandığı başlıca ülkeler Güney

Afrika, Rusya Federasyonu, Avustralya, Kolombiya, Amerika Birleşik Devletleri ve Kolombiya olmuştur.

İthalattaki artışın temel nedeni; ithal kömürle karşılaştırıldığında AB kömür üretiminin rekabet edebilirlikten çok uzakta olmasıdır. Zor coğrafi şartlar ve sosyal sigorta kanunlarından dolayı ortalama maliyet dünya ortalamasının 3-4 katıdır. Ton başına maliyetin dünya ortalaması 40 \$ iken AB’de 150\$’dır (Green Paper, 2000:45).

Almanya ve İngiltere’de uygulanan güçlü maliyet azaltma programları verimliliği arttırmış, maliyetleri nispeten düşürmüştür. Bu önlemler İngiltere’yi, AB içindeki en yüksek verimli üretici haline getirmesine rağmen üretim seviyesinde önemli düşüşlere yol açmıştır (Green Paper Technical Document, 2000:31).

AB de kömür üretimi düşerken, Dünya enerji ihtiyacının karşılanmasında kömürün aynı seviyesini koruyacağı, özellikle gelişen Asya ekonomilerinde talebin artacağı öngörülmektedir (EİA, 2005:49). Son dönemde yaşanan talep ve buna bağlı fiyat hareketleri, özellikle Çin’in talep artışlarından kaynaklanmaktadır (BP, 2004:3). AB için yapılan uzun dönemli projeksiyonlarda da 2010 yılından sonra talebin artması beklenmektedir. Bu artış özellikle mevcut nükleer enerji santrallerinin ömürlerini doldurmaları ve gaz fiyatlarının petrol fiyatlarındaki dalgalanmaya bağlı olarak yükselmesinden kaynaklanacaktır (Green Paper Technical Document, 2000:33).

AB, kömür kullanımını teşvik etmeyi ve yurt içi üretim kapasitesini daha rekabetçi kılmayı hedeflemektedir (Avrupa Komisyonu Türkiye Delegasyonu,2000:1). Komisyon arz güvenliğine ilişkin olarak , üye ülkelerin kömür sektörüne belli ölçülerde öncelik vermelerini ve sektöre kamudan kaynak aktarılmasını onaylamaktadır (Ergün, 2003:427). Bazı ülkelerde kömür, arz güvenliğinin yanı sıra istihdama katkısı nedeniyle de teşvik edilmektedir.

Çizelge 19. AB Katı Yakıtlar Üretim-Tüketim Dengesi (MTPE)

YILLAR	ÜRETİM	İTHALAT	TÜKETİM	İTHAL BAĞIMLILIĞI (%)
1990	351,75	75,25	431,53	17,44
1991	324,17	86,64	410,02	21,13
1992	306,76	86,09	384,29	22,40
1993	283,32	71,57	361,88	19,78
1994	263,41	68,83	350,21	19,65
1995	264,46	73,92	345,42	21,40
1996	262,43	78,02	347,24	22,47
1997	255,10	82,36	332,50	24,77
1998	228,35	86,01	322,81	26,64
1999	215,05	82,87	298,85	27,73
2000	203,20	94,31	305,60	30,86
2001	201,53	103,48	307,14	33,69
2002	200,59	101,33	305,53	33,17
2003	196,64	111,30	314,38	35,40

Kaynak: EU Energy and Transport in Figures, Statistical Pocketbook 2005.

3.2. AB Petrol Üretim ve Tüketim Dengesi

İkinci Dünya Savaşı sonrasında Petrol, kalorifik değeri ve kullanım kolaylığı nedeniyle tüm batı ekonomilerinde hızla talebi artan bir ürün olmuş, böylece elektrik üretimi ve ısınmada kömürün yerini almıştır. 1970'lerdeki petrol krizleriyse Avrupa ülkelerini çeşitli tasarruf ve verimlilik önlemleri yoluyla talep kontrolüne itmiş bunun sonucu olarak petrol tüketimi nispeten dizginlenmiştir. Her ne kadar yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları olumlu yönde bir gelişim gösterecek olsa da, petrol halen Avrupa ekonomileri için vazgeçilemez bir kaynaktır. Özellikle taşımacılık sektöründe toplam petrol tüketimin yarısından fazlası kullanılmaktadır (Green Paper, 2001: 37).

AB Dünya yıllık petrol üretiminin sadece yüzde 4.4'ünü (158 Mton) sağlayabilmektedir. Büyük bölümü İngiltere'nin kontrolünde olan Kuzey Denizi dışında petrol sahası yoktur ve mevcut tüketim oranlarıyla bölgede 8-25 yıllık rezerv

kalmıştır. Buna ilave olarak, varil başına maliyet Orta Doğu'da 1-3 dolar düzeyindeyken, bu havzada 7-11 dolardır (Green Paper, 2001:17).

1989'da günde 1 milyon varille dünyanın önde gelen üreticisi durumunda olan eski Sovyetler Birliği ülkelerinin gelecekteki durumları da AB için önemlidir. 2000 yılındaki günde 7.8 milyon varillik üretimden 2020'de katlanarak 14 milyona fırlayabilir. Hazar Havzasının bilinen rezervi (25 milyar varil) Kuzey Denizi ve ABD rezervlerine denk ve Orta Doğu rezervlerinin %25'ine eşittir (Green Paper, 2001:38). Hazar bölgesi petrollerinin işlevsellik kazanması için uluslararası piyasalarda petrolün değerinin 20\$ civarında olması, üretim ve iletim maliyeti göze alındığında, gereklidir. Bu durumda, AB 20\$'lık fiyata kendisini alıştırmalıdır (Green Paper, 2001:37).

Sınırlı petrol kaynaklarına sahip AB için petrol arzı güvenliği, aslında büyük ölçüde İran Körfezi'nin dengede olmasına bağlıdır. Ana üretici ülkelerdeki ekonomik ve politik istikrarsızlıkların sürmesi; uluslararası petrol piyasalarının geleceği için çok önemli olan yeni rezervlerin bulunması ve yedek kapasite yaratılması çabalarını engellemekte, petrol fiyatlarının dalgalanarak yükselmesine yol açmakta ve sonuçta Topluluk ekonomisinin olumsuz yönde etkilenmesine neden olmaktadır (Clingendael International Energy Programme [CIEP], 2004:21).

Topluluk yerel yada bölgesel arz karışıklıklarına küresel bir cevap verilmesi gerektiğine inanmaktadır. Örneğin, Katrina Tayfununa yanıt olarak Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından düzenlenen acil petrol stoklarının ilan edilmesi çok işe yaramıştır. Bu yönde uygulanacak daha kuvvetli bir topluluk eylemi, küresel mekanizmayla bağdaşabilecektir. Petrol stoklarının devletler tarafından daha düzenli ve şeffaf olarak yayınlanmasını sağlayacak yeni bir yasal düzenleme buna yardım edilebilir; böylece petrol piyasasındaki şeffaflığın gelişmesi sağlanabilir (Green Paper, 2006:8). Bugün için geçerli petrol stok miktarı Avrupa Komisyonunun 14 Aralık 1998 tarih ve 98/93/EC sayılı direktifiyle 120 gün/yıl olarak belirlenmiştir (Altunışık, 2004:153).

Çizelge 20. AB Stok Dışı Petrol Üretim-Tüketim Dengesi (MTPE)

YILLAR	ÜRETİM	İTHALAT	TÜKETİM	İTHAL BAĞIMLILIĞI (%)
1990	120,33	507,99	593,65	85,57
1991	120,69	521,34	611,43	85,27
1992	124,06	526,80	616,78	85,41
1993	130,32	510,84	609,36	83,83
1994	159,37	488,30	612,96	79,66
1995	162,35	490,73	621,11	79,01
1996	162,21	511,21	635,63	80,43
1997	160,97	514,86	635,22	81,05
1998	164,69	537,60	651,10	82,57
1999	171,39	503,46	644,82	78,08
2000	163,77	518,22	634,76	81,64
2001	152,66	540,31	648,04	83,38
2002	155,87	525,22	638,00	82,32
2003	145,12	547,29	645,85	84,74

Kaynak: EU Energy and Transport in Figures, Statistical Pocketbook 2005.

Birlik içerisinde petrol üretimi 1990 yılında 120,33 MTPE iken 2003 yılında 145,12 MTPE olmuş, üretim yılda ortalama yüzde 1,7 oranında artış göstermiştir. Petrol ithalatıysa yıllık ortalama yüzde 0,6'lık bir hızla artmıştır. İthalata bağımlılık oranı 2003 yılında stoklar dışarıda tutulursa yüzde 84,74 tutulmazsa yüzde 76,6 düzeyindedir. Buna göre Birlik kabaca yüzde 8,14'lük petrol stokuna sahiptir. İthalatın sağlandığı başlıca ülkeler, eski Sovyetler Birliği Ülkeleri (%30,8), Norveç (%20,2), Suudi Arabistan (%12,9), Libya (%9,79), İran (%7,09), son üç ülke dışındaki Ortadoğu Ülkeleri (%1,7) ve diğerleri (%17,7) olmuştur. Rusya AB'nin petrol ithalatındaki payını 2000-2004 yılları arasında, yüzde 12 oranında bir dilime sahip olarak arttırmıştır. Bunda Norveç ve diğer ülkeler olarak sınıflandırılan arz kaynaklarından sağlanan petrolün miktar olarak azalması rol oynamaktadır. Çizilen bu panoramaya bakıldığında Irak, savaş öncesi ambargo ve sonrası çatışmaları ile denklemin dışında sayılabilir.

AB-15'in ticaret açığı 2000 yılı için 89,5 milyar euro olarak hesaplanmıştır.

Bununla beraber aynı yıl için AB-15'in toplam ithal petrol ürünleri faturası 118,5 milyar euro olmuştur. Bu fatura 2001 yılında 107,5 milyar euro, 2002 yılında da 102 milyar euroya düşmüştür. Tüketilen petrol miktarı artarken yaşanan bu düşüşün en önemli nedeni (ileride değinilecek olan) doların diğer para birimleri karşısında değerini kaybetmesidir (CIEP, 2004:231).

3.3. AB Doğal Gaz Üretim ve Tüketim Dengesi

1950'lerde keşfedilen doğalgazın piyasada önemli bir pozisyon kazanması yirmi yıl sürmüştür. Bir zamanlar petrolün yan ürünü olarak kabul edilen doğalgaz, artık çok yönlü bir enerji kaynağı haline gelmiştir (Green Paper, 2001:39).

Avrupa'nın doğal gazı seçmesini gerektiren sebepler; karbondioksit sınırlamaları, bazı üye devletlerin nükleer enerji kullanımından vazgeçmeleri, kömür santrallerinden yayılan yüksek emisyonlar, yenilenebilir kaynakların hızla gelişmesi önündeki engeller olarak sıralanabilir (Kjärstad, 2006:1).

Benzer nedenlerle Dünya Toplam Enerji Tüketimi içerisinde doğal gazın payının 2002'den 2025 yılına kadar yılda ortalama yüzde 2,3 oranında artması ve bugünkü tüketimden yüzde 70 daha fazla miktara ulaşması beklenmektedir (EİA, 2005:37).

Her ne kadar doğalgaz kullanımı çevresel dengeler ve enerji çeşitlenmesi açısından yararlı bir ürünse de, pazar payının hızla büyümesi ve sağlıklı enerji tüketim dengesi göz önüne alındığında AB için yeni yapısal zafiyetlerin oluşmasına neden olabilecektir (Green Paper, 2001:40). Bu anlamda, AB'nin gaz tüketim hızının büyümesi, petrol ithalatı bağımlılığının yanı sıra gaz ithalatı için de bağımlılık yaratmaktadır (Kjärstad, 2006:1).

Birlik içerisinde doğal gaz üretimi 1990 yılında 139,63 MTPE iken 2003 yılında 189,39 MTPE olmuş, üretim yılda ortalama yüzde 2,5 oranında artış göstermiştir. Doğal Gaz ithalatıysa yıllık ortalama yüzde 0,6'lık bir hızla artmıştır.

2003 yılında ithalata bağımlılık oranı yüzde 53 düzeyindedir. İthalatın sağlandığı başlıca ülkeler, Rusya (%32,5), Norveç (%28,5), Cezayir (%21,5), Nijerya (%4,5), Katar (%1,6), belirlenemeyen ülkeler (%10,6) ve diğerleri (%1,2) olmuştur. Norveç AB'nin gaz ithalatındaki payını 2000-2004 yılları arasında, yüzde 5 oranında bir dilime sahip olarak arttırmıştır. Rusya ve Cezayir'in payları giderek azalmaktadır.

Avrupa Komisyonu bağımlılık oranlarını azaltmak amacıyla, AB üyesi olmayan ülkelere yapılacak olan doğal gaz ithalatını, toplam ithalatın yüzde 30'u olarak sınırlamaya çalışmaktadır (Pamir, 2005:80).

Çizelge 21. AB Doğal Gaz Üretim-Tüketim Dengesi (MTPE)

YILLAR	ÜRETİM	İTHALAT	TÜKETİM	İTHAL BAĞIMLILIĞI (%)
1990	139,63	123,39	259,14	47,62
1991	152,68	122,39	274,13	44,65
1992	154,18	121,18	269,87	44,90
1993	165,58	117,12	282,84	41,41
1994	167,05	120,23	284,10	42,32
1995	174,17	134,80	307,34	43,86
1996	195,90	148,50	341,81	43,45
1997	189,15	154,00	338,90	45,44
1998	188,11	161,74	351,86	45,97
1999	191,77	177,31	365,96	48,45
2000	196,66	186,46	376,29	49,55
2001	197,22	182,01	383,97	47,40
2002	193,27	197,39	384,92	51,28
2003	189,39	216,16	408,08	52,97

Kaynak: EU Energy and Transport in Figures, Statistical Pocketbook 2005

3.4. AB Nükleer Enerji Üretim ve Tüketim Dengesi

Atık ve güvenlik konularındaki tartışmalara rağmen nükleer enerji, Avrupa'da karbon üretmeyen en önemli kaynaktır. Bu nedenle nükleer enerjinin tüm maliyet, avantaj ve dezavantajlarının, objektif, şeffaf ve çok bilgilendirici bir şekilde

tartışılması bu kaynağın gelecekte alacağı rol için çok önemlidir (Green Paper, 2006:9).

Nükleer enerji tesislerinin artması, nükleer enerjinin güvenli olduğunu kanıtlamaya kararlı devletlerin gayretlerine bağlıdır. Kimi Topluluk üyelerinin nükleer enerji santrallerini tasfiye kararı göz önüne alındığında kısa vadede nükleer enerjinin katkısının artmayacağı, orta vadede de devre dışı bırakılan nükleer santrallerin yerine termal santral yapımına daha çok kaynak ayrılması gerekeceği öngörülebilir (Green Paper, 2001:17).

Çizelge 22. AB’de Nükleer Enerji Üreten Ülkeler ve Tüketim Miktarları

SIRA	ÜLKELER	TÜKETİLEN (MTPE)	ÜLKE İÇİNDE PAYI (%)
1	BELÇİKA	12,22	21,91
2	ÇEK CUMHURİYETİ	6,67	15,28
3	ALMANYA	42,58	12,36
4	İSPANYA	15,96	11,91
5	FRANSA	113,78	42,04
6	LİTVANYA	3,99	44,36
7	MACARİSTAN	2,84	10,62
8	HOLLANDA	1,04	1,29
9	SLOVENYA	1,34	19,33
10	SLOVAKYA	4,61	24,39
11	FİNLANDİYA	5,86	15,81
12	İSVEÇ	17,39	34,18
13	İNGİLTERE	22,88	9,95

Kaynak: EU Energy and Transport in Figures, Statistical Pocketbook 2005

Birlik içinde 13 ülkede nükleer enerji kullanılmakta, toplam elektrik üretiminin kabaca üçte birini karşılamaktadır. Nükleer enerji tüketimi 1990 yılında 196,95 MTPE iken 2003 yılında 251,16 MTPE olmuş, üretim yılda ortalama yüzde 1,89 oranında artış göstermiştir.

3.5. AB Yeni ve Yenilenebilir Enerji Üretim ve Tüketim Dengesi

Fosil yakıtlar nedeniyle ortaya çıkan çevre sorunları, artan dışa bağımlılık ve yüksek ithalat giderleri, AB için yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının önemini arttırmıştır. Birlik içerisinde söz konusu kaynakların geliştirilmesi için önemli bir potansiyel mevcuttur. Bu nedenlerle AB, düşük karbon teknolojilerinin ve yeni ve yenilenebilir enerji formlarının geliştirilmesine yardımcı olmakta ve talep yönetiminde Dünya lideri bir konuma gelmektedir (Green Paper, 2006:4).

Yerel bir zenginlik olan yenilenebilir enerji kaynaklarının gelişimi için ilk stratejik adım, 20 Kasım 1996 tarihinde AB Komisyonun yayınladığı yeşil tebliğ olmuştur. Tebliğe göre toplam enerji talebinde yüzde 6 civarında bir paya sahip olan yenilenebilir enerji kaynaklarının 2010 yılına kadar yüzde 12 oranında tüketimi hedeflenmiştir (8. BYKP Elektrik Enerjisi ÖİK Raporu, 2001:4-27).

Yenilenebilir elektriğin gelişimi ve elektrik iç pazarına girişi kolaylaştıracak bir çerçeve yaratmak amacıyla 2001 yılında 77 sayılı direktif yayınlanmıştır. Buna göre üye ülkeler 2010 itibarıyla toplam elektrik üretiminde yüzde 22 oranında yenilenebilir kaynakları kullanma yükümlülüğüne girmiştir (Deketelaere, 2004:26).

Arz güvenliği açısından AB için geniş bir manevra alanı sağlayacak olan bu kaynağın değerlendirilmesi, topluluk için ortak siyasal ve ekonomik gayretler gerektirmektedir (Green Paper, 2001:42). Fakat üye ülkeler arasındaki farklı coğrafi, ekonomik ve sosyal şartlar, yenilenebilir enerji konusunda her birinin değişik politikalar uygulamasına neden olmaktadır. Yenilenebilir elektrik piyasalarının heterojen doğası gereği, birlik içinde uygulanacak desteklerin kısa dönemde tam olarak bütünleşmesi mümkün görünmemektedir (Voogt, 2006:353). Özellikle son yıllarda bu kaynağın gelişimini desteklemek için teşviklerin mi yoksa kotaların mı gerekli olduğu konusunda tartışmalar yaşanmaktadır. Başta Almanya olmak üzere İspanya gibi ülkeler, kamu şebekesine getirilen enerjiyi uygun tarifelerle destekleme yönünde kararlar almaktadırlar. İngiltere, Belçika ve Polonya gibi ülkeler de tüketicilere sunulacak elektriğin bir kısmının yenilenebilir kaynaklardan sağlanması

şeklinde bir zorunlulukla desteklemektedirler. İkinci yöntemin çok daha rekabetçi olduğu öngörülmekle beraber yenilenebilir enerji kaynaklarının gelişimi için şimdilik ilk yöntemin daha başarılı olduğu izlenmektedir (Blok, 2006:253).

Çizelge 23. Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının AB Toplam Tüketimindeki Payı(%)

Ülkeler	Yenilenebilir	Biyokitle	Hidro	Rüzgar	Güneş	Jeotermal
AB 25	6,0	4,0	1,5	0,2	0,0	0,3
Almanya	3,4	2,3	0,5	0,5	0,1	0,0
Avusturya	20,3	10,4	9,6	0,1	0,2	0,1
Belçika	1,9	1,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Çek Cumhuriyeti	2,8	2,5	0,3	0,0	0,0	0,0
Danimarka	13,3	10,9	0,0	2,3	0,0	0,0
Estonya	9,5	9,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Finlandiya	21,2	19,0	2,2	0,0	0,0	0,0
Fransa	6,4	4,4	1,9	0,0	0,0	0,1
Güney Kıbrıs	1,5	0,0	0,0	0,0	1,4	0,0
Hollanda	2,5	2,4	0,0	0,1	0,0	0,0
İngiltere	1,4	1,2	0,1	0,1	0,0	0,0
İrlanda	1,7	1,1	0,3	0,3	0,0	0,0
İspanya	7,0	3,6	2,6	0,8	0,0	0,0
İsveç	26,3	17,2	9,0	0,1	0,0	0,0
İtalya	5,9	1,6	1,6	0,1	0,0	2,7
Letonya	33,4	28,9	4,5	0,1	0,0	0,0
Litvanya	7,8	7,5	0,3	0,0	0,0	0,0
Lüksemburg	1,4	1,2	0,2	0,1	0,0	0,0
Macaristan	3,4	3,1	0,1	0,0	0,0	0,3
Malta	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Polonya	5,4	5,2	0,2	0,0	0,0	0,0
Portekiz	17,0	11,1	5,3	0,2	0,1	0,3
Slovakya	3,3	1,7	1,6	0,0	0,0	0,0
Slovenya	10,5	6,6	3,9	0,0	0,0	0,0
Yunanistan	5,1	3,1	1,4	0,3	0,4	0,0

Kaynak: EU Energy and Transport in Figures, Statistical Pocketbook 2005

Topluluk yenilenebilir enerji üretimi 1990 yılında 67,52 MTPE iken 2003 yılında 103,11 MTPE olmuş, üretim yılda ortalama yüzde 3,34 oranında artış göstermiştir. Biyokütleden yaklaşık yüzde 3,98 ve hidro kaynaklardan yüzde 1,4 olmak üzere Yenilenebilir kaynaklardan topluluk enerji talebinin yüzde 6'sı karşılanmıştır. Elektrik sektöründe aynı yıl yenilenebilir kaynaklar kullanılarak 399 TWh üretim yapılmıştır. Toplam elektrik tüketiminin yüzde 12,8'i yenilenebilir kaynaklardan sağlanırken, bu oranın büyük bir kısmı (yüzde 9,3) hidro kaynaklardan elde edilmiştir. Diğer kaynaklarsa; rüzgar, biyo kütle, güneş ve jeotermal olmuştur.

3.6. AB Enerji Verimliliği

Avrupa Topluluğu ve Üye Devletleri bir yandan yenilenebilir enerji kullanımını desteklerken diğer yandan tüm son kullanıcı sektörler için enerji verimliliğinin iyileştirmesini de desteklemektedir. Enerji verimliliği özellikle önümüzdeki yıllarda karşılaşılması muhtemel çevre, maliyet ve kendi kendine yeterlilik problemlerinin çözümü için büyük önem taşımaktadır (Directorate General for Energy and Transport [DG TREN], 10.03.2006).

Enerji tasarrufu ve verimlilik uygulamaları AB için yeni kavramlar değildir. Topluluk 1970'lerde yaşanan petrol krizlerinden sonra bu konuda ciddi ilerlemeler kaydetmiştir. 1970'lere kadar AB Gayri Safi Hasılasıyla enerji tüketimi arasındaki sıkı ilişki, verimlilik ve tasarruf önlemleri sonucu kırılmış; böylece enerji yoğunluğu Almanya ve Danimarka'da yüzde 40 Fransa'daysa yaklaşık yüzde 30 kadar azalmıştır (Green Paper, 2005:10). Tüm başarılarla rağmen, değişen koşullar ve gelişen teknolojik imkanlar, dalgalanan enerji fiyatları ve Kyoto yükümlülükleri nedeniyle AB için hala büyük bir tasarruf potansiyelinin olduğuna dikkat çekilmektedir.

29 Nisan 1998 tarihinde yayınlanan Towards a Strategy for the Rational use of Energy adlı tebliğ, kısa ve uzun vadede enerji verimliliği için gerçekçi ve yapılabilir önlemler üzerinde yoğunlaşan bir takım politik taahhütleri içermiştir. Bu Tebliğ, 26.04.2000 tarihinde Topluluğun Enerji Verimliliğinin İyileştirilmesi Eylem

Planıyla somutlaştırılmış, hazırlanan eylem planı 2010 yılına kadar yürütülecek topluluk hareketlerinin temel çerçevesini oluşturmuştur (Keskin, 2003:444).

Bu eylem planının amacı: çeşitli kesimleri harekete geçirerek enerji verimliliğine yeniden yoğunlaşmak; topluluk ve üye devletlere yapacakları işler için bir takvim önermek, maliyetleri anlatmak ve görevleri belirlemek; yılda yüzde 1 oranında hedeflenen tasarruf oranını tutturarak 2010 yılına kadar yüzde 18'lik ekonomik potansiyel tasarruf oranının üçte ikisini gerçekleştirmek; yeni enerji verimliliği teknolojilerinin yayılması ve gelişiminin hızlandırılmasıyla pazar dönüşümü ve kuvvetlerinin kullanılması sayesinde enerji verimliliğinin sürekli ve uzun dönemli iyileştirilmesi için bir temel tesis etmek olmuştur (Action Plan to Improve Energy Efficiency in the European Community, 2000:5).

Enerji verimliliği eylem planının uygulanabilmesi için topluluk tarafından bazı temel enstrümanlar ve önlemler hazırlanmıştır. Bunlardan biri olan Intelligent Energy-Europe Programı (2003-2006) ile Topluluk, enerji alanında teknolojik olmayan eylemleri desteklemektedir. SAVE Programı (1998-2002); sanayi, ticaret, ulaştırma ve konut sektörlerinde enerji tasarrufunu teşvik etmesi ve enerji verimliliğinin yürütülmesini amaçlamıştır (DG TREN, 10.03.2006). Program bilhassa buzdolabı ve ısıtıcıların verimliliğine ilişkin standartlarla çeşitli aletlerin enerji tüketim miktarlarına göre etiketlenmesi konularında çok başarılı olmuştur (DG TREN, 2002:27). Bir diğer araç olan Kojenerasyonun Desteklenmesi Direktifi, yurtiçi piyasalarda yeni yüksek verimli kojenerasyon tesislerinin kurulması ve mevcutların güçlendirilmesini amaçlamaktadır (DG TREN, 10.03.2006). Isı ve elektriğin aynı anda üretilbildiği kojenerasyon tesislerinin, mikro türbinler sayesinde daha küçük merkezlerde dahi kurulmasıyla, enerji verimliliğini yüzde 80 ve 99 oranında arttıracak ve böylece AB birincil enerji talebinin ve CO₂ emisyonlarının azalacağı öngörülmektedir (DG TREN, 2002:23). Aralık 2002'de kabul edilen binalarda enerji performansı direktifi, kamu ve özel binalarda enerji verimliliğinin geliştirilmesini hedeflemektedir (DG TREN, 10.03.2006). Söz konusu hedefler, yeni yapılan ve yenilenen binaların ısıtma ve soğutma tesisatlarını inceleyerek sertifikalamak, enerji performanslarını hesaplamak ve bu konuda

minimum standartlar belirlemek şeklinde özetlenebilir. Öyleki birlik içerisinde mevcut bulunan 20 yıldan daha eski ısıtıcıların yenilenmesiyle AB enerji tüketiminin yüzde 5 azalacağı tahmin edilmektedir (DG TREN, 2002:23). Enerji Verimliliği Eylem Planı sanayi tarafından yapılacak gönüllü düzenlemeler ve diğer vaatler dizisiyle de desteklenmektedir. Ayrıca ofis araçları, motor sürüş sistemleri ve aydınlatma için enerji verimliliğini teşvik eden diğer araçlarda bulunmaktadır (DG TREN, 10.10.2006).

22 Haziran 2005 tarihinde, Enerji Verimliliği Üzerine Yeşil Tebliğ kabul edilmiştir. Tebliğde bir bütün olarak koşullar analiz edilerek ulaştırma ve sanayi sektörlerine, binalara, evlere ve uluslararası ticari partnerlere ilişkin tasarruf önerileri sıralanmıştır (Green Paper Memo, 2005:1).

Ulaştırma sektöründe tüketimin azaltılması için önerilen ilk önlem, temiz yakıt kullanan ve daha ekonomik olan araçların kullanımını teşvik eden avantajlı bir vergi sistemidir. İkincisi, temiz araçların daha fazla üretilmesini teşvik etmek için kamu araç parkına bu araçların yoğun şekilde katılmasıdır. Üçüncü önlem, araçların enerji performanslarının artırılması için araç üreticilerine baskı yapmak ve araçların yakıt tüketimini sınırlamak olmuştur. Bir diğer iki önlem GALILEO ve benzeri programlarla deniz ve hava trafik yönetimini iyileştirmektir. Son öneriyse daha verimli lastikler üretilmesi için üreticilere ve bunların kullanılması için tüketicilere baskı yapmaktır (Green Paper Memo, 2005:4).

Binalar ve evlerde alınması önerilen ilk önlem, yeni ve yenilenen binalar için yaptırımlar öngören Binalarda Enerji Performansı Direktifinin kapsamının genişletilerek tüm binalara uygulanmasıdır. Komisyon ikinci olarak elektrikli cihazların Stand-By modundaki enerji tüketimlerinin azaltılması ile yüzde 7 oranında bir tasarrufu hedeflemektedir. Son olarak tüketimin yüksek olduğu (peak) yada kesintilerin yoğun olduğu zamanlarda, tüketicilerin daha az enerji tüketmelerini teşvik etmek için uygun sayaçlarla ücretlendirilmeleri önerilmektedir (Green Paper Memo, 2005:5).

Sanayi alanındaki önlem, kamu otoritelerinin sektörün daha verimli teknolojilere kaynak ayırması için, vergi muafiyet yada indirimleri gibi yöntemleri içeren uygun bir yatırım çerçevesi hazırlamak zorunda olduğudur. Tebliğe göre farkındalık ve bilgi kampanyalarıyla mimarlar ve ısıtma sistemi kuranların olduğu kadar enerji sektöründe görev alan profesyonellerinde bilinç kazanmaları gerekmektedir. Bunun yanında enerji üretim iletim ve dağıtım alanındaki kayıpların azaltılması gerekmektedir. Özellikle elektrik üretiminde Kojenerasyon teşvik edilecektir (Green Paper Memo, 2005:6).

AB enerji tasarrufu sayesinde iklim değişikliğini önlemedeki küresel çabalara liderlik etmelidir. Böylece enerji talebi üzerindeki artan baskı da azalacaktır. Ayrıca enerji tasarrufu teknolojileri Avrupalı şirketlere yeni uluslararası fırsatlarda yaratacaktır (Green Paper Memo, 2005:7).

Çizelge 24. AB'nin 2020 ve Sonrası Dönemde Enerji Tasarrufu Potansiyeli(MTPE)

Sektörler	2020	2020 Sonrası
Binalar: Isıtma ve Soğutma	41	70
Elektrikli Aletler	15	35
Sanayi	16	30
Ulaştırma	45	90
Kojenerasyon	40	60
Diğer Enerji Dönüşüm Araçları	33	75
Toplam Enerji Tasarrufu	190	360

Kaynak: Green Paper on Energy Efficiency,2005:34.

Topluluk enerji yoğunluğu 1995 fiyatlarıyla 1990 yılında 245 tpe/milyar euro iken 2003 yılında 208 tpe/milyar euro olmuş, enerji yoğunluğu yılda ortalama yüzde 1,26 oranında düşmüştür. Bu düşüşün devam ederek enerji tüketen sektörlerin sıkı şekilde uygulayacağı tedbirlerle 2020 yılında 190 milyon ton petrol eşdeğeri tasarruf yapılabileceği öngörülmüştür.

3.7. AB'de Enerji ve Çevresel Etkiler

Enerji sektörü, sürdürülebilir çevre koşullarını Birlik içinde en fazla etkileyen sektördür. Bu nedenle çevre, sürdürülebilirlik ve enerji konularındaki politikalar birbirleriyle yakından ilgilidir (Arat, 2004:78). Oluşturulmaya çalışılan AB enerji politikasının hedefleri; Birlik üyesi ülkelerin ve yakın komşularının arz güvenliğini, rekabetçiliğini ve sürdürülebilirliğini sağlamaktır. Komisyon, sürdürülebilir yaşam koşullarının bozulmasına neden olabilecek herhangi bir ülkedeki olumsuz bir eylemin, küresel boyutta bir etki göstereceğine inanmaktadır (Green Paper, 2006:3).

Son yüzyıllık dönemde Dünya ısısının 0,3 ile 0,6 derece arasında artması yüzünden buzullar erimeye başlamıştır. Buzulların yüzde 40'a varan bir oranda incilmesi ve denizlerin 10-25 santimetre yükselmesi ciddi sorunlar yaratmaktadır (Green Paper, 2001:44). Küresel ısınma ve ona bağlı iklim değişiklikleri nedeniyle orman ve çayır yangınları yaygınlaşmış, bitki örtüsündeki değişim doğal hızın üzerine çıkmıştır. Bununla beraber ekolojik kirlenmede biyolojik çeşitliliği tehdit etmeye başlamıştır (Green Paper, 2001:47). Özellikle asit yağmurları, tarıma, bitki örtüsüne ve binalara zarar vermektedir. Sonuçta uzun sıcak hava dalgaları ve şiddetli yağışların neden olduğu seller, Avrupa iklimindeki anormallikleri arttırmıştır (Green Paper, 2001:48). Hiçbir şey yapılmadığı takdirde Gulf Stream sıcak su akıntısının yavaşlaması yada durması sonucu Kuzey Batı Avrupa'da Sibiryaya benzeri bir iklimin ortaya çıkması beklenmektedir (Gülbüz, 01.12.2005). Orta Avrupa'da yakın geçmişte görülen şiddetli yağışlarda; onlarca kişi hayatını kaybetmiş, önemli derecede maddi hasar meydana gelmiştir.

Son 50 yılda oluşan maddi hasarlar, zararları karşılayan sigorta şirketlerini zor durumda bırakmaya başlamıştır. Sigorta şirketlerini sigortalayan Munich Re Şirketine göre; 1960'lar da büyük ölçekli afetlerden kaynaklanan ekonomik kayıplar 69 milyar doları, 1990'lar da ise 536 milyar doları bulmuştur. Son on beş yılda da bu artışın sürmesi, gelecekte oluşacak daha ciddi ekonomik kayıpların göstergesidir (Brown, 2003:39).

Çizelge 25. AB Ülkelerinin CO₂ Emisyonları ve Kyoto Yükümlülükleri.

Ülkeler	1990 Milyon Ton	1998 Milyon Ton	2003 Milyon Ton	2003 Gerçekleşen (%)	2008- 2012 Hedef (%)
AB 25	3074	3125	3291	7,0	8
Almanya	945	832	845	-10,6	-21
Avusturya	52	60	69	31,8	-13
Belçika	107	119	116	9,1	-7,5
Çek Cumhuriyeti	154	106	116	-24,4	-8
Danimarka	52	60	57	11,3	-21
Estonya	37	15	16	-57,8	-8
Finlandiya	53	56	72	34,7	0
Fransa	354	381	383	8,0	0
Güney Kıbrıs	6	7	8	38,3	sayı yok
Hollanda	152	171	175	14,9	-6
İngiltere	567	547	562	-0,9	-12,5
İrlanda	30	38	43	44,6	13
İspanya	204	250	307	50,8	15
İsveç	50	54	51	1,6	4
İtalya	388	412	449	15,6	-6,5
Letonya	9	8	7	-21,7	-8
Litvanya	34	14	11	-66,7	-8
Lüksemburg	11	8	11	1,5	-28
Macaristan	66	56	57	-12,4	-6
Malta	2	3	3	53,1	sayı yok
Polonya	335	315	291	-13,2	-6
Portekiz	39	53	58	47,3	27
Slovakya	46	32	38	-16,1	-8
Slovenya	13	15	15	13,1	-8
Yunanistan	3	3	3	-2,0	25

Kaynak: EU Energy and Transport in Figures, Statistical Pocketbook 2005 ve DG TREN 2003 Annual Energy and Transport Review.

Dünya ısıısının bu denli artmasına, sera etkisi yaratan gazlar neden olmaktadır. Sera etkisine neden olan gazlar, dünyaya ulaşan ve dünyadan geri yansıyan güneş ışınlarının bir kısmını tutarak Dünya ortalama sıcaklığının 15 derece olmasını sağlamaktadır. Ancak bu gazlar insan etkisiyle Dünya'nın genel dengesinin absorbe edebileceğinden çok daha fazla yayılarak sera etkisi artmakta ve Dünya daha çok ısınmaktadır. Öyleki 1750'den beri bu gazların oranı yüzde 30 artmıştır (Green Paper, 2001:47).

1992 yılında Birleşmiş Milletler önderliğinde yapılan Rio Zirvesinde söz konusu emisyonların azaltılması için görüşülen konular 1997 yılında Kyoto'da bir anlaşma haline getirilmiştir (Green Paper, 2001:48). AB, Kyoto Protokolü olarak adlandırılan bu anlaşmayı 2000 yılında imzalayarak, 2008-2012 yılları arasında CO₂ emisyonlarını 1990 seviyesinin yüzde 8'i kadar azaltmayı taahhüt etmiştir (CIEP, 2004:224). 2002 yılında her bir üye devletin ekonomik şartlarına göre belirlenen yük paylaşım anlaşması da üye devletlerin azaltma ve sınırlama hedeflerini belirlemiştir. Bu hedeflere göre; Almanya, Avusturya, Belçika, Danimarka, Hollanda, İngiltere, İtalya ve Lüksemburg'dan oluşan sekiz üye ülke emisyon oranlarını azaltacaktır. Fransa ve Finlandiya emisyonlarını sabit tutarken İrlanda, İspanya, İsveç, Portekiz ve Yunanistan'dan oluşan 5 üye ülke emisyonlarını sınırlı derecede arttıracaklardır (DG TREN, 2004:26). Adı geçen son beş ülkenin sınırlı olsa emisyonlarını arttırmalarına izin verilirken yeni üye olan ülkelerin yüzde 6 -8 arasında indirimde bulunmaları kabul ettirilmiştir (DG TREN, 2004:64).

Kyoto protokolünün yürürlüğe girmesi; ABD'nin emisyonla ilgili verilerin bilimsel olmadığı ve bunu kabul etmelerinin ekonomik gelişmelerini sınırlandıracağı, Çin ve Hindistan gibi gelişmekte olan ülkelerin iklim değişikliğiyle mücadelede bir yükümlülük almadığını ve protokolün yükümlülüğü sadece gelişmiş ülkelere verdiği gerekçeleriyle anlaşmadan çekilmesi nedeniyle gecikmiştir (Karakaya, 2003:6). Anlaşmanın yürürlüğe girebilmesi için sera gazı emisyonlarının en az yüzde 55'ini üreten gelişmiş ülkelerin onayı gerekmektedir. Protokol ancak Rusya'nın 18 Kasım 2004 tarihinde imzalamasıyla 16 Şubat 2005 tarihi itibarıyla yasal bir zorunluluk haline gelmiştir (BBC,18.11.2004).

AB tarafından Anlaşma hükümlerinin yerine getirilmesi için gösterilecek çabaların, yeni ve yenilenebilir enerji teknolojilerinin gelişimine yardım edeceği ve enerji karışımı içinde yenilenebilir kaynakların payını artıracığı beklenmektedir. Bu çabalar enerji arz güvenliğine de ciddi ölçüde yardım edecektir (CIEP, 2004:224).

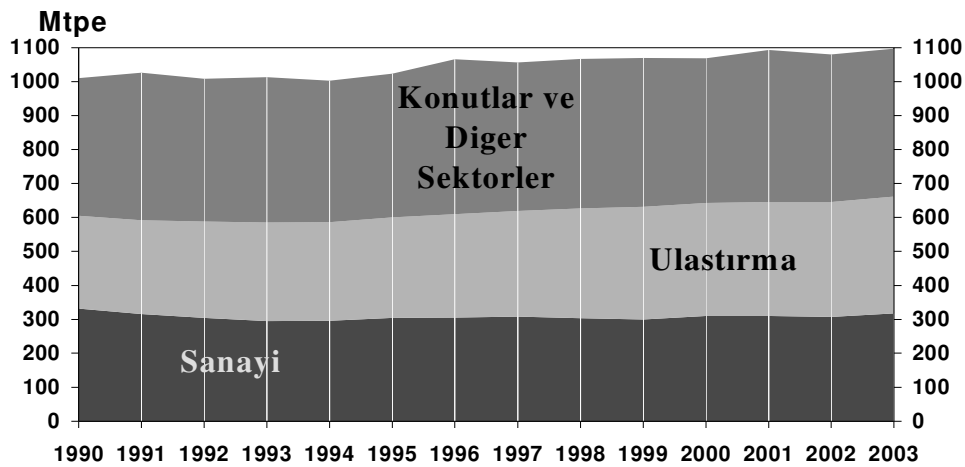
3.8. AB Sektörel Enerji Tüketimi

2003 yılı itibarıyla AB nihai enerji tüketiminin yüzde 30,4'ü ulaştırma sektöründen kaynaklanmaktadır. Bu oranın yüzde 95'lik bir kısmını karayolu taşımacılığı gerçekleştirmektedir. Sanayi sektörünün tüketimi yüzde 28, Konut sektörünün payı yüzde 26,5 iken hizmetler sektörünün tüketim oranı 11,4'dür.

Sektörel elektrik tüketimiye 2002 yılında sanayi sektöründe ortalama yüzde 43, konutlarda 26,3 ve ticarethanelerde 24, ulaştırma sektöründe yüzde 2 olarak gerçekleşmiştir (Tedaş, 11.01.2006).

2004 yılı itibarıyla doğal gazın sektörel tüketiminde yüzde 38,5 oranıyla konut sektörü önde gelmektedir. Bu sektörü takiben yüzde 34,7 oranıyla sanayi, yüzde 22,1 oranıyla santraller gelmektedir (Eurogas,2005:5).

Şekil 1. AB Sektörel Enerji Tüketimi



Kaynak: EU Energy and Transport in Figures, Statistical Pocketbook 2005

Birlik kişi başına enerji tüketimi 1990 yılında 3524 kgpe/kişi iken, 2003 yılında 3773 kgpe/kişi olmuştur. Kişi başına elektrik tüketimi 2000 yılı için net 6108 kWh/kişi olarak gerçekleşmiştir (Teiaş, 25.08.2005).

3.9 AB Enerji Piyasalarına Bakış

AB'nin son dönemlerde enerji piyasalarında bilhassa da gaz ve elektrik endüstrilerinde yeni düzenlemelere gitmesinin nedeni; bu alanlarda rekabet ortamı oluşturmak ve bu sayede de birlik genelinde daha yüksek refah artışını yakalamak şekline özetlenebilir (Percebois, 1999:10). Komisyon, Avrupa piyasalarındaki geniş rekabet ortamının varlığını da göz önüne alarak, enerji sektörü hedeflerinin başarısı için baskın ulusal oyunculardan arındırılmış, daha rekabetçi bir ortam oluşturulmasını zorunlu görmektedir (Green Paper, 2006:5). Enerji piyasalarındaki tekelleşmenin kaldırılmasıyla, pazara yeni giren şirketlerin ulusal ve uluslararası rekabet yolula hizmet kalitesini arttırıp fiyatları düşürecekleri, böylece girdi maliyetleri azalan sanayinin diğer ülke sanayileriyle rekabet gücünün artacağı hesaplanmaktadır (Bonn Ekonomi Müşavirliği, 1998:1). Ayrıca rekabet, verimliliği teşvik etmek için de çok kullanışlı bir yol olarak görülmektedir (Percebois, 1999:15).

Avrupa enerji piyasalarındaki ilk serbest rekabet uygulaması 1986 yılında İngiliz Ulusal Gaz Şirketinin özelleştirilmesiyle başlamıştır (Bonn Ekonomi Müşavirliği, 1998:4). Bir bütün olarak AB enerji piyasalarındaki ilk serbestleşme adımıysa, Komisyonun 1988 yılında hazırladığı Enerji İç Pazarı Hakkındaki Beyaz Kitap olmuştur. 1992 yılına gelindiğinde AB Komisyonu tarafından Enerji İç Pazarı Hakkında Ortak Kurallar Direktif Taslağı hazırlanmıştır (Akçollu, 2001:51). 1996 yılında ilk Elektrik Piyasası Direktifi, 1998 yılında da ilk Gaz Piyasası Direktifi yayınlanmıştır. 2003 yılında ikinci Gaz ve Elektrik Direktifleri yayınlanarak 1 Temmuz 2007 tarihine kadar az bir istisnayla tüm piyasanın serbestleşmesini zorunlu kılmıştır. Piyasa koşullarıyla tutarlı bir şekilde işleyecek yenilenebilir enerji, verimlilik, sınır ötesi elektrik ticaretinde ağı giriş koşulları yönetmeliği gibi pek çok yasal düzenleme bu sürece yardımcı olmaktadır.

Enerji piyasalarının ulusal yada uluslararası rekabete açılması; öncelikle tüm tüketicilerin serbestçe tedarikçilerini belirleyebilmesini, üçüncü tarafların iletim hattına ulaşmalarının engellenmemesini, iletimin diğer faaliyetlerden ayrıştırılmasını, iki yanlı ticaret ve enerji borsaları yardımıyla elektrik ticaretinin serbest bırakılmasını gerektirmektedir (IEA, 2001:10). AB tarafından kabul edilen Elektrik ve Gaz Direktifleri bu hedefleri gerçekleştirerek bölgesel, ulusal ve uluslararası boyutta işleyen tek bir Avrupa Enerji Pazarı oluşturulmasını hedeflemektedir.

2003 yılında çıkarılan Elektrik ve Gaz Enerjisi Direktifleri sektörün organizasyonu için genel kurallar koyarak; kamu hizmeti yükümlülüklerinin nelerden oluştuğunu, tüketicinin korunması ve arz güvenliğinin izlenmesi için uygulanacak yöntemleri ve bunlar için gerekli teknik kuralları belirlemiştir. Direktifler, üretim artışını sağlayacak kapasite için teklif verme ve yetkilendirme prosedürlerini de açıklamaktadır. Bununla beraber iletim ve dağıtım sistemi operatörlerinin belirlenmesi, görevleri, işlemlerinin ayrıştırılması ve güvenilirliği, yük atma, birleşik operatör konuları da belirtilmiştir. Ayrıştırma ve hesapların şeffaflığı konusuna önem verilmiştir. Sisteme ulaşım düzenlenerek; üçüncü şahısların girişi, açık pazarın yerine getirilmesi, direkt hatlar konuları hükme bağlanmış, tüm ülkelerde düzenleyici kurumların oluşturulması ve işleyişi ele alınmıştır. Direktifler son olarak bütün bunların uygulanmaması halinde başvurulacak yaptırımları, uzun dönemli anlaşmaları ve istisna yaratan derogasyonları açıklamıştır (Avrupa Komisyonu Elektrik ve Gaz Piyasası Direktifleri, 2003/54/EC, 2003/55/EC).

Hazırlanan serbest enerji piyasası düzenlemeleri konularında, serbestleşme yanlısı İngiltere gibi ülkelerle daha korumacı yaklaşımlar sergileyen Fransa gibi ülkeler arasında mücadeleler yaşanmaktadır. Ortak bir karara varabilmek için düzenlemeler iki görüşün sentezi olarak ortaya çıkmaktadırlar (Ulusoy, 2004:60). Uygulamalarda da başta pazar açılımı olmak üzere bir çok farklılık gözlenmektedir (Arıcan, 2003:430). Birlik içinde pazarın açılma oranları artmış olmasına rağmen, neredeyse bütün ülkelerde pazar kontrolünün bir yada birkaç şirket tarafından yürütüldüğü ve düşük şirket yoğunluğunun gerçekleşmediği görülmüştür (Özdemir, 2003:107). Rekabetçi faaliyetlerden iletim ve dağıtımın ayrıştırılmasının seviyesi ve

etkinliğindeki farklar da halen devam etmektedir. Bu durum ulusal pazarların adil ve serbest rekabete farklı derecelerde açık olduğu anlamına gelmektedir. Dolayısıyla ikinci gaz ve elektrik direktiflerinin ayrıştırma üzerindeki hükümlerinin tam olarak yerine getirilmesi gereklidir (Green Paper, 2006:7).

Çizelge 26. AB Piyasalarının Pazar Açıklığı ve Ayrıştırma Yolları

Ülkeler	Elektrik Piyasası			Gaz Piyasası		
	Pazar Açıklığı 2004	İletim	Dağıtım	Pazar Açıklığı 2004	İletim	Dağıtım
Belçika	90	Yasal	Yasal	83	Yasal	Yasal
Çek Cumhuriyeti	74	Yönetimle	Hesaplarla	0	Hesaplarla	Hesaplarla
Danimarka	100	Mülkiyetle	Yasal	100	Mülkiyetle	Yasal
Almanya	100	Yasal	Hesaplarla	100	Yönetimle	Hesaplarla
Estonya	12	Yasal	Yasal	80	Hiç Biri	Hiç Biri
Yunanistan	62	Yasal	Hesaplarla	0		
İspanya	100	Mülkiyetle	Yasal	100	Yasal	Yasal
Fransa	70	Yasal	Yönetimle	80	Hesaplarla	Hesaplarla
İrlanda	100	Yasal	Yönetimle	85	Yönetimle	Yönetimle
İtalya	79	Mülkiyetle	Yönetimle	100	Yasal	Yasal
Güney Kıbrıs	35	Yönetimle	Hiç Biri	0		
Letonya	76	Yasal	Hesaplarla	0	Yasal	Yasal
Litvanya	74	Mülkiyetle	Yasal	0	Hesaplarla	Hesaplarla
Lüksemburg	84	Yasal	Yönetimle	80	Yönetimle	Yönetimle
Macaristan	67	Mülkiyetle	Hesaplarla	0	Yasal	Hesaplarla
Malta	0	Derogasyon	Hiç biri	0		
Hollanda	100	Mülkiyetle	Yasal	60	Yönetimle	Yasal
Avusturya	100	Yasal	Hesaplarla	100	Yasal	Yasal
Polonya	80	Yasal	Hesaplarla	34	Hesaplarla	Hesaplarla
Portekiz	100	Yasal	Hesaplarla	0		
Slovenya	77	Mülkiyetle	Hesaplarla	33	Yasal	Yasal
Slovakya	79	Yasal	Yönetimle	50	Hesaplarla	Hesaplarla
Finlandiya	100	Mülkiyetle	Yasal	0		
İsveç	100	Mülkiyetle	Yasal	51	Hesaplarla	Hesaplarla
İngiltere	100	Mülkiyetle	Yasal	100	Mülkiyetle	Mülkiyetle

Kaynak: EU Energy and Transport in Figures, Statistical Pocketbook 2005

AB elektrik ve gaz piyasası direktifleri 1 Temmuz 2004 tarihine kadar konutlar dışındaki tüm tüketicilerin, 1 Temmuz 2007 tarihine kadar da konutlar dahil tüm tüketicilerin kendi tedarikçilerini seçebilmelerini üye ülkelere zorunlu kılmıştır (Avrupa Komisyonu Elektrik ve Gaz Piyasası Direktifleri, 2003/54/EC, 2003/55/EC). Etkin rekabeti sağlayacak bu hükme rağmen küçük ölçekli tüketiciler için istenilen ölçüde bir başarı henüz elde edilememiştir. İngiltere dışındaki ülkelerde tedarik koşullarıyla ilgili müzakereler ancak yüzde 10-20 seviyelerinde kalmıştır (Arıcan, 2003:431). 2007 yılında topluluk genelinde serbestçe tedarikçilerini belirleyebilecek olan mesken aboneleri, düşük tüketimleri nedeniyle sektörün yeniden yapılandırması tartışmalarında tüm dünyada olduğu gibi fazlaca dikkate alınmamıştır. Fakat yeniden yapılanma sürecinde, konut tüketicilerinin fiyatların düşüşüyle doğrudan, ekonomideki genel fiyat düzeyinin yarattığı refahla da dolaylı olarak etkileneceği varsayılmıştır (Yeşilkılıç, 2003:86-87). Topluluk genelinde konutlarda kullanılan gaz ve elektrik fiyatları sanayi için kullanılan elektrik fiyatlarından oldukça yüksek oranlarda seyretmektedir. Yüksek enerji fiyatları, bir anlamda bu sektör için tasarrufu zorunlu kılmaktadır.

Piyasaların rekabete açılmasıyla 1995 yılından bugüne başta sanayi ve ticari işletmelere uygulanan elektrik fiyatlarında düşüşler görülmüştür. Fakat 2002 yılından beri ithal kömür fiyatlarının artması, kurak yazlar ve soğuk kışlar, geleceğe yönelik belirsizlikler nedeniyle fiyatlar yeniden artış trendine girmiştir (DG TREN, 2005:15). Bu dönem için Almanya ve İtalya gibi ülkelerde fiyat artışları daha sert gerçekleşmişken Fransa'da nispeten az olmuştur. İngiltere'deyse gerek konut gerekse sanayi fiyatları mutlak anlamda düşmüştür. Burada dikkat edilmesi gereken fiyat düşüşleriyle ilgili çalışmalarda genellikle 1980'lerin başları yada 1995 yılının başlangıç kabul edilmesidir. 1998 yılından bugüne kadar olan süreç dikkate alındığında mutlak olarak tüm ülkelerde fiyatların arttığı gözlenmektedir.

Üye ülkelerdeki elektrik fiyatları miktarlar ve kullanılan baskın kaynağa göre değerlendirildiğinde tam bir ilişki ortaya çıkartılamamaktadır. Yüksek miktarda üretim yapan bir ülkede fiyatta yüksekken, düşük üretim ve tüketim dengesine sahip bir ülkede düşük fiyatlara rastlanabilmektedir. Aynı şekilde ülkeler bir kaynaktan

yaklaşık oranlarda kullandıkları halde bir birinden çok farklı fiyatlara sahiptir.

Gerçek bir Avrupa elektrik ve gaz piyasası geliştirilmesi için, öncelikle tek bir Avrupa şebekesine ihtiyaç duyulmaktadır. Enterkoneksiyonlar ve gelişen iletişim araçları, ülkeler arası fiyat farklılıklarını arbitraj süreciyle azaltabilecektir. Ortak bir iletim sistemi, şuan mevcut olan zorunlu atıl kapasitenin kullanımını sağlayacak, ölçek ekonomisinin yararları ortaya çıkacaktır.

İletim sistemi maliyetlerinin toplam maliyetler içinde yüzde 10 kadar bir yer tutması bu alanda rekabeti sınırlamaktadır. Buna rağmen diğer bölümler için dar boğaz yaratma potansiyeli dünyada iletim sisteminin düzenlenmesine yönelik ilgiyi arttırmıştır (IEA, 2001:25). AB tek bir Avrupa şebekesi yaratmak için, sınır ötesi ticaretin etkilerini de dikkate alan ortak kurallar ve standartlar geliştirilmeyi hedeflemektedir. Bu konu üzerinde ilerleme sağlanmasına rağmen süreç oldukça yavaş işlemektedir. Özellikle Yunanistan, İngiltere dışındaki ada ülkeleri, Fransa ve İspanya arasındaki şebekelerinin gelişmesi lazımdır. Aksi takdirde bu bölgelerin Avrupa pazarından bağımsız enerji adacıkları olmaları muhtemel görünmektedir (Green Paper, 2006:6). Ayrıca var olan şebekelere üçüncü kişilerin giriş hakkı ve şebekeye ulaşımında ayırım gözetilmemesi rekabet açısından kilit rol oynamaktadır (Seralles, 2004:4). AB elektrik ve gaz direktifleri de bu hakların korunmasını amaçlamaktadır.

Elektrik üretim ve dağıtım piyasası doğal tekel olarak kabul edilmese de, belli yerlerde ve belli zamanlarda, üretim şirketleri, toptan satış şirketleri, hatta küçük üreticiler, pazar güçlerini kullanabilmektedirler. Elektriğin ekonomik olarak stoklanamaması, kısa dönemde arzının ve talebinin esnek olmaması ve ağa ulaşımında engeller, pazar gücünün kullanılmasını kolaylaştırmaktadır. Bu nedenle bir çok ülkede fiyatlar yükselmiş ve tüketiciler olumsuz etkilenmiştir (Akçollu, 2004:53). Komisyonun rekabet konusundaki görevi, monopol rantlarını sınırlamak ve her bir tüketicinin refah kaybını engellemektir (Percebois, 1999:15).

Avrupa elektrik piyasalarının serbestleşmesinden çıkan ilk net sonuç,

piyasadaki şirketlerin birleşme eğiliminde olduğudur. Daha çok bölgesel yada küçük ölçekli şirketlerin büyük bir ulusal yada uluslararası şirketle birleştiği görülmektedir (Seralles, 2004:9). Örneğin Almanya’da birkaç yıl içerisinde 30 civarındaki üretici şirket, ulusal ve uluslararası çapta faaliyet gösteren dört büyük şirketin bünyesinde birleşmiştir (Lise, 2005:1). Birleşmeler farklı ürün pazarlarında faaliyet gösteren şirketler arasında da yaşanmaktadır (Ergün, 2003:420). Aslında bu serbestleşmenin beklenen bir sonucudur. Percebois 1999’daki makalesinde, piyasa düzenlemelerinin küresel boyutta endüstriyel stratejiler nedeniyle çok sayıda alıcı ve satıcının mevcut olacağı bir pazar yaratamayacağını belirtmektedir. Buna göre elektrik ve gaz piyasalarının serbestleşmesiyle yaratılan sinerji ve ortak payda nedeniyle birleşik petrol, gaz, elektrik oligopollerini kurulabilir. ABD şirketlerinin başta İngiltere olmak üzere Avrupa enerji piyasasına ilgisi artmıştır (Percebois, 1999:13). Ellis ve diğerleri, şirketlerin dikey entegrasyona giderek pazardaki fiyat ve miktar risklerinden kurtulabilecekleri ve pazarlar arasındaki arbitrajdan yararlanmak için avantaj sağlayabileceklerini belirtmektedir (Ellis, 2000:302). Uluslararası enerji ajansı da serbestleşme sonrası tüm dünyada elektrik, gaz, petrol, telekomünikasyon ve su sektörlerindeki bütünleşmenin giderek hızlanacağını öngörmektedir (IEA, 2001:15).

Forbes dergisinin 2005 yılında dünyadaki ilk 2000 şirket sıralamasında (Forbes, 10.04.2006), petrol ve gaz şirketleri(arama, üretim, rafinaj ve petrol için dağıtımda dahil) 2 trilyon 738 milyar dolarlık satış yaparlarken, gaz ve elektrik (üretim dahil) dağıtım şirketlerinin satışı 1 trilyon 253 milyar dolar olmuştur. Petrol ve gaz sektörü dünyada en çok satış yapan birinci, elektrik ve gaz dağıtım sektörü ise yedinci sektör durumundadır. En çok satış yapan sekizinci sektör 921 milyar dolarla telekomünikasyon sektörüdür. Sadece bu üç sektörün listedeki toplam satış payı yüzde 24’e yaklaşmaktadır. Söz konusu üç sektörde yaşanacak bütünleşme sonucu Dünya alt yapısı giderek kamu monopollerinden küresel şirket monopollerine ait olacaktır. İçme suyu kaynaklarının küresel içecek firmaları tarafından birer birer ele geçirildiği de dikkate alındığında, gelecek dönemlerde sanayi, ticari, tarımsal yada konut sektörlerine ait su şebekelerinin de rekabet koşullarına göre düzenlenmesi şaşırtıcı olmayacaktır.

Çizelge 27. AB’de En Büyük Elektrik ve Gaz Şirketlerinin Satış ve Karları(milyar \$)

Dünya Sıralaması	Firma	Ülke	Satışlar	Kar	Kar /Satışlar (%)
33	E.ON	Almanya	66,67	8,75	13,1
64	Electricité de France	Fransa	63,68	1,82	2,9
72	RWE Group	Almanya	55,63	2,9	5,2
78	ENEL	İtalya	46,58	3,67	7,9
90	Suez Group	Fransa	55,28	2,45	4,4
141	Endesa Group	İspanya	20,69	3,76	18,2
177	Gaz de France	Fransa	24,6	1,42	5,8
199	National Grid	İngiltere	16,11	1,72	10,7
225	Iberdrola	İspanya	13,88	1,63	11,7
257	Centrica	İngiltere	11,06	1,74	15,7
413	Scottish & Southern	İngiltere	14,06	1,03	7,3
424	EnBW-Energie Baden	Almanya	13,36	0,42	3,1
435	EDP-Energias de Portugal	Portekiz	9,8	0,6	6,1

Kaynak: Forbes, http://www.forbes.com/lists/2006/18/Rank_1.html. 2006.

Forbes’un listesine göre petrol ve gaz sektöründe 18’i Avrupalı 108 şirket, elektrik ve gaz dağıtım sektöründe 32’si Avrupalı 117 şirket faaliyet göstermektedir. Çoğu şirket gerek üretim gerekse dağıtım alanında iştiraklik ve ortaklık bağları bağlıdır (Energy Market Limited, 2005:61 ve 71-73). Ancak son dönemlerde üye ülkelerden bir firma, bir başkasını satın almaya kalkıştığında bu bir ulusal onur sorunu haline getirilmekte ve müdahale edilmektedir. Örnek olarak, İtalyan Enel şirketinin Fransız Suez’i, Alman şirketi E.ON’un İspanyol Endesa’yı satın alma çabalarına tepkiler gösterilebilir (Deutsche Welle, 08.03.2006).

Birliğin arz güvenliğini sağlanmak için elektrik ve gaz alanında gerçekleştirmeye çalıştığı piyasa bütünleştirme çabalarına rağmen son dönemlerde İngiltere ve İtalya’da yaşanan elektrik kesintileri gibi sorunlar tüm önlemlerin yeniden gözden geçirilmesini gerektirmektedir (DG TREN, 2004:10). Öyleki İngiltere’de fosil yakıt, yenilenebilir ve nükleer enerji alanlarında faaliyet gösteren Mitsui Babcock firmasının 140 kadar ekonomist ve enerji uzmanının katılımıyla yaptığı bir ankete göre, soruna acil çözüm bulunması için milyarlarca Sterlin’lik bir

yatırım ihtiyacı vardır. Hemen harekete geçilmezse 2012 yılında ömürlerini dolduracak nükleer ve kömür santrallerinin devreden çıkmasının ardından elektrik kesintileriyle karşı karşıya kalınacaktır (BBC, 08.04.2006). Yatırımcıların öngörüldüğü gibi piyasanın oluşturduğu fiyat sinyallerini yeterli bulmaması yada talep artarken firmaların karı arttırmak için tesis büyüklüğünü arttırmamaları gelecekte pek çok yerde yeni kesintileri ve kalitesiz arz koşullarını yaratacaktır.

3.10. Euro-Dolar Paritesinin Petrol Ticaretine Etkisi

Günümüzde Amerikan Doları, neredeyse tüm uluslararası ticaretin anahtar para birimi olarak kullanılmaktadır. İkinci Dünya Savaşından sonra Bretton Woods sisteminin oluşturulması, 1980'ler sonrasında bir çok ülke parasının konvertibilite edilmesi ve döviz giriş çıkışlarının serbestleştirilmesi ile buna İMF politikalarının da katkısı doları dış ticarete baskın para haline getirmiştir (CIEP, 2004:228-229).

Dalgalı kur sisteminin var olduğu bir durumda, herhangi bir Avrupa ülkesi A'nın, örneğin Rusya'dan, varili 20 dolardan 5 varil petrol satın aldığını ve 1 euronun 1 Dolar ve 2 Ruble olduğunu varsayarsak, kur değişimleri karşısında tarafların nasıl etkileneceğini inceleyebiliriz (CIEP, 2004:229).

İlk senaryoda eğer Euro yüzde 10 kadar değer kaybederse 5 varil petrole 100 dolar ödenecek ancak bunun euro olarak değeri 111 euro olacaktır. Rusya yalnızca dolar kabul ettiğinden 200 ruble alacak, AB için maliyetler artacaktır.

İkinci senaryoda eğer dolar yüzde 10 kadar değer kaybederse A ülkesi yalnızca 90 Euro ödeyecek ve Rusya 190 ruble alacaktır. Böylece A ülkesinde maliyetler azalacak Rusya'nın gelirleri düşecektir.

Üçüncü senaryo rublenin yüzde 10 değer kaybetmesidir. Bu durumda A ülkesi yine 100 euro ödeyecek, Rusya ise dolar karşılığı 220 ruble alacaktır.

Son senaryoda dolar yüzde 10 kadar değer kazanmaktadır. Rusya yine 220

ruble kazanırken bu kez A ülkesi 111 Euro verecek ve kur riskine girecektir.

Bir çok petrol ithalatçısı ülke ulusal para birimlerini kur riskinin etkilerinden korunmak için dolara sabitlemiştir (CIEP, 2004:228). Başlangıçtaki dalgalı kur şartını kaldırıp Rusya gibi petrol üreticisi ülkelerin para birimlerini sabitledikleri senaryo oluşturursak; doların yüzde 10 değerindeki azalış nedeniyle A 90 euro öderken Rusya ve diğer ithalatçı ülkeler 200 ruble alarak kur riskinden etkilenmeyeceklerdir. Ancak Amerika Birleşik Devletleri son dönemlerde giderek artan bir şekilde başta Çin olmak üzere paralarını dolara sabitleyen ülkelere bir çok araçla baskı uygulamaktadır. Bugünkü koşullarda küçük üretici ülkelerin direnebilmeleri muhtemel görünmemektedir.

Senaryolar incelendiğinde AB ve Rusya arasındaki ticarete euro kullanılması iki taraf içinde memnun edici olacaktır (CIEP, 2004:230).

3.11. Geleceğe Yönelik Beklentiler

Avrupa Birliği Enerji ve Ulaştırma Genel Direktörlüğü'nün 2030 yılı için tahmin ettiği trende göre enerji sektöründe AB-25 için aşağıdaki sonuçların oluşması beklenmektedir.

2000-2030 yılları arasında gayri safi hasıla yılda ortalama yüzde 2,4 artarken, birincil enerji ihtiyacı yüzde 0,6 kadar artacaktır (DG TREN, 2003:108).

Aynı dönemde enerji yoğunluğu son on yıldaki gibi yıllık ortalama yüzde 1,7 oranında iyileşecek, 1990'da 213 tpe/milyon euro seviyesinden 109 tpe/milyon euro düzeyine düşecektir (DG TREN, 2003:108).

2000'den sonra CO2 emisyonlarının artarak 2030 yılında 1990 seviyesine göre yüzde 14 artacağı tahmin edilmektedir (DG TREN,2003:109).

2000-2030 yılları arasında birincil enerji üretimi yıllık ortalama yüzde 1'lik

bir azalışla 875 mtpe düzeyinden 660 mtpe seviyesine gerileyecektir (DG TREN, 2003:110).

Aynı dönemde tüm diğer birincil kaynakların üretim hızı düşerken yenilenebilir enerji kaynaklarının üretim hızı yıllık ortalama yüzde 1,9 oranında artacaktır (DG TREN, 2003:110).

Katı yakıtlar ve nükleer enerji talebi azalırken petrol talebi ortalama yüzde 0,3 ve doğal gaz talebi yüzde 1,7 artacaktır (DG TREN, 2003:110).

İthalat bağımlılığı toplamda yüzde 67,75 olurken katı yakıtlarda 65,7 sıvı yakıtlarda yüzde 88,5 ve doğal gazda yüzde 81,4 olacaktır (DG TREN, 2003:112).

Nihai enerji talebi yüzde 0,9 artacaktır. Sektörler arasında en yüksek artış yıllık ortalama yüzde 1’le ulaştırma sektöründe olacak, konut ve ticaret sektöründe ortalama yüzde 0,8 ve sanayide ortalama yüzde 0,7 tüketim artışı gözükülecektir (DG TREN, 2003:113).

3.12. Yeşil Tebliğ Bağlamında Yapılması Gerekenler

AB Komisyonunca 08.03.2006 tarihinde yayınlanan Avrupa İçin Güvenli, Rekabetçi ve Sürdürülebilir Enerji Politikası isimli Yeşil Tebliğ, Avrupa’nın karşılaştığı yeni enerji realitelerini açıklamış ve sorunların çözümü için Avrupa düzeyinde mümkün olan eylemleri belirtmiştir. Buna göre ilerideki sorunları çözmek için, entegre bir şekilde hareket etmek gerekmektedir. Her bir üye devlet kendi ulusal tercihleri temelinde seçimler yapacaktır. Bununla beraber, dünyanın küresel bağımlılığı içerisinde, Avrupa’ya ait bir enerji politikasının gereğini vurgulanmıştır (Green Paper, 2006:17).

Belgede Avrupa enerji politikasının üç ana hedefe sahip olduğu belirtilmektedir. Bunlar sürdürülebilirlik, rekabetçilik ve arz güvenliğidir. Tebliğ bu üç hedefin karşılanmasında somut öneriler ileri sürmektedir.

İlk önlem konusu AB iç gaz ve elektrik piyasalarının tamamlanmasıdır. Bu yöndeki hareket tarzının aşağıdaki adımlardan oluşabileceği belirtilmektedir.

♣ Şebeke kuralları sayesinde Avrupa şebekesinin gelişmesini sağlamak; bunun için bir Avrupa Enerji Şebekeleri Merkezi ve Avrupa Düzenleyici Kurumu oluşturmak,

♣ Enterkoneksiyonları iyileştirmek,

♣ Yeni yatırımları teşvik etmek için uygun bir çerçeve oluşturmak,

♣ Daha etkin ayrıştırma yapmak, ve

♣ Düzenleyiciler, rekabet yetkilileri ve Komisyon arasında daha iyi koordinasyon sayesinde rekabeti arttırmaktır.

İkinci önlem konusu AB iç enerji piyasalarında arz güvenliğinin garanti altına alınması ve üye devletler arasındaki birliğin teminidir. Bu konudaki somut adımların aşağıdaki gibi olacağı belirtilmiştir.

♥ Petrol ve gaz stokları hakkındaki mevcut komisyon yasalarını, bugünün sorunları üzerinde de odaklanarak ele alan bir inceleme hazırlamak,

♥ Bir Avrupa Enerji Arzı Gözlemevi oluşturmak; böylece hazırlanan inceleme ve raporlar sayesinde enerji arz güvenliği üzerindeki konularda şeffaflığı artırmak,

♥ Şebeke operatörleri ve belki yasal bir Avrupa Şebeke Operatörleri Grubu arasında işbirliğinin artırılması yoluyla şebeke güvenliğini iyileştirmek,

♥ Belki ortak standartlar sayesinde, altyapının daha fazla fiziksel güvenliğini sağlamak, ve

♥ Avrupa düzeyinde enerji stoklarını şeffaflandırmaktır.

Üçüncü önlem konusu, farklı enerji kaynakları üzerinde topluluk çapında tartışma yaratılmasıdır. Bu tartışma iklim değişikliğinin tüm etkilerini, rekabetçiliği ve sürdürülebilir kalkınma hedeflerini de içerecek şekilde hangi enerji karışımının seçileceğini tüm yönleriyle ortaya koymalıdır.

Bir diğerk önlem konusu Lizbon hedefleriyle bağdaşan bir tarzda iklim değışikliğıyle mücadeledir. Komisyon bu amaçla, Konsey ve Parlamenteoya aşığıdaki hususları önerecektir.

(1) AB, enerjide yüzde yirmi tasarruf hedefi için, 2020'ye kadar enerjiyi farklı şekiller de kullanmalıdır. Bu hedefi yerine getirmek için üzerinde anlaşılması gereken önlemler şunlardır.

- ◆ Binalarda verimlilik kampanyası düzenlemek,
- ◆ Yatırımları teşvikte finansal araçlardan ve mekanizmalardan yararlanmak,
- ◆ Ulaşımda yenileştirme çabasına girişmek,
- ◆ Avrupa çapında “Beyaz Sertifikalı” ticaret sistemi kurmak,
- ◆ Endüstriyel ekipmanlar, taşıtlar ile bazı araçların enerji performansları ve mümkünse minimum standartları hakkında daha fazla bilgi vermek.

(2) Yenilenebilir enerji kaynakları için uzun dönemli bir yol haritası benimseyerek, aşığıdaki adımları atmak.

- ♠ Mevcut hedefleri karşılamak için yeni çabalar üretmek,
- ♠ Gerekli diğerk hedefler ve amaçları araştırmak,
- ♠ Isıtma ve soğutma üzerine yeni bir topluluk direktifi hazırlamak,
- ♠ AB'nin petrol bağımlılığını aşamalı olarak azaltmak ve dengeye getirmek için detaylı bir plan oluşturmak,
- ♠ Yeni ve temiz enerji kaynaklarının piyasada yer bulmalarını sağlayan inisiyatifler belirlemek.

Beşinci önlem, Avrupa kaynaklarının en iyi şekilde kullanımını amaçlayan, enerji buluşları için öncü piyasalar geliştirilmesini, Avrupa Teknoloji Platformları ve ortak girişimler yada ortak teknoloji inisiyatifleri seçenekleriyle yerine getiren stratejik bir enerji teknolojisi planı oluşturmaktır. Bu plan mümkün olduğunca, Avrupa Komisyonuna ve Parlamentosuna onaylanmak için sunulmalıdır.

Son önlem, ortak bir dış enerji politikası belirlenmesidir. AB, kuvvetle büyüyen küresel enerji talebi ve küresel ısınmaya, artan ithalat bağımlılığına, yüksek ve dalgalı enerji fiyatlarının tehditine karşı çıkmak için, aynı zamanda hem ulusal hem de topluluk düzeyinde olacak, tek sesli, açıkça tanımlanmış dış enerji politikasına ve bunun izlenmesine ihtiyaç duymaktadır. Bunun için aşağıdakiler izlenmelidir.

- Enerji arz güvenliği açısından gerekli olan yeni alt yapı yatırımları için önceliklerin tanımlanması,
- Bir Pan-Avrupa Enerji Topluluğu Anlaşması'nın geliştirilmesi,
- Rusya ile yeni bir enerji ortaklığı,
- AB enerji arzını etkileyen acil dışsal enerji şoklarına, hızlı ve koordineli bir şekilde reaksiyon gösterebilecek yeni bir topluluk mekanizması,
- Ana üreticiler ve tüketiciler arasındaki enerji ilişkileri üzerine yoğunlaşmak
- Enerji verimliliği üzerine uluslararası bir anlaşma yapmak (Green Paper, 2006:17-20).

3.13. Türkiye ve AB Enerji Sektörleri Arasında Temel İlişkiler

Türk Enerji Sektörü, Helsinki süreci sonrasında AB müktesebatına uyum yönünde önemli ilerlemeler kaydetmiştir. İlerleme Raporları ve Katılım Ortaklığı belgelerinin ışığında yaratılan ulusal programlarla, AB'nin arzu ettiği her konuda kimi zaman hızla kimi zaman temkinli bir şekilde yasalar ve ikincil mevzuat çıkarılmıştır. AB enerji politikasının rekabetçilik, arz güvenliği ve sürdürülebilirlik perspektifi dikkate alındığında Türkiye'den beklenen ilerlemelerin daha çok ilk iki konu üzerinde yoğunlaştığı görülmektedir. Öyleki ilerleme raporlarında ve katılım ortaklığı belgesinde enerji çevre ilişkisine yönelik hiçbir madde bulunmamaktadır. Oysa Türkiye'de enerji üretimi ve tüketimin çevreye verdiği tahribat çok önemli seviyelerdedir. Çevre-Enerji ilişkisi, Kyoto protokolünün süresinin uzatılması (BBC, 10.12.2005) ve 2014 perspektifinden bakıldığında en zayıf alanı oluşturmaktadır.

AB hem birlik için ortak bir enerji pazarı yaratmak hem de kendisini çevreleyen kuşaktaki ülkelerin böyle bir pazara entegre olmalarını sağlayarak kendi arz güvenliğini sağlamak istemektedir (Green Paper, 2006:15-16). Bu nedenle AB ve Türk enerji sektörleri sadece üyelik açısından değerlendirilmemelidir. Hatta daha ileri boyutta bakıldığında Türk enerji sektörünün serbestleşmesi ve rekabete açılması küreselleşme olarak adlandırılan sürecinde bir parçasıdır.

Çizelge 28. AB'nin Enerji Alanında Türkiye'ye Yardımları (Milyon Euro)

YARDIM KONUSU	HİBE TUTARI
BOTAŞ'a Gaz İletim Ve Transit Geçişi İçin	1,800
EPDK'nın Güçlendirilmesi İçin	1,100
EPDK Düzenleyici Bilgi Sistemi İçin	1,050
Enerji Verimliliğinin Arttırılması İçin	1,250
UCTE Sistemine Uyum İçin	1,338
Toplam	6,538

Kaynak: Avrupa Komisyonu Türkiye Delegasyonu.

Birlik, çevre kuşak piyasalarının bütünleşmesi için gerekli olan tüm altyapı ve enterkoneksiyonların geliştirilmesi çabalarına öncülük etmektedir. Bu bağlamda önemli bir adım olan Güney Doğu Avrupa Enerji Piyasası Mutabakat Zaptı yalnızca AB tarafından değil ABD ve Kanada tarafından da desteklenmektedir (Bilgiç, 2004:98). Bununla ilgili projelere Dünya Bankası da kaynak ayırmaktadır (World Bank, 23.03.2006). Türkiye'nin elektrik enterkoneksiyonunda UCTE Sistemi'ne, gaz alanındaysa kurulacak NABUCCO ve Güney Doğu Avrupa Gaz Ringi'ne bağlanması enerji pazarının bütünleşmesi açısından çok önemlidir. Elektrik alanında üç yıl sürecek temel altyapı iyileştirme çalışmaları için 1 milyar dolarlık bir kaynak ayrılmış durumdadır (Çelebi, 02.10.2005). Türkiye elektrik ve özellikle gaz alanındaki dev bağlantı projelerini borçlanarak, krediler yoluyla gerçekleştirmektedir. Avrupa'nın parasal anlamda eksik fikişel anlamda aşırı desteğine rağmen bütünleşme sürecinde kendi refahını artırması muhtemel görünmektedir. Daha şimdiden telekomünikasyon, finans ve bankacılık sistemlerinin bütünleşmesi sonucu varlıklar el değiştirmeye başlamıştır. Uzun dönemde Türk özel

ve kamu enerji şirketlerin Avrupalı yada uluslararası enerji şirketlerinin çatısına girmesi şaşırtıcı olmayacaktır. Böyle bir durumda kimi şirketlerin el değiştirdikten hemen sonra verimsiz denerek kapatılması da olasıdır. Nitekim Mersin ATAŞ rafinerisinin büyük petrol şirketlerince satın alınıp faaliyetlerinin durdurulması örnek gösterilebilir. Şu anda dünya rafineri sektöründe, talep artarken kapasitenin düşük olması nedeni ile karlılık artmıştır. Bunun yanında bazı Avrupalı enerji şirketleri doğal gaz fiyatlarını artırmak için de arzı engellemektedir. Avrupa Komisyonun anti-tröstle mücadelesi henüz yeterli seviyede değildir (BBC, 17.02.2006).

AB-Türkiye enerji piyasalarının bütünleşmesiyle, başta kömür olmak üzere elektrik üretim ve dağıtım sektörlerinde istihdamda azalmalar görülmesi muhtemeldir. Fakat atıl durumdaki hidroelektrik potansiyelimizin kullanılması da olasıdır.

Avrupa'nın enerji arz güvenliğine yönelik tüm stratejik denklemlerinde az yada çok Türkiye'nin de yeri bulunmaktadır. Uluslararası Enerji Ajansının bir çalışmasında, Türkiye üzerinden geçen Ortadoğu kaynaklı doğal gazın 2000 yılındaki 0,4 milyar metre küp düzeyinin 2030 yılında 160 milyar metre küpe çıkması beklenmektedir. Orta Asya ve Azeri doğal gaz arzını da kapsayan Rusya'dan, Avrupa'ya yapılan gaz ihracının 112 milyar metre küpten 244 milyar metre küpe ulaşacağı tahmin edilmiştir (CIEP, 2004:264). Özellikle Dünyadaki en büyük üçüncü doğal gaz rezervlerine sahip Katar ile Mısır ve Suriye'den ve mümkün olabilirse de Irak'tan sağlanacak gaz Türkiye üzerinden geçecektir (Green Paper Technical Document, 2001:71). Türkiye, birinci bölümde yer verilen İran, Kazak, Azeri ve Türkmen gazları açısından da Avrupa enerji arz güvenliğinde kilit rol oynamaktadır.

Türk enerji sektörünün Avrupa müktesebatına uyumu yönünde de önemli yasal düzenlemeler yapılmıştır. Birinci bölümde belirtilen Elektrik Piyasası Kanununu, Gaz Piyasası Kanunu, Petrol Piyasası Kanunu ve Yenilenebilir Enerji Kanunu örnek olarak gösterilebilir. Bu kanunların her biri AB tarafından hazırlanan İlerleme Raporlarına istinaden çıkarılmıştır. 2004 Yılı İlerleme Raporunda,

“Türkiye, Topluluk müktesebatına uyum bakımından ilerleme sağlamış ve mevzuatın etkili biçimde uygulaması için çabasını artırmış olmakla birlikte, politikasının değişik alanlarındaki genel uyum sınırlıdır ve dengeli değildir” şeklinde değerlendirilmektedir. AB tarafından istenilip henüz kabul edilmeyen tek kanun Enerji Verimliği Kanunudur. Söz konusu kanun tasarısının çok yakında kabul edilerek yasalaşması beklenmektedir.

AB’nin petrol stoklarına, kamu teşebbüslerinin piyasadaki varlığına, uzun dönemli elektrik anlaşmalarına, çapraz sübvansiyonlara, taş kömürünün desteklenmesine, BOTAŞ hesaplarının ayrıştırılmasına yönelik endişe ve kaygıları Birlik içinde de henüz tam olarak çözölememiş problemlerdir. Ancak Türkiye’nin bu konularda kabul edilebilir seviyede çözüme ihtiyacı vardır.

2003 yılında kabul edilen Katılım Ortaklığı Belgesine göre Türkiye’nin kısa vadede gerçekleştirmesi gerekenler aşağıdaki gibidir.

- Özellikle enerji iç pazarını ilgilendiren mevzuatın dışındaki enerji müktesebatının üstlenilmesi amacıyla bir programın oluşturulması.
- Elektrik ve gaz sektörleri için düzenleyici otoritenin bağımsızlığının ve etkili işleyişinin sağlanması ve söz konusu otoritenin görevlerini yerine getirmesi için uygun araçlarla donatılması.
- Elektrik ve gaz direktifleriyle uyumlu olarak, rekabetçi bir enerji iç pazarının kurulmasının sağlanması.
- Enerji verimliliğine ilişkin müktesebat uyumunun daha ileri düzeyde sağlanması ve enerji tasarrufu uygulamalarının güçlendirilmesi.
- Türk ekonomisinin enerji bağımlılığını azaltacak ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını artıracak bir programın oluşturulması ve uygulanmasına başlanması.

Katılım Ortaklığı Belgesine göre Türkiye’nin uzun vadede gerçekleştirmesi gerekenler ise şunlardır.

□ Enerji hizmetlerinin yeniden yapılandırılması ve müktesebata uygun olarak enerji piyasasının rekabete açılması; idari ve düzenleyici yapıların daha fazla güçlendirilmesi.

□ Sınır ötesi enerji ticaretindeki kısıtlamaların kaldırılması.

□ Ulusal mevzuatın AB müktesebatına uyumunun tamamlanması.

□ Avrupa Topluluğunun Trans Avrupa Ağları Enerji Yönlendirici İlkelerinde ortak yarar projeleri olarak sayılan projelerin, Türkiye’de uygulanmasının desteklenmesi.

17 Aralık 2005 tarihindeki Brüksel Zirvesinin ardından AB ve Türkiye arasında tam üyelik müzakereleri başlamıştır. Müzakere çerçeve belgesinin müzakerelerin esası başlıklı bölümünün 13’üncü maddesine göre Türkiye’nin üyeliği önemli mali sonuçlar yaratacağından 2014 yılına kadar mümkün değildir. İkinci maddeye göre ise “Birliğin absorbe etme kapasitesi de dahil, tüm Kopenhag kriterleri göz önünde bulundurularak, Türkiye’nin üyelik yükümlülüklerini tam olarak üstlenecek durumda olmaması halinde Avrupa yapılarına mümkün olan en güçlü bağlarla kenetlenmesinin sağlanması” hedeflenmektedir. Bu süreç içerisinde Türkiye, 35 müzakere başlığından biri olan enerji sektörü alanında daha fazla ve hızlı adımlar atacaktır.

BÖLÜM IV

TÜRKİYE ELEKTRİK ENERJİSİ TALEBİNİN ANALİZİ

İktisadi anlamda talep; diğer şartlar sabit kalmak koşuluyla, belli bir malın belli bir yerde belirli fiyatlardan satın alınmak istenen miktarlarının geometrik yeridir. Böylece talep edilen miktarın değişmesi, talep eğrisi (yada doğrusu) üzerinden hareketle fiyatın değişmesiyle ilgili olmaktadır. Talebin değişmesiye fiyat dışındaki diğer şartlara bağlıdır. Genel olarak bir malın talebinin değişmesine; tüketicinin gelirinin, rakip ve ikame malların fiyatlarının, zevk ve tercihlerin değişmesi neden olmaktadır.

Elektrik bir mal olarak ele alındığında, arz ve talep açısından bazı özel nitelikler taşımaktadır. Başka mallara benzemeyen en önemli özelliği, ekonomik olarak depolanamaz oluşu ve üretildiği anda tüketilmesi gereğidir. Bu nedenle yılın çok küçük bir döneminde gerçekleşen, tahmin edilebilen yada edilemeyen pik (peak :zirve) talep için, belli miktarda atıl kapasite zorunlu olmaktadır. Atıl kapasite dışında kalan ayrı bir yedek kapasite de, üretim tesislerinde meydana gelebilecek öngörülemeyen arızalar için gereklidir. Ayırt edici başka bir özellik, elektrik arz kapasitesinin pek çok mala göre daha uzun sürede arttırılabilmesidir. Öyleki en kısa zamanda kurulabilecek doğal gaz santralleri dahi en erken 3 yılda tamamlanmaktadır. Bu süre hidrolik yada nükleer kapasite söz konusu olduğunda daha da uzayabilmektedir. Ayrıca bu sektör, serbestleşme sonrası ve öncesi dönem dahil, monopol yada oligopol piyasası niteliklerine sahiptir. Elektrik talebinin fiyat esnekliği, zorunlu bir mal olması nedeniyle çok küçüktür. Arz esnekliği de, genel olarak küçük olmakla birlikte, ilgili ülke bölge, yada firmanın marjinal maliyetlerine bağlı olarak değişiklik göstermektedir. Bunların yanında elektrik, ulaştırma ve ısınma amacıyla kullanımı dışında, başka bir malla ikame edilemez.

4.1. Elektrik Talebi Tahmini

Elektrik enerjisi talebini; fiyat, gelir, nüfus, zevk ve tercihler gibi bir çok değişken belirlemektedir. Elektrik enerjisi talep tahminiye bu değişkenler yardımıyla, çeşitli yöntemler kullanılarak yapılmaktadır. Tahminlerde en önemli değişken gelirdir. Gelir ve elektrik enerjisi arasında yüzde 95-99 arasında bir korelasyon mevcuttur.

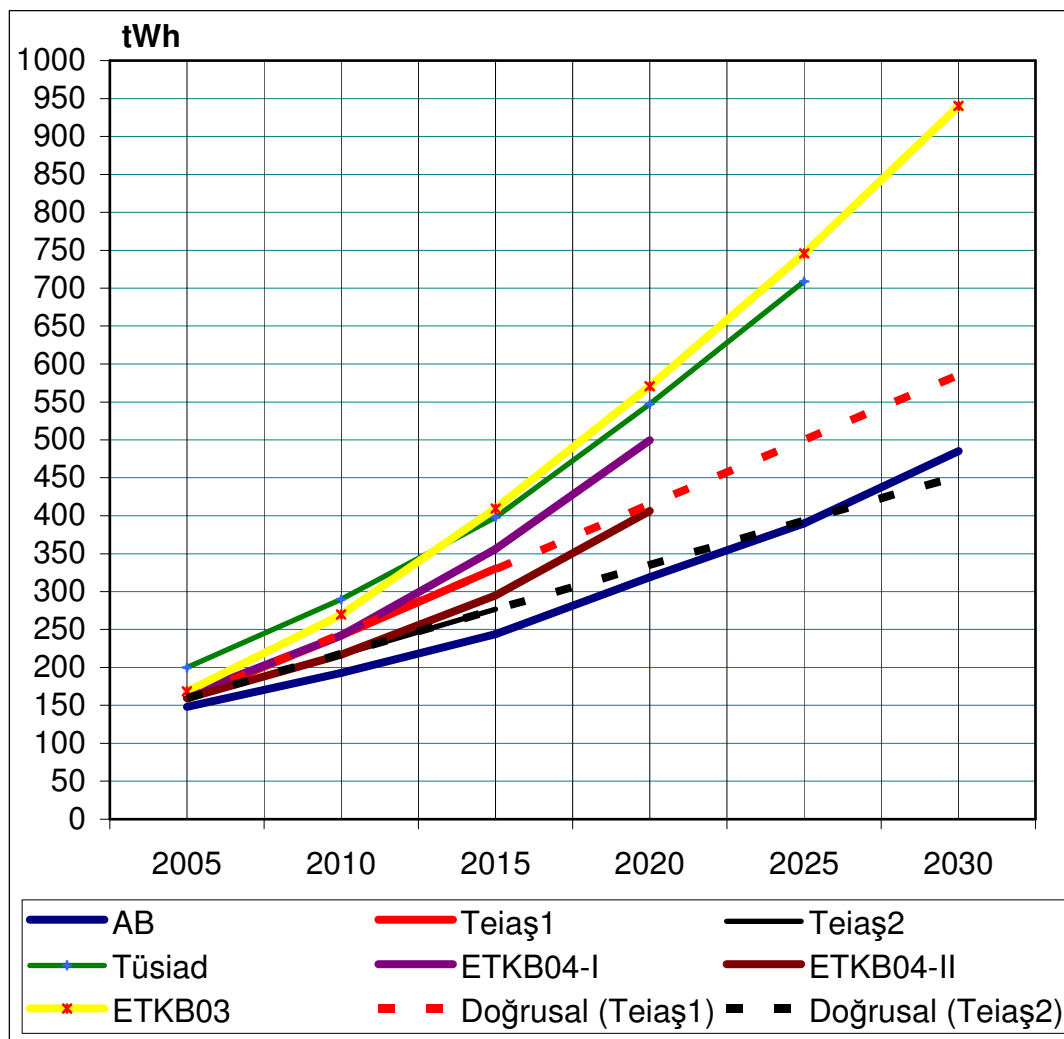
Planlı dönemin başlangıcında elektrik enerjisi ve genel enerji talebi, en küçük kareler yöntemi kullanılarak belirlenmiştir. İlk tahminler çoğunlukla 10 yıllık veri setiyle hazırlanmıştır. Tam logaritmik bu modellerde, açıklayıcı değişken GSMH olmuştur. Bilindiği gibi bu yöntemde az sayıda veri setiyle uzun dönemli tahminde bulunmak anlamlı olmamaktadır. GSMH’de beklenen değişimin gerçekleşenden daha yüksek tahmin edilmesi de modellerin sapmasına neden olmuştur.

Regresyon analizi dışındaki bir başka tahmin modeli de girdi çıktı analizidir. Ekonomide bir birim üretim sağlanabilmesi için, hesaplanan Toplam İleri Bağlantı Etkisi kadar elektrik üretimi sağlanmalıdır. Buna göre ikinci bölümde hesaplanan elektrik enerjisi üretim, iletim ve dağıtım sektörünün toplam ileri bağlantı etkisi 6,0637 olduğundan ekonomideki yüzde 5 oranında bir üretim artışının toplam elektrik üretimini yüzde 30,3185 oranında artması gerekmektedir. Görüldüğü gibi bu tahmin pek gerçekçi değildir.

Bir diğer tahmin yöntemi de, belli bir dönemde gerçekleşen ortalama yıllık elektrik talebi artışının, aynı dönemdeki ortalama yıllık gelir değişimine oranlanmasıyla bulunan esneklik katsayısına dayanmaktadır. Hesaplanan esneklik katsayısı tahmin edilecek döneme ilişkin gelir tahminiyle çarpılarak elektrik talep tahmini bulunmaktadır. Bu yöntem baz alınan dönem uygun seçilmediği takdirde olumsuz sonuçlar vermektedir.

Bir başka model Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının kullandığı, simülasyona dayalı MAED (Model for Analysis of Energy Demand) modelidir. Bu paket model; ekonomik, sosyal ve teknik-teknolojik yapıya ilişkin çok geniş bir yelpazede girdi gerektirmektedir. Kalkınma ve sanayileşme politikaları, ulaştırma ve teknolojik gelişmelerle ilgili olarak benimsenen politikalar ve tüketici eğilimleri modele verilmektedir. GSMH'nin sektörel yapısı gibi ekonomik veriler, nüfus ve işgücü potansiyeli gibi demografik-sosyal veriler, sektörlerin birim enerji tüketimleri gibi teknik veriler girdilerde yer almaktadır (Türkiye Sanayici İşadamları Derneği [TÜSİAD], 10.08.1999).

Şekil 2. Çeşitli Kurum ve Kuruluşların Türkiye Brüt Elektrik Enerjisi Talebi Tahminleri



Elektrik enerjisi talebi MAED’le belirlendikten sonra, uzun dönemli üretim programını Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) hazırlamaktadır. TEİAŞ, WASP III+ üretim ve yatırım optimizasyon modelini kullanmakta ve ENPEP-MAED Modeli ile ETKB elektrik enerjisi talebini sıfır ve beşle biten yıllar için tahmin etmektedir. TEİAŞ buradan (GWh değerlerine belli bir oran uygulayıp MW olarak) puant güç talebini bulmaktadır. Bu yöntemde ara yıllara ait tahminler interpolasyonla elde edilmektedir. Sonuçta TEİAŞ, WASP III+ kullanarak (en az maliyetli) üretim, yatırım ve işletme optimizasyonunu yapmaktadır (Ercan, 2004:231).

Bu tahminlerin gerçekleşme oranları, ilk olarak kalkınma hızının gerçekleşme oranıyla yakın ilişkilidir. Bugüne kadar yapılan talep projeksiyonu çalışmalarında kullanılan GSYİH artış hızları, gerçekleştirmelerle mukayese edildiğinde, gerçekleşmeyle hedef artış hızlarında, kriz yılları hariç + %10 ve - %5 oranında sapmaların olduğu tespit edilmiştir. Modelde kullanılan verilerin gerçek değerlere daha yakın olması durumunda kısa ve orta dönemde elektrik enerjisi talep gerçekleştirmeleri tahminlere daha yakın, uzun dönemdeyse kullanılan verilere paralel olarak sapmalar daha da fazla olmaktadır (TEİAŞ, 02.02.2006).

Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu da; WASP modeline gerçek verilerin girilip girilmediğini, Bakanlıkça yapılan arz planlamasının WASP çalışması sonuçlarıyla uyumlu olup olmadığını ortaya koyabilmek amacıyla, 1986 yılından itibaren değişik aralıklarla yapılan 11 WASP çalışmasını incelemiştir. Hazırlanan rapora göre, hem arz ve hem de talep miktarlarının yüksek öngörüldüğü, tahmin aralığı uzadıkça yanılma payının büyüdüğü tespit edilmiştir. Modelin önemli girdilerinden biri olan yakıt giderleri sabit sayılmış, fiyatların artmayacağı yönündeki kabullerle doğal gaz lehine ve hidrolik kaynaklar aleyhine öngörülerde bulunulmuştur. Benzer bir durum inşa maliyetlerinde de yaşanmış, doğal gaz inşa maliyetleri tahmin edildiğinden daha yüksek miktarda gerçekleşirken, hidroelektrik santraller hesaplanandan daha düşük maliyetle inşa edilmiştir (DDK, 08.09.2005).

Sonuç olarak ülkemiz elektrik enerjisi talebine yönelik tahmin modellerinin

tümü çeşitli nedenlerle başarı sağlayamamaktadır. Söz konusu tahminlerin başarısız olması sektörde kimi zaman atıl kapasite yaratırken kimi zamanda kapasite yetersizliği nedeni ile darboğazlara sebep olmaktadır. Dolayısıyla sektöre ait doğru ve güvenilir üretim ve tüketim tahminlerinin yapılabilmesi, zaten yetersiz olan ülke kaynaklarının etkin kullanımı açısından hayati önem taşımaktadır.

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu; üretim, iletim ve dağıtım alanında faaliyet gösterenlerin, faaliyet gösterdikleri bölgenin bir sonraki yıl elektrik enerjisi talep miktarını saptamalarını zorunlu kılmaktadır. Bu kanuna dayanarak çıkartılan 4 Nisan 2006 tarihli Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri Hakkında Yönetmelik, on yıllık gelişim raporunun hazırlanmasına esas teşkil eden elektrik enerjisi talep tahminlerinin oluşturulmasına ilişkin usul ve esasları belirlemektedir.

Yönetmeliğe göre Dağıtım Şirketleri; dağıtım bölgesine ilişkin talep tahminlerini, bilimsel ve teknik geçerliliği olan yöntemlerle, dağıtım bölgesine özgü şartları dikkate alarak, yayımlanmış resmi makroekonomik hedefleri göz önünde bulundurarak ve gerek duyulması halinde ilgili kamu yada özel sektör kurum ve kuruluşlarının görüşlerini de alarak yapacaklar veya yaptıracaklardır. Sonuçta, 10 yıllık dönem için yıllık bazda düşük, baz ve yüksek tüketim senaryoları temelinde ilgili dağıtım bölgesindeki toplam elektrik enerjisi talebi, puant talep ile abone sayısına ilişkin model yada modeller sonucu ulaşılan tahminler ortaya konulacaktır.

4.2. Gri Modelleme ile Türkiye Elektrik Enerjisi Talebi Tahmini

1982 yılında Deng tarafından geliştirilen ve GM (1,1) olarak ifade edilen Gri Model, istatistik teorisin tersine az sayıda veriyle (en az dört) tahminde bulunabilen bir zaman serisi modelidir. Model özellikle yoğun belirsizliğe ve yetersiz bilgiye sahip sosyal ve ekonomik alanlarda kullanılmaktadır (Hsu,2003:301).

Gri model kullanıldığı bir çok alanda başarılı sonuçlar vermiştir. Örnek olarak; taşımacılık (Guo, 2005:881), şehirleşme, sürdürülebilirlik, enerji ve doğal

kaynakların kullanımı (Shen, 2005:287), yapılarda metal yorgunluğu (Tien, 1997:611), sel ve yağmur ilişkisi (Trivedi, 2005:521), internete ulaşabilen nüfusun tahmini (Wu, 2005:198), turizm talebi (Wang, 2003:367), taşıma araçlarının kaza tahmini (Mao,2004:18), dizel deniz motorlarının aşınması (Zhang, 2003:753), küçük biyo kütle ısıtıcılarının optimizasyonu ve değerlendirilmesi (Moran, 2005:1) sayılabilir.

Elektrik enerjisi sektöründeysen; yakıt olarak petrol kullanan elektrik santrallerinde salınan gaz miktarının tahmini (Wang, 2003:53), hidrolik ve termal enerji kaynaklarının optimizasyonu (Liang, 1997:159), elektrik ve yük talebi tahminleri (Hsu, 2003:301; Yao, 2003:217; Yao, 2004:1205 ve Wang,2005:29) gerçekleştirilmiştir.

4.2.1 Gri Model GM(1,1)'in Yapısı

Gri modelleme kullanılarak tahminde bulunmak için aşağıdaki adımların takip edilmesi gerekmektedir.

Adım 1. Zaman serisi verilerinin alttaki şekilde bir dizi haline getirilmesi

$$X^{(0)} = \{X_{(1)}^{(0)}, X_{(2)}^{(0)}, \dots, X_{(n)}^{(0)}\} \quad (1)$$

Adım 2. Birikim oluşturma işlemiyle {Accumulated Generating Operation-(AGO)} $X^{(1)}$ dizi matrisinin oluşturulması.

Burada,

$$X^{(1)} = \{X_{(1)}^{(1)}, X_{(2)}^{(1)}, \dots, X_{(n)}^{(1)}\} \quad (2)$$

ve

$$X_{(k)}^{(1)} = \left\{ \sum_{i=1}^k X_{(i)}^{(0)}, k = 1, 2, \dots, n \right\} \text{ 'dir.} \quad (3)$$

Adım 3. Gri diferansiyel eşitliğini oluşturmak.

Burada,

$$X_{(k)}^{(0)} + a.2_{(k)}^{(1)} = b \quad k = 1, 2, 3, \dots, n \quad (4)$$

$$Z_{(k)}^{(1)} = \alpha.X_{(k)}^{(1)} + (1 - \alpha).X_{(k-1)}^{(1)} \quad (5)$$

ve

$$Y_n = B.a \quad \text{olarak yazılabilir.} \quad (6)$$

Son eşitliği oluşturan elemanlarsa

$$B = \begin{bmatrix} -Z_{(2)}^{(1)} & 1 \\ -Z_{(3)}^{(1)} & 1 \\ \vdots & \vdots \\ -Z_{(n)}^{(1)} & 1 \end{bmatrix} \quad (7)$$

ve

$$Y_N = \begin{bmatrix} X_1^{(0)(2)} \\ X_1^{(0)(3)} \\ \vdots \\ X_1^{(0)(n)} \end{bmatrix} ; \bar{a} = \begin{bmatrix} a \\ b \end{bmatrix} \quad \text{olarak ifade edilebilir.} \quad (8)$$

Adım 4. a ve b katsayılarını aşağıdaki matris yoluyla çözmek

$$\bar{a} = \begin{bmatrix} a \\ b \end{bmatrix} = (B^T B)^{-1} B^T Y_N \quad (9)$$

Adım 5. Gri diferansiyel eşitliğinin,

$$\frac{\partial X^{(1)}}{\partial t} + a.X^{(1)} = b$$

$$X_{(1)}^{(1)} = X_{(0)}^{(1)} \quad \text{ön koşuluyla çözülmesi.} \quad (10)$$

Birikim oluşturma işlemiyle (AGO) Gri tahmin eşitliği aşağıdaki gibi elde edilebilir

$$\hat{X}_{(k+1)}^{(1)} = \left(X_{(1)}^{(0)} - \frac{b}{a} \right) e^{a \cdot (k)} + \frac{b}{a}$$

burada $\wedge$ şapka işareti gri tahmin değerlerini göstermektedir. (11)

Adım 6. Tahmin değerlerinin aşağıdaki eşitlik kullanılarak elde edilmesi.

$$X_{(k+1)}^{(0)} = X_{(k+1)}^{(1)} - X_{(k)}^{(1)} \quad (12)$$

Tahmin değerleri aşağıdaki eşitlikle de gösterilebilmektedir

$$\hat{x}^{(0)}(k) = \left(x^{(0)}(1) - \frac{\hat{b}}{\hat{a}} \right) \left(1 - e^{-\hat{a}} \right) e^{-\hat{a}(k-1)} \quad \text{ve } k = 2, 3, \dots, \quad (13)$$

4.2.2. Gri Model GM (1,N)'in Yapısı

Gri modelin GM (1,1) tarzındaki kullanımı kolayca GM (1,N) şekline dönüştürülebilir. Buradaki N sembolü bağımsız değişkeni göstermektedir. N sembolü tahmin edilecek bağımlı değişkeni açıklayabilecek ölçüde herhangi bir rakamı ifade edebilir.

Bu çok değişkenli bu modelde oluşturulan diferansiyel eşitliği aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$\frac{\partial X_1^{(0)}}{\partial t} + a \cdot X_1^{(1)} = \sum_{i=2}^N b_i \cdot x_i^{(1)} \quad (14)$$

Burada $a, b_1, b_2, \dots, b_{N-1}$ bilinmeyen parametreleri ifade etmektedir. Bu parametreler GM (1,N) modeline uygun olarak aşağıdaki şekilde bulunabilir.

$$\hat{a} = (\hat{a}, \hat{b}_1, \hat{b}_2, \dots, \hat{b}_{N-1}) = (B^T B)^{-1} B^T Y_N$$

Bu eşitlikteki ifadeler

$$B = \begin{bmatrix} -0,5(x_1^{(1)}(1) + x_1^{(1)}(2)) & x_2^{(1)}(2) & \cdots & x_N^{(1)}(2) \\ -0,5(x_1^{(1)}(2) + x_1^{(1)}(3)) & x_2^{(1)}(3) & \cdots & x_N^{(1)}(3) \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ 0,5(x_1^{(1)}(n-1) + x_1^{(1)}(n)) & x_2^{(1)}(n) & \cdots & x_N^{(1)}(n) \end{bmatrix}$$

ve

$Y_N = (x^{(0)}(2), x^{(0)}(3), \dots, x^{(0)}(n))^T$ matrisleri olmaktadır.

Tahmin değeriye $\hat{x}_1^{(1)}$ aşağıdaki şekilde ifade edilmektedir.

$$\hat{X}_1^{(1)}(k) = \left[X_1^0(1) - \frac{1}{a} \sum_{i=2}^n biX_i^{(1)}(k) \right] e^{-a(k-1)} + \frac{1}{a} \sum_{i=2}^n biX_i^{(1)}(k) \quad (15)$$

$$X_{(k+1)}^{(0)} = X_{(k+1)}^{(1)} - X_{(k)}^{(1)} \quad (12)$$

4.2.3. Fourier Dizisiyle Gri Modelin Hata Terimlerinin Düzeltilmesi

Gri modelde, tahmin sonrasında ortaya çıkan hata terimi serisi, bir çok model yardımıyla iyileştirilebilmekte ve düzeltilebilmektedir. Bu yöntemlerden biri, Fourier dizisinin kullanılmasıdır. Gri modelin hata terimleri çoğunlukla pozitif otokorelasyona sahiptir. Fourier dizisiyle hata terimleri serisinin periyodu tespit edilerek elde edilen tahminler gerçek modele eklenmektedir.

Bu çözümü gerçekleştirmek için Fourier dizisi kullanılarak oluşturulan P matrisi bulunur.

$$P = \begin{bmatrix} \frac{1}{2} & \cos\left(2\frac{2\pi}{T}\right) & \sin\left(2\frac{2\pi}{T}\right) & \cos\left(2\frac{2\pi^2}{T}\right) & \sin\left(2\frac{2\pi^2}{T}\right) & \dots & \cos\left(2\frac{2\pi z}{T}\right) & \sin\left(2\frac{2\pi z}{T}\right) \\ \frac{1}{2} & \cos\left(3\frac{2\pi}{T}\right) & \sin\left(3\frac{2\pi}{T}\right) & \cos\left(3\frac{2\pi^2}{T}\right) & \sin\left(3\frac{2\pi^2}{T}\right) & \dots & \cos\left(3\frac{2\pi z}{T}\right) & \sin\left(3\frac{2\pi z}{T}\right) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{1}{2} & \cos\left(n\frac{2\pi}{T}\right) & \sin\left(n\frac{2\pi}{T}\right) & \cos\left(n\frac{2\pi^2}{T}\right) & \sin\left(n\frac{2\pi^2}{T}\right) & \dots & \cos\left(n\frac{2\pi z}{T}\right) & \sin\left(n\frac{2\pi z}{T}\right) \end{bmatrix}$$

$q^{(0)}$ ifadesi hata terimleri matrisini ve

$C = [a_0, a_1, b_1, a_2, b_2, \dots, a_n, b_n]^T$ katsayı matrisini ifade etmektedir.

Bunun çözümüyse en küçük kareler yöntemi kullanılarak yapılabilir. Aşağıdaki ifade bu çözüm için gerekli olan eşitliği göstermektedir.

$$\hat{C} = (P^T P) P^T q^{(0)}$$

Burada $T=n-1$ ve

$z=[((n-1)/2)]-1$ olarak ifade edilmektedir.

Elde edilen katsayılar yardımıyla aşağıdaki formül kullanılır ve çözüm gerçekleştirilir.

$$\hat{q}^{(0)}(k) \cong \frac{1}{2} a_0 + \sum_{i=1}^z \left[a_i \cos\left(\frac{2\pi i}{T} k\right) + b_i \sin\left(\frac{2\pi i}{T} k\right) \right], \text{ ve } k = 2, 3, \dots, n$$

Bu formül sayesinde bulunan $\hat{q}^{(0)}$ hata terimleri GM(1,1) yada GM(1,N) modelindeki tahmin ile toplanır.

4.2.4. Alternatif Bir Hata Terimi Düzeltme (İzzet Baysal) Yöntemi

Gri modelde hata terimini düzeltmeye yönelik yöntemler kullanıldıktan sonra dahi geleceği tahmin (forecast) değerleri büyük oranda sapma göstermektedir. Özellikle bu durum GM (1,1) modelinde daha belirgindir. Bu nedenle modelde mevcut dönemdeki ilişkiyi (prediction) tahmin daha önem kazanmaktadır. Aslında gri model bu anlamda oldukça başarılıdır. Modelin sapmasını düzeltmek amacıyla kullanılan; Verhulst, Fourier yada hata teriminin yeniden gri modelle tahmini gibi yöntemlerle elde edilen sonuçlar modele sayı olarak eklenmektedir.

GM(1,1) modelinde $\hat{x}^{(0)}$ tahmin değerleri aşağıdaki formülle de bulunabilmektedir.

$$\hat{x}^{(0)}(k) = \left(x^{(0)}(1) - \frac{\hat{b}}{\hat{a}} \right) (1 - e^{\hat{a}}) e^{-\hat{a}(k-1)} \quad \text{ve } k = 2, 3, \dots,$$

Bu tahmini sonuca bağladıktan sonra önceden elde edilen $x^{(0)}$ değerlerini kullanarak formülde gerçek k değerini tespit edebiliriz. Bunun için; eşitliğin sağ yanındaki ilk iki ifade çarpılır ve sol taraftaki ifadeye bölünür ve her iki tarafın ln'i alınır. Sol taraftaki ifadeler belli olduğundan hesaplanması oldukça kolaydır. Böylece sağ taraftaki eşitlikteki e tabanı da sadeleşir. Bunu kısaca aşağıdaki şekilde gösterebiliriz.

$$\hat{k}_i = \frac{\ln \left\{ \frac{x^{(0)}(k)}{\left(x^{(0)}(1) - \frac{\hat{b}}{\hat{a}} \right) (1 - e^{\hat{a}})} \right\} - \hat{a}}{-\hat{a}}$$

Bu işlemin ardından elde edilen yeni $\hat{k}_i$ değerleri GM (1,1) modelindeki k değerleri yerine konulursa gerçek değerler ve tahmin değerleri birbirlerine tam olarak eşit olmaktadır.

4.2.5. Gri Modelin Anlamlılığını Değerlenmek İçin Kullanılan Ölçütler

Değerlendirme açısından ilk ölçüt her zaman olduğu gibi R^2 olmaktadır. Bilindiği gibi R^2 , bağımlı değişkende meydana gelen değişmelerin yüzde kaçının, bağımsız değişken (yada değişkenler) tarafından açıklanabildiğini gösterir.

Ardından Gri Model için geliştirilen ve tahminin bu model açısından gerçekliğini sınavan göstergeler bulunur. Bu göstergelerin hesaplanmasıyla model iyi, kabul edilebilir, geçer yada kabul edilemez kriterlerinden birine denk gelir. Göstergelerin hesaplanması ve değerlendirme kriterlerinin sınırları aşağıdaki gibidir.

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x^{(0)}(i), S_1 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x^{(0)}(i) - \bar{x}^{(0)})^2}{n-1}}$$

$$\bar{\varepsilon} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \varepsilon(i), S_2 = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\varepsilon(i) - \bar{\varepsilon})^2}{n-1}}$$

$$C = \frac{S_2}{S_1}$$

$$P = P\{|\varepsilon(i) - \bar{\varepsilon}| < 0,6745 * S_2\}$$

Çizelge 30. Gri Model İçin Anlamlılık (Uygunluk) Cetveli.

Düzey	P	C
İyi	> 0,95	< 0,35
Kabul Edilebilir	> 0,80	< 0,50
Geçerli	> 0,70	< 0,65
Kabul Edilemez	≤ 0,70	≥ 0,65

Kaynak: Wang, Jianzhou, Applied Mathematics and Computation, c.168, 2005, s34.

Burada ε gerçekte tahmin arasındaki farkı (hatayı), S_2 terimi de standart sapmayı ifade etmektedir. Parametrelerin hesaplanmasının ardından, modelin anlamlılığını test etmek için yukarıdaki tabloya bakılır ve karar verilir. Model ayrıca S_2 açısından da değerlendirilebilir.

4.2.6. GM (1,1) Modeli ile Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini

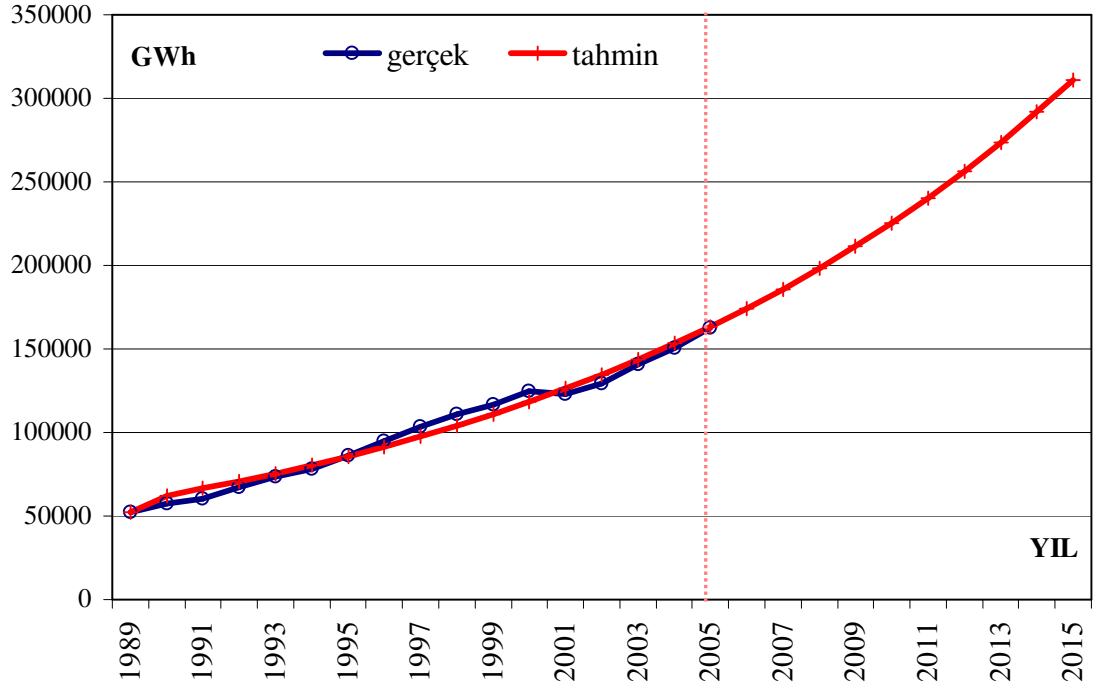
Daha öncede belirtildiği gibi elektrik, kendine has özellikleri olan bir maldır. Bu açıdan bakıldığında belli bir dönemde üretilen ve tüketilen enerji miktarı birbirlerine eşit olmaktadır. Öyleki üretim, dağıtım ve iletim esnasında meydana gelen kayıp yada kaçak enerji miktarları da tüketim sayılmaktadır. Bu itibarla Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini yapılırken brüt üretim miktarlarından yararlanılmıştır.

Böylece GM (1,1) ile 1989-2005 yılları arasındaki dönem incelenmiş, buna göre $a = -0,06436$ ve $b = 56912,4254$ olarak bulunmuştur. Parametreler (13) numaralı formülde yerlerine konulduğunda; tahmin, gerçek değerler, hata terimi ve öngörüler (2006-2015) aşağıdaki gibi sıralanabilir.

Çizelge 31. GM (1,1) ile Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini (GWh).

Yıllar	Gerçek	Tahmin	Hata	$R^2 = 0,983986$ $S_2 = 4301,378$ $C = 0,126147$	
1989	52.043	52.043	0		
1990	57.543	62.243	-4.700		
1991	60246	66.381	-6.135		
1992	67.342	70.794	-3.451		
1993	73.808	75.500	-1.692		
1994	78.322	80.519	-2.197	Yıllar	Öngörü
1995	86.247	85.871	376		
1996	94.862	91.579	3.282	2006	174303
1997	103.296	97.667	5.629	2007	185890
1998	111.022	104.160	6.863	2008	198247
1999	116.440	111.084	5.356	2009	211425
2000	124.922	118.468	6.454	2010	225480
2001	122.725	126.343	-3.618	2011	240469
2002	129.400	134.742	-5.342	2012	256454
2003	140.581	143.699	-3.118	2013	273502
2004	150.698	153.251	-2.553	2014	291683
2005	162.619	163.438	-819	2015	311073

Şekil 3. *GM (1,1) ile Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini*



Kurulan modeli anlamlılık açısından değerlendirdiğimizde $R^2=0,983986$ $S_1=34098$, $S_2= 4301$ ve $C= 0,126147$ olduğundan sonuçlar olumludur. Dönem içi ilişki ve öngörüler yukarıdaki şekil yardımıyla da gösterilebilir.

4.2.7. GM (1,1) Modelinin Fourier Dizisi Yardımıyla Düzeltilmesi

Yukarıda hesaplanan model, istatistiksel açıdan anlamlı olmasına rağmen Fourier Dizisi yardımıyla düzeltildiğinde modelin R^2 'si 0,99998 olurken C anlamlılık katsayısı 0,0043559 ve S_2 'si 149 olarak bulunmuştur. Fourier Dizisinin tahmin parametrelerini ifade eden C matrisinin elemanlarıysa aşağıdaki gibi bulunmuştur. Burada C matrisi ile C anlamlılık katsayısı karıştırılmamalıdır. Ayrıca $n =17$ göz önüne alınarak z değeri 7 olarak hesaplanmıştır.

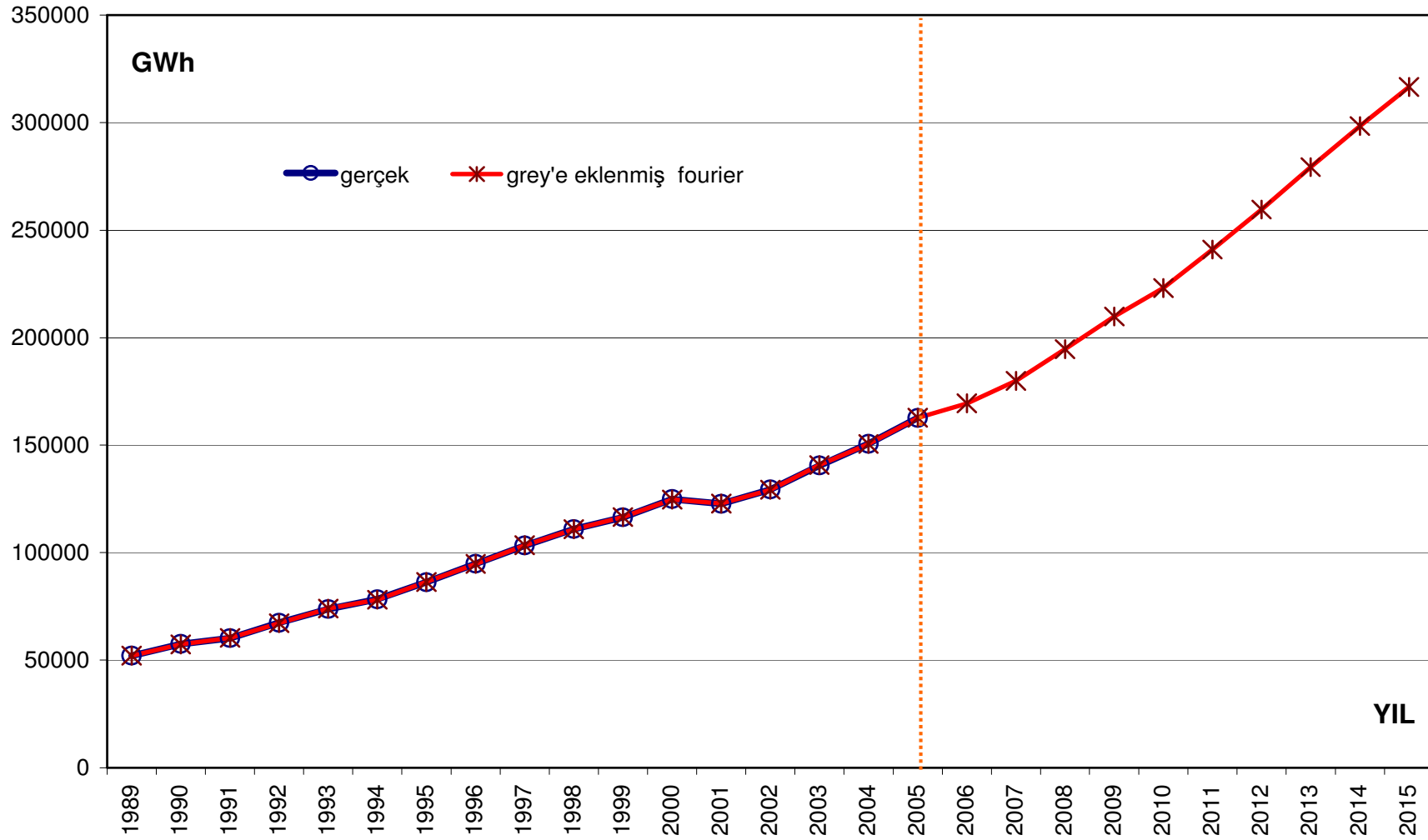
Çizelge 32. *C Matrisini Oluşturan Katsayılar ve Hesaplanan Değerleri*

a0	a1	b1	a2	b2	a3	b3	a4	b4	a5	b5	a6	b6	a7	b7
-708	-3819	-3228	437	2281	1645	611	1139	377	-503	-378	-1005	-145	-239	736

Çizelge 33. *Fourier Yardımıyla Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini(GWh).*

Yıllar	Gerçek	GM (1,1) ile Tahmin	Hata	Fourier Hata Tahmini	GM (1,1)'e Eklenmiş Fourier
1989	52.043	52.043	0	0	52.043
1990	57.543	62.243	-4.700	-4.849	57.394
1991	60.246	66.381	-6.135	-5.986	60.395
1992	67.342	70.794	-3.451	-3.600	67.194
1993	73.808	75.500	-1.692	-1.544	73.956
1994	78.322	80.519	-2.197	-2.345	78.173
1995	86.247	85.871	376	525	86.396
1996	94.862	91.579	3.282	3.134	94.713
1997	103.296	97.667	5.629	5.777	103.444
1998	111.022	104.160	6.863	6.714	110.874
1999	116.440	111.084	5.356	5.505	116.588
2000	124.922	118.468	6.454	6.305	124.773
2001	122.725	126.343	-3.618	-3.470	122.873
2002	129.400	134.742	-5.342	-5.491	129.251
2003	140.581	143.699	-3.118	-2.970	140.729
2004	150.698	153.251	-2.553	-2.701	150.550
2005	162.619	163.438	-819	-671	162.768
2006		174.303		-4.849	169.454
2007		185.890		-5.986	179.904
2008		198.247		-3.600	194.647
2009		211.425		-1.544	209.882
2010		225.480		-2.345	223.135
2011		240.469		525	240.994
2012		256.454		3.134	259.588
2013		273.502		5.777	279.279
2014		291.683		6.714	298.397
2015		311.073		5.505	316.577

Şekil 4. Fourier Dizisi Yardımıyla Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini.



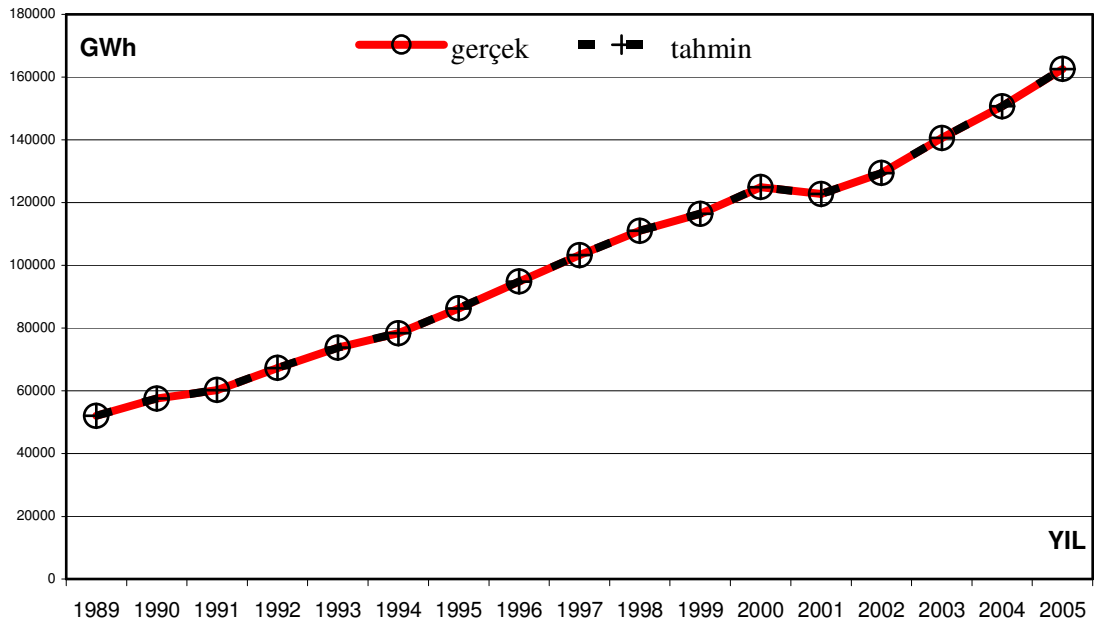
4.2.8. GM (1,1) Modelinin $\hat{k}$ Katsayısı (İzzet Baysal Yöntemi) Yardımıyla Düzeltilmesi

$\hat{k}$ değerleri ve bu değerler yardımıyla hesaplanan GM (1,1) tahminin şekli aşağıdaki gibi bulunmuştur. Daha öncede belirtildiği $\hat{k}$ değerleri yeniden GM (1,1) modeline katıldığında gerçek değerler ve tahmin birbirlerine eşit olmaktadır.

Çizelge 34. Hesaplanan $\hat{k}$ Değerleri

-0,78	0,78	1,49	3,22	4,65	5,57	7,07	8,55	9,87	10,99	11,73	12,82	12,55	13,37	14,66
-------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Şekil 5. $\hat{k}$ Değerleri Yardımıyla GM (1,1).



4.2.9. GM (1,N) Modeli ile Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini

Bu çalışmada GM (1,N) modeli; cari gelir, bir önceki gelir, bir önceki yıllık talep miktarı ve cari nüfus değişkenleriyle tahmin edildiğinden GM (1,4) olarak ifade edilebilir. Ele alınan bağımsız değişkenler, genel iktisat ve ekonometri teorisinden yararlanılarak bağımlı değişkenle ilişkili olduğu kabul edilen değişkenler arasından seçilmiştir. Ayrıca oluşturulan bu model otoregresif özelliklere sahiptir.

Geleceğe yönelik olarak kullanılan beklentiler, TEİAŞ'ın DPT kaynağından sağlayarak hazırladığı Üretim Kapasite Projeksiyonu çalışmasından alınmıştır (TEİAŞ, 2004). Buna ilişkin değerler aşağıdaki gibidir.

Çizelge 35. Çalışmada Kullanılan Ön Kabuller

Dönemler	Kalkınma Hızı (%)	Nüfus Artışı (%)
2000-2005	3.1	1.6
2005-2010	5.5	1.4
2010-2015	6.4	1.2
2015-2020	6.4	1.0

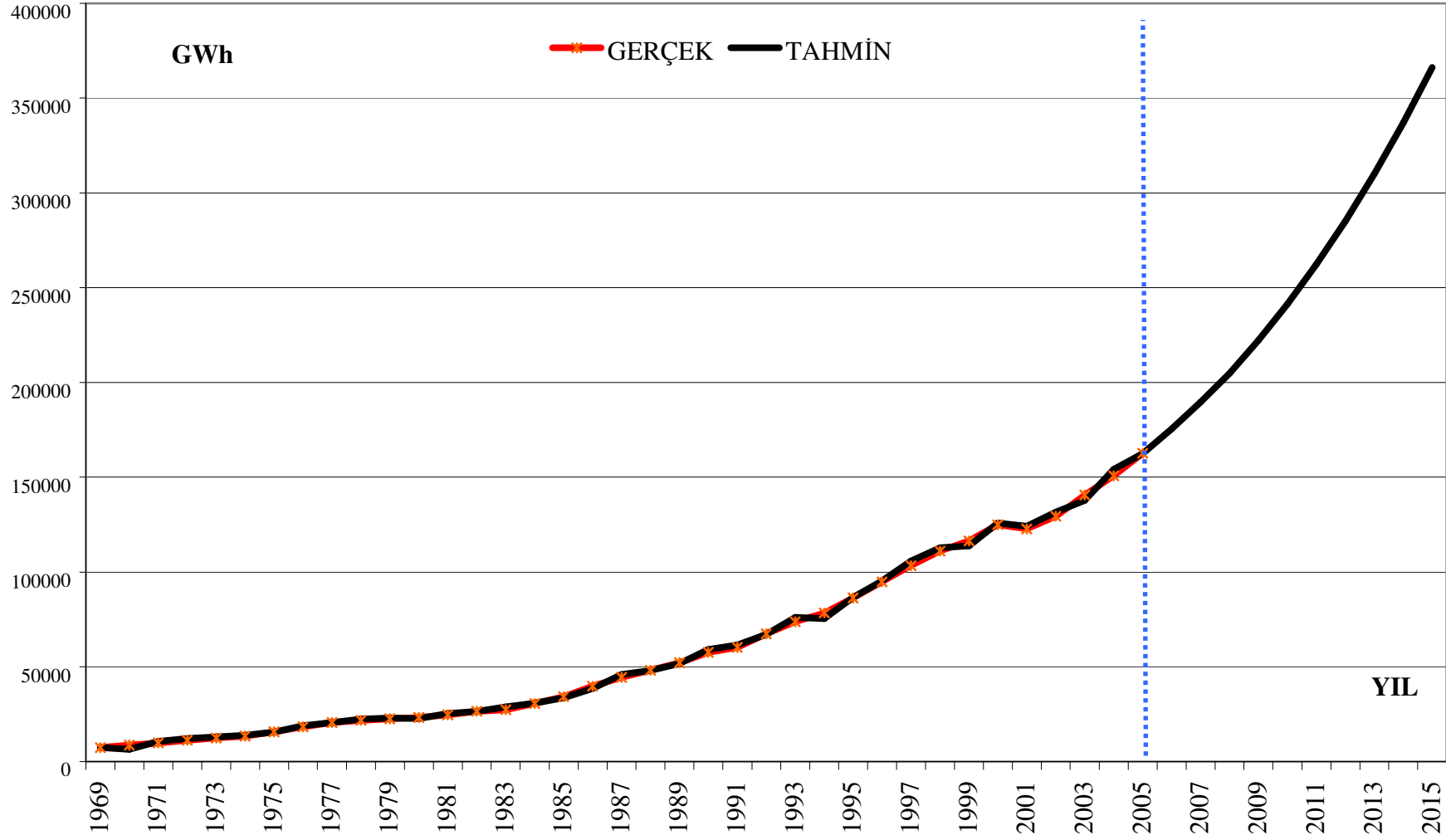
Kaynak: <http://www.teias.gov.tr/apkuretim/talepgelisim.htm>

Böylece ortaya konulan modelde a parametresi 1,7348; $b_1=-0,7250$; $b_2= 1,0509$; $b_3= -0,3122$; $b_4= 1,6789$ olarak bulunmuştur. Modelin C anlamlılık testi katsayısı 0,00666 olduğundan model oldukça anlamlıdır. R^2 değeri ise 0,9994'tür.

Bulunan tahmin değerleri gerek TEİAŞ'ın adı geçen çalışmasındaki değerlere, gerekse AB 2030 projeksiyonundaki Türkiye ile ilgili bölüme çok yakın değerler almıştır. Ancak kalkınma hızının oldukça yüksek değerler alacağı tahmin edildiğinden herhangi bir ekonomik daralma, elektrik talebi öngörüsünün sapmasına neden olacaktır. Türkiye planlı dönemler (1963-2005) itibarıyla sadece ortalama yüzde 4,5 oranında bir kalkınma hızına sahip olmuştur. Son 10 yıllık dönemde bu oran 3,9'dur.

Bu sonuçlara göre 2015 yılında Türkiye ekonomisi yıllık ortalama yüzde 6,13 hızla büyürken elektrik enerjisi talebi ise yıllık yüzde 8,47 hızla artacaktır. Böylece Türkiye'de 2015 yılı Elektrik Enerjisi Talebinin, 2005 yılındaki değerinden 2,17 kat daha yüksek olacağı tahmin edilmektedir. Elektrik talebinin GSMH'ya esnekliği 1996-2005 arasında 1,68 iken tahmin döneminde yüzde 1,38 olacağı öngörülmüştür. Bu Elektrik Talebi-GSMH ilişkisinin; verimlilik ve tasarruf gibi nedenlerle azalan yönde hareket edeceğini göstermektedir. Bu sonuçlara göre Türkiye, ekonomik büyümenin ve uygarlaşma sürecinin gereği olan, ucuz, güvenilir ve sürdürülebilir elektrik talebini karşılayabilecek yatırımları bir an önce başlatmalıdır. Daha fazla zaman kaybedilmesi sorunun çözümünü zorlaştıracaktır.

Şekil 6. GM (1,4) Modeli ile Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini



Çizelge 36. GM (1,4) Modeli ile Türkiye Elektrik Enerjisi Talep Tahmini (GWh).

Yıl	Gelir	Gelir(-1)	Elektrik(-1)	Nüfus	Brüt Üretim	
					GERÇEK	TAHMİN
1969	33003	31635	6936	34442	7338	7338
1970	34469	33003	7338	35321	8623	6407
1971	36897	34469	8623	36215	9781	10600
1972	40279	36897	9781	37132	11242	12149
1973	42255	40279	11242	38072	12425	12912
1974	43633	42255	12425	39036	13477	13804
1975	46275	43633	13477	40348	15623	15586
1976	50438	46275	15623	40916	18283	18972
1977	51944	50438	18283	41769	20565	20565
1978	52582	51944	20565	42641	21726	22373
1979	52324	52582	21726	43531	22522	22914
1980	50870	52324	22522	44737	23275	22694
1981	53317	50870	23275	45540	24673	25369
1982	54963	53317	24673	46688	26552	26489
1983	57279	54963	26552	47864	27347	28811
1984	61350	57279	27347	49070	30614	30861
1985	63989	61350	30614	50664	34219	33634
1986	68315	63989	34219	51433	39695	38502
1987	75019	68315	39695	52561	44353	45853
1988	76108	75019	44353	53715	48049	48011
1989	77347	76108	48049	54893	52043	51671
1990	84592	77347	52043	56473	57543	59123
1991	84887	84592	57543	57064	60219	61491
1992	90323	84887	60219	57931	67342	67094
1993	97677	90323	67342	58812	73808	76013
1994	91733	97677	73808	59706	78322	75435
1995	99028	91733	78322	60614	86247	86544
1996	106080	99028	86247	61536	94862	95272
1997	114874	106080	94862	62866	103296	105750
1998	119303	114874	103296	63451	111022	112815
1999	112044	119303	111022	64385	116440	113876
2000	119144	112044	116440	67845	124922	125832
2001	107783	119144	124922	68529	122725	124068
2002	116165	107783	122725	69626	129400	131570
2003	121922	116165	129400	70712	140581	137819
2004	135308	121922	140581	72126	150698	154089
2005	142750	135308	150698	73569	162619	162535
2006	150601	142750	162619	74599		175533
2007	158884	150601	175533	75643		189581
2008	167623	158884	189581	76702		204817
2009	178351	167623	204817	77623		222245
2010	189765	178351	222245	78554		241375
2011	201910	189765	241375	79497		262307
2012	214832	201910	262307	80451		285147
2013	228582	214832	285147	81416		310006
2014	243211	228582	310006	82393		337006
2015	258776	243211	337006	83217		366304

SONUÇ

Enerji, ekonomik yaşamın nerdeyse tüm alanlarını etkileyen; güvenilir ve ucuz şekilde temin edilememesi halinde değişik sosyal, siyasal ve askeri çatışmalara neden olan karmaşık bir maldır. Öyleki yeterli enerji bulunmadığı takdirde; sanayi sektöründe herhangi bir üretim yapılamamakta, ulaşım ancak ilkel şartlarda gerçekleştirilebilmektedir. Ayrıca konutlar, ticaret ve hizmetler sektörlerinde ısıtma, soğutma, aydınlatma, iletişim faaliyetleri de sağlanamamaktadır. Bununla birlikte enerji iç ve dış güvenlikle de yakından ilintilidir. Örneğin bazı ülkelerdeki kısa süreli elektrik kesintilerinde, yağma ve benzeri asayiş sorunları görülmektedir. Enerjiye ucuz ve güvenilir şekilde ulaşılamayan bazı ülkelerdeyse değişik sosyal ve politik tepkiler oluşmaktadır. Belirtilen bu ve benzeri nedenler kimi zaman ciddi askeri çatışmalara ve savaşlara da neden olmaktadır.

Bu derece öneme haiz Enerji Sektörü, ulusal ve uluslararası gündemdeki yerini sürekli korumaktadır. Söz konusu tartışmaların odağında genellikle petrol sektörü yer almaktadır. Doğal gaz sektörü de özellikle arama ve üretim açısından bu sektöre bağlıdır. Bu iki sektör Dünya çapındaki ticarete yüzde 12 civarında bir paya sahiptir. Ayrıca bu iki sektör diğer enerji kaynaklarının üretimi ve fiyatlandırılmasında da önemli ölçüde etkilidir.

Son beş yada on yıllık verilere bakıldığında petrol üretimi ve tüketimindeki artış hızlarının bir birine çok yakın olduğu, yaklaşık yılda ortalama yüzde 1,6 oranında artıkları görülmektedir. Petrol fiyatlarındaki artışlarınsa çoğu zaman olumsuz beklentilerden yada spekülatif hareketlerden kaynaklandığı belirtilmektedir. ABD Enerji Enformasyon İdaresi Uluslararası Enerji Yıllığı (2005) verilerine göre Dünya da 2003 yılı için günde 80098,8 bin varil petrol tüketilmiştir. Tüketimin sabit kalığını varsayarsak, varil fiyatının 40 dolar artması halinde yıllık yaklaşık 1,169 trilyon dolarlık ek bir gelir artışı söz konusu olacaktır. Üstelik petrol üreticisi olarak adlandırılan ülkelerin bu gelirden payı yüzde 15 civarlarındadır. Hatta büyük çaplı tüketici ülkeler, işlenmiş petrol ürünlerine uyguladıkları yüksek oranlı (en az yüzde

60 oranında) vergilerle söz konusu ülkelerden daha fazla gelir elde etmektedirler. Tüm dünya ticareti serbestleşme yoluna girerken bir malın üzerine bu denli yüksek vergi konulması, temelde tüketimini kısma amacına dayanmaktadır. Fakat bu suni kaynak neredeyse tüm ülkelerde kamu açıklarını kapatmak için kullanılmaktadır. Gelişmekte olan ülkelerin, sanayileşmiş ülkelerin ürettiği herhangi bir mal yada hizmet için böyle bir karşılık vermesi en azından günümüz ekonomik koşullarında mümkün değildir. Tüm bunların yanında Amerikan Dolarının değersizleşmesi de üretici ülkelerin gelirlerini azaltmaktadır.

Dünya çapında bu derece büyük bir sektörün (petrol, gaz, elektrik), şirket evlilikleri ve satın alma yoluyla giderek daha hızlı şekilde bütünleşmeye gitmesi ve bu bütünleşmenin de piyasada az sayıda firma kalacak şekilde olması bir takım riskler oluşturmaktadır. Söz konusu oligopol yapının, üretim imkanlarını kendi çıkarları doğrultusunda ayarladığı ve böylece fiyatları kontrol ettiği iddia edilmektedir. Bu büyük şirketlerin karlılığında da her geçen yıl artış gözlenmektedir. Küresel enerji şirketleri, gelecekte alternatif olarak karşımıza çıkabilecek her türlü kaynak için de araştırma geliştirme faaliyetlerinde bulunmaktadırlar. Bütün bunların ışığında böylesine büyük gelir akışına sahip bir sektörü elinde bulunduranların, dünya ekonomik ve siyasal hayatına yön vermeye çalışmayacaklarını düşünmek aşırı derecede iyimserlik olacaktır.

Dünya enerji sektörünün bugünkü portresine bakarak birinci bölümde ele alınan Türkiye Enerji Sektörü'nün durumu daha rahat anlaşılabilir. Bu bağlamda esasen Türkiye Ekonomisi'ndeki hiçbir sektör dış dünyadan soyutlanmış değildir. Tüm sektörlerle yönelik kararlar Dünya'daki genel eğilimlere göre alınmaktadır. Tıpkı 1929 Buhranı sonrası uygulanan Keynesgil Politikalar ve devletçilik yada İkinci Dünya Savaşı sonrasındaki serbestleşme politikaları veya 1960'larda uygulanan dengeli kalkınma modelleri ve ithal ikamecilik gibi. 1970'li yılların sonuna doğru yaşanan petrol fiyatlarının yükselişine bağlı krizler, ardından gelişmiş ülkelerdeki enflasyon oranlarının ve faizlerin artışı, bunu takibende gelişmekte olan ülkelere gelişmiş piyasalara fon akışıysa adeta günümüzdeki gelişmeleri hatırlatmaktadır. Bu dönemin ardından bir çok ülkede, serbest ticareti

kolaylaştıran adımlar atılmıştır. Bu hareketlerinin ortak özellikleri; ekonomik açıdan dışa açık ve dengesiz kalkınma modellerini desteklemeleri; sermaye hareketlerini serbest bırakmaları; konvertibilite, yüksek faiz, enflasyon ve düşük kuru benimsemeleri olarak özetlenebilir. Türkiye de bu süreçlerden şu yada bu şekilde geçmiş, dış dünyaya daha sıkı bağlanmıştır. Dolayısıyla bu gün için enerji sektörüne ilişkin olarak dünyadaki gelişmelerden soyut bir karar almak mümkün gözükmemektedir. Bugünkü süreç içerisinde petrol fiyatlarının artışı ve son ekonomik ve siyasal gelişmeler belki de yeni ve köklü bir değişimin ilk işaretleri olabilir.

Bu bilgiler ışığında çalışmanın ilk bölümünde Türk Enerji Sektörünün durumu incelenmiştir. Buna göre Türkiye Enerji Sektöründe, 1963 yılından 1980'lerin ortasına kadar, yatırımlar hem miktar hem de oransal (gayri safi milli hasıla'ya) olarak artmıştır. Yaşanan petrol krizleriyle beraber linyit ve hidrolik kaynaklar önemli bir gelişim izlemişlerdir. Neredeyse tüm büyük barajlar bu dönemde yapılmış, verimsiz çalışan pek çok linyit işletmesi devletleştirilmiştir. Fakat bu dönemde enerji arzı sık sık kesintiye uğramış, ekonomik yapı bundan önemli ölçüde etkilenmiştir.

Bu dönemin ardından Dünyadaki eğilimlere paralel biçimde alternatif maliyet yaklaşımı benimsenmiş, enerji kamusal bir mal olmaktan çıkmıştır. Enerjide serbest rekabetin öngörüldüğü bu dönemde 1980'lerin ortalarından itibaren TEK ve TPAO parçalara ayrılmış, TTK'da maliyetler dolayısıyla üretim azaltılmış, yatırımlar ciddi şekilde düşmüştür. Yatırımlarda meydana gelen düşüşler sonucu, 1995 yılındaki yatırımlar 1975 yılındaki yatırımlar düzeyine inmiştir. Oysa bu dönemde sanayi ve ticaret alanındaki kamu yatırımlarının azalacağı, kamunun ancak altyapı (enerji dahil), eğitim ve sağlık gibi alanlarda yatırım faaliyetlerinde bulunacağı öngörülmüştür. Ayrıca aynı dönemde Sovyetler Birliği'nden doğal gaz ithaline de başlanmıştır.

Bu rahavet ortamından sonra Türk Enerji Sektörü giderek zayıflamış, zaten yetersiz olan üretim, fiili ihtiyacın çok gerisinde kalmıştır. 1990'ların ortalarından

itibaren Yap İşlet ve İşletme Hakkı Devri gibi yöntemlerle yatırımlar yeniden hız kazanmışsa da; hazine ve alım garantili, anlaşmazlıkların çözümünde tahkim imkanı tanıyan, yüksek maliyetli, dış finansman ve dış enerji kaynaklarına dayanan bu modeller istenen ölçüde başarı sağlayamamıştır. Bu modellerle ilgili yolsuzluk iddiaları da bir başka olumsuzluktur.

Enerji arz güvenliğini sağlamak için girişilen, ülke büyüme trendi ve talep koşulları yeterince göz önüne alınmadan yapılan, alım garantili, uluslararası tahkim imkanı tanıyan, yüksek miktartlı doğal gaz anlaşmaları, hem dış bağımlılığı arttırmış hem de yerli kaynakların değerlendirilerek kaynak çeşitliliğine gidilmesi imkanlarını oldukça sınırlamıştır.

OECD ve AB ülkelerinde gerçekleşen, enerji sektörüne yönelik serbestleşme ve rekabetçilik hareketleri 2000’li yılların başında Türkiye’ye de sıçramış; böylece Elektrik, Gaz, Petrol ve Yenilenebilir Enerji Kanunları ile ikincil mevzuat çıkarılmış ve uygulanmaya başlanmıştır. Buna rağmen yatırımlar yeniden 20 yıl önceki seviyelere inmiştir.

Tüm bunlar göz önüne alındığında, elektrik sektöründe ekonomik büyümeye uygun bir arz artışının nasıl gerçekleşeceği; Dünya ve OECD ortalamasının çok üzerinde olan enerji fiyatlarının nasıl aşağılara çekilebileceği; petrol ve doğal gaz aramalarının ne yönde gelişeceği, artan doğal gaz bağımlılığının ülkeyi hangi sıkıntılara sürükleyeceği gibi konular belirsizliğini korumaktadır. Bilindiği gibi belirsizlik, tüm ekonomik parametreleri olumsuz yönde etkilemektedir.

İkinci bölümde hesaplanan 1998 yılına ait Girdi-Çıktı analizine göre, Türkiye Ekonomisini oluşturan 97 temel sektör arasında ileri doğru en dengeli dağılan sektör işlenmiş petrol ürünleri sektörü, üçüncü sektörde elektrik üretim, iletim ve dağıtım sektörüdür. Elektrik enerjisi üretim, iletim ve dağıtım sektörünün toplam ileri bağlantı etkisi 6,0637 olduğundan ekonomideki yüzde 3,8555 oranında bir gelir artışının, elektrik üretimini yüzde 23,3785 oranında arttırması gerekmektedir. Ancak gerçekleşen değişim yüzde 6,6808’dir. Hesaplanan geri

bağlantı etkisiyse ekonomi açısından önemsiz sayılabilir.

Üçüncü bölümde ele alınan Avrupa Birliği Enerji Sektörü de ciddi bir takım sorunlarla karşı karşıyadır. AB’de zaten yetersiz olan üretim imkanları, çevresel kaygılar ve verimsizlik gibi nedenlerle daralmakta buna karşın enerji ihtiyaçları artmaktadır. Bu yüzden de dışa bağımlılık oranları her geçen gün yükselmektedir. CO₂ oranlarında Kyoto Protokolü değerlerine yaklaşılmasına rağmen 2020’den sonra yeni bir artış trendine girileceği de beklenmektedir. Bu süreci engelleyebilecek yenilenebilir enerji kaynaklarının geliştirilmesi ve verimlilik uygulamaları önemli başarılar sağlamasına rağmen henüz yeterli değildir.

Ayrıca Avrupa Enerji Piyasaları’ndaki sınırlı serbestleşme sonucu, bölgesel yada küçük ölçekli şirketlerin, büyük bir ulusal yada uluslararası şirketle birleştiği görülmektedir. AB, Kanada ve ABD gibi güçlerin oluşturmaya çalıştıkları Güney Doğu Avrupa Enerji Piyasası, bu piyasada yer alacak Türkiye’yi de benzer şekilde etkileyecektir. Birlik içinde bu süreci yavaşlatmaya çalışan devletçi ve ulusal yaklaşımlar komisyon tarafından şiddetle eleştirilmektedir. Türkiye, bütün bunlara rağmen söz konusu piyasaya entegre olabilmek için gerekli alt yapı yatırımlarını sürdürmektedir. Türkiye de özellikle elektrik üretim ve dağıtım sektörüne yönelik yatırımlar sektöre uğrarsa, gelecekte ortaya çıkacak arz-talep dengesizlikleri bu piyasadan ithalatla karşılanacaktır. Bu yeni bağımlılık ortamı ilk başlarda fiyat avantajı nedeniyle cazip gelse de küresel maliyet artışları ve dalgalanmalar oluştuğunda Türkiye’nin elinde buna karşı duracak hiçbir argüman bulunmayacaktır. Çünkü zamanla ekonomi büyüyecek eldeki üretim imkanları ihtiyaç karşısında cılız kalacak, mevcut tesisler eskiyecek yada maliyetler nedeniyle kapatılacak, sonuçta Türkiye, Küresel Enerji Şirketleri’nin insafına terk edilecektir. İnşa edilecek yeni tesisler bile zamanla bu şirketlerin eline geçecektir.

Aslında Türkiye, Rusya’dan sağladığı gazı elektrik üretiminde kullanarak zaten tek taraflı bir bağımlılık altındadır. Yeni üretim tesisleri kurulmadığı için anlaşmalardan kaynaklanan arz fazlası gaz ise, konutlara yönlendirilmektedir. Mevcut uzun dönemli anlaşmaların devamı AB Elektrik ve Gaz Direktifleri

açısından da uygundur. Avrupa da özellikle elektrik üretimi açısından iç kaynaklar yetersiz hale gelmekte, arz açığı doğal gaz ve yenilenebilir enerji kaynaklarıyla kapatılmak istenmektedir. Doğal gaz ihtiyacıysa Rusya, Cezayir, Norveç gibi ülkelerden sağlanmaktadır. Bu bağlamda Türkiye’de ihtiyaç fazlası olarak nitelenen doğal gazın konutlara yönlendirilmesi ve ekonomik büyümeye paralel şekilde elektrik arzının arttırılamayarak Güney Doğu Avrupa Enerji Piyasasından ihtiyaçların karşılanması, çapraz bir bağımlılık oluşturacaktır. Burada son derece akılcı düşünerek oyunu görmek, mevcut abartılı bağımlılıktan pay almak isteyenlere (aracılara) fırsat tanımamak gerekmektedir.

Dördüncü ve son bölümdeyse Türkiye Elektrik Enerjisi Talebinin alternatif bir projeksiyonu yapılmıştır. Bu bağlamda, 1982 yılında Deng tarafından geliştirilen Gri Modelin (Grey Model) Türkiye Elektrik Sektörüne uygulanmasıyla oldukça başarılı sonuçlar elde edilmiştir. Gerek Gri Model GM (1,1) gerekse GM (1,N), istatistiksel açısından değerlendirildiğinde anlamlı çıkmaktadır. Dolayısıyla bu model Türkiye Elektrik Talebinin Tahmini açısından kullanılabilecek güvenilirliktedir. Ayrıca GM(1,1) modeline Fourier Dizisi yardımıyla düzeltme uygulanmış ve geleceğe yönelik projeksiyonlarda bulunulmuştur. Buna göre GM (1,1) modeliyle hesaplanan 2010 yılı elektrik tüketimi tahmini 225.480 GWh, Fourier Dizisi yardımıyla hesaplanan GM (1,1) modelinin tahmini, 223.135 GWh ve GM (1,N) modeliyle hesaplanan tahmin değeriye 241.375 GWh’dir. Aynı modellerle hesaplanan 2015 yılına ait değerlerse şöyle sıralanmıştır; 311.073, 316.577 ve 366.304 GWh. İlk iki tahminle son tahmin arasındaki ciddi fark, son tahmin için kabul edilen gelire ait resmi öngörülerin yüksekliğinden kaynaklanmaktadır.

Türkiye enerji sektörünün geleceğine yönelik öneriler üzerinde toplumda ortak bir mutabakat vardır. Konuyla ilgili tüm taraflar yerli kaynaklara ağırlık verilmesini istemektedir. Bu bağlamda hidrolik ve jeotermal kaynakların, hidrojen, rüzgar ve güneş enerjisinin, linyit, nükleer enerji (kısmen) ve biyo yakıtların geliştirilmesi ortak arzularıdır. Bunun yanında yeni enerji kaynaklarının (petrol, doğal gaz, kömür, bor, uranyum, toryum vb.) bulunması ve mevcutların verimli şekilde işletilmesi de benzer temennilerdendir. Enerji kullanımında sürdürülebilir

çevre, tasarruf ve verimlilik ilkelerinin göz önüne alınması da bunlara eklenebilir.

Ancak sorun tüm bunların kim tarafından yapılacağına düğümlenmektedir. Bugünkü koşullar altında kamu kesimi mevcut tesisleri özelleştirme gayretindedir. Yukarıda anılan yatırımların bir çoğunun kamu tarafından yapılmayacağı açıktır. Özel sektörsel bu yatırımları gerçekleştirmek için kamudan bir takım destekler beklemektedir. Kısa vadede bu destekler sağlanabilirse de orta ve uzun vadede serbest piyasa düzeni ve haksız rekabet tartışmaları kaçınılmaz olacaktır. Şimdiden YİD, Yİ ve İHD uygulamaları serbest rekabet açısından tartışma konusudur. Gelecekteki tartışmaların diğer tarafları; Küresel Enerji Şirketleri, ABD, AB, OECD-IEA, G7, Dünya Ticaret Örgütü, Dünya Bankası, IMF ve çeşitli Sivil Toplum Örgütleridir. Söz konusu kuruluş, devlet ve şirketlerin ekonomik ve siyasal güçleri herkes tarafından bilinmektedir.

Mevcut tablo içerisinde enerji piyasalarının serbestleştirilerek daha rekabetçi bir ortamın tesis edilmesi, anılan güçlerin önde gelen isteklerindendir. Bu yüzden de kamu kesiminin tüm ticari üretim faaliyetlerinden çekildiği bir ortamda enerji sektörünün izole bir yapıda bulunması mümkün değildir. Bu hareketin amacı küresel boyutta kurulacak bir enerji piyasası yardımıyla fiyatların birbirlerine yaklaşması, atıl olan kapasitelerin kullanılması ve verimsiz görülen aktörlerin tasfiye edilmesidir. Bu yaklaşımda kamu kesimi, enerji fiyatlarını maliyetleri yansıtmayacak şekilde belirlemediği, bunda ticari ve sınai rekabet gücünü azaltarak haksız kaynak tahsislerine yol açtığı yönünde eleştirilere uğramaktadır. Dolayısıyla Türk Enerji Sektörünün rekabetçi bir yapıya kavuşması kaçınılmaz bir olgudur. Her ne kadar çıkarılan mevzuatlar tam olarak bunu gerçekleştiremediyse de dağıtım sektörünün özelleştirilmesiyle önemli bir adım atılacaktır. Bugün itibarıyla doğal gaz sektöründe dağıtımın serbestleştirilmesi tamamlanmış, elektrik sektöründe de ihalelere çıkılma aşamasına gelinmiştir. Bundan sonraki aşamada, EÜAŞ'ın elindeki üretim kuruluşlarının özelleştirilmesine sıra gelecektir. Bugün üretim sektöründe kamunun kurulu güç açısından payı yüzde 60'a yakın bir seviyededir. Bu oranın yarısından çoğunu da hidrolik kaynaklar oluşturmaktadır. Artan yakıt fiyatlarıyla birlikte hidrolik kaynakların cazibesi giderek artacak, buda kamu maliyesi açısından ciddi

bir kaynak yaratacaktır. Hidrolik kaynaklar, enerji amaçlı kullanımın yanında tarımsal amaçla da kullanılmaktadır. Ancak özelleştirmenin ardından su tutma ve bırakma konularında tartışmalar yaşanması da muhtemel görünmektedir. Linyite dayalı tesisler, özelleştirme sürecinde yakıt maliyeti açısından avantajlı duruma gelseler de, çevresel yükümlülükleri karşılama maliyetleri bakımından olumsuzluk arz etmektedirler. Satıştan başka çare kalmadığı düşünüldüğü (çeşitli iç ve dış baskılarla) an, bu kamu kaynakları ülke ekonomisine en faydalı olabilecek şekilde kontrollü olarak elden çıkarılmalıdır.

Kaynak bazında; taş kömürü ve linyite yönelik arama, üretim ve lauvar yatırımları arttırılmalı, çevreye dost yanma teknolojilerin geliştirilmesi için çaba sarf edilmelidir.

Petrol bağımlılığının azaltılması amacıyla tüm dünyada uygulanan teknoloji girişimleri takip edilmeli, hidrojen, biyo yakıtlar ve güneş pilleri gibi alanlara yatırımlar yapılmalıdır. Bunun yanında kimi hesaplamalara göre yüzde 20 olduğu tahmin edilen kaçak akaryakıt girişi engellenmelidir.

Yüzde 70'e yakınıni kullanamadığımız hidrolik kaynakların geliştirilmesi teşvik edilmeli, kamu oyunda büyük barajların kurulmasına yönelik olumsuz kanaatler giderilmeli, bu konuda toplumsal baskı grupları harekete geçirilmelidir. Bunun yanında nehir tipi barajlara önem verilerek çok küçük kaynaklardan bile yararlanılmalı, bulundukları yörenin ekonomik ve sosyal gelişimine de bu yolla destek olunmalıdır.

Yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının gelişmesi için çeşitli teşvikler verilmelidir. Ayrıca Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanundaki eleştiri konusu hükümler çözüme kavuşturulmalıdır. Böylece son dönemdeki araştırmalarda ortaya konulan önemli rüzgar ve jeotermal enerji potansiyeli de ivedilikle kullanılmalıdır. Özellikle uygun jeotermal alanların bulunduğu yörelere doğal gaz bağlantısı yapılmasına son verilmeli, yatırımlar bu alana kaydırılmalıdır. Bugün Türkiye'de bilinen jeotermal

ısı potansiyeli toplam yıllık doğal gaz tüketimimize eşdeğerdir.

Enerji üretim ve tüketiminde, tüm sektörlerde verimli teknolojilerin kullanımı sağlanmalı, toplumun tüm kesimlerine ulaşacak biçimde bilinçlendirme kampanyaları düzenlenmelidir. Bunun yanında sanayi kesiminden konutlara kadar geniş bir yelpaze içinde ısı ve elektriği birlikte üreten araçlar kullanılmalıdır. Bu bakımdan kojenerasyon tesisleri teşvik edilmeli, söz konusu alanda AB Direktiflerinden de ileri düzeyde yasal düzenlemelere gidilerek verimlilik arttırılmalıdır.

Çevre ve enerji ilişkisi açısından üretim ve tüketimdeki mevcut teknolojik olumsuzluklar giderilmeli, yeni yatırımlarda sürdürülebilir çevre koşulları dikkate alınmalıdır. Çevre konusunda karar vericilerden topluma şeffaf, tutarlı, bilimsel ve güvenilir bir tarzda bilgi akışı sağlanmalıdır.

KAYNAKÇA

“Action Plan to Improve Energy Efficiency in the European Community”,
http://europa.eu.int/eur-lex/en/com/cnc/2000/com2000_0247en01.pdf,
2000.

Akçollu, Yeşim. "Elektrik Sektöründe Rekabet ve Regülasyon",
<http://www.rekabet.gov.tr/word/tezler/yesimakcollu.pdf>, **2003.**

Akçollu, Yeşim. “AB’de Enerji ve Rekabet-AB’de Elektrik Piyasaları”, **AB’nin Enerji Politikası ve Türkiye’ye Yansımaları**. Ankara: UPAV, 2003 53.

“Altıncı Beş Yıllık Kalkınma Planı 1991 Yılı Programı”. **Resmi Gazete**, 20679; 28 Ekim 1990.

“Altıncı Beş Yıllık Kalkınma Planı 1992 Yılı Programı”. **Resmi Gazete**, 20679; 28 Ekim 1990.

“Altıncı Beş Yıllık Kalkınma Planı 1994 Yılı Programı”. **Resmi Gazete**, 21743; 30 Ekim 1993.

Altıntaş, Mustafa. **Türkiye’de Planlı Kalkınma ve Uygulama Sonuçları**. yay.: AİTİ Akademisi Muğla İşletmecilik Yüksek Okulu Yayınları:2, Ankara:Kalite Matbaası,1978.

Altunışık, Meliha Benli. “Avrupa Birliğinde Petrol ve Doğal Gaz Piyasalarına Yönelik Politikalar ve Türkiye Uygulamaları”, **AB’nin Enerji Politikası ve Türkiye**. yay. UPAV, İstanbul:2004, s. 143.

Apaydın, Oktay. “Türkiye Enerji Kongrelerinde Ortaya Çıkan Sonuç ve Önerilerle

İlgili Gelişmeler”, **Türkiye 6. Enerji Kongresi Teknik Oturum Tebliğleri 6.** yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara: Ajans-Türk Matbacılık, İzmir,1994, s. 81.

Apaydın, Oktay. “Ülkemizin Enerji Politikaları”, **Türkiye 6. Enerji Kongresi Teknik Oturum Tebliğleri 4.** yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara: Ajans-Türk Matbacılık, İzmir,1994, s. 167.

Arat, Tuğrul ve Sanem Baykal, “Avrupa Birliği Çevre Politikası Bağlamında Yenilenebilir Enerji Kaynakları ve Türkiye”, **AB’nin Enerji Politikası ve Türkiye.** yay. UPAV, İstanbul:2004, s. 73.

Arıcan, İrem. “Avrupa Birliğinde Enerji İç Pazarının Tamamlanmasına Yönelik Uygulamalar” **Türkiye 9. Enerji Kongresi Enerji Sektöründe Serbestleşme, Yeni Politikalar, Stratejiler ve Sosyo Ekonomik Etkileri.** yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İstanbul:2003, Cilt:1, s. 430.

Arslan, Vedat ve Mevlüt Kemal. “Geleceğin Enerji Senaryolarında Kömürün Yeri Ne Olmalıdır”, **Türkiye 9. Enerji Kongresi Enerji Sektöründe Serbestleşme, Yeni Politikalar, Stratejiler ve Sosyo Ekonomik Etkileri.** yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İstanbul:2003, Cilt:2, s. 67.

Avrupa Komisyonu Türkiye Delegasyonu. "Avrupa Birliği İçin Bir Enerji Politikası", www.deltur.cec.eu.int/abenerji.rtf, 2001.

Aybar, N. Emine. “Dünya Enerji Sektöründe Gelişmeler, Enerji Yoğunluğunun Azaltılması Çabaları ve Türkiye’nin Konumu”, **3. İzmir İktisat Kongresi Sektörel Gelişme Stratejileri.** Eskişehir: Anadolu Üniversitesi Açık Öğretim Fakültesi Döner Sermaye İşletmesi Müdürlüğü,1993.

Aydoğuş, Osman. Girdi-Çıktı Modellerine Giriş. Ankara: Gazi Kitabevi, 1999.

Bakır, N. Nadi. “Türkiye’nin Hidroelektrik Potansiyeli ve Avrupa Birliği Perspektifinden Türkiye’nin Elektrik Üretim Politikalarına Bakış”, <http://www.ere.com.tr/pdf/Hidro-POT-AB-TR.pdf>, 2002.

Bayoğlu, Sayhan. “Türkiye Hidroelektrik Enerji Potansiyelinin Yeniden Değerlendirilmesi ve Gelişim Stratejisinin Yenilenmesi Gereklidir.”, **Türkiye 9. Enerji Kongresi Enerji Sektöründe Serbestleşme, Yeni Politikalar, Stratejiler ve Sosyo Ekonomik Etkileri.** yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İstanbul:2003, Cilt:2, s. 89.

BBC, “AB’de Doğalgaz Soruşturması”, http://www.bbc.co.uk/turkish/indepth/story/2006/02/060217_energy_probe.shtml, 2006.

BBC, “Kanada’nın Montreal Kentinde Düzenlenen İklim Konferansında, Küresel Isınmayla Mücadele Konusunda Son Dakikada Uzlaşmaya Varıldı”, http://www.bbc.co.uk/turkish/news/story/2005/12/051210_climate_latest.shtml, 2005.

BBC, “Londra’yı 2012’de Elektrik Krizi Bekliyor”, http://www.bbc.co.uk/turkish/news/story/2006/02/060220_olympics_london.shtml, 2006.

Berberoğlu, C. Necat. **Türkiye’nin Ekonomik Gelişmesinde Elektrik Enerjisi. Sorunu.** Eskişehir:Eskişehir İktisadi ve Ticari Bilimler Akademisi Yayınları no:245/165, 1982.

Bilgiç, Fatih. “Güney Doğu Avrupa Bölgesel Enerji Piyasası”, **AB’nin Enerji Politikası ve Türkiye’ye Yansımaları.** Cilt:1. Ankara: UPAV: 2004, 98.

“Birinci Beş Yıllık Kalkınma Planı” **Resmi Gazete**, 11272; 03 Aralık 1962.

Blok, Kornelis. “Renewable energy policies in the European Union”. **Energy Policy**, cilt:34,2005,ss.251-255.

Bonn Ekonomi Müşavirliği. “Almanya’da Elektrik Enerjisi Üretim ve Dağıtımının Serbest Rekabete Açılması”, http://www.treasury.gov.tr/makaleler/bonn_musavirlik.pdf. 1998.

BOTAŞ. “Doğal Gaz Taşımacılığı, Tesisleri ve Ticareti Yıllar İtibarıyla Doğal Gaz Ve Lng Alım Miktarları”, http://www.botas.gov.tr/faliyetler/dg_ttt.asp,2006.

BP, “Statistical Review of World Energy June 2004”,2005.

Brown, Lester R. **Eko-Ekonomi**. (çev: A. Yeşim ERKAN), TEMA Vakfı Yayınları no:42, İstanbul: Lebib Yalkın Matbaası, 2003.

CIEP, “Study on Energy Supply Security and Geopolitics”, Clingendael International Energy Programme,” http://europa.eu/comm/energy_transport/doc/2004_lv_ciep_report_en.pdf, 2004.

Cihang, Alpha. **Matematiksel İktisadın Temel Yöntemleri**. (çev.:Osman Aydoğuş ve Diğerleri), Ankara Adım-Murat Yayınevi, 1996.

Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu. “Elektrik Enerjisi Üretimi Alanında Sürdürülen Yap-İşlet-Devret, Yap-İşlet ve İşletme Hakkı Devri Uygulamaları Hakkında Araştırma Raporu Özeti”, http://www.cankaya.gov.tr/tr_html/DDK/enerji.htm, 2003.

Çağlar, Mehmet. “Sürdürülebilir Kalkınma ve Yenilenebilir Enerji”, **Türkiye 9. Enerji Kongresi Enerji Sektöründe Serbestleşme, Yeni Politikalar, Stratejiler ve Sosyo Ekonomik Etkileri**. yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İstanbul:2003, Cilt:2, s. 155.

Çelebi, Erkan. “Tüketicinin Erkan Abisi: Hapis Cezası Kaçak Elektrik Kullananların Gözünü Korkuttu”, **Hürriyet Gazetesi**(4 Ekim 2005),s.23.

Çevre ve Orman Bakanlığı. “Türkiye Çevre Atlası”, <http://www.cedgm.gov.tr/cevreatlasi/enerji.pdf>, 2004.

Deketelaere, Kurt. “AB’nin Enerji Politikası”, **AB’nin Enerji Politikası ve Türkiye’ye Yansımaları**. Ankara: UPAV: 2004, 27.

DEK-TMK. **2002 Türkiye Enerji Raporu**. yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.

DEK-TMK. **Elektrik Enerjisi Komisyonu Raporu**. yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara:Poyraz Ofset, 2004.

DEK-TMK. **Serbest Piyasa Düzeni ve Yeniden Yapılanma Komisyonu Raporu**. yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara:Poyraz Ofset 2004.

Deutsche Welle, “AB Üyelerinde Yabancı Yatırımcı Korkusu”, <http://www2.dw-world.de/turkish/wirtschaft/1.174187.1.html>,2006

DG TREN, “2003 Annual Energy and Transport Review”, http://www.europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/energy_review_2003/index_en.htm, 2004.

DG TREN, “Let us Overcome our Dependence”, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/en/lpi_lv_en1.html, 2002.

DG TREN. "Energy Demand Management Main Instruments and Measures", <http://europa.eu.int/comm/energy/demand/overview/measures.htm>, 2006.

Dış Ticaret Müsteşarlığı, “Sektörlere Göre İthalat Rakamları”,

<http://www.dtm.gov.tr/ead/SEKTOR/Y111-ITH.xls>, 2005.

“Directive of The European Parliament and of The Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 98/30/EC”, **Official Journal of the European Union**, 2003/55/EC; 15.07.2003.

“Directive of The European Parliament and of The Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC”, **Official Journal of the European Union**, 2003/54/EC; 15.07.2003.

“Doğal Gaz Piyasası Kanunu (4646 s. k)”. **Resmi Gazete**, 24390; 18 Nisan 2001.

Dördüncü Enerji Kongresi. **Türkiye’nin Bugünkü ve Gelecekteki Enerji Durumu.** İzmir:1986.

DPT, “Aylar İtibarıyla Ham Petrol Varil Fiyatı (ABD Doları)”, **<http://ekutup.dpt.gov.tr/ekonomi/gosterge/tr/1950-04/3.zip/TAB3-16.XLS>**, 2005.

DPT, “Büyüme Hızları (Plan Hedefleri ve Gerçekleşmeler)”, **<http://ekutup.dpt.gov.tr/ekonomi/gosterge/tr/1950-04/1.zip/TAB1-3.XLS>**, 2005.

DPT, “Büyüme Hızları ve Deflatör”, **<http://ekutup.dpt.gov.tr/ekonomi/gosterge/tr/1950-04/1.zip/TAB1-2.XLS>**, 2005.

DPT, “Döviz Kurları”, **<http://ekutup.dpt.gov.tr/ekonomi/gosterge/tr/1950-04/3.zip/TAB3-14.XLS>**, 2005.

DPT, “Gayri Safi Milli Hasıla”,

<http://ekutup.dpt.gov.tr/ekonomi/gosterge/tr/1950-04/1.zip/TAB1-1.XLS>,
2005.

DPT, “İmalat, Enerji ve Ulaştırma Sektörlerinde Katma Değerler ve Sabit Sermaye Yatırımları”,

<http://ekutup.dpt.gov.tr/ekonomi/gosterge/tr/1950-04/2.zip/TAB2-1.XLS>, 2005.

DPT, “Sabit Sermaye Yatırımları (Cari Fiyatlarla)”,

<http://ekutup.dpt.gov.tr/ekonomi/gosterge/tr/1950-04/2.zip/TAB2-4.XLS>,
2005.

DPT, “Sektörler İtibarıyla Sabit Sermaye Yatırımları -Kamu- (Cari Fiyatlarla, Yüzde Dağılım)”,

<http://ekutup.dpt.gov.tr/ekonomi/gosterge/tr/1950-04/2.zip/TAB2-7.XLS>, 2005.

DPT, “Sektörler İtibarıyla Sabit Sermaye Yatırımları -Özel- (Cari Fiyatlarla, Yüzde Dağılım)”,

<http://ekutup.dpt.gov.tr/ekonomi/gosterge/tr/1950-04/2.zip/TAB2-6.XLS>, 2005.

DPT, “Sektörler İtibarıyla Sabit Sermaye Yatırımları -Toplam- (Cari Fiyatlarla, Yüzde Dağılım)”,

<http://ekutup.dpt.gov.tr/ekonomi/gosterge/tr/1950-04/2.zip/TAB2-5.XLS>,
2005.

DPT. “2006 Yılı Programı”, <http://ekutup.dpt.gov.tr/program/2006.pdf>, 2005.

DPT. “Altıncı Beş Yıllık Kalkınma Planı”,

<http://ekutup.dpt.gov.tr/plan/plan6.pdf>, 1989.

DPT. “Beşinci Beş Yıllık Kalkınma Planı”,

<http://ekutup.dpt.gov.tr/plan/plan5.pdf>, 1984.

DPT. “Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporu”, <http://ekutup.dpt.gov.tr/enerji/oik585.pdf>, 2001.

DPT. “Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporu”, <http://ekutup.dpt.gov.tr/enerji/oik585.pdf>, 2001

DPT. “Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Enerji Hammaddeleri Alt Komisyonu: Kömür Çalışma Grubu Raporu”, <http://ekutup.dpt.gov.tr/madencil/enerjiha/oik616..pdf>,2001.

DPT. “Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Enerji Hammaddeleri Alt Komisyonu: Jeotermal Enerji Çalışma Grubu Raporu”, <http://ekutup.dpt.gov.tr/madencil/enerjiha/oik620.pdf>,2001.

DPT. “Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Enerji Hammaddeleri Alt Komisyonu: Petrol–Doğal Gaz Çalışma Grubu Raporu”, <http://ekutup.dpt.gov.tr/madencil/enerjiha/oik617.pdf> 2001.

DPT. “Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı”, <http://ekutup.dpt.gov.tr/plan/viii/taslak.pdf>, 1989.

DPT. “Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planı 1999 Yılı Programı”, <http://ekutup.dpt.gov.tr/program/1999/1999.pdf>,1998.

DPT. “Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Enerji Hammaddeleri Alt Komisyonu: Petrol-Doğal Gaz Çalışma Grubu Raporu”, <http://ekutup.dpt.gov.tr/madencil/oik504/>,1996.

DPT. “Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Enerji Hammaddeleri Alt Komisyonu: Kömür Çalışma Grubu Raporu”, <http://ekutup.dpt.gov.tr/madencil/oik496/>,1996.

DPT. “Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planı”,
<http://ekutup.dpt.gov.tr/kutup/plan/VII/>

DPT. **Altıncı Beş Yıllık Kalkınma Planı Öncesinde Gelişmeler.** Ankara:DPT
 Yayın No: 2190, 1989.

DPT. **Beşinci Beş Yıllık Kalkınma Planı 1986 Yılı Programı.** Ankara:DPT Yayın
 No: 2019, 1986.

DPT. **Beşinci Beş Yıllık Kalkınma Planı 1987 Yılı Programı.** Ankara:DPT Yayın
 No: 2065, 1986.

DPT. **Beşinci Beş Yıllık Kalkınma Planı 1988 Yılı Programı.** Ankara:DPT Yayın
 No: 2118, 1986.

DPT. **Beşinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Döneminde Sektörel Gelişmeler.**
 Ankara:DPT Yayın No:1975, 1985.

DPT. **Dördüncü Beş Yıllık Kalkınma Planı Genel Enerji Özel İhtisas
 Komisyonu Raporu.** Ankara:DPT Yayın No:1600-ÖİK 277, 1977.

DPT. **Dördüncü Beş Yıllık Kalkınma Planı 1980 Yılı Programı.** Ankara:DPT
 Yayın No:1704, 1980.

DPT. **Birinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Genel Enerji Durumu.** Ankara:DPT
 Yayın No:64, 1964.

DPT. **İkinci Beş Yıllık Kalkınma Planı 1968 Yılı Programı.** Ankara:DPT Yayın
 No:543, 1967.

DPT. **İkinci Beş Yıllık Kalkınma Planı 1969 Yılı Programı.** Ankara:DPT Yayın
 No:748, 1969.

DPT. **İkinci Beş Yıllık Kalkınma Planı 1970 Yılı Programı.** Ankara:DPT Yayın No:543, 1969.

DPT. **İkinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonu Raporu.** Ankara:DPT Yayınları No:471-ÖİK 74,1966.

DPT. **Üçüncü Beş Yıllık Kalkınma Planı Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonu Ön Raporu.** Ankara:DPT Yayın No:1098-ÖİK 112, 1971.

DPT. **Üçüncü Beş Yıllık Kalkınma Planı 1977 Yılı Programı.** Ankara:DPT Yayın No:1604, 1977.

DPT. **Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonu Raporu.** 1993.

“Dördüncü Beş Yıllık Kalkınma Planı”, **Resmi Gazete**, 16478M.; 12 Aralık 1978.

Ege, A.Yavuz. “Avrupa Birliği’nin Enerji Politikası ve Türkiye’nin Uyumu”, **AB’nin Enerji Politikası ve Türkiye.** yay. UPAV, İstanbul:2004, s. 3

Ege, Aylin. “Avrupa Birliği’nde Kömür ve Katı Yakıtlar”, **AB’nin Enerji Politikası ve Türkiye.** yay. UPAV, İstanbul:2004, s. 109.

Ege, Aylin. “Avrupa Birliği’nde Nükleer Enerji ve Türkiye” **AB’nin Enerji Politikası ve Türkiye.** yay. UPAV, İstanbul:2004, s. 129.

EİA, “International Energy Outlook 2005”, [http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484\(2005\).pdf](http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/pdf/0484(2005).pdf), 2005.

EİA. “International Energy Outlook 2005 Highlights”, <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/highlights.html>, 2005.

EİA. “World Natural Gas Consumption by End-Use Sektor, 2002-2025”,
http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/excel/figure_3data.xls

EİA. “World Production of Crude Oil, NGPL, and Other Liquids, 1980-2003”,
<http://www.eia.doe.gov/emeu/iea/tableg1.xls>

“Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri Hakkında Yönetmelik ”. **Resmi Gazete**, 26129;
 4 Nisan 2006.

“Elektrik Piyasası Kanunu (4628 s. k)”. **Resmi Gazete**, 24355; 3 Mart 2001.

Ellis, Andrew ve Diğerleri. “Structural Change in Europe's Gas Markets: Three
 Scenarios for The Development of The European Gas Market to 2020”,
Energy Policy, cilt:28,2000,ss.297-309.

Energy Markets Limited, “Conditions for Truly Competitive Gas Markets in the
 EU”,
http://www.dti.gov.uk/energy/publications/policy/truly_competitive_gas_report.pdf, 2005.

Ercan, Hakan. “Avrupa Birliği Enerji Modelleri”, **AB’nin Enerji Politikası ve
 Türkiye**. yay. UPAV, İstanbul:2004, s. 215.

Erkmen, Cevdet ve Neşe Kangal. **Türkiyede Elektrik Kullanımın Ekonomik
 Analizi**. yay. Türkiye Elektrik Kurumu Genel Müdürlüğü, 1985.

Erkmen, Cevdet ve Neşe Kangal. **Türkiyede Elektrik Kullanımın Ekonomik
 Analizi**. yay. Türkiye Elektrik Kurumu Genel Müdürlüğü, 1985.

Ersungur, Şerif Mustafa. **İktisadi Planlama**. Erzurum,1998.

ETBK, “Birincil Enerji Kaynaklarının Petrol Eşdeğeri Üretim ve Tüketim

Değerleri(1970-2004)”, bilgi@enerji.gov.tr, 2006.

ETBK, “Güneş Enerjisi” <http://www.enerji.gov.tr/gunesenerji.htm>, 2005.

ETBK, “Hizmet Alanları ile İlgili Ülke Potansiyeli”,
<http://www.enerji.gov.tr/enerjiprofilleri.htm>, 2005.

ETBK, “Kömürün Tarihçesi” <http://www.enerji.gov.tr/kömürtarihce.htm>, 2005

ETBK, “Petrol Fiyatları” <http://www.enerji.gov.tr/petrolfiyatları.htm>, 2005.

ETBK, “Rüzgar Enerjisi” <http://www.enerji.gov.tr/ruzgarenerji.htm>, 2005.

ETBK. **Enerji Politikası 2 Veriler**. Ankara: MTA Genel Müdürlüğü,1985.

“EU Energy and Transport in Figures, Statistical Pocketbook 2005”,
http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/figures/pocketbook/doc/2005/2005_energy_en.xls, 2005.

Eurogas, “Eurogas Statistics 2004”
<http://www.eurogas.org/asp/show.asp?wat=2004%20STATISTICS.pdf>,
2005.

Forbes, “The World's Biggest Public Companies”
http://www.forbes.com/lists/2006/18/Rank_1.html. 2006.

Forbes, “Where The Money Is”,
http://www.forbes.com/free_forbes/2006/0417/159.html, 2006.

Gönel, Feride Doğaner. “Çevre Dostu Enerji Kullanımı: Ne Kadarı Gerçek Ne Kadarı Hayal (Türkiye Avrupa Birliği Karşılaştırması)”, **Türkiye 9. Enerji Kongresi Enerji Sektöründe Serbestleşme, Yeni Politikalar, Stratejiler ve**

Sosyo Ekonomik Etkileri. yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İstanbul:2003, Cilt:1, s. 349.

Green Paper Memo. “20 % Energy Savings by 2020, Green Paper on Energy Efficiency”,

http://europa.eu.int/comm/energy/efficiency/doc/2005_06_green_paper_memo_en.pdf, 2005.

Green Paper Technical Document, “Towards a European Strategy for The Security of Energy Supply”, **http://europa.eu.int/comm/energy_transport/doc-principal/pubfinal_en.pdf, 2001.**

Green Paper, “A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy”,

http://europa.eu.int/comm/energy/green-paper-energy/doc/2006_03_08_gp_document_en.pdf, 2006.

Green Paper, “Doing More with Less, Green Paper on Energy Efficiency”,

http://europa.eu.int/comm/energy/efficiency/index_en.htm, 2005.

Green Paper, “Towards a European Strategy for The Security of Energy Supply”,

http://europa.eu.int/comm/energy_transport/en/lpi_en.html, 2001.

Guo, Zijian ve Diğerleri. “A Verhulst Model on Time Series Error Corrected for Port Throughput Forecasting”, **Journal of the Eastern Asia Society for Transportation Studies**, cilt:6, 2005, ss. 881 – 891.

Güler, Hilmi. “Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı ve Bağlı Kuruluşlarının 2006 Yılı Bütçelerinin TBMM’ye Sunumu”,

<http://www.enerji.gov.tr/belge/butce2006.doc>, 2006.

Güney, İrfan ve Diğerleri. “Doğu ve Batı Dünya Ülkeleri Arasında Enerji Köprüsü Görevini Üstlenen Türkiye’nin Rolü ve Sorumlulukları”, **Türkiye 9. Enerji**

Kongresi Enerji Sektöründe Serbestleşme, Yeni Politikalar, Stratejiler ve Sosyo Ekonomik Etkileri. yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İstanbul:2003, Cilt:1, s. 405.

Gürbüz, Özgür. "Buzulların erimesinden Kyoto'ya: Küresel Isınma (1)", http://www.referansgazetesi.com/haber.aspx?HBR_KOD=29861, 2006.

Hsu, Che-Chiang ve Chia-Yon Chen. "A Modified Grey Forecasting Model for Long-Term Prediction", **Journal of the Chinese Institute of Engineers**, cilt: 26, sayı: 3, 2003, ss. 301-308.

IEA, "Competition in Electricity Markets" Energy Market Reform", <http://iea.org/textbase/nppdf/free/2000/compet2001.pdf>, 2001.

İkinci Türkiye Enerji Kongresi. **Türkiye Genel Enerji Durum Raporu.** 1968.

Kaplan, Duygu. "Petrol Fiyatlarını Etkileyen Faktörler", http://www.isbank.com.tr/dosya/petrolfiyatları_haziran2004.pdf, 2004.

"Karaelmas Kara Delik Olmaktan Çıkıyor", **Sabah Gazetesi** (7 Şubat 2006), s.6.

Kepenek, Yakup ve Nurhan Yentürk. **Türkiye Ekonomisi.** İstanbul: Remzi Kitabevi, 1994.

Kepenek, Yakup ve Nurhan Yentürk.. **Türkiye Ekonomisi.** İstanbul: Remzi Kitabevi, 1994.

Keskin, Tülin. "Avrupa Birliğindeki Enerji Verimliliği Politika ve Programları"
Türkiye 9. Enerji Kongresi Enerji Sektöründe Serbestleşme, Yeni Politikalar, Stratejiler ve Sosyo Ekonomik Etkileri. yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İstanbul:2003, Cilt:1, s. 441.

Kjärstad, Jan ve F. Johnsson. “Prospects of the European Gas Market”, **Energy Policy**, 2006.

Kotil, Erdoğan. “Ulaştırma Sektörünün Sektörler Arası İlişkideki Yeri”, **Ulaştırma Politikaları Kongresi**, Ankara, 2003.

Liang, Ruey-Hsun. “Application of Grey Linear Programming to Short-Term Hydro Scheduling”, **Electric Power Systems Research** cilt: 41, 1997, ss. 159-165.

Lise, Wietze ve Diğerleri. “A Game Theoretic Model of the Northwestern European Electricity Market-Market Power and the Environment”, **Energy Policy**,

Mao, Mingzhi. E.C. Chirwa. “Application of Grey Model GM (1,1) to Vehicle Fatality Risk Estimation”, **Technological Forecasting & Social Change**, 2004.

Moran, J. ve Diğerleri. “Use of Grey Relational Analysis to Assess and Optimize Small Biomass Boilers”, **Fuel Processing Technology** , 2005.

“Müzakere Çerçeve Belgesi ve İlgili Diğer Belgeler”, <http://ekutup.dpt.gov.tr/ab/muzakere/cerceve.pdf>, 2005.

Öz, Gamze. “Avrupa Birliği ve Türkiye’de Enerji Piyasalarında Rekabet Hukukunun Uygulanması”, **AB’nin Enerji Politikası ve Türkiye**. yay. UPAV, İstanbul:2004, s. 45.

Özdemir, H. Caner. “Enerji Sektöründe Rekabetin Sağlanması ve Muhtemel Tekelleşme Senaryoları”, **Türkiye 9. Enerji Kongresi Enerji Sektöründe Serbestleşme, Yeni Politikalar, Stratejiler ve Sosyo Ekonomik Etkileri**. yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İstanbul:2003, Cilt:1, s. 103.

Özdemir, H. Caner. “Enerji Sektöründe Rekabetin Sağlanması ve Muhtemel Tekelleşme Senaryoları”, ” **Türkiye 9. Enerji Kongresi Enerji Sektöründe Serbestleşme, Yeni Politikalar, Stratejiler ve Sosyo Ekonomik Etkileri.** yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İstanbul:2003, Cilt:1, s. 103.

Öziş, Ünal ve Diğerleri. “Türkiye Açısından Hidroelektrik Enerjinin Gelişimi”, **Türkiye 9. Enerji Kongresi Enerji Sektöründe Serbestleşme, Yeni Politikalar, Stratejiler ve Sosyo Ekonomik Etkileri.** yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İstanbul:2003, Cilt:2, s. 79.

Pamir, Necdet. “Avrupa Birliği'nin Enerji Sorunsalı ve Türkiye”, **http://www.avsam.org/analizler/npamr_sayi67.pdf, 2005.**

Pamir, Necdet. “Bakü-Tiflis-Ceyhan Boru Hattı'nda Son Durum”, **<http://pete.metu.edu.tr/~emre/photogallery/petrol.pdf>, 2004.**

Percebois, Jacques. “The Gas Deregulation Process in Europe: Economic and Political Approach”, **Energy Policy**, cilt:27,1999,ss.9-15.

Petrol İşleri Genel Müdürlüğü “Petrol ve Doğal Gaz Rezervleri ile Türkiye Petrol Üretiminin Kuruluşlara Göre Dağılımı”, **bilgi@pigm.gov.tr, 2005.**

“Petrol Piyasası Kanunu (5015 s. k)”. **Resmi Gazete**, 25322; 20 Aralık 2003.

Savaş, Vural Fuat. **Yatırım Kriterlerinden Doğrusal Programlamaya.** Eskişehir İktisadi ve Ticari Bilimler Akademisi Yayınları: 27-4, İstanbul: Sermet Matbaası, 1965.

“Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı 2001 Yılı Programı”. **Resmi Gazete**, 24231; 15 Kasım 2000.

“Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı 2004 Yılı Programı”. **Resmi Gazete**, 25273;

28 Ekim 2003.

Serralles, Roberto J. “Electric Energy Restructuring in The European Union: Integration, Subsidiarity and The Challenge of Harmonization”. **Energy Policy**, Article in Press, 2004.

Shen, Lei ve Diğerleri. “Urbanization, Sustainability and the Utilization of Energy and Mineral Resources in China”, **Cities**, 22, sayı: 4, 2005, ss. 287–302.

Sohtaoğlu, Nazif Hülagü. “Türkiye Elektrik Enerji Sektörünün Gelişimi: Kamu ve Özel Kesimde Kaynak Yapısı”, **Türkiye 7. Enerji Kongresi Teknik Oturum Tebliğler 2000’li Yıllara Doğru Enerji Beklentiler ve Düşünceler; Enerji Politikaları ve Planlama**. yay.: Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara: 1997

Şatıroğlu, Kadir D. **Planlama ve Programlama Teknikleri**. Ankara Üniversitesi Siyasal Bilgiler Fakültesi Yayınları: 532, 1983.

Şengüler, İlker. “Özkaynaklarımız İçinde Linyitin Yeri ve Önemi”, **Türkiye 9. Enerji Kongresi Enerji Sektöründe Serbestleşme, Yeni Politikalar, Stratejiler ve Sosyo Ekonomik Etkileri**. yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İstanbul: 2003, Cilt: 1, s. 9.

TEDAŞ. “OECD Ülkeleri Net Elektrik Tüketimlerinin Sektörel Dağılımı ve Şebeke Kayıpları (2002)”, http://www.tedas.gov.tr/Project/Ext_Content/istatistikler1/2004yili_istatistikleri.zip, 2004.

TEİAŞ, “2004-2014 Üretim Kapasite Projeksiyonu”, <http://www.teias.gov.tr/apkuretim/talepgelisim.htm>. 2004.

TEİAŞ. "OECD ve AB Ülkelerinde Brüt Üretim - Kayıplar -Brüt Arz-Net Tüketim

(2002)", <http://www.teias.gov.tr/istat2004/69%20İLETİM%20KAYBI.xls>, 2005.

TEİAŞ. "OECD Ülkelerinde Elektrik Satış Fiyatları", <http://www.teias.gov.tr/istat2004/70TARİFE.xls>, 2005.

TEİAŞ. "Türkiye Brüt Elektrik Enerjisi Üretiminin Birincil Kaynaklarına Göre Yıllar İtibarıyla Gelişimi (1940-2004)", <http://www.teias.gov.tr/istat2004/34.xls>,

TEİAŞ. "Türkiye Brüt Elektrik Enerjisi Üretiminin Birincil Kaynaklarına ve Üretici Kuruluşlara Dağılımı(2004)", <http://www.teias.gov.tr/istat2004/42.xls>,

TEİAŞ. "Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Kaynaklarına Göre Yıllar İtibarıyla Gelişimi (1940-1983)", <http://www.teias.gov.tr/istatistik/2.xls>, 2005.

TEİAŞ. "Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Kaynaklarına Göre Yıllar İtibarıyla Gelişimi (1984-2004)", <http://www.teias.gov.tr/istatistik/3.xls>, 2005.

TEİAŞ. "Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Kaynaklarına Üretici Kuruluşlara Dağılımı(2004)", <http://www.teias.gov.tr/istat2004/6.xls>, 2005.

TEİAŞ. "Türkiye ve Kişi Başına Kurulu Güç Brüt Üretim Arz ve Net Tüketimin Yıllar İtibarıyla Gelişimi(1923-1974)", <http://www.teias.gov.tr/istat2004/30.xls>, 2005.

TEİAŞ. "Türkiye ve Kişi Başına Kurulu Güç Brüt Üretim Arz ve Net Tüketimin Yıllar İtibarıyla Gelişimi(1975-2004)", <http://www.teias.gov.tr/istat2004/31.xls>, 2005.

Telatar, Erdinç. "Enerji Sektöründeki Gelişmeler", (Edit. : Ahmet Şahinöz) **Türkiye Ekonomisi Sektörel Analiz**. Yay. : Türkiye Ekonomi Kurumu, Ankara: Turhan Kitabevi, 1998.

Tien, Tzu-Li ve Cha'o-Kuang Chen. "The Indirect Measurement of Fatigue Limits of Structural Steel by the Deterministic Grey Dynamic Model DGDM(1,1,1)" **Applied Mathematics Modelling** ,Cilt: 21, 1997, ss.611-619.

Tokgöz, Erdiñ. "Türkiye İktisadi Gelişme Tarihini Ana Çizgileri", (Edit. : Ahmet Şahinöz) **Türkiye Ekonomisi Sektörel Analiz**. Yay. : Türkiye Ekonomi Kurumu, Ankara: Turhan Kitabevi, 1998.

Trivedi, H.V. ve J.K. Singh. "Application of Grey System Theory in the Development of a Runoff Prediction Model", **Biosystems Engineering**, cilt: 92, sayı: 4, 2005, ss. 521-526.

TTK. "TTK Hakkında İstatistiki Bilgiler Yatırım Miktarları", <http://www.taskomuru.gov.tr/yatirim.htm>, 2005.

TÜBİTAK, "Vizyon 2023 Teknoloji Öngörüsü Projesi Enerji ve Doğal Kaynaklar Paneli Ön Rapor", <http://vizyon2023.tubitak.gov.tr/teknolojiongorusu/paneller/raporozet/edk.pdf>, 2003.

Türkyılmaz, Oğuz. "Türkiye'nin Doğal Gaz Temin ve Tüketim Politikalarının Değerlendirilmesi", **Türkiye 9. Enerji Kongresi Enerji Sektöründe Serbestleşme, Yeni Politikalar, Stratejiler ve Sosyo Ekonomik Etkileri**. yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İstanbul:2003, Cilt:2, s. 319.

TÜSİAD, "21'inci Yüzyıla Girerken Türkiye'nin Enerji Stratejisinin Değerlendirilmesi", <http://www.tusiad.org/turkish/rapor/enerji/html/sec8.html>,1998.

Ulusoy, Ali. "AB'nin Enerji Politikası", **AB'nin Enerji Politikası ve Türkiye'ye Yansımaları**. Ankara: UPAV: 2004, 60.

“Üçüncü Beş Yıllık Kalkınma Planı”, **Resmi Gazete**, 14374; 27 Kasım 1972.

Ültanır, Mustafa Özcan. “Ulusal Enerji Politikasına Eklenmesi Gereken Yeni Boyutlar”, **Türkiye 6. Enerji Kongresi Teknik Oturum Tebliğleri 4.** yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara: Ajans-Türk Matbaacılık, İzmir,1994, s. 39.

Ünsal, İstemi. **Enerji Gündemi ve Sorunlarımız.** yay.: Elektrik Mühendisleri Odası, Ankara:Şafak Organizasyon, 2004.

Voogt, M.H. ve M.A.Uyterlinde. “Cost Effects of International Trade in Meeting EU Renewable Electricity Targets”, **Energy Policy**, cilt:34,2006,ss.352-364.

Vural, Akın. “Ülkemizin Enerji Politikaları”, **Türkiye 6. Enerji Kongresi Teknik Oturum Tebliğleri 4.** yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara: Ajans-Türk Matbaacılık, İzmir,1994, s. 52.

Wang, Chao-Hung. “Predicting Tourism Demand Using Fuzzy Time Series and Hybrid Grey Theory”, **Tourism Management**, cilt: 25, 2004, ss. 367–374.

Wang, Jianzhou ve Diğerleri. “Detection, Mining and Forecasting of Impact Load in Power Load Forecasting”, **Applied Mathematics and Computation**, cilt:168, 2005, ss. 29-39.

Wang, M.H. ve C.P. Hung. “Novel Grey Model for The Prediction of Trend of Dissolved Gases in Oil-Filled Power Apparatus”, **Electric Power Systems Research**, cilt: 67, 2003, ss. 53-58.

World Bank, “Güneydoğu Avrupa Enerji Birliği (APL #2) – Türkiye”, <http://www.worldbank.org.tr/WBSITE/EXTERNAL/COUNTRIES/ECAEXT/TURKEYEXTN/0,,contentMDK:20663417~pagePK:141137~piPK:141127~theSitePK:361712,00.html,2006>.

Wu, Wann-Yih ve Shuo-Pei Chen. "A Prediction Method Using the Grey Model GMC (1,N) Combined with the Grey Relational Analysis: A Case Study On Internet Access Population Forecast", **Applied Mathematics and Computation**, cilt: 169, 2005, ss. 198–217.

Yalçın, Ergin. "Türkiye’de Uygulanan Enerji Politikaları", **Türkiye 6. Enerji Kongresi Teknik Oturum Tebliğleri 4.** yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara: Ajans-Türk Matbaacılık, İzmir, 1994, s. 61.

Yao, Albert W.L. ve Diğerleri. "An Improved Grey-Based Approach for Electricity Demand Forecasting", **Electric Power Systems Research** cilt: 67, 2003, ss. 217-224.

Yao, Albert W.L. ve S.C. Chi. "Analysis and Design of a Taguchi-Grey Based Electricity Demand Predictor for Energy Management Systems", **Energy Conversion and Management** , cilt: 45, 2004, ss. 1205-1217.

Yarman, Tolga. "Türkiye Enerji Sorunu Nasıl Ele Alınmalı?", **Türkiye 3. Genel Enerji Kongresi Bildirileri Enerji Konusundaki Genel Sorunlar.** Ankara:1978.

"Yedinci Beş Yıllık Kalkınma Planı 1997 Yılı Programı". **Resmi Gazete**, 22812; 9 Kasım 1996.

"Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (5346 s. k)". **Resmi Gazete**, 25819; 18 Mayıs 2005.

Yeşilkılıç, Vedii. "Liberal Elektrik Piyasalarında Tüketici Korumaları", " **Türkiye 9. Enerji Kongresi Enerji Sektöründe Serbestleşme, Yeni Politikalar, Stratejiler ve Sosyo Ekonomik Etkileri.** yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, İstanbul:2003, Cilt:1, s. 419.

Yıldırım, Cengizhan. **Turizm Sektörünün Türkiye Ekonomisindeki Yeri.** Basılmamış Yüksek Lisans Tezi, Abant İzzet Baysal Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü, 2005.

Yıldırım, Sevil. “Dünyada ve Türkiye’de Petrol”, **<http://www.foreigntrade.gov.tr/ead/petrol/petrol-kitap.doc>**

Yücel, Feridun Behçet. “21. Yüzyılın Eşiğinde Türkiye’nin Enerji Politikalarına Yön Verecek Gelişmeler”, **Türkiye 6. Enerji Kongresi Teknik Oturum Tebliğleri 4.** yay. Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara: Ajans-Türk Matbacılık, İzmir, 1994, s. 24.

Zhang, Hong ve Diğerleri. “Application of Grey Modeling Method to Fitting and Forecasting Wear Trend of Marine Diesel Engines”, **Tribology International**, cilt: 36, 2003, ss. 753–756.

EK

ENERJİ SEKTÖRÜNE İLİŞKİN DİĞER VERİLER

Ek 1. Toplam ve Enerji Sektörü Sabit Sermaye Yatırımlarının Oranları(%)

YILLAR	TOPLAM YATIRIMLAR			ENERJİ YATIRIMLARI	
	TOPLAM GSMH	KAMU GSMH	OZEL GSMH	ENERJİ TOPLAM	ENERJİ KAMU
1963	16,2	4,9	11,3	3,0	8,9
1964	14,8	5,2	9,6	4,2	11,2
1965	15,9	5,5	10,4	4,2	11,3
1966	16,4	5,9	10,5	4,4	11,4
1967	18,1	6,1	12,0	4,5	12,4
1968	19,5	6,8	12,7	5,1	13,8
1969	20,9	7,0	13,9	5,3	15,2
1970	21,8	6,9	14,8	5,8	17,2
1971	20,2	6,2	14,0	4,6	13,9
1972	22,4	6,4	16,0	3,9	12,8
1973	22,2	6,3	15,9	4,0	13,1
1974	20,8	6,5	14,3	4,5	13,5
1975	22,6	8,0	14,6	4,5	12,3
1976	25,7	8,9	16,8	5,2	14,6
1977	27,2	10,0	17,2	5,4	14,4
1978	24,6	8,4	16,2	6,1	17,2
1979	21,6	7,9	13,6	8,4	22,2
1980	21,8	8,7	13,1	8,7	21,3
1981	19,8	9,0	10,8	10,3	22,1
1982	19,2	8,2	11,0	10,8	24,7
1983	20,1	8,7	11,4	11,2	25,4
1984	19,3	8,0	11,3	10,2	24,0
1985	20,1	9,2	11,0	10,2	22,0
1986	22,8	10,2	12,6	11,3	24,3
1987	24,6	10,0	14,7	9,7	22,9
1988	26,1	8,9	17,3	9,7	26,9
1989	22,4	7,5	14,9	10,8	29,8
1990	22,6	7,0	15,7	7,3	21,7
1991	23,7	7,5	16,2	6,1	16,8
1992	23,4	7,4	16,0	5,0	14,5
1993	26,3	7,2	19,1	3,6	12,0
1994	24,5	4,9	19,6	2,8	11,6
1995	24,0	4,2	19,8	2,7	12,9
1996	25,1	5,1	20,0	4,1	12,9
1997	26,3	6,1	20,2	5,9	12,4
1998	24,3	6,3	18,1	6,8	16,8
1999	22,1	6,6	15,5	6,6	15,4
2000	22,8	6,8	15,9	6,3	15,2
2001	19,0	6,4	12,6	11,1	13,7
2002	17,4	6,3	11,0	10,4	20,8
2003	16,1	4,9	11,2	7,7	18,2
2004	18,4	4,5	13,9	5,0	14,6

Ek 2. Enerji Sektörüne Yapılan Sabit Sermaye Yatırımları (1987=100, Milyar TL)

YILLAR	KAMU		ÖZEL		TOPLAM (TL)	GSMH PAYI (%)
	DEĞER (TL)	ORAN (%)	DEĞER (TL)	ORAN (%)		
1963	103,387	90,83	10,433	9,17	113,820	0,48
1964	144,431	93,10	10,706	6,90	155,138	0,63
1965	157,094	93,15	11,546	6,85	168,640	0,66
1966	191,248	93,18	13,988	6,82	205,235	0,72
1967	223,863	93,83	14,715	6,17	238,578	0,80
1968	297,836	94,8	16,339	5,20	314,174	0,99
1969	350,084	95,04	18,283	4,96	368,366	1,12
1970	412,665	95,25	20,591	4,75	433,256	1,26
1971	318,840	93,67	21,533	6,33	340,374	0,92
1972	329,528	92,67	26,048	7,33	355,576	0,88
1973	348,341	93,58	23,899	6,42	372,240	0,88
1974	384,575	95,13	19,691	4,87	404,267	0,93
1975	453,183	96,00	18,898	4,00	472,081	1,02
1976	657,782	97,06	19,935	2,94	677,717	1,34
1977	745,008	97,24	21,159	2,76	766,167	1,47
1978	761,788	97,02	23,435	2,98	785,224	1,49
1979	922,496	97,29	25,662	2,71	948,158	1,81
1980	942,907	97,48	24,359	2,52	967,266	1,90
1981	1063,020	97,59	26,251	2,41	1089,270	2,04
1982	1111,290	97,61	27,182	2,39	1138,470	2,07
1983	1264,710	97,72	29,462	2,28	1294,170	2,26
1984	1179,340	97,27	33,102	2,73	1212,440	1,98
1985	1286,500	97,89	27,723	2,11	1314,220	2,05
1986	1690,490	95,90	72,293	4,10	1762,780	2,58
1987	1715,800	95,98	71,311	3,99	1787,650	2,38
1988	1814,640	93,65	121,035	6,25	1937,650	2,55
1989	1738,300	93,20	133,779	7,17	1865,190	2,41
1990	1279,460	92,15	108,973	7,85	1388,430	1,64
1991	1069,140	86,54	166,248	13,46	1235,380	1,46
1992	966,019	91,65	87,999	8,35	1054,020	1,17
1993	842,294	90,57	87,717	9,43	930,013	0,95
1994	525,195	83,26	105,559	16,74	630,755	0,69
1995	533,509	84,04	99,882	15,73	634,855	0,64
1996	698,231	64,54	382,793	35,38	1081,820	1,02
1997	863,922	48,78	929,471	52,48	1771,000	1,54
1998	1258,130	63,74	710,829	36,01	1973,980	1,65
1999	1140,170	69,65	487,158	29,76	1636,950	1,46
2000	1240,360	72,63	454,701	26,63	1707,680	1,43
2001	945,466	41,53	1328,160	58,33	2276,800	2,11
2002	1532,620	72,89	571,738	27,19	2102,560	1,81
2003	1107,700	72,35	423,387	27,65	1531,080	1,24
2004	891,153	72,27	341,866	27,73	1233,020	0,91
2005	992,667	68,50	456,482	31,50	1449,150	1,02

Ek 3. Birincil Enerji Üretim ve Tüketimi ile Yatırım ve GSMH'nin Yıllık Değişimi(%)

YILLAR	YATIRIM	GSMH	TOPLAM		TİCARİ	
			ÜRETİM	TÜKETİM	ÜRETİM	TÜKETİM
1964	36,3	9,7	8,6	9,0	10,4	13,8
1965	8,7	4,1	7,5	2,3	13,2	5,8
1966	21,7	3,1	13,1	9,3	18,8	14,3
1967	16,2	12	8,1	3,6	11,8	6,7
ORTALAMA	20,7	5,9	9,3	6,1	13,5	10,2
1968	31,7	6,7	5,2	6,7	6,4	10,2
1969	17,2	4,3	4,9	7,7	8,0	12,3
1970	17,6	4,4	-2,5	2,9	23,5	3,7
1971	-21,4	7,0	0,7	7,2	0,6	10,8
1972	4,5	9,2	5,5	11,7	4,0	13,2
ORTALAMA	9,9	6,3	2,8	7,3	8,5	10,0
1973	4,7	4,9	16,4	7,6	3,0	11,9
1974	8,6	3,3	3,4	4,2	3,0	4,2
1975	16,8	6,1	1,8	7,4	2,3	9,5
1976	43,6	9,0	0,1	8,2	-0,3	10,1
1977	13,1	3,0	2,5	9,3	2,7	11,5
ORTALAMA	17,3	5,2	4,8	7,8	2,1	9,5
1978	2,5	1,2	5,6	0,4	7,0	-0,3
1979	20,8	-0,5	-2,9	-5,7	-4,5	-8,1
1980	2,0	-2,8	0,2	4,1	-0,3	4,5
1981	12,6	4,8	5,4	0,2	6,8	0,1
1982	4,5	3,1	4,8	7,3	4,9	8,8
1983	13,7	4,2	0,7	3,8	0,2	4,5
ORTALAMA	9,3	1,7	2,3	1,7	2,4	1,6
1984	-6,3	7,1	5,2	4,8	6,7	6,7
1985	8,4	4,3	7,9	5,3	10,4	7,3
1986	34,1	6,8	7,3	7,8	9,2	9,3
1987	1,4	9,8	6,5	10,4	8,2	12,8
1988	8,4	1,5	-1,9	2,2	-2,4	2,7
1989	-3,7	1,6	4,7	5,8	5,8	7,0
ORTALAMA	7,0	5,2	5,0	6,1	6,3	7,6
1990	-25,6	9,4	-1,1	4,7	0,8	5,7
1991	-11,0	0,3	1,5	1,5	0,5	3,4
1992	-14,7	6,4	5,7	4,9	8,0	5,6
1993	-11,8	8,1	-1,9	5,9	-1,4	6,9
1994	-32,2	-6,1	3,5	-1,2	2,6	-1,3
ORTALAMA	-19,0	3,6	1,5	3,2	2,1	4,0
1995	0,6	8,0	0,7	7,8	1,4	8,9
1996	70,4	7,1	2,9	8,3	3,2	9,4
1997	63,7	8,3	3,0	5,2	3,7	5,8
1998	11,5	3,9	6,5	2,7	8,1	3,0
1999	-17,1	-6,1	-3,5	-0,6	-4,4	-0,3
2000	4,3	6,3	-5,3	8,9	-6,6	10,2
ORTALAMA	22,2	4,6	0,7	5,4	0,9	6,2
2001	15,6	-9,5	-5,3	-6,5	-5,7	-6,8
2002	-7,7	7,9	-4,9	3,2	-5,2	3,8
2003	-27,2	5,9	-4,4	7,2	-4,6	8,1
2004	-19,5	9,9	6,0	4,6	9,0	5,2
2005	17,5	5,0	4,8	5,4	6,8	5,9
ORTALAMA	-4,2	3,8	-0,8	2,8	0,0	3,3

Ek 4. Dönemler İtibarıyla Birincil Enerji Kaynaklarının Bin Ton Petrol Eşdeğeri Olarak Üretim Miktarları

YILLAR	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT	ASFALTİT	PETROL	HİDROLİK	ODUN	BİTKİ ARTIĞI	TOPLAM
1962	2375	945	0	625	97	1700	2028	7770
1963	2533	1076	0	783	181	1739	1937	8249
1964	2714	1254	0	967	142	1865	2013	8955
1965	2678	1262	0	1610	187	1888	2002	9627
1966	2977	1495	5	2143	201	1972	2092	10885
1967	3068	1429	5	2890	205	3849	2129	11771
1968	2909	1636	11	3260	273	3842	2127	12378
1969	2857	1759	9	3804	296	3819	2121	12985
1970	2790	1735	15	3719	261	3845	2110	12655
1971	2830	1867	10	3626	224	3657	2120	12748
1972	2831	2203	72	3557	276	4051	2197	13451
1973	2832	2326	124	3687	224	4154	2256	15650
1974	3029	2506	169	3474	289	4350	2320	16188
1975	2936	2745	196	3250	508	4369	2414	16473
1976	2826	3004	190	2725	720	4420	2530	16488
1977	2687	3269	187	2849	737	4497	2593	16893
1978	2620	4057	128	2873	803	4574	2703	17838
1979	2471	3343	87	2973	885	4652	2819	17321
1980	2195	3738	240	2447	976	4730	2953	17358
1981	2422	4271	241	2481	1085	4807	2918	18299
1982	2445	4652	370	2450	1218	5028	2900	19186
1983	2159	5378	323	2313	975	5126	2932	19313

Kaynak: bilgi@enerji.gov.tr (02.02.2006).

Ek 4. Dönemler İtibarıyla Birincil Enerji Kaynaklarının Bin Ton Petrol Eşdeğeri Olarak Üretim Miktarları (Devamı)

YILLAR	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT ASFALTİT	DOĞAL GAZ	PETROL	HİDROLİK	ODUN	BİTKİ ARTIĞI	TOPLAM
1984	2216	6595	36	2191	1155	5177	2755	20322
1985	2199	8437	62	2216	1036	5210	2539	21935
1986	2151	9210	416	2514	1021	5271	2609	23538
1987	2111	10098	270	2762	1601	5308	2544	25077
1988	2212	8872	90	2692	2490	5313	2527	24607
1989	2027	10743	158	3020	1543	5345	2504	25754
1990	2080	9643	3903	3903	193	5361	1847	25478
1991	1827	9177	4674	4674	185	5391	1821	25501
1992	1727	10390	4495	4495	180	5421	1788	26794
1993	1722	9827	4087	4087	182	5451	1697	26441
1994	1636	10471	3871	3871	182	5482	1627	26511
1995	1319	10764	3692	166	3057	5512	1556	27386
1996	1382	10914	3675	187	3481	5512	1533	28209
1997	1347	11771	3630	230	3424	5512	1512	29324
1998	1143	12801	3385	514	3632	5512	1471	27659
1999	1030	12254	3087	665	2982	5293	1422	26855
2000	1159	12137	581	2886	2656	5081	1376	26855
2001	1255	11624	284	2679	2065	4879	1332	25173
2002	1169	10659	344	2541	2897	4684	1290	24727
2003	1104	9867	511	2494	3038	4497	1251	23978
2004	1053	9544	644	2390	3963	4318	1214	24397

Kaynak: bilgi@enerji.gov.tr(02.02.2006).

Ek 5. Dönemler İtibarıyla Birincil Enerji Kaynaklarının Bin Ton Petrol Eşdeğeri Olarak Tüketim Miktarları

YILLAR	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT	ASFALTİT	PETROL	HİDROLİK	ODUN	BİTKİ ARTIĞI	TOPLAM
1962	2430	1001	0	2834	97	3916	2028	12306
1963	2580	1001	0	3125	181	3902	1937	12726
1964	2754	1242	0	3728	142	3883	1972	13721
1965	2679	1293	0	4157	187	3870	2002	14188
1966	2954	1402	5	4960	201	3852	2092	15466
1967	2776	1390	5	5718	244	3849	2129	16111
1968	2773	1595	11	6543	273	3842	2127	17163
1969	2927	1674	9	7619	296	3819	2121	18465
1970	2883	1732	15	8164	261	3845	2110	19010
1971	2837	1913	10	9618	224	3657	2120	20379
1972	2829	2207	72	11139	276	4051	2197	22771
1973	2803	2293	125	12595	224	4154	2256	24512
1974	3069	2456	169	12739	289	4350	2320	25535
1975	3025	2692	196	14178	508	4369	2414	27437
1976	3053	2960	190	15742	720	4420	2530	29695
1977	3085	3119	187	18092	737	4497	2593	32454
1978	2865	3491	128	17861	803	4574	2703	32571
1979	2988	3570	87	15536	885	4652	2819	30708
1980	2824	3970	240	16074	976	4730	2953	31973
1981	2758	4181	241	15845	1085	4807	2918	32049
1982	3077	4616	370	16933	1218	5028	2900	34388
1983	3255	5294	323	17540	975	5126	2932	35697

Kaynak: bilgi@enerji.gov.tr (02.02.2006).

Ek 5. Dönemler İtibarıyla Birincil Enerji Kaynaklarının Bin Ton Petrol Eşdeğeri Olarak Tüketim Miktarları(Devamı)

YILLAR	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT ASFALTİT	DOĞAL GAZ	PETROL	HİDROLİK	ODUN	BİTKİ ARTIĞI	TOPLAM
1984	3464	6505	36	17840	1155	5177	2755	37425
1985	3775	8157	62	18134	1036	5210	2539	39399
1986	3992	9140	416	19622	1021	5271	2609	42472
1987	4404	9460	669	22301	1601	5308	2544	46883
1988	5204	8201	1115	22590	2490	5313	2527	47910
1989	4722	10383	2878	22865	1543	5345	2504	50705
1990	6150	9888	3110	23901	1991	5361	2548	52987
1991	6501	10632	3827	23315	1951	5391	1821	54278
1992	6243	10828	4197	24865	2285	5421	1788	56684
1993	5834	9962	4630	28412	2920	5451	1697	60265
1994	5512	10331	4921	27142	2630	5482	1627	59127
1995	5905	10633	6313	29324	3057	5512	1556	63679
1996	7401	11202	7384	30939	3481	5512	1533	69862
1997	8452	12330	9165	30515	3424	5512	1512	73779
1998	8921	12641	9690	30349	3632	5512	1471	74709
1999	7708	12326	11741	30138	2982	5293	1422	74275
2000	9983	13228	13728	32297	2656	5081	1376	81251
2001	7060	11942	14868	30936	2065	4879	1322	75952
2002	8870	10783	16102	30932	2987	4684	1290	78711
2003	11124	9837	19450	31806	3038	4497	1251	83970
2004	12228	9859	20426	32922	3963	4318	1214	87819

Kaynak: bilgi@enerji.gov.tr 02.02.2006).

Ek 6. Dönemler İtibarıyla Birincil Enerji Kaynaklarının Tüketim Oranları(%).

YILLAR	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT	ASFALTİT	PETROL	HİDROLİK	ODUN	BİTKİ ARTIĞI
1962	19,7	8,1	0,0	23,0	0,8	31,8	16,5
1963	20,3	7,9	0,0	24,6	1,4	30,7	15,2
1964	20,1	9,1	0,0	27,2	1,0	28,3	14,4
1965	18,9	9,1	0,0	29,3	1,3	27,3	14,1
1966	19,1	9,1	0,032	32,1	1,3	24,9	13,5
1967	17,2	8,6	0,031	35,5	1,5	23,9	13,2
1968	16,2	9,3	0,1	38,1	1,6	22,4	12,4
1969	15,9	9,1	0,0	41,3	1,6	20,7	11,5
1970	15,2	9,1	0,1	42,9	1,4	20,2	11,1
1971	13,9	9,4	0,0	47,2	1,1	17,9	10,4
1972	12,4	9,7	0,3	48,9	1,2	17,8	9,7
1973	11,2	9,2	0,5	52,4	0,9	16,6	9,2
1974	11,9	9,5	0,7	50,8	1,1	16,9	9,2
1975	11,0	9,8	0,7	51,7	1,8	15,9	9,1
1976	9,8	10,9	0,6	52,7	2,4	14,7	8,8
1977	9,3	10,6	0,6	55,2	2,2	13,6	8,3
1978	8,8	10,7	0,4	54,8	2,5	14,0	8,3
1979	9,7	11,6	0,3	50,6	2,9	15,1	9,2
1980	8,8	12,4	0,8	50,3	3,1	14,8	9,2
1981	8,6	13,0	0,8	49,4	3,4	15,0	9,1
1982	8,9	13,4	1,1	49,2	3,5	14,6	8,4
1983	9,1	14,8	0,9	49,1	2,7	14,4	8,2

Ek 6. Dönemler İtibarıyla Birincil Enerji Kaynaklarının Tüketim Oranları(%)
(Devamı)

YILLAR	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT ASFALTİT	DOĞAL GAZ	PETROL	HİDROLİK	ODUN	BİTKİ ARTIĞI
1984	9,2	17,2	0,1	47,3	3,1	13,8	8,6
1985	9,5	20,3	0,2	45,7	2,6	13,1	8,1
1986	9,4	21,6	1,0	45,7	2,4	12,3	7,5
1987	9,3	20,2	1,4	48	3,4	11,9	5,5
1988	9,9	18,3	2,4	46,7	5,4	11,5	5,6
1989	8,4	21,2	5,8	45,1	3,1	10,8	5,2
1990	11,6	18,7	5,87	45,1	3,8	10,1	3,5
1991	12,0	19,6	7,05	43,0	3,6	9,9	3,4
1992	11,0	19,1	7,40	43,9	4,0	9,6	3,2
1993	9,7	16,5	7,68	47,1	4,8	9,0	2,8
1994	9,3	17,5	8,32	45,9	4,4	9,3	2,8
1995	9,3	16,7	9,9	46,0	4,8	8,7	2,4
1996	10,6	16,0	10,6	44,3	5,0	7,9	2,2
1997	11,5	16,7	12,4	41,4	4,6	7,5	2,0
1998	11,9	16,9	13,0	40,6	4,9	7,4	2,0
1999	10,4	16,6	15,8	40,6	4,0	7,1	1,9
2000	12,3	16,3	16,9	39,7	3,3	6,3	1,7
2001	9,3	15,7	19,6	40,7	2,719	6,4	1,8
2002	11,3	13,7	20,5	39,3	3,680	6,0	1,6
2003	13,2	11,7	23,2	37,9	3,618	5,4	1,5
2004	13,9	11,2	23,3	37,5	4,513	4,9	1,4
2005	15,5	12,4	35,9	25,4	3,8	4,6	1,2

Ek 7. Dönemler İtibarıyla Elektrik Enerjisi Kurulu Gücünde Kaynakların Payı(%)

YILLAR	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT	FUEL OİL	MOTORİN	DİĞER	TERMİK TOPLAMI	HİDROLİK TOPLAMI
1962	25,6	15,2	9,5	14,5	0,9	65,7	34,3
1963	25,4	15,2	9,5	14,4	0,9	65,4	34,6
1964	24,7	14,8	9,3	15,2	0,9	64,9	35,1
1965	23,5	17,5	9,6	14,7	0,9	66,1	33,9
1966	21,3	16,5	8,8	14,8	1,1	62,5	37,5
1967	17,9	13,9	18,6	12,9	1	64,2	35,8
1968	17,8	14,0	21,0	9,4	1,0	63,2	36,8
1969	17,8	14,0	21,0	9,4	1,0	63,2	36,8
1970	15,7	13,0	28,9	8,6	1,4	67,5	32,5
1971	13,6	11,3	31,5	7,6	2,2	66,2	33,8
1972	12,9	10,8	30,2	10,8	2,4	67,1	32,9
1972	12,9	10,8	30,2	10,8	2,4	67,1	32,9
1973	11,0	18,6	27,2	10,3	2,0	69,1	30,9
1974	9,4	15,9	23,3	10,9	1,7	61,2	38,8
1975	8,4	14,2	20,9	11,2	2,8	57,5	42,5
1976	8,0	13,6	20,5	12,3	2,7	57,1	42,9
1977	7,4	18,8	19,0	11,3	3,9	60,4	39,6
1978	6,6	21,5	18,2	11,0	4,0	61,4	38,6
1979	6,3	20,5	17,3	10,5	3,8	58,4	41,6
1980	6,3	20,5	17,3	10,5	3,8	58,4	41,6
1981	5,8	21,9	16,0	10,0	3,7	57,4	42,6
1982	4,9	24,1	13,4	8,3	2,9	53,6	46,4
1983	3,5	26,0	12,5	8,2	3,1	53,3	46,7

Ek 7. Dönemler İtibarıyla Elektrik Enerjisi Kurulu Gücünde Kaynakların Payı(%)(Devamı 1.)

YILLAR	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT	FUEL OİL	MOTORİN	DOĞAL GAZ	JEOTERMAL	TERMİK TOPLAMI	HİDROLİK
1984	2,6	27,9	13,0	7,4	0,0	0,2	54,0	45,8
1985	2,4	31,4	12,1	6,9	1,1	0,2	57,3	42,5
1986	2,0	35,4	10,9	6,2	4,0	0,2	61,5	38,3
1987	1,5	35,5	9,6	4,4	6,4	0,1	59,8	40
1988	1,3	30,5	8,2	3,7	10,7	0,1	57,1	42,8
1989	2,1	29,8	7,6	3,5	12,9	0,1	58,2	41,7
1990	2,0	29,9	7,4	3,3	13,5	0,1	58,4	41,5
1991	2,0	29,3	6,9	3,2	14,8	0,1	58,6	41,3
1992	1,9	28,9	6,2	2,0	13,8	0,1	55,1	44,8
1993	1,7	27,6	5,7	1,8	13,3	0,1	52,3	47,6
1994	1,7	27,9	5,6	1,8	13,5	0,1	52,6	47,3
1995	1,8	34,2	6,5	1,2	16,3	0,1	62,6	37,3
1996	1,9	33,5	6,5	1,2	16,9	0,1	62,5	37,4
1997	1,8	32,0	6,2	1,2	18,5	0,1	62,2	37,7
1998	1,6	29,0	5,7	1,0	18,9	0,1	60,8	39,2
1999	1,3	25,2	4,8	0,9	19,7	0,1	61,6	38,4
2000	1,3	25,1	4,9	0,9	18,9	0,1	61,9	38,1

Ek 7. Dönemler İtibarıyla Elektrik Enerjisi Kurulu Gücünde Kaynakların Payı(%)(Devamı 2.)

YILLAR	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT	İTHAL KÖMÜR	FUEL OİL	DOĞAL GAZ	RÜZGAR JEOTERMAL	TERMİK TOPLAMI	HİDROLİK TOPLAMI
2000	1,2	23,9	0,5	4,6	18,0	0,1	58,9	41,0
2001	1,2	23,0	0,5	5,7	17,1	0,1	58,7	41,2
2002	1,1	20,4	0,5	6,3	22,8	0,1	61,4	38,4
2003	0,9	18,1	4,1	6,6	24,9	0,1	64,6	35,3
2004	0,9	17,5	4,1	6,3	27,5	0,1	65,6	34,3

Ek 8. Dönemler İtibarıyla Üretilen Elektrik Enerjisinin Kaynaklara Göre Dağılımı (%)

YILLAR	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT	FUEL OİL	MOTORİN	DİĞER	TERMİK TOPLAMI	HİDROLİK TOPLAMI
1962	42,7	16,9	1,3	6,3	1,3	68,4	31,6
1963	24,3	13,9	1,6	5,8	1,6	47,2	52,8
1964	31,7	21,9	2,2	5,0	2,2	63,0	37,0
1965	25,3	19,5	2,0	7,2	2,0	56,0	44,0
1966	24,6	22,6	2,2	6,3	2,2	57,9	42,1
1967	17,7	16,4	17,2	7,5	2,8	61,7	38,3
1968	14,9	17,3	15,3	4,1	2,6	54,2	45,8
1969	16,5	14,2	19,6	3,6	2,3	56,0	44,0
1970	16,0	16,7	27,1	3,1	1,9	64,8	35,2
1971	14,9	15,6	39,8	1,4	1,7	73,3	26,7
1972	12,7	13,2	42,5	1,5	1,6	71,5	28,5
1973	12,1	14,0	47,1	4,3	1,6	79,0	21,0
1974	11,3	17,5	39,9	4,9	1,5	75,1	24,9
1975	9,1	17,2	30,1	4,4	1,4	62,2	37,8
1976	7,4	16,3	25,6	4,1	0,9	54,2	45,8
1977	6,2	17,6	26,9	6,5	1,1	58,3	41,7
1978	5,6	20,1	26,2	4,6	0,6	57,0	43
1979	4,7	23,8	22,7	2,4	0,6	54,3	45,7
1980	3,9	21,7	22,4	2,6	0,6	51,2	48,8
1981	3,6	21,3	21,1	2,5	0,4	48,9	51,1
1982	3,4	20,8	20,0	2,4	0,0	46,6	53,4
1983	2,9	28,5	23,2	3,9	0,0	58,5	41,5

Ek 8. Dönemler İtibarıyla Üretilen Elektrik Enerjisinin Kaynaklara Göre Dağılımı
(%)(Devamı)

YILLAR	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT	FUEL OİL	MOTORİN	DOĞAL GAZ	JEOTERMAL	TERMİK TOPLAMI	HİDROLİK TOPLAMI
1984	2,3	30,8	21,9	1,1	0,0	0,1	56,1	43,9
1985	2,1	41,8	20,5	0,2	0,2	0	64,8	35,2
1986	1,9	47,1	17,5	0,1	3,4	0,1	70,1	29,9
1987	1,4	38,4	12,2	0,2	5,7	0,1	58,0	42
1988	0,7	25,3	6,8	0,1	6,8	0,1	39,7	60,3
1989	0,6	38,4	8,1	0,1	18,3	0,1	65,5	34,5
1990	1,1	34,0	6,8	0,0	17,7	0,1	59,6	40,2
1991	1,7	34,1	5,5	0,0	20,9	0,1	62,2	37,7
1992	2,7	33,8	7,8	0,0	16,1	0,1	60,4	39,5
1993	2,4	29,8	7,0	0,0	14,6	0,1	53,9	46,0
1994	2,5	33,5	7,1	0,0	17,6	0,1	60,8	39,1
1995	2,6	29,9	6,4	0,3	19,2	0,1	58,7	41,2
1996	2,7	29,3	6,5	0,4	18,1	0,1	57,2	42,7
1997	3,2	29,6	6,3	0,5	21,4	0,1	61,4	38,5
1998	2,7	29,5	6,6	0,3	22,4	0,1	61,9	38,0
1999	2,7	29,1	5,6	0,6	31,2	0,1	70,1	29,8
2000	2,5	27,5	6,0	0,8	37,0	0,1	75,2	24,7

Ek 8. Dönemler İtibarıyla Üretilen Elektrik Enerjisinin Kaynaklara Göre Dağılımı
(%) (Devamı).

YILLAR	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT	İTHAL KÖMÜR	FUEL OİL	DOĞAL GAZ	RÜZGAR JEOTERMAL	TERMİK TOPLAMI	HİDROLİK TOPLAMI
2000	2,5	27,5	0,5	6,0	37,0	0,1	75,2	24,7
2001	2,2	28,0	1,1	7,2	40,4	0,1	80,3	19,6
2002	2,0	21,7	1,1	7,3	40,6	0,1	73,9	26,0
2003	1,9	16,8	4,2	5,8	45,2	0,1	74,8	25,1
2004	1,6	14,9	6,3	4,4	41,3	0,1	69,3	30,6

ÖZGEÇMİŞ

Adı Soyadı	: Yalçın ELMAS
Sürekli Adresi	: Kalıcı Konutlar 11. Bölge 115. Ada B1 Blok D6 DÜZCE
Doğum Yeri ve Yılı	: Bamberg/ALMANYA 1975
Yabancı Dili	: İngilizce
İlköğretim	: Zonguldak Otuz Ağustos İlkokulu-1986
Ortaöğretim	: Zonguldak Atatürk Ortaokulu-1989
Lise	: Düzce Lisesi-1992
Lisans	: Atatürk Üniversitesi-2000
Anabilim Dalı	: İktisat
Çalışma Hayatı	: Düzce Namık Kemal İlköğretim Okulu'nda Ücretli İngilizce Öğretmenliği (2004), Türkiye Kızılay Derneği Düzce Şube Başkanlığı'nda İlkyardım ve Gönüllü Koordinatörlüğü(2005).