

ATATÜRK ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
İKTİSAT ANABİLİM DALI

Fuat LEBE

TÜRKİYE’DE ENERJİ PİYASASI VE ENERJİ TALEBİ:
ELEKTRİK VE DOĞAL GAZ ENERJİSİ İÇİN EKONOMETRİK
BİR UYGULAMA

DOKTORA TEZİ

TEZ YÖNETİCİSİ
Prof. Dr. Muammer YAYLALI

ERZURUM–2012



T.C.
ATATÜRK ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

TEZ BEYAN FORMU



02/08/2012

SOSYAL BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ MÜDÜRLÜĞÜNE

BİLDİRİM

Atatürk Üniversitesi Lisansüstü Eğitim-Öğretim ve Sınav Yönetmeliğine göre hazırlamış olduğum “Türkiye’de Enerji Piyasası ve Enerji Talebi: Elektrik ve Doğal Gaz Enerjisi İçin Ekonometrik Bir Uygulama” adlı tezin tamamen kendi çalışmam olduğunu ve her alıntıya kaynak gösterdiğimi taahhüt eder, tezimin/raporumun kağıt ve elektronik kopyalarının Atatürk Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü arşivlerinde aşağıda belirttiğim koşullarda saklanmasına izin verdiğimi onaylarım:

Lisansüstü Eğitim-Öğretim yönetmeliğinin ilgili maddeleri uyarınca gereğinin yapılmasını arz ederim.

☐ Tezimin/Raporumun tamamı her yerden erişime açılabilir.

☐ Tezim/Raporum sadece Atatürk Üniversitesi yerleşkelerinden erişime açılabilir.

☒ Tezimin/Raporumun 3 yıl süreyle erişime açılmasını istemiyorum. Bu sürenin sonunda uzatma için başvuruda bulunmadığım takdirde, tezimin/raporumun tamamı her yerden erişime açılabilir.

02.08.2012

Fuat LEBE



T.C.
ATATÜRK ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ



TEZ KABUL TUTANAĞI

SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ MÜDÜRLÜĞÜNE

Prof. Dr. Muammer YAYLALI danışmanlığında, Fuat LEBE tarafından hazırlanan bu çalışma 17 / 07 / 2012 tarihinde aşağıdaki jüri tarafından İktisat Anabilim Dalı'nda Doktora Tezi olarak kabul edilmiştir.

Başkan :Prof. Dr. Muammer YAYLALI

İmza:

Jüri Üyesi :Prof. Dr. Sibkat KAÇTIOĞLU

İmza:

Jüri Üyesi :Prof. Dr. Hüseyin ÖZER

İmza:

Jüri Üyesi :Doç. Dr. E. Muhsin DOĞAN

İmza:

Jüri Üyesi :Yard. Doç. Dr. Ergün AKTÜRK

İmza:

Yukarıdaki imzalar adı geçen öğretim üyelerine aittir. 17 / 07 / 2012

Prof. Dr. Mustafa YILDIRIM
Enstitü Müdürü

F-84/00/22.02.2012

İÇİNDEKİLER

ÖZET.....	V
ABSTRACT	VI
SİMGELER VE KISALTMALAR	VII
TABLolar DİZİNİ	IX
ŞEKİLLER DİZİNİ	XII
BİRİMLER VE DÖNÜŞTÜRME KATSAYILARI	XIII
GİRİŞ	1

BİRİNCİ BÖLÜM

TALEP TEORİSİ

1.1. TALEP	4
1.2. TALEP EDİLEN MİKTARI ETKİLEYEN FAKTÖRLER.....	5
1.2.1. Malın Fiyatı	6
1.2.2. Tüketici Geliri.....	6
1.2.3. İlgili Malların Fiyatları	7
1.2.3.1. İkame Mallar	8
1.2.3.2. Tamamlayıcı Mallar	9
1.2.4. Tüketici Zevk ve Tercihleri	10
1.2.5. Tüketici Sayısı (Nüfus).....	10
1.2.6. Beklentiler.....	11
1.3. ESNEKLİKLER	12
1.3.1. Talebin Fiyat Esnekliği	13
1.3.1.1. Talebin Fiyat Esnekliği ve Toplam Harcama.....	15
1.3.1.2. Talebin Fiyat Esnekliğini Etkileyen Faktörler	16
1.3.2. Talebin Gelir Esnekliği	17
1.3.3. Talebin Çapraz Esnekliği.....	18

İKİNCİ BÖLÜM

DÜNYA'DA VE TÜRKİYE'DE ENERJİ VE ENERJİ KAYNAKLARI

2.1. ENERJİ TANIMI VE ÖNEMİ	20
2.2. ENERJİ KAYNAKLARI	21
2.2.1. Birincil Enerji Kaynakları.....	22
2.2.1.1. Petrol	22
2.2.1.1.1. Dünya’da Petrol.....	23
2.2.1.1.2. Türkiye’de Petrol.....	30
2.2.1.2. Doğal Gaz.....	36
2.2.1.2.1. Dünya’da Doğal Gaz	38
2.2.1.2.2. Türkiye’de Doğal Gaz	45
2.2.1.3. Kömür	54
2.2.1.3.1. Dünya’da Kömür	56
2.2.1.3.2. Türkiye’de Kömür	61
2.2.1.4. Rüzgâr Enerjisi.....	71
2.2.1.4.1. Dünya’da Rüzgâr Enerjisi	72
2.2.1.4.2. Türkiye’de Rüzgâr Enerjisi	76
2.2.1.5. Güneş Enerjisi	78
2.2.1.5.1. Dünya’da Güneş Enerjisi.....	80
2.2.1.5.2. Türkiye’de Güneş Enerjisi.....	88
2.2.1.6. Jeotermal Enerji	91
2.2.1.6.1. Dünya’da Jeotermal Enerji	92
2.2.1.6.2. Türkiye’de Jeotermal Enerji	93
2.2.1.7. Hidrolik (Su Gücü) Enerji.....	96
2.2.1.7.1. Dünya’da Hidrolik Enerji	97
2.2.1.7.2. Türkiye’de Hidrolik Enerji	98

2.2.1.8. Biyokütle Enerjisi (Odun, Hayvan ve Bitki Atıkları)	101
2.2.1.8.1. Dünya’da Biyokütle Enerji.....	105
2.2.1.8.2. Türkiye’de Biyokütle Enerji.....	107
2.2.2. İkincil Enerji Kaynakları	111
2.2.2.1. Hidrojen Enerjisi	112
2.2.2.1.1. Dünya’da Hidrojen Enerjisi.....	114
2.2.2.1.2. Türkiye’de Hidrojen Enerjisi.....	117
2.2.2.2. Nükleer Enerji	120
2.2.2.2.1. Dünya’da Nükleer Enerji.....	123
2.2.2.2.2. Türkiye’de Nükleer Enerji.....	126
2.2.2.3. Elektrik Enerjisi	129
2.2.2.3.1. Dünya’da Elektrik Enerjisi	130
2.2.2.3.2. Türkiye’de Elektrik Enerjisi	136

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

ARAŞTIRMANIN METODOLOJİSİ VE TEMEL BULGULAR

3.1. ARAŞTIRMANIN METODOLOJİSİ	152
3.1.1. Araştırmanın Önemi, Amacı ve Kapsamı.....	152
3.1.2. Değişkenler ve Veriler	153
3.1.3. Ekonometrik Model	156
3.1.3.1. Zaman Serilerinde Durağanlık	156
3.1.3.2. Eşbütünleşme	157
3.1.3.2.1. Sınır Testi	159
3.1.3.2.2. ARDL Yaklaşımı.....	161
3.1.3.2.3. Tanısal Testler	163
3.2. ENERJİ TALEBİ TAHMİN YÖNTEMLERİ	167
3.3. LİTERATÜR ÖZETİ	168

3.4. TEMEL BULGULAR	182
3.4.1. Türkiye'nin Elektrik Talebinin Analizi	182
3.4.1.1. Durağanlık Tahmin Sonuçları	182
3.4.1.2. Eşbütünleşme Testi	184
3.4.1.3. ARDL Modeli	187
3.4.1.4. Elektrik Talebinin Uzun Dönem Analizi	190
3.4.1.5. Elektrik Talebinin Kısa Dönem Analizi.....	194
3.4.1.6. Türkiye'nin Elektrik Enerjisi Talep Öngörü Sonuçları.....	199
3.4.2. Türkiye'nin Doğal Gaz Talebinin Analizi	204
3.4.2.1. Durağanlık Tahmin Sonuçları	204
3.4.2.2. Eşbütünleşme Testi	206
3.4.2.3. ARDL Modeli	208
3.4.2.4. Doğal Gaz Talebinin Uzun Dönem Analizi	212
3.4.2.5. Doğal Gaz Talebinin Kısa Dönem Analizi	217
3.4.2.6. Türkiye'nin Doğal Gaz Enerjisi Talep Öngörü Sonuçları	224
 SONUÇ VE ÖNERİLER.....	229
KAYNAKÇA	248
EKLER.....	274
ÖZGEÇMİŞ.....	280

ÖZET

DOKTORA TEZİ

TÜRKİYE’DE ENERJİ PİYASASI VE ENERJİ TALEBİ: ELEKTRİK VE DOĞAL
GAZ ENERJİSİ İÇİN EKONOMETRİK BİR UYGULAMA

Fuat LEBE

Tez Danışmanı: Prof. Dr. Muammer YAYLALI

2012, Sayfa: 280+XIV

Jüri:

Prof. Dr. Muammer YAYLALI

Prof. Dr. Sıbkat KAÇTIOĞLU

Prof. Dr. Hüseyin ÖZER

Doç. Dr. E. Muhsin DOĞAN

Yrd. Doç. Dr. Ergün AKTÜRK

Bu çalışmanın amacı; Türkiye’nin elektrik ve doğal gaz enerji kaynaklarının gerek sektörel gerek toplam taleplerini, oluşturulan yapısal modellerle tahmin etmek ve bu yapısal modelleri kullanarak Türkiye’nin 2010-2020 dönemi için elektrik ve doğal gaz talebini öngörmektir.

Bu çalışma üç bölümden oluşmaktadır. İlk bölümde, talep teorisinin genel hatlarıyla anlatıldığı çalışmanın teorik çerçevesi yer almaktadır. Bu bağlamda talebin tanımı, yapısı ve sahip olması gereken nitelikler, talep edilen miktarı etkileyen faktörler ve talep esneklikleri üzerinde durulmaktadır.

İkinci bölümde; öncelikle enerji ve enerji kaynaklarının tanımı, önemi ve sınıflandırılması üzerinde durulmaktadır. Daha sonra, birincil ve ikincil enerji kaynaklarının Dünya’daki ve Türkiye’deki potansiyelleri, rezervleri, üretimi, tüketimi, uygulama alanları ve maliyetleri hakkında bilgi verilmektedir. Ayrıca, enerji talebini konu alan çalışmaların bulunduğu bir literatür özetine de yer verilmektedir.

Üçüncü bölümde ise araştırmanın önemi, amacı ve kapsamı üzerinde durulmakta, veri seti ve kaynakları hakkında bilgi verilmekte, veri setinin işlenmesi ile hazırlanması anlatılmakta ve verilerin analiz edilmesinde kullanılacak olan ARDL yaklaşımı izah edilmektedir. Bununla birlikte, enerji talebini konu alan çalışmaların bulunduğu bir literatür özetine yer verilmektedir. Son olarak, toplam ve sektör grupları itibarıyla Türkiye’nin elektrik ve doğal gaz taleplerinin tahmin sonuçlarına ve üç senaryo çerçevesinde 2010-2020 dönemi için elektrik ve doğal gaz talepleriyle ilgili öngörü sonuçlarına yer verilmektedir.

Yapılan analiz sonucu, elektrik ve doğal gaz talebinin tüm katsayıları, hem kısa hem de uzun dönemde istatistikî olarak anlamlı ve katsayıların işaretleri iktisat teorisi beklentilerine uygundur. Bununla birlikte, hata düzeltme terimlerinin işaretleri beklenildiği gibi negatif ve istatistiksel olarak anlamlı bulunmuştur. Ayrıca, elektrik ve doğal gaz enerji kaynakları sanılının aksine ikame değil, tamamlayıcı mallar olduğu tespit edilmiştir. Son olarak, Türkiye’nin elektrik ve doğal gaz talebinin 2010-2020 dönemi için yapılan öngörüler, hem elektrik enerjisi hem de doğal gaz enerjisi için bir *arz güvenliği riskinin* söz konusu olduğunu ortaya koymuştur. Özellikle, 2015 yılı itibarıyla Türkiye’nin enerji piyasasını zor günler beklediğini söyleyebiliriz.

Anahtar Kelimeler: Elektrik Enerjisi, Doğal Gaz Enerjisi, Talep, Esneklik, Toplam ve Sektörel Enerji Talebi, Talep Tahmini, ARDL Sınır Testi.

ABSTRACT**PH. D. DISSERTATION****ENERGY MARKET AND ENERGY DEMAND IN TURKEY: AN ECONOMETRIC
APPLICATION FOR ELECTRICITY AND NATURAL GAS****Fuat LEBE****Advisor: Prof. Dr. Muammer YAYLALI****2012, Page: 280+XIV****Jury:****Prof. Dr. Muammer YAYLALI****Prof. Dr. Sibkat KAÇTIOĞLU****Prof. Dr. Hüseyin ÖZER****Assoc. Prof. Dr. E. Muhsin DOĞAN****Assist. Prof. Dr. Ergün AKTÜRK**

The aim of this study is to estimate sectoral and total electricity and natural gas demands of Turkey by using structural models and to forecast electricity and natural gas demands of Turkey for period 2010-2020.

The study consists of three chapters. In the first chapter, the theoretical framework in which the general features of the demand theory is explained. For this purpose, the structure of demand and the necessary characteristics are explained. Then factors affecting demand are presented. Lastly, demand elasticities are dealt with.

In the second chapter, the definition of energy and energy sources are identified. Importance of energy sources and the classifications of them are listed in the following sections. Then, detailed information about the potential of the primary and the secondary energy resources both in Turkey and also in the world. The production, consumption, the application areas and the costs of these resources are given in this chapter.

In the third chapter, the importance, purpose and the scope of this study is explained. After the data set, data resources, the application and preparation of the data set are given, the ARDL approach adopted in the analyses of the data are explained. Also, literature review is given. In the last part of this chapter, estimation results of total and sectoral electricity and natural gas demand of Turkey, electricity and gas demand forecasts of Turkey for the period 2010-2020 in the context of three scenarios are denoted.

As a result of this analysis, all the coefficients of electricity and natural gas demand are found to be statistically significant and its indications are in parallel with the expectations in the short and also in the long run. Besides this results, indications of the error correction terms are found to be negative and statistically significant for each model as expected. Furthermore, electricity and natural gas resources are obtained to be complementary goods in contrast to common assumption that they are substitute of each other. Finally, electricity and natural gas demand forecasts made for 2010-2020 period imply that there is a supply security risk for both electricity and natural gas energy. Especially, we can say that the Turkish energy market will fail to hard times by 2015.

Key Words: Electricity Energy, Natural Gas Energy, Demand, Elasticity, Total and Sectoral Energy Demand, Demand Forecasting, ARDL Bounds Testing.

SİMGELER VE KISALTMALAR

ANN	: Yapay Sinir Ağlar
ARDL	: Gecikmesi Dağıtılmış Otoregresif Model
AŞ	: Anonim Şirket
BEYSAD	: Beyaz Eşya Yan Sanayiciler Derneği
Bkz	: Bakınız
BOTAŞ	: Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim Şirketi
BP	: British Petroleum
Çev	: Çeviren(ler)
DEK TMK	: Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi
DMİ	: Devlet Meteoroloji İşleri
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı
EİE	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
EME	: Yükselen Piyasa Ekonomileri
EMO	: Elektrik Mühendisleri Odası
EPA	: Çevreyi Koruma Ajansı
EPDK	: Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu
ETKB	: Enerji ve Tabi Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
GA	: Genetik Algoritma
GW	: GigaWatt
GWh	: GigaWatt Hour
GJ	: GigaJoule
GWEC	: Global Rüzgâr Enerjisi Konseyi
HES	: Hidroelektrik Santrali
HGD	: Habitat İçin Gençlik Derneği
IAEA	: Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı
ICHET	: Uluslararası Hidrojen Enerjisi Teknolojileri Merkezi
IEA	: Uluslararası Enerjisi Ajansı
IMF	: Uluslararası Para Fonu
İİBF	: İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi
İTO	: İstanbul Ticaret Odası
İTÜ	: İstanbul Teknik Üniversitesi
J	: Joule (Jul diye de yazılabiliyor)
KİT	: Kamu İktisadi Devlet Teşekkülü
KW	: KiloWatt
KWh	: KiloWatt Hour
mm	: Milimetre
MJ	: MegaJoule
mSv	: Milisivert
MTA	: Maden Tetkik ve Arama
MW	: MegaWatt
MWe	: MegaWatt Electricity
MWt	: MegaWatt Thermal (Mega Watt termal)
NREL	: Ulusal Yenilenebilir Enerji Laboratuvar
OBİTET	: Otomotiv Bilim ve Teknoloji Topluluğu
OECD	: Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı

OGM	: Orman Genel Müdürlüğü
OPEC	: Petrol İhraç Eden Ülkeler Örgütü
ÖİK	: Özel İhtisas Komisyonu
PİGM	: Petrol İşleri Genel Müdürlüğü
RES	: Rüzgâr Enerjisi Santralleri
sn	: Saniye
STO	: Samsun Ticaret Odası
TAEK	: Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TASAM	: Türk Asya Stratejik Araştırmalar Merkezi
TDK	: Türk Dil Kurumu
TEDAŞ	: Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi
TEF	: Türkiye Enerji Forumu
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEMSAN	: Türkiye Elektromekanik Sanayi Genel Müdürlüğü
TEP	: Ton Eşdeğer Petrol
TETAŞ	: Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi
TJD	: Türkiye Jeotermal Derneği
TKİ	: Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu
TMMOB	: Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği
TTK	: Türkiye Taşkömürü Kurumu
TPAO	: Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TTKGM	: Türkiye Taşkömürü Kurumu Genel Müdürlüğü
TÜFE	: Tüketici Fiyat Endeksi
TÜİK	: Türkiye İstatistik Kurumu
TÜPRAŞ	: Türkiye Petrol Rafinerileri Anonim Şirketi
TW	: TeraWatt
TWh	: TeraWatt Hour
UNIDO	: Birleşmiş Milletler Sınâî Kalkınma Örgütü
US DOE	: ABD'nin Enerji Departmanı
US EIA	: ABD'nin Enerji Bilgi Yönetimi
vb.	: Ve benzeri
vd.	: Ve diğerleri
VÖA	: Vikipedi Özgür Ansiklopedi
VEC	: Vektör Hata Düzeltme
vs.	: Ve saire
W	: Watt
Wh	: Watt Hour
WNA	: Dünya Nükleer (Enerji) Kurumu

TABLOLAR DİZİNİ

Tablo 1.1. Talebin Fiyat Esnekliği ve Toplam Harcama Arasındaki İlişki.....	16
Tablo 1.2. Talebin Gelir Esnekliği ile Malın Niteliği Arasındaki İlişki.....	18
Tablo 2.1. Ülke Gruplarına Göre Dünya’da Petrol Rezervleri.....	23
Tablo 2.2. Ülkeler ve Coğrafi Bölgelere Göre Petrol Rezervlerin Dağılımı.....	24
Tablo 2.3. Ülke Gruplarına Göre Dünya’da Petrol Üretimi.....	25
Tablo 2.4. Ülkeler ve Coğrafi Bölgelere Göre Petrol Üretimi	26
Tablo 2.5. 1997-2008 Döneminde Coğrafi Bölgelere Göre Petrol Üretimi (Milyon Ton).....	27
Tablo 2.6. Ülke Gruplarına Göre Dünya’da Petrol Tüketimi.....	28
Tablo 2.7. Ülkeler ve Coğrafi Bölgelere Göre Petrol Tüketimi	29
Tablo 2.8. Türkiye’de Petrol Rezerv ve Üretim Miktarları (Milyon Varil/Ton).....	32
Tablo 2.9. Yıllar İtibariyle Türkiye’de Petrol ve Petrol Ürünleri Hareketleri (Milyon Ton).....	35
Tablo 2.10. Ülke Gruplarına Göre Dünya’da Doğal Gaz Rezervleri.....	38
Tablo 2.11. Ülkeler ve Coğrafi Bölgelere Göre Doğal Gaz Rezervlerin Dağılımı	39
Tablo 2.12. Ülke Gruplarına Göre Dünya’da Doğal Gaz Üretimi	41
Tablo 2.13. Ülkeler ve Coğrafi Bölgelere Göre Doğal Gaz Üretimi.....	42
Tablo 2.14. Ülke Gruplarına Göre Dünya’da Doğal Gaz Tüketimi	43
Tablo 2.15. Ülkeler ve Coğrafi Bölgelere Göre Doğal Gaz Tüketimi	44
Tablo 2.16. Türkiye’de Doğal Gaz Rezervleri (Milyon m ³)	47
Tablo 2.17. Türkiye’de Doğal Gaz İthalatı, Üretimi ve Tüketimi (Milyon m ³).....	50
Tablo 2.18. Doğal Gazın Sektörel Tüketimi	52
Tablo 2.19. Doğal Gaz Arz-Talep Senaryoları (Milyon m ³).....	53
Tablo 2.20. Kömür Sınıflandırması ve Temel Özellikleri.....	55
Tablo 2.21. Bölgeler ve Ülkeler İtibariyle Dünya Kömür Rezervleri (Milyon Ton).....	57
Tablo 2.22. Bölgeler ve Ülkeler İtibariyle Kömür Üretimleri (Milyon TEP).....	58
Tablo 2.23. Bölgeler ve Ülkeler İtibariyle Dünya Kömür Tüketimi (Milyon TEP).....	60
Tablo 2.24. Türkiye’de Taşkömürü Rezervleri (Milyon Ton)	62

Tablo 2.25. Üretim, Tüketim ve İthalat Dengesi (Milyon TEP)	64
Tablo 2.26. Dünya'daki Rüzgâr Enerjisi Kurulu Gücü (MW)	74
Tablo 2.27. IEA-PVPS Ülkelerinin Toplam Güneş Pili Kurulu Güçleri (MW)	84
Tablo 2.28. Türkiye'nin Aylık Ortalama Güneş Enerjisi Potansiyeli	88
Tablo 2.29. Türkiye'nin Bölgelere Göre Güneş Enerjisi Potansiyeli.....	89
Tablo 2.30. 2009 İtibariyle Türkiye'de HES Projelerin Durumu.....	100
Tablo 2.31. Hidrojenin Sektörlerde Yıllık Kullanımı (Bin m ³).....	117
Tablo 2.32. Bölgeler ve Ülkeler İtibariyle Nükleer Enerji Tüketimi (Milyon TEP)	125
Tablo 2.33. Dünya Elektrik Üretimi (TWh).....	131
Tablo 2.34. Yıllar İtibariyle Dünya'da Net Elektrik Tüketimi (TWh).....	135
Tablo 2.35. Yıllar İtibariyle Elektrik Kurulu Gücün Gelişimi (MW)	140
Tablo 2.36. Elektrik Üretiminin Yıllar İtibariyle Gelişimi (GWh)	142
Tablo 2.37. Elektrik Üretiminde Kullanılan Enerji Kaynaklarının % Payları (1980-2009).....	144
Tablo 2.38. Elektrik Üretiminin Üretici Kuruluşlarına Göre Dağılımı (GWh).....	147
Tablo 2.39. Yıllar İtibariyle Türkiye'de Sektörel, Toplam ve Kişi Başı Elektrik Tüketimi.....	149
Tablo 2.40. Net Elektrik Tüketimi ve Abone Sayısının Sektörel Dağılımı.....	151
Tablo 3.1. Elektrik Talebinin ADF ve PP Birim Kök Test Sonuçları.....	184
Tablo 3.2. Elektrik Talebinin Eşbütünleşme Test Sonuçları	186
Tablo 3.3. Konut Sektörünün ARDL (1,0,0,1) Modelinin Tahmin Sonuçları	188
Tablo 3.4. Sanayi Sektörünün ARDL (1,1,0) Modelinin Tahmin Sonuçları	189
Tablo 3.5. Toplam Elektrik Talebinin ARDL (1,0,0,0) Modeli Tahmin Sonuçları	190
Tablo 3.6. Türkiye'nin Sektörel ve Toplam Elektrik Talebinin Uzun Dönem Katsayıları	191
Tablo 3.7. Türkiye'nin Sektörel ve Toplam Elektrik Talebinin Kısa Dönem Katsayıları	196
Tablo 3.8. Sektörel ve Toplam Elektrik Talebi Öngörü Sonuçları (GWh)	201
Tablo 3.9. Doğal Gaz Talebinin ADF ve PP Birim Kök Test Sonuçları	205
Tablo 3.10. Doğal Gaz Talebinin Eşbütünleşme Test Sonuçları.....	207
Tablo 3.11. Konut Sektörünün ARDL (1,0,0,0) Modelinin Tahmin Sonuçları	209

Tablo 3.12. İmalat Sektörünün ARDL (2,3,0,0) Modelinin Tahmin Sonuçları	210
Tablo 3.13. Elektrik Üretim Sektörü ARDL (1,0,2,0) Modelinin Tahmin Sonuçları	211
Tablo 3.14. Toplam Doğal Gaz Talebinin ARDL (1,2,2,1,2) Modeli Tahmin Sonuçları	212
Tablo 3.15. Türkiye'nin Sektörel ve Toplam Doğal Gaz Taleplerinin Uzun Dönem Katsayıları	213
Tablo 3.16. Türkiye'nin Sektörel ve Toplam Doğal Gaz Taleplerinin Kısa Dönem Katsayıları	219
Tablo 3.17. Toplam ve Sektörel Doğal Gaz Talebi Öngörü Sonuçları (Milyar m ³)	225

ŞEKİLLER DİZİNİ

Şekil 1.1. Talep Eğrisi.....	6
Şekil 1.2. Tüketici Gelirindeki Artışın Talebe Etkisi	7
Şekil 1.3. İkame Mallardan Birinin Fiyatındaki Değişmenin Talebe Etkisi.....	8
Şekil 1.4. Tamamlayıcı Mallardan Birinin Fiyatındaki Değişmenin Talebe Etkisi.....	9
Şekil 1.5. Tüketici Zevk ve Tercihlerindeki Değişmenin Talebe Etkisi.....	10
Şekil 1.6. Tüketici Sayısındaki Değişmenin Talebe Etkisi.....	11
Şekil 1.7. Doğrusal Talep Eğrisinin Farklı Noktalarındaki Esneklik Değerleri	15
Şekil 2.1. Yıllar İtibariyle Ham Petrol Üretimi (Milyon Ton).....	34
Şekil 2.2. Yıllar İtibariyle Doğal Gaz Üretimi.....	48
Şekil 2.3. Yıllar İtibariyle Doğal Gaz İthalatı ve Tüketimi	49
Şekil 2.4. Türkiye’de Taşkömürü Tüvenan (TUV) ve Satılabilir (STB) Üretimi (Milyon TEP)	63
Şekil 2.5. Türkiye’nin Linyit Üretim (P) ve Tüketim (Cus) Miktarları (Milyon Ton).....	67
Şekil 2.6. 2009-2014 Yıllarındaki Rüzgâr Enerjisi Projeksiyonu.....	75
Şekil 2.7. Ülke Gruplarının Dünya Elektrik Üretimindeki Payları (%).....	132
Şekil 2.8. Elektrik Üretiminde Kullanılan Enerji Kaynaklarının Payları	133
Şekil 3.1. Türkiye İçin Öngörülen Doğal Gaz Talebi ve Doğal Gaz Arzı.....	227

BİRİMLER VE DÖNÜŞTÜRME KATSAYILARI

Elektrikli aletlerin üzerinde güç değerleri watt veya kilowatt olarak yazılıdır. Bu değerler o aletin 1 saatte harcadığı güçtür. Elektrikli cihazların birim zamanda harcadığı enerji miktarına *elektriksel güç* denir ve (P) ile gösterilir.

Yani,

Elektriksel Güç = Harcanan enerji/Zaman veya

$$P=W/t$$

formülüyle hesaplanır. Burada Watt= joule/sn'dir. Dolayısıyla *elektrik enerjisi* (W),

Elektriksel güç x Zaman

şeklinde hesaplanır ve $W=P*t$ şeklinde formüle edilir (Joule=Watt*saniye).

GÜÇ VE ENERJİ BİRİMLERİ

Güç Birimleri

KW	: KiloWatt	= 10^3 Watt
MW	: MegaWatt	= 10^3 KW
GW	: GigaWatt	= 10^3 MW
TW	: TeraWatt	= 10^3 GW

Enerji Birimleri

Kcal	: Kalori	= 4.1868 Joule
Wh	: Watt Saat	= 3600 Joule
KWh	: KiloWatt Saat	= 10^3 Wh
GWh	: GigaWatt Saat	= 10^6 KWh
TWh	: TeraWatt Saat	= 10^9 KWh
TEP	: Ton Petrol Eşdeğeri	
KEP	: Kilogram Petrol Eşdeğeri	
mSv	: Milisivert (radyasyon)	

DÖNÜŞTÜRME KATSAYILARI
(Enerji Kaynaklarının TEP'e Dönüştürülmesi)

		Dönüştürme Katsayısı	Isıl Değeri	
Birim	Enerji Kaynakları	TEP	(Kcal/kg)	
1 Ton	Taşkömürü	0.6100	6100	
1 Ton	Linyit (teshin ve sanayi)	0.3000	3000	
1 Ton	Linyit (santral)	0.2000	2000	
1 Ton	Linyit (Elbistan)	0.1100	1100	
1 Ton	Asfaltit	0.4300	4300	
1 Ton	Kok	0.7000	7000	
1 Ton	Briket	0.5000	5000	
1 Ton	Ham petrol	1.0500	10500	
10 ³ m ³	Doğal gaz	0.9100	9100	*
10 ³ KWh	Elektrik Enerjisi	0.0860	860	**
10 ³ KWh	Jeotermal Enerji (elektrik)	0.8600	8600	**
10 ³ KWh	Nükleer Enerji	0.2606	2606	**
1 Ton	Odun	0.3000	3000	
1 Ton	Hayvan ve Bitki Artıkları	0.2300	2300	
*Kcal/10 ³ m ³		**Kcal/KWh		
Kaynak: DEK TMK, 2008: 10				

HAM PETROL DÖNÜŞTÜRME KATSAYILARI

Ham Petrol	Ton	KiloLitre	Varil	ABD Galon	Ton/yıl
Ton	1.0	1.165	7.33	307.86	-
KiloLitre	0.8581	1.0	6.2898	264.17	-
Varil	0.1364	0.159	1.0	42.0	-
ABD Galon	0.00325	0.0038	0.0238	1.0	-
Ton/gün	-	-	-	-	49.8
Kaynak: DEK TMK, 2008: 10					

GİRİŞ

İlk çağlardan günümüze enerji, sosyal ve ekonomik gelişmenin temel girdilerinden birisidir. Ekonomik kalkınmanın sağlanması veya sürdürülebilmesi için enerjinin kesintisiz ve sürdürülebilir olarak temin edilmesi gerekmektedir. Gelirin ve sosyal refahın artmasına paralel olarak enerji tüketimi önemli ölçüde artmaktadır.¹ Ekonomik büyümeyle, enerji kullanan sermaye stokunun dönüşüm olanağı artmakta, enerjinin sermaye faktörü ile tamamlayıcılık ilişkisi içinde bulunması nedeniyle de enerji talebi artış göstermektedir. Bu talep artışına paralel olarak, arz güvenliğinin sağlanabileceği daha sistemli ve etkin bir üretim plânlaması² kaçınılmaz bir hal almaktadır. Dolayısıyla, enerji kaynaklarının üretimi planlanırken, talebin bölgesel ve zaman içerisindeki gelişimleri dikkate alınarak, enerji talebi en düşük kayıp ve maliyetlerle karşılanabilecek en uygun üretim ve iletim planları üzerinde önemle durulmalıdır. Bu nedenle, artan enerji talebini karşılayacak üretim politikaları ülkelerin önceliklerinden biri olmaktadır.

Son yıllarda Türkiye ekonomisinin büyük bir yükseliş trendine girdiği ve bu yükselişe paralel olarak enerji talebi de gün geçtikçe artış gösterdiği görülmektedir. Bu bağlamda, küresel rekabette, sanayimizin ve ekonomimizin gelişerek ayakta kalması için sürdürülebilir, güvenilir ve kaliteli enerji sağlanması şarttır. Bu ise, enerji arz ve talep yönünün belirlenmesine yönelik yapılan araştırmalar ve incelemelerle mümkündür. Bu bağlamda, ülke ekonomilerinin enerji arz ve talep yönünün belirlenmesine yönelik araştırma ve incelemelerin yapılarak, yol gösterici bilgilerin sağlanması son derece önemlidir. Dolayısıyla ekonomik performans öngörülerine paralel olarak potansiyel enerji tüketiminin önceden belirlenmesi ve enerji arz güvenliğinin kontrol altına alınması gerekir. Aksi takdirde enerji kaynaklarında, özellikle de ham petrol, elektrik ve doğal gaz gibi enerji kaynaklarında bir darboğaz ekonomik büyümeyi sınırlandırabilir.

Bu kapsamda, Enerji Piyasası ve Düzenleme Kurumu tarafından 2006 yılında yayımlanan “Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri Hakkında Yönetmelik” ile talep

¹Örneğin, Türkiye’yi konu alan Erbaykal (2008), Mucuk ve Uysal (2009b), Aydın (2010), Yanar ve Kerimoğlu (2011) çalışmalarında bu olguyu destekleyen bulgulara ulaşmışlardır.

²Mesela, yerli, yenilenebilir ve temiz enerji kaynaklarının esas alındığı kısa, orta ve uzun vadede arz güvenliğinin sağlanabildiği bir enerji üretim planlaması.

tahminine ve öngörülerine verilen önem yasalarla düzenlenmiştir. Bu yönetmeliğin 5. maddesinde “Dağıtım şirketi, 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 ya da özel sektör kurum ve kuruluşlarının görüşlerini de alarak yapar veya yaptırır” denilmektedir. Böylece enerji kaynaklarıyla ilgili talep tahminleri sadece resmi kamu kurum ve kuruluşları için değil, aynı zamanda özel sektör ve şahıslar için de önemli bir araştırma konusu haline gelmiştir. Bu gelişmeler, enerji talebinin zaman içerisindeki gelişimleri dikkate alınarak doğru tahmin edilip, arz güvenliğinin sağlanması gerektiğini göstermektedir. Bu sebeple çalışmada, Türkiye’nin elektrik ve doğal gaz taleplerinin tahmin edilmesi ve ileriye yönelik öngörülerde (forecasting) bulunulması esas alınmıştır.

Tez çalışmasının amacı, Türkiye’nin elektrik ve doğal gaz enerji kaynaklarını gerek sektörel gerek toplam taleplerini oluşturulan yapısal modellerle tahmin etmek ve Türkiye’nin 2010-2020 dönemi için elektrik ve doğal gaz taleplerini öngörmektir.

Bu amacı gerçekleştirmek için, çalışmamız birincil enerji kaynaklarından doğal gaz ve ikincil enerji kaynaklarından elektrik enerjisiyle sınırlandırılmış ve diğer enerji kaynakları araştırmanın kapsamına dâhil edilmemiştir. Türkiye’nin 1978-2009 ve 1988-2009 dönemleri, çalışmanın kapsamını oluşturmaktadır. Bunun nedeni, verilerin temin edildiği IEA’da elektrik fiyatlarının 1978-2009, doğal gaz fiyatlarının ise 1988-2009 dönemiyle sınırlı kalmasıdır.

Bu tez üç bölümden oluşmaktadır. İlk bölümde, talep teorisinin genel hatlarıyla anlatıldığı çalışmanın teorik çerçevesi yer almaktadır. Bu bağlamda talebin tanımı, yapısı ve sahip olması gereken nitelikler, talep edilen miktarı etkileyen faktörler ve talep esneklikleri üzerinde durulmuştur.

İkinci bölümde, öncelikle enerji ve enerji kaynaklarının tanımı, önemi ve sınıflandırılması üzerinde durulmaktadır. Daha sonra, birincil (petrol, doğal gaz, kömür, rüzgâr, güneş, jeotermal, hidrolik ve biyokütle enerji) ve ikincil (hidrojen, nükleer ve elektrik) enerji kaynaklarının Dünyadaki ve Türkiye’deki potansiyelleri, rezervleri, üretimi, tüketimi, uygulama alanları ve maliyetleri hakkında bilgi verilerek, hemen hemen tüm enerji kaynakları ele alınmıştır.

Üçüncü bölümde araştırmanın önemi, amacı ve kapsamı üzerinde durulmakta, veri seti ve kaynakları hakkında bilgi verilmekte, veri setinin işlenmesi ile hazırlanması anlatılmakta ve verilerin analiz edilmesinde kullanılacak olan ekonometrik model izah edilmektedir. Ayrıca, enerji talep tahmin yöntemleriyle ilgili olarak kısaca bilgi verilmekte ve son olarak enerji talebini konu alan ampirik çalışmaların yer aldığı bir literatür özeti sunulmaktadır. Son olarak, toplam ve sektör grupları itibariyle Türkiye'nin elektrik ve doğal gaz talepleri analiz edilmekte ve daha sonra üç senaryo çerçevesinde 2010-2020 dönemi için elektrik ve doğal gaz enerji kaynaklarına olan talep ile ilgili öngörü (forecasting) sonuçlarına yer verilmektedir.

Son olarak, çalışmada varılan bazı temel bulgular sonuç ve öneriler kısmında özetlenmektedir.

BİRİNCİ BÖLÜM

1. TALEP TEORİSİ

İktisat teorisinin en önemli konularından biri talep teorisidir. Talep teorisi, talebi etkileyen çeşitli faktörlerin belirlenmesini amaçlar. Uygulamalı çalışmanın teorik çerçevesini oluşturması amacıyla bu bölümde öncelikle talep teorisi genel hatlarıyla verilmektedir. Bu bağlamda talep, talep edilen miktarı etkileyen faktörler ve talep esneklikleri ele alınmaktadır.

1.1. TALEP

Talep ile talep edilen miktar ve bireysel talep ile piyasa talebi birbirinden farklı kavramlardır. Talep edilen miktar belirli bir dönem içerisinde bütün hanehalklarının³ herhangi bir fiyat düzeyinde bir maldan satın almak istedikleri toplam miktardır (Boyes ve Melvin, 1994: 55). Talep ise belirli bir zamanda hanehalklarının çeşitli fiyat düzeylerinde herhangi bir mal veya hizmetten satın alabileceği miktarları ifade etmektedir. Bireysel (ferdi) talep; belirli bir dönem içerisinde, bir tüketicinin olası her fiyattan satın almak istediği mal miktarıdır (Türkbül, 1983: 198). Piyasa talebi ise; mevcut piyasada, bütün potansiyel alıcıların herhangi bir mal ve hizmetten çeşitli fiyat düzeylerinde satın almak istedikleri toplam miktardır (Miller ve Meiners, 1994: 54). Talep edilen miktar belirtilirken üç önemli özellik dikkate alınmalıdır. Birincisi, talep edilen miktarın arzu edilen miktar olmasıdır. Yani talep edilen miktar, talep edilen malın fiyatı, ilgili malların fiyatı, hanehalklarının gelirleri ve tüketici zevkleri veri iken, hanehalklarının o maldan satın almak istedikleri miktardır (Yaylalı, 2003: 16). İkincisi, arzu edilen miktar efektif talebi gösterir. Efektif talep, tüketicilerin farklı fiyat düzeyinde satın almak istedikleri ve alabildikleri mal miktarlarını yansıtır. Yani satın alma arzusu, satın alma gücü ile desteklenmedikçe talep edilen miktar üzerinde etkili değildir (Griffiths ve Wall, 2000: 53). Üçüncüsü talep edilen miktar sürekli bir akımı belirtir. Dolayısıyla talep edilen miktar bir zaman dilimi içerisindeki miktarları ifade etmektedir (Yaylalı, 2003: 16).

³Hanehalkı; aralarında akrabalık bağı bulunsun ya da bulunmasın aynı konutta veya aynı konutun bir bölümünde yaşayan, gelir ve giderlerini ayırmayan, hanehalkı hizmet ve yönetimine iştirak eden bir veya birden fazla kişiden oluşan topluluktur (Bkz: TÜİK, 2007: 8).

Talep çeşitli faktörlerce eşanlı olarak belirlenen çok değişkenli bir ilişkidir. Mesela, malın kendi fiyatı, tüketici geliri, ilgili malların fiyatları, tüketici zevkleri, gelir dağılımı, nüfus, kredi kullanılabilirliği, hükümet politikaları, geçmişteki fiyat-gelir düzeyi ve beklentiler talebi etkileyen en önemli etmenlerden bazılarıdır (Koutsoyiannis, 1997: 15).

1.2. TALEP EDİLEN MİKTARI ETKİLEYEN FAKTÖRLER

Bütün hanehalklarının belli bir dönemde satın almaya istekli oldukları belirli bir malın miktarını; söz konusu malın fiyatı, tüketici geliri, ilgili malların (ikame veya tamamlayıcı malların) fiyatları, tüketici zevk ve tercihleri, piyasadaki tüketici sayısı ve beklentilerin etkilediği söylenebilir. Bu faktörler basit fonksiyonel biçimde X mal veya hizmeti için şu şekilde ifade edilebilir:

$$D_x = f(P_x, I, P_y, T, N \dots) \quad (1.1)$$

Burada;

D_x : X mal veya hizmetinin talep edilen miktarını,

P_x : X mal veya hizmetin fiyatını,

I: Tüketici gelirini,

P_y : İlgili malların fiyatını,

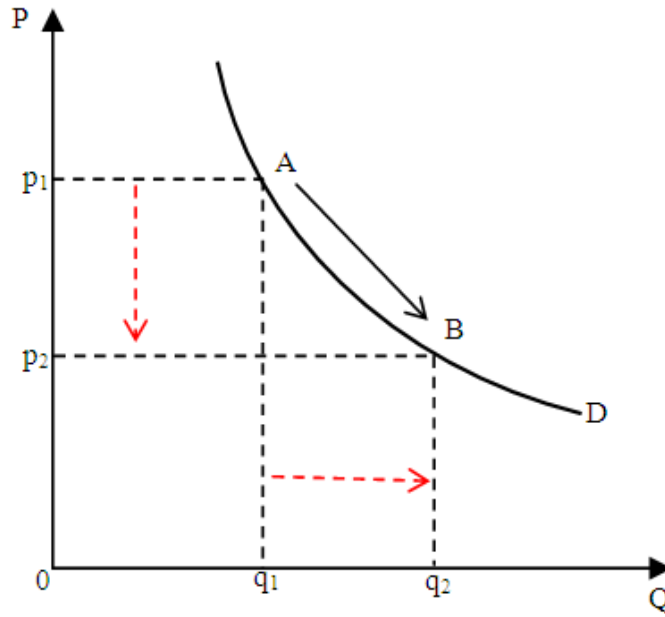
T: Tüketici zevk ve tercihlerini,

N: Tüketici sayısını ifade etmektedir.

Talep edilen miktarı etkileyen değişkenlerin değişimlerini birlikte dikkate aldığımızda, her birinin etkilerini birlikte ortaya koyamayız. Bunun için, talep edilen miktara etki eden değişkenlerden biri hariç diğer bütün değişkenlerin değerlerini sabit tutup, değişen faktörün talep edilen miktara olan etkisini incelemeliyiz. Talep edilen miktarı etkileyen diğer bütün değişkenlerin sabit tutulması, *diğer şeyler sabit olmak kaydıyla* veya Latince ifadesiyle *ceteris paribus* diye tanımlanır (Yaylalı, 2003: 16). Mal veya hizmetin fiyatında meydana gelen değişme talep eğrisi üzerinde bir harekete neden olurken, fiyat hariç talebe etki eden diğer faktörlerden herhangi birinde meydana gelen değişme ise talep eğrisinin tümüyle değişmesine yol açmaktadır.

1.2.1. Malın Fiyatı

Talebe etki eden diğer faktörler sabit iken, bir mal veya hizmetin fiyatı değişirse talep eğrisi üzerinde bir hareket gerçekleşir. Şekil 1.1’de görüldüğü üzere fiyat düzeyi p_1 ’den p_2 seviyesine düştüğünde talep edilen miktar q_1 ’den q_2 düzeyine yükselmekte ve D talep eğrisi üzerinde A noktasından B noktasına bir hareket söz konusu olmaktadır. Mal veya hizmetin fiyatı düştüğü zaman tüketiciler o mal veya hizmetten daha fazla almak isterler, fiyatı arttığı zaman ise daha az satın alma eğiliminde olurlar.



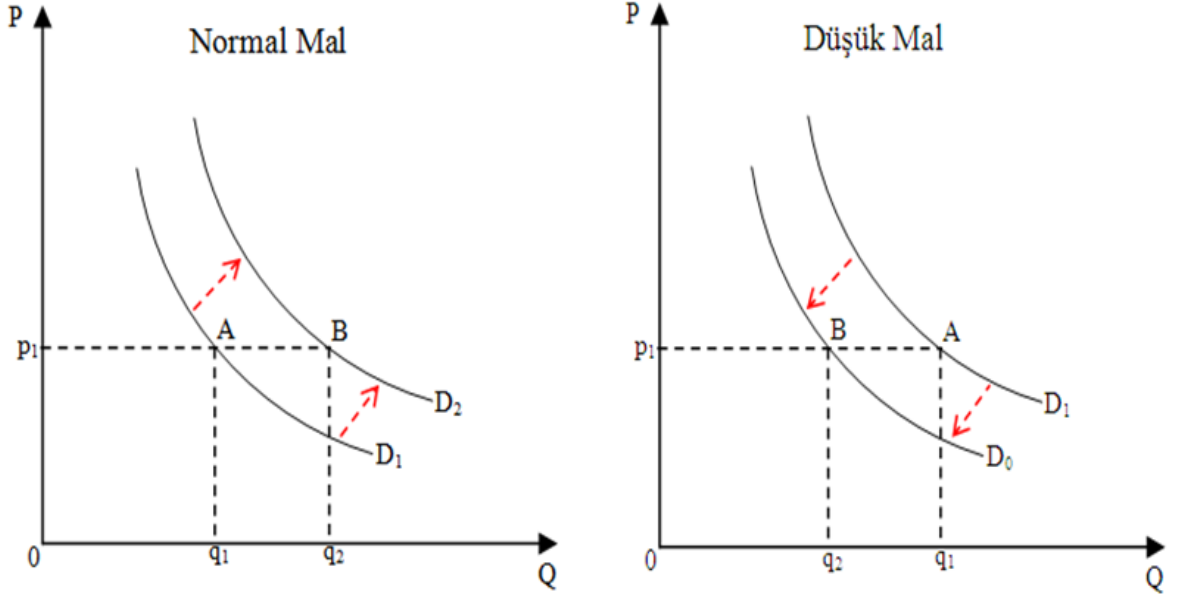
Şekil 1.1. Talep Eğrisi

Bu yüzden talep eğrisi negatif eğimlidir (Şekil 1.1’deki D eğrisinde olduğu gibi). Talep eğrisinin negatif eğimli olması malın fiyatı azaldıkça talep edilen miktarın arttığını ifade etmektedir.

1.2.2. Tüketici Geliri

Tüketicilerin ortalama geliri arttığında, malın fiyatı aynı kalsa bile, tüketiciler birçok maldan daha fazla satın alırlar ve gelirleri azaldığında ise daha az satın alırlar. Bu tür mallara normal mal denir (Yaylalı, 2003: 19; Parkin, 1998: 73). Tüketicilerin

ortalama geliri arttığında bazı mallardan daha az, gelirleri azaldığında ise daha çok satın alırlar. Bu tür mallara ise düşük mal denir. Gelirde bu tür değişimler meydana geldiğinde talep eğrisi bütünüyle yer değiştirir.



Şekil 1.2. Tüketici Gelirindeki Artışın Talebe Etkisi

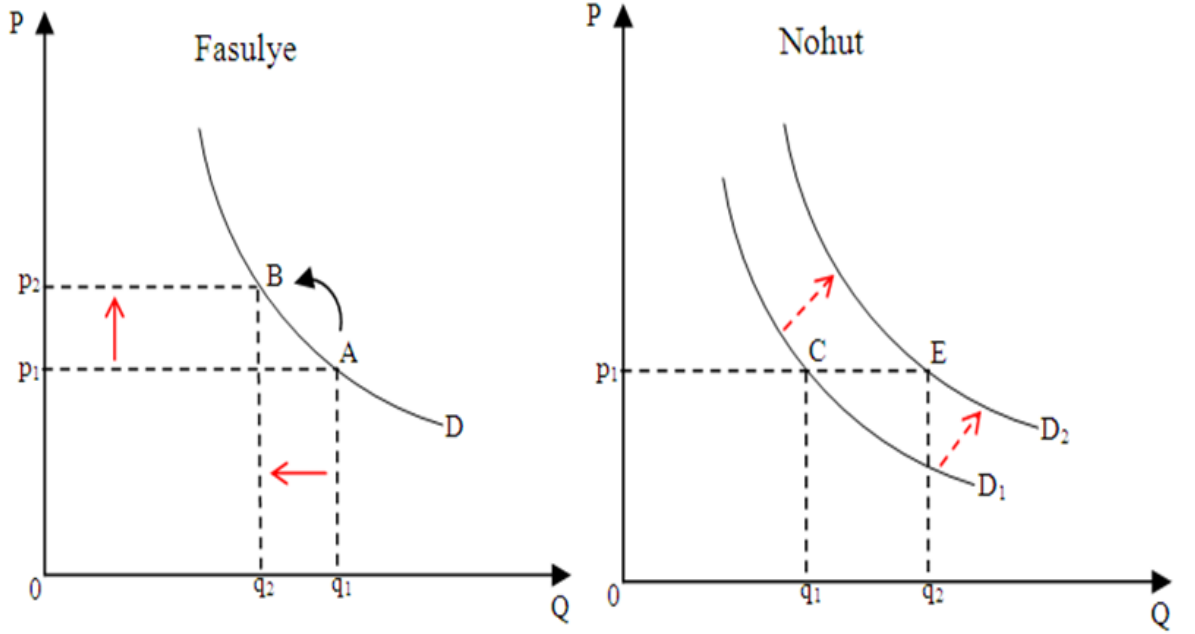
Şekil 1.2’de sol taraftaki panele baktığımızda diğer şartlar sabitken tüketicinin geliri arttığında, her fiyat düzeyinde, normal mala olan talep artmış ve talep eğrisi bütünüyle sağa doğru (D_1 ’den D_2 ’ye) kaymıştır. Sağ taraftaki panelde ise, tüketicinin geliri arttığında (diğer şartlar sabitken), her fiyat düzeyinde, düşük mala olan talebin azaldığını ve talep eğrisinin bütünüyle sola kaydığını görmekteyiz (D_1 ’den D_0).

1.2.3. İlgili Malların Fiyatları

Bazı insan ihtiyaçları birden fazla mal veya hizmetin kullanılmasıyla karşılanabilir. Bu mal ve hizmetler birbirleriyle ilgili olan mal ve hizmetlerdir. Bunlar ikame ve tamamlayıcı mallar olmak üzere ikiye ayrılır.

1.2.3.1. İkame Mallar

Aynı ihtiyacı karşılamak için biri diğerinin yerine kullanılabilen mallara ikame malları denir (Yaylalı, 2003: 20). Bu tür mallara, rakip mallar da denilmektedir. İkame mallardan birinin fiyatındaki artış, diğer şartlar sabitken, diğer malın talebini artırır. Çünkü tüketiciler *nispi* olarak daha ucuz hale gelen malı, daha pahalı olan malın yerine tercih ederler, yani ikame ederler. Diğer taraftan, ikame mallardan birinin fiyatındaki azalma, diğer ikame malının talebini azaltır. Fiyatı değişen malın talep eğrisi üzerinde bir hareket gerçekleşir iken, söz konusu malın ikamesi olan veya fiyatı değişmeyen malın talep eğrisi bütünüyle yer değiştirir.

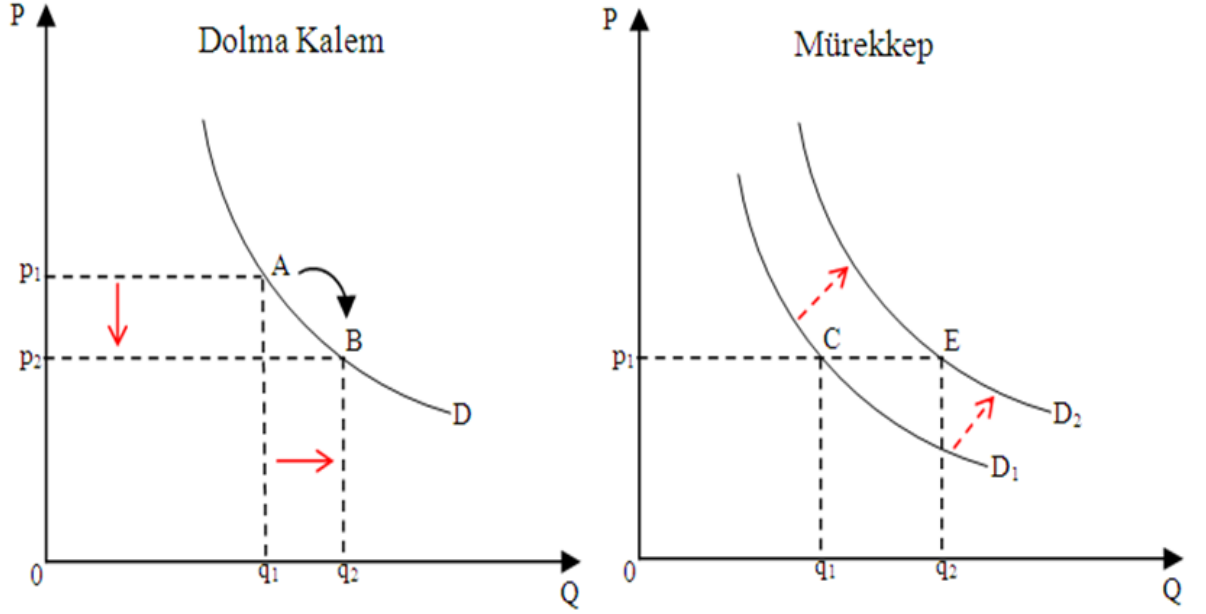


Şekil 1.3. İkame Mallardan Birinin Fiyatındaki Değişmenin Talebe Etkisi

Fasulye ile nohut gibi birbirinin ikamesi iki malı ele alalım (Şekil 1.3). Fasulyenin fiyatı P_1 birimden P_2 birime çıktığında, talep edilen miktarı q_1 birimden q_2 birime düşmektedir ve aynı talep eğrisi (D) üzerinde A noktasından B noktasına doğru hareket gerçekleşmektedir. Fasulyenin ikamesi olan nohudun fiyatı aynı kalmasına rağmen (P_1 birim) nispi olarak daha ucuz hale geldiği için nohudun talebi artacak (q_1 birimden q_2 birime) ve talep eğrisi bütünüyle sağa doğru kayacaktır (D_1 'den D_2 'ye).

1.2.3.2. Tamamlayıcı Mallar

Tüketicinin belirli bir gereksinimini karşılamada, biri olmadan diğeri kullanılamayan veya birbirlerini tamamlayarak kullanılan mallara tamamlayıcı mallar denir. Bu tür mallara çay ile şeker, dolma kalem ile mürekkep, tenis topu ile tenis raketi örnek verilebilir. Tamamlayıcı mallardan birinin fiyatı yükseldiğinde tamamlayıcısına olan talep düşer; diğer taraftan tamamlayıcı mallardan birinin fiyatı düşmesi durumunda ise, diğer mala olan talep artar.

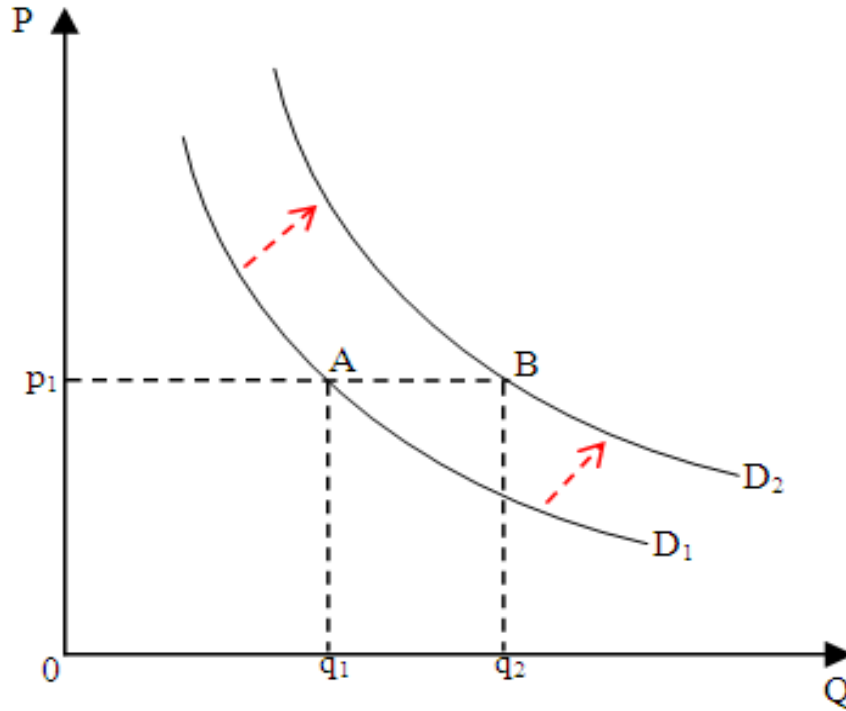


Şekil 1.4. Tamamlayıcı Mallardan Birinin Fiyatındaki Değişmenin Talebe Etkisi

Şekil 1.4'te birbirinin tamamlayıcısı olan dolma kalem ve mürekkep yer almaktadır. Dolma kalemin fiyatı p_1 birimden p_2 birime düştüğünde talep edilen miktarı q_1 birimden q_2 birime çıkmakta ve D ile gösterilen talep eğrisi üzerinde A noktasından B noktasına doğru bir hareket gerçekleşmektedir (Sol Panelde). Diğer taraftan, sağ panelde görüldüğü gibi, tamamlayıcısı olan mürekkebin fiyatı değişmese bile daha fazla talep edilerek q_1 birimden q_2 birime yükselmekte ve talep eğrisi bütünüyle sağa doğru kaymaktadır. Dolayısıyla, fiyatı değişen malın (dolma kalem) talep eğrisi üzerinde bir hareket meydana gelirken, tamamlayıcısı olan malın (mürekkep) talep eğrisi bütünüyle yer değiştirmektedir (Sağ Panelde D_1 'den D_2 'ye).

1.2.4. Tüketici Zevk ve Tercihleri

Tüketici zevk ve tercihlerinin değişmesi malın talebi üzerinde azımsanmayacak derecede etkilidir. Bu etki, zevk ve tercihlerin değişim sürecine bağlı olarak kısa süreli olabileceği gibi, uzun süreli de olabilir. Tüketicilerin tercih ettikleri malın talebi artarken, tercih etmedikleri malın talebi azalmaktadır. Her iki durumda da malın talep eğrisi bütünüyle yer değiştirmektedir.



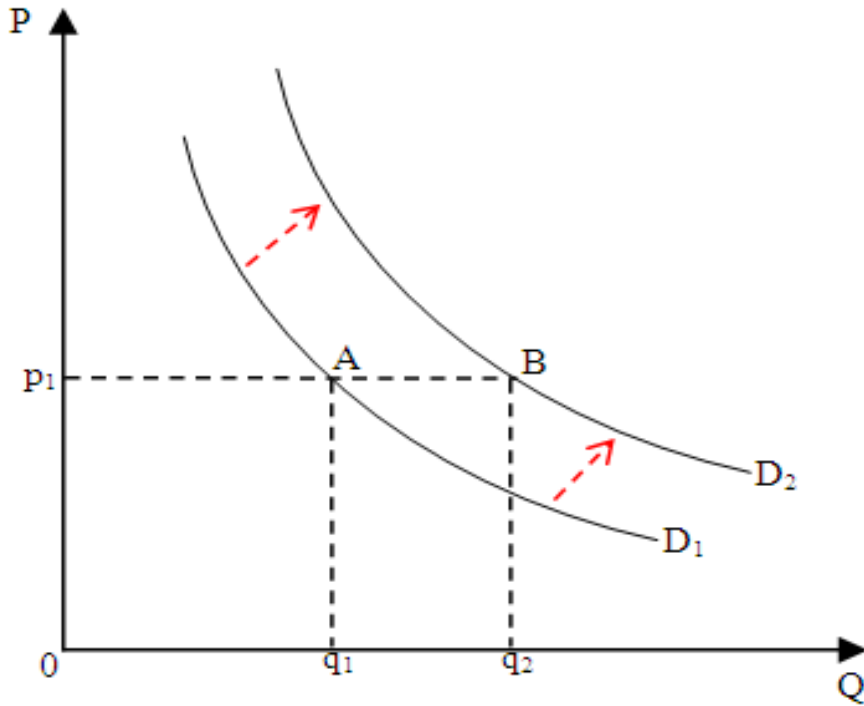
Şekil 1.5. Tüketici Zevk ve Tercihlerindeki Değişmenin Talebe Etkisi

Şekil 1.5'te görüldüğü gibi tüketicilerin bir malı tercih etmeleri sonucu o malın talebi artmakta (D_1 'den D_2 'ye) ve her fiyat düzeyinde söz konusu maldan daha fazla satın alınmaktadır. Tüketicilerin bir malı tercih etmemeleri durumunda ise tersi durum gerçekleşmektedir.

1.2.5. Tüketici Sayısı (Nüfus)

Nüfusun artması demek hemen hemen her alanda talebin artması demektir. Yani, daha çok tüketicinin olması daha çok mal ve hizmete ihtiyaç olacağı anlamına gelmektedir. Tüketici sayısı artarsa söz konusu mal ve hizmetlere olan talep de

artmakta, tüketici sayısı azalırsa söz konusu mal ve hizmetlere olan talep de azalmaktadır. Söz konusu mal ve hizmete olan talep eğrisi bütünüyle yer değiştirir.



Şekil 1.6. Tüketici Sayısındaki Değişimin Talebe Etkisi

Şekil 1.6’da görüldüğü üzere, tüketici sayısındaki bir artış mal ve hizmetlere olan talebi arttırmakta ve talep eğrisi bütünüyle sağa kaydığı (D_1 ’den D_2 ’ye) görülmektedir.

1.2.6. Beklentiler

Hanehalkları gelir düzeylerinin gelecekte belirli bir seviyeye ulaşacağını ya da belirli malların fiyatlarının kriz, savaş vb. nedenlerle daha yüksek olacağı beklentisi içinde olduklarında satın alma kararlarını değiştirebilirler (Boyes ve Melvin, 1994: 60-61). Hanehalkları olumlu bir beklenti içinde olabileceği (ileride gelirinin artacağı veya belli mal ve hizmet gruplarında indirim olacağı beklentisi) gibi, olumsuz bir beklenti için de olabilir. Mesela, gelir seviyelerinin ileride artacağı şeklinde bir olumlu beklenti içinde olan hanehalkları daha fazla mal ve hizmet satın alabilirler. Bu durum, Şekil 1.6’da görüldüğü gibi talep eğrisinin bütünüyle sağa kaymasına (D_1 ’den D_2 ’ye) neden

olur. Beklentilerdeki bu tür değişmeler talep eğrisinin bütünüyle değişmesine yol açmaktadır.

Gelir dağılımı, kredi kullanılabilirliği ve hükümet politikalarını da talebi etkileyen faktörler için de sayabiliriz.⁴ *Gelir dağılımını* üç grupta ele alalım. Gelirden çok düşük pay alanları *alt grup*, orta seviyede pay alan *orta grup* ve en çok payı alanı da *yüksek grup* olarak adlandırıp, diğer şartlar sabit iken gelirin alt grup lehine olumlu yönde değiştüğünü varsayalım. Bu durumda alt grubun geliri arttığından malın fiyatı aynı kalsa bile, alt gruptaki tüketiciler birçok maldan daha fazla satın alırlar. Bununla birlikte, orta ve üst grupların gelirlerinde ise bir düşüş olacağı için, malın fiyatı aynı kalsa bile, orta ve üst gelir grubundaki tüketiciler birçok maldan daha az satın alırlar. Özellikle yüksek gelir grubundaki tüketicilerin lüks mallara olan talepleri en azından artmayacaktır. *Kredi kullanılabilirliği* ise tüketicilerin gelirlerinde artış veya azalış şeklinde kendini gösterir. Mesela, Türkiye’de diğer şartlar sabit iken kredi kullanılabilirliği artar (azalır) ise tüketicilerin gelirlerinde artış (azalış) meydana gelir. Tüketicilerin gelirlerinin artması (azalması); malın fiyatı aynı kalsa bile, tüketicilerin birçok maldan daha fazla (daha az) satın almasına yol açar. *Hükümet politikalarını* ise iki açıdan ele alabiliriz: Malların fiyatları ile ilgili hükümet politikaları ve tüketicilerin gelirleri ile ilgili hükümet politikaları. Fiyatlar ile ilgili hükümet politikalarını ele alalım. Mesela, hükümetin diğer şartlar sabit iken bazı malların fiyatlarını düşüreceğini (artıracağını) beyan ettiğini varsayalım. Bu durumda, söz konusu malların talep edilen miktarları artacaktır (azalacaktır) ve aynı talep eğrisi üzerinde bir hareket gerçekleşecektir (Şekil 1.2’deki A noktasından B noktasına doğru gerçekleşen hareket gibi).

1.3. ESNEKLİKLER

Esneklik, aralarında sebep-sonuç ilişkisi bulunan iki değişkenden bağımlı değişkenin bağımsız değişkendeki değişmeler karşısındaki hassasiyetinin bir ölçüsüdür. Yani, bağımsız değişkendeki nispi değişmeler (artış veya azalışlar) karşısında bağımlı değişkende meydana gelen nispi değişmeleri (artış veya azalışları) ifade eder ve

⁴Bu faktörler aslında yukarı bahsedilen tüketicinin geliri ve malın kendi fiyatı gibi etkiler bırakmaktadır. Bu nedenle ayrı bir başlık altında ele alınmamıştır.

dolayısıyla değişkenlerin ölçü birimine bağlı olmayan bir değerdir (Özer, 2001: 37). Kısaca, esneklik, bağımsız değişkende meydana gelen % 1'lik bir değişme karşısında bağımlı değişkende meydana gelen % değişmeyi ifade etmektedir.

Dolayısıyla esneklik kavramını,

$$E = \frac{\text{Bağımlı Değişkende \% Değişme}}{\text{Bağımsız Değişkende \% Değişme}} \quad (1.2)$$

veya

$$E_{YX} = \frac{\frac{\Delta Y}{Y}}{\frac{\Delta X}{X}} = \frac{\Delta Y}{\Delta X} * \frac{X}{Y} \quad (1.3)$$

şeklinde ifade etmek mümkündür. Burada; Y bağımlı değişkeni, X bağımsız değişkeni temsil etmektedir.

Talep fiyat, gelir, ilgili malların fiyatları gibi çeşitli faktörlerden etkilendiğinden dolayı çeşitli esneklikler hesaplanabilir. Mesela, talebin fiyat esnekliği, talebin gelir esnekliği, talebin çapraz esnekliği gibi.

1.3.1. Talebin Fiyat Esnekliği

Talebin fiyat esnekliği, bir malın fiyatındaki değişikliklerin satın alma kararları üzerindeki kantitatif etkilerinin bir ölçüm aracı olması nedeniyle önem arz etmektedir (Frank, 1994: 125). Talebin fiyat esnekliği, mesela A malının fiyatında meydana gelen % 1'lik bir değişme karşısında, A malının talep edilen miktarında meydana gelen % değişme olarak ifade edilebilir (Yaylalı, 2004: 24). Talep kanunundan dolayı fiyat ile talep edilen miktar arasındaki ters yönlü bir ilişki olduğundan talebin fiyat esnekliğinin değeri negatif olmaktadır. Bu durumun giderilmesi için sonucun mutlak değeri alınır. Talebin fiyat esnekliği A malı için,

$$E_D = \frac{\text{Miktardaki \% Değişme}}{\text{Fiyattaki \% Değişme}} = \frac{\% \Delta Q_a}{\% \Delta P_a} \quad (1.4)$$

şeklinde ifade edilebilir. Burada, pay A malının talep edilen miktarındaki yüzdelik değişmeyi, payda ise A malının fiyatındaki yüzdelik değişmeyi temsil etmektedir.

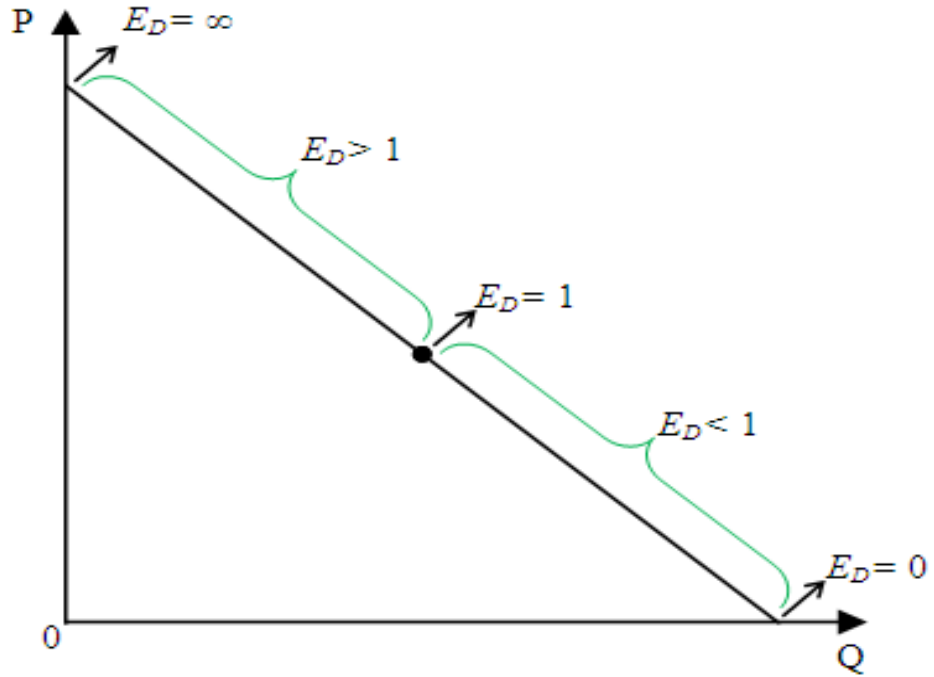
Talebin fiyat esnekliği iki şekilde hesaplanır. Talebe etki eden faktörlerin birinde meydana gelen önemli bir değişme karşısında malın talep edilen miktarındaki değişme bulunmak isteniyorsa, talep eğrisinin belirli bir kısmının esnekliği ile ilgilidir. Bu durumda talep eğrisinin belirli bir parçasının esnekliğinin ölçümünde yay esnekliği kullanılır (Yaylalı, 2004: 24). Yay esnekliği aşağıdaki formül yardımıyla bulunur.

$$E = \frac{\frac{\Delta Q}{Q}}{\frac{\Delta P}{P}} = \frac{(Q_2 - Q_1)}{(Q_2 + Q_1)} * \frac{(P_2 + P_1)}{(P_2 - P_1)} \quad (1.5)$$

İktisatçılar çoğunlukla değişkenlerde oluşacak oldukça küçük değişmelerin etkileri ile ilgilenirler. Bu durum talep eğrisi üzerindeki bir noktanın esnekliğinin ölçümü ile ilgilidir. Talebin fiyat esnekliğinin hesaplanmasıyla ilgili ikinci yol, nokta esnekliğidir ve aşağıdaki şekilde formüle edilebilir.

$$E = \frac{\frac{\Delta Q}{Q}}{\frac{\Delta P}{P}} = \frac{\Delta Q}{\Delta P} * \frac{P_1}{Q_1} \quad (1.6)$$

Sabit esneklikli talep eğrileri hariç, herhangi bir talep eğrisi üzerinde bulunan her noktanın esnekliği değişmektedir. Bu durum talep eğrisinin doğru şeklinde olması halinde de böyledir. Doğrusal bir talep eğrisi üzerinde çeşitli noktalarda esneklik değerlerini incelediğimizde (Şekil 1.7), fiyatın yüksek olduğu yerlerde talebin fiyat esnekliği fazla ($E_D > 1$), fiyatın düşük olduğu yerlerde ise azdır ($E_D < 1$).



Şekil 1.7. Doğrusal Talep Eğrisinin Farklı Noktalarındaki Esneklik Değerleri

Talep doğrusunun fiyat eksenini kestiği noktada talebin fiyat esnekliği sonsuz (∞) değerini alırken, miktar eksenini kestiği noktada sıfır (0) değerini almakta ve talep doğrusunun tam ortasında ise bir (1)'e eşit olmaktadır (Şekil 1.7).

1.3.1.1. Talebin Fiyat Esnekliği ve Toplam Harcama

Fiyat değişmelerinin söz konusu olduğu bir durumda talebin fiyat esnekliği ile toplam harcama arasında önemli bir ilişki mevcuttur. Bu ilişki Tablo 1.1'de özetlenmektedir.

Talebin fiyat esnekliği 1'den büyük iken malın fiyatındaki bir artış (azalış) toplam harcamada bir azalışa (artışa), esnekliğin 1'den küçük olduğu bölgede ise artışa (azalışa) sebep olur. Ayrıca, talebin fiyat esnekliğinin 1'e eşit olması halinde fiyattaki değişme toplam harcamayı etkilemezken, esnekliğin sıfıra eşit olması durumunda ise toplam harcama fiyattaki değişimle orantılı olarak aynı yönde değişecektir (Özer, 2001: 42). Çünkü talep edilen miktar artık fiyatın bir fonksiyonu değildir. Dolayısıyla toplam harcama fiyattaki bir değişikliğe karşı duyarsızdır, yani cevap vermez.

Tablo 1.1. Talebin Fiyat Esnekliği ve Toplam Harcama Arasındaki İlişki

Talep Esnekliği	Fiyat Artışı	Fiyat Azalışı
Tam Esnek Talep ($E_D=\infty$)	Toplam Harcama Sonsuz Azalır	Toplam Harcama Sonsuz Artar
Esnek Talep ($E_D>1$)	Toplam Harcama Azalır	Toplam Harcama Artar
Birim Esnek Talep ($E_D=1$)	Toplam Harcama Değişmez	Toplam Harcama Değişmez
İnelastik Talep ($E_D<1$)	Toplam Harcama Artar	Toplam Harcama Azalır
Tam Katı Talep ($E_D=0$)	Toplam Harcama Fiyat Artışı ile Orantılı Olarak Artar	Toplam Harcama Fiyat Azalışı ile Orantılı Olarak Azalır

Kaynak: Türkbal, 1983: 295; Nicholson, 1998: 192.

Talebin fiyat esnekliği sonsuz (∞) iken malın fiyatındaki bir artış (azalış) toplam harcamada sonsuz bir azalışa (artışa) sebep olur. Dolayısıyla veri fiyat üzerinden hanehalkları istedikleri kadar sonsuz alım yapabilirler, ancak fiyat biraz yükselirse tüketiciler hiç mal almayacak ve toplam harcama sonsuz azalacaktır. Anlaşılacağı üzere belli bir fiyat düzeyi söz konusudur. Bu fiyat düzeyi altında tüketiciler sonsuz miktarda talep ettiğinden toplam harcama sonsuz artmakta, bu fiyatın üstünde tüketiciler hiçbir talepte bulunmadığından toplam harcama sonsuz azalmaktadır.

Talebin fiyat esnekliği ile toplam harcama arasındaki ilişkiyi bir cümleyle özetleyecek olursak; talebin fiyat esnekliğinin bir (1)'den büyük olduğu durumda toplam harcama ile fiyat ters yönde, bir (1)'den küçük olması durumunda ise toplam harcama ile fiyatın aynı yönde seyir izlediğini söyleyebiliriz (Salvatore, 1986: 135).

1.3.1.2. Talebin Fiyat Esnekliğini Etkileyen Faktörler

Tüketici tercihleri bir malın talebi üzerinde oldukça etkilidir. Bu yüzden talebin fiyat esnekliği bireylerin arzularını şekillendiren sosyal, ekonomik ve psikolojik güçlere bağlıdır (Mankiw, 1998: 90). Talebin fiyat esnekliğini etkileyen faktörleri üç grupta toplayabiliriz. Bunlar;

a) *İkame İmkânının Bulunması*

Bir malın yakın ikamesi olan birçok mal varsa, o malın talebi esnek olacaktır. Malın fiyatı arttığında, diğer malların fiyatlarının değişmediği varsayımıyla, tüketiciler derhal yakın ikamesi olan mala yöneleceklerdir. Malın fiyatı azalırsa, tüketiciler fiyatı düşen bu mala talepte bulunurlar (Yaylalı, 2004: 150). Dar çerçevede ve özel olarak

belirlenen malların talebi geniş çerçevede belirlenen malların talebine göre daha elastiktir (Baumol ve Blinder, 1998: 136).

b) Tüketici Bütçesindeki Önemi

Bir mala yapılan harcama tüketici bütçesinde önemli bir yer tutmuyorsa, o malın fiyatındaki değişimler malın talep edilen miktarını önemli ölçüde etkilemez. Bu tür bir malın talebi esnek değildir (Yaylalı, 2004: 150). Bir mala yapılan harcama ne kadar fazla ise, talep esnekliği de o kadar büyük olacaktır (Griffiths ve Wall, 2000: 56).

c) Zaman

Bir malın yerine yakın ikamesi olan bir malı bulmak kısa dönemde zor, uzun dönemde ise daha kolaydır. Bu yüzden birçok malın talebi uzun dönemde kısa dönemden daha esnektir (Baumol ve Blinder, 1998: 136).

1.3.2. Talebin Gelir Esnekliği

Talebin gelir esnekliği, gelir değişimleri ile talep edilen miktar arasındaki ilişkiyi ifade etmektedir. Başka bir ifadeyle talebin fiyat esnekliği, gelirden meydana gelecek yüzde değişim karşısında talep edilen miktarda meydana gelen yüzde değişim (Katz ve Rosen, 1998: 84) olarak tanımlanabilir. Aşağıdaki formül yardımıyla hesaplanır (Hirshleifer ve Hirshleifer, 1997: 130).

$$E_I = \frac{\frac{\Delta Q}{Q}}{\frac{\Delta I}{I}} = \frac{\Delta Q}{Q} * \frac{I}{\Delta I} = \frac{\Delta Q}{\Delta I} * \frac{I}{Q} \quad (1.7)$$

Bir malın talebinin gelir esnekliği pozitif ise, o mal normal maldır. Yani gelir arttıkça o malın talebi artarken, gelir azaldıkça malın talebi de azalır. Sonuç negatif ise, o mal düşük maldır. Yani gelir arttıkça söz konusu düşük malın talebi azalırken, gelir azaldıkça talebi de artar (Pashigian, 1995: 92-96). Normal mallar, zorunlu mallar ve lüks mallar diye ikiye ayrılmaktadır. Eğer bir malın talebinin gelir esnekliği sıfır ile bir arasında ise zorunlu ihtiyaç malı, birden büyükse lüks mal diye nitelendirilir (Mansfield, 1997: 138-140). Bu durum aşağıdaki Tablo 1.2.'de şöyle özetlenmektedir.

Tablo 1.2. Talebin Gelir Esnekliği ile Malın Niteliği Arasındaki İlişki

Gelir Esnekliği	Malın Niteliği
$E_I > 1$	Normal (Lüks) Mal
$E_I = 1$	Normal Mal
$0 < E_I < 1$	Normal (Zorunlu İhtiyaç) Mal(ı)
$E_I < 0$	Düşük Mal

1.3.3. Talebin Çapraz Esnekliği

Talebin çapraz esnekliği, bir malın (B malı) fiyatında meydana gelen % 1 değişme karşısında, diğer bir malın (A malı) talep edilen miktarında meydana gelen % değişmeyi ifade etmektedir (Yaylalı, 2004: 154). Talebin çapraz esnekliği aşağıdaki formül yardımıyla bulunur.

$$E_{ab} = \frac{A \text{ Malının Talep Edilen Miktarındaki } \% \text{ Değişme}}{A \text{ Malının Fiyatındaki } \% \text{ Değişme}} \quad (1.8)$$

veya

$$E_{ab} = \frac{\frac{\Delta Q_a}{Q_a}}{\frac{\Delta P_b}{P_b}} = \frac{\Delta Q_a}{Q_a} * \frac{P_b}{\Delta P_b} = \frac{\Delta Q_a}{\Delta P_b} * \frac{P_b}{Q_a} \quad (1.9)$$

Burada Q_a ve P_b , sırasıyla, A malının ilk miktarını ve B malının ilk fiyatını ifade etmektedir. Talebin çapraz esnekliğinin değerine göre mal çiftleri ikame veya tamamlayıcı mal olarak sınıflandırılır (Mansfield, 1997: 140-141).

Talebin çapraz esnekliğinin *pozitif* olması malların ikame mal olduğunu gösterir. Bu durum, bir malın (B malı) fiyatı ile diğer malın (A malı) talep edilen miktarının aynı yönde seyir izlediğinin göstergesidir. Talebin çapraz esneklik katsayısının değeri de ikame derecesini vermektedir. Esnekliğin sıfıra yaklaşması, iki mal arasındaki ikamenin zorluğunu; sonsuza yaklaşması, ikamenin kolaylığını; sıfır oluşu ikame imkânsızlığını ifade etmektedir (Özer, 2001: 43). Bir malın (B malı) fiyatı ile diğer malın (A malı) talep edilen miktarı farklı yönde seyir izlediğinde ise talebin çapraz esnekliği *negatiftir* ve mal çiftlerinin tamamlayıcı mal olduğunun göstergesidir. Esnekliğin sıfıra yakın negatif bir değer alması, malların birbirlerini tam olarak tamamlayamadıklarını gösterirken, eksi sonsuza yakın bir değer alması mallar arasında tamamlayıcılığın tam

olduğunu gösterir (Türkbal, 1998: 169-170). Diğer taraftan, iki mal bağımsız mallar ise, bir malın (B malı) fiyatındaki bir değişiklik diğer malın (A malı) talep edilen miktarını etkilemeyeceği için talebin çapraz esnekliği de *sıfır* olacaktır (Yaylalı, 2004: 157).

Çapraz fiyat esnekliği değeri artıkça mallar arası tamamlayıcılığın ve ikame edilebilirliğin derecesi de artar. Çapraz fiyat esnekliğini belirleyen temel faktörler, malların kullanımları ile ilgili olarak sahip oldukları niteliklerdir (Koutsoyiannis, 1997: 57). Mesela, bir çift ayakkabının sağ ve sol teki arasındaki çapraz fiyat esnekliğinin eksi sonsuza çok yakın bir değerdir ve dolayısıyla tamamlayıcı mal niteliğindedir. Çünkü bir çift ayakkabının sağ ve sol tekleri tek başına bir anlam ifade etmediği (yani ihtiyacı karşılamadığı) için⁵ çapraz fiyat esnekliği eksi sonsuza çok yakın değer alır ve mallar arasında tamamlayıcılığın tam olduğu söylenebilir. Bu durum, tamamen ayakkabı çiftlerinin kullanımları ilgili sahip oldukları nitelikler ilgili bir olgudur.

⁵Bedensel engelli kişilerin sahip oldukları istisnai durumlar hariç.

İKİNCİ BÖLÜM

2. DÜNYA'DA VE TÜRKİYE'DE ENERJİ VE ENERJİ KAYNAKLARI

Bu bölümde, Dünya'da ve Türkiye'de enerji ve enerji kaynakları ayrıntılı olarak ele alınacaktır. Bu bağlamda öncelikle enerjinin tanımı ve önemi üzerinde durulacak, daha sonra birincil-ikincil enerji kaynaklarının Dünya'daki ve Türkiye'deki mevcut durumu rezerv, üretim ve tüketim açısından ele alınacaktır.

2.1. ENERJİ TANIMI VE ÖNEMİ

Enerji; “en” iç, “ergon” iş kelimelerinden oluşan Yunanca kökenli bir sözcüktür. Dolayısıyla enerjinin sözcük anlamı, içeride oluşan “iç iş”tir. Bir cismin; konumu, hareketi, taşıdığı elektrik yükü, içinde bulunduğu ortamdan daha yüksek sıcaklığa sahip olması sebebiyle iş yapabilme yeteneğine sahip olmasına enerji denir (TDK, 2009).

Tarih boyunca toplumların kalkınmaları, kullandıkları ve geliştirdikleri enerji kaynaklarına bağlı olmakla birlikte gelecekteki büyümenin, kalkınmanın ve gelişmelerin de benzer şekilde, enerji kaynaklarının bulunabilirliğine ve sürekliliğine göre oluşacağı kabul edilmektedir. Ekonomik ve sosyal kalkınmanın en önemli unsurlarından biri olan enerji, üretimde kullanılması zorunlu bir girdi ve toplumların refah düzeyinin yükselmesi için önemli sayılabilecek bir etken olmuştur.

Enerji, toplumsal gelişme ve ekonomik kalkınmada özellikle gelişmekte olan ülkeler için en önemli faktördür. Enerjinin güvenli, sürekli, kaliteli ve çevre sorunlarını temel alan bir şekilde elde edilmesi, insanların yaşam düzeyini ve refah seviyelerini arttırmaktadır. Ülkelerin, ekonomik büyümelerini sağlayabilmeleri için sürekli üretim yapmaları ve bunun devamlılığının sağlanması gerekir. Bu yüzden, üretimin önemli bir parçası olan enerjinin, güvenle sağlanması ve maliyetinin düşük olması önem arz etmektedir (TASAM, 2009).

2.2. ENERJİ KAYNAKLARI

Enerji üzerine her düşünce, başlangıçta ihtiyaçlar yönünden gelişir. Enerjinin üretimi, dağıtımı ve tüketimi ancak bir ihtiyacın karşılanması durumunda anlam kazanmaktadır. Mekanik güç ihtiyacı, termik ihtiyaçlar, hammadde ihtiyaçları ve ışık ihtiyaçlarının karşılanması için enerji bir araçtır (Yücel, 1994: 3-11). Bu araçların tümü enerji kaynaklarını oluşturur.

Ekonominin vazgeçilmez unsuru olan enerji kaynakları; kullanım yerine, amacına ve niteliklerine göre çeşitli şekillerde sınıflandırılmaktadır. Bu sınıflandırmaların en çok kullanılanlarından bir tanesi, birincil ve ikincil enerji kaynakları sınıflandırmasıdır. Burada temel ayırım enerji kaynaklarının niteliklerinin değiştirilip değiştirilmemesi ile ilgilidir. Birincil kaynaklar doğada bulundukları biçimden bir değişikliğe uğramaksızın kullanılabilen kaynaklardır. İkincil enerji kaynakları ise birincil enerji kaynaklarının belli işlemlerden geçirilmesi ile meydana gelen enerji kaynaklarıdır. Bu nedenle bu sınıflandırmada petrol, kömür, doğal gaz, rüzgâr, güneş gibi enerji kaynakları birincil (primer) enerji kaynağı olarak kabul edilirken; ikincil enerji kaynakları (sekonder) ile hidrojen, elektrik, petrol ürünleri, kok ve havagazı gibi enerji kaynakları ifade edilmektedir. İkincil enerjilere enerji taşıyıcısı da denilmektedir (Başol, 1994: 114; STO, 2008: 1).

Yaygın olarak kullanılan bir diğer sınıflandırma ise yenilenebilir ve yenilenemeyen enerji kaynakları sınıflandırmasıdır. Yenilenebilir enerji; doğanın kendi evrimi içinde, bir sonraki gün aynen mevcut olabilen enerji kaynağını ifade etmektedir (Uyar, 2004: 3). Yenilenebilir enerji kaynakları kullanılmalarına rağmen azalmayan, tükenmeyen enerji kaynaklarıdır. Bu kaynaklardan bazıları güneş enerjisi, rüzgâr enerjisi ve jeotermal enerjidir. Yenilenemeyen kaynaklar ise petrol, kömür ve doğal gaz gibi enerji çeşitlerini kapsamaktadır ki bu kaynaklar bir defa kullanılıncı tekrar yerine konulamazlar. Yenilenemeyen kaynaklar, *stok kaynaklar*; yenilenebilir kaynaklar, *akım kaynaklar* olarak da adlandırılmaktadır (Özsabuncuoğlu ve Uğur, 2005: 103). Bu çalışmada birincil ve ikincil enerji kaynakları ayrımı kullanılacaktır.

2.2.1. Birincil Enerji Kaynakları

Enerjinin herhangi bir değişim ya da dönüşüme uğramamış biçimi birincil enerji veya primer enerji olarak adlandırılmaktadır. Kaynağından çıktığı gibi tüketilen bu tür enerji kaynaklarından petrol, doğal gaz, kömür, rüzgâr, güneş, jeotermal, hidrolik ve biyokütle enerji üzerinde durulacaktır.

2.2.1.1. Petrol

Petrol; İngilizce’de petroleum olarak kullanılan, Latince’de taş, kaya anlamına gelen petra ile yağ anlamına gelen oleum kelimelerinin birleşmesinden oluşan petroleum, yağlı taş anlamına gelmektedir. Hidrokarbon olarak da bilinen kompleks kimyasal (karbon ve hidrojenin uygun birleşimleriyle meydana gelen metan, etan, propan, bütan, vs.) yapıya sahip bir maddedir. Petrol; eskiden deniz olan yerlerde hayvan ve bitki kalıntıları gibi organik maddelerin üzerine zamanla yer tabakalarının yığılmasıyla meydana gelen, havasız ortamda uygun ısı, basınç ve bakterilerin de yardımıyla çürümesi sonucu milyonlarca yıl gibi bir süreçte oluşmuştur. Basınç altında kalan petrol, boşluklu ve geçirgen tabakalara geçer ve rezervuar denilen yerde birikir. Son olarak, organik oluşumlardan meydana gelen anataş olarak tanımlanan kütlenin yeraltına doğru çökmesiyle petrol oluşur (Özsabuncuoğlu ve Uğur, 2005: 179; Öztürk ve Karbuz, 2006: 50).

Petrolün insanlar tarafından kullanılmaya başlanması M.Ö. kadar uzanır. Ticari anlamda petrol bulunması, işlenmesi ve kullanımının yaygınlaşması 1850’li yıllardan sonra olduğu kabul edilse bile, petrol çok daha eski zamanlarda bilinmekteydi. Mesela, üç bin yıl önce yaşamış olan Sümer hükümdarı Adap’ın İstanbul müzesinde bulunan heykelinin göz oyuklarında asfalt bulunmakta; Yunan tarihçisi Herodot M.Ö. 450’lerde Tunus, Babil ve Yunan adalarında petrol sızıntılarından bahsetmektedir. Babil Kralı Nebuşadnezzar, Fırat nehri üzerinde yaptırdığı köprüde, yine Babil kraliçesi Semiramis de Fırat nehri altında açtırdığı tünelde zifti sıva malzemesi olarak kullanmıştır. Evliya Çelebi de Van Kalesi’nde petrol yağının kayalardan sızıp, bir havza içinde biriktiğini anlatmaktadır. Petrolün çok eskilerde sıva veya yalıtım malzemesi, savaşlarda ateş topu ve aydınlatma aracı olarak kullanıldığı, Kızıldere’lilerin ise savaş yaralarını iyileştirmek için ilaç olarak kullanıldığı bilinmektedir (Taşman, 2008).

2.2.1.1.1. Dünya’da Petrol

Petrol, günümüz Dünya ekonomisi ve siyasetinde önemli bir yere sahiptir. Kullanım alanının yaygınlığı arz-talep dengesi içinde bu ürüne bağımlılığı arttırmış ve petrol, Dünya’daki diğer enerji kaynaklarından ayrılarak stratejik bir konuma gelmiştir. Üretici ve tüketici ülkeler petrolün bu stratejik önemini kısa sürede kavramış ve ekonomik büyüme ve kalkınmada petrolün etkisi daha fazla hissedilmeye başlanmıştır (DEK TMK, 2008: 41).

2008 verilerine göre, Dünya petrol rezervlerinin ülke gruplarına göre dağılımı Tablo 2.1’de görülmektedir.

Tablo 2.1. Ülke Gruplarına Göre Dünya’da Petrol Rezervleri

Ülke Grupları	Rezerv		Toplamdaki Payı (%)	Rezerv/Üretim Oranı
	Milyar Ton	Milyar Varil		
Avrupa Birliği	0.9	6.3	0.5	7.7
OECD	12.1	88.9	7.1	13.2
OPEC	130.4	955.8	76.0	71.1
OPEC Dışı	23.8	174.4	13.9	14.8
Eski Sovyetler Birliği ⁶	17.4	127.8	10.2	27.2

Kaynak: BP (British Petroleum), 2009

Dünya genelinde petrol rezervlerinin büyük bir kısmı Orta Doğu ülkelerinde bulunmakta ve petrol rezervlerinin çoğunu OPEC bünyesinde bulunduğu görülmektedir (Tablo 2.1).

Coğrafi bölgelere göre rezervlerin dağılımına baktığımızda; Dünya ham petrol rezervinin % 59.9’una Orta Doğu, % 11.3’üne Avrupa ve Avrasya, % 10’una Afrika ülkeleri, % 9.8’ine Güney ve Orta Amerika, % 5.6’sına Kuzey Amerika ve % 3.3’üne de Pasifik Asya ülkeleri sahiptir (Tablo 2.2). 2008 yılı üretimleri dikkate alınarak hesaplama yapıldığında, dünya petrol rezervlerinin 42 yıllık ihtiyacı karşılayacak düzeyde olduğu görülmektedir.

⁶ Eski Sovyetler Birliği’nde şu Sovyet Sosyalist Cumhuriyet ülkeleri yer almaktaydı: Ermenistan, Azerbaycan, Beyaz Rusya, Estonya, Gürcistan, Kazakistan, Kırgızistan, Letonya, Litvanya, Moldova, Rusya, Tacikistan, Türkmenistan, Ukrayna, Özbekistan.

Tablo 2.2. Ülkeler ve Coğrafi Bölgelere Göre Petrol Rezervlerin Dağılımı

Ülkeler	Rezerv		Toplamdaki Payı (%)	Rezerv/Üretim Oranı*
	Milyar Ton	Milyar Varil		
ABD	4.2	30.5	2.4	12.4
Kanada	3.9	28.6	2.3	24.1
Meksika	1.6	11.9	0.9	10.3
Kuzey Amerika (Toplam)	9.7	70.9	5.6	14.8
Arjantin	0.4	2.6	0.2	10.5
Brezilya	1.7	12.6	1.0	18.2
Ekvator	0.5	3.8	0.3	20.3
Venezuela	13.6	99.4	7.9	100+
Diğer Güney ve Orta Amerika	0.5	3.6	0.3	-
G. ve Orta Amerika (Toplam)	16.8	123.2	9.8	50.3
Azerbaycan	1.0	7.0	0.6	20.9
Kazakistan	5.4	39.8	3.2	70.0
Norveç	1.0	7.5	0.6	8.3
Rusya Federasyonu	10.8	79.0	6.3	21.8
Büyük Britanya	0.5	3.4	0.3	6.0
Diğer Avrupa ve Avrasya Ülkeleri	0.7	5.4	0.4	-
Avrupa ve Avrasya (Toplam)	19.4	142.2	11.3	22.1
İran	18.8	137.6	10.9	86.9
Irak	15.7	115.0	9.1	100+
Kuveyt	13.8	101.5	8.1	99.6
Umman	0.8	5.6	0.4	20.9
Katar	3.7	27.3	2.2	54.1
Suudi Arabistan	36.0	264.1	21.0	66.5
Birleşik Arap Emirlikleri	13.3	97.8	7.8	89.7
Diğer Orta Doğu Ülkeleri	0.7	5.1	0.4	-
Orta Doğu (Toplam)	102.8	754.1	59.9	78.6
Cezayir	1.6	12.2	1.0	16.7
Angola	1.8	13.5	1.1	19.7
Mısır	0.6	4.3	0.3	16.4
Gabon Cumhuriyeti	0.4	3.2	0.3	37.0
Libya	6.0	43.7	3.5	64.6
Nijerya	4.9	36.2	2.9	45.6
Sudan	0.9	6.7	0.5	38.1
Diğer Afrika Ülkeleri	0.8	5.7	0.4	-
Afrika (Toplam)	17.1	125.6	10.0	33.4
Avustralya	0.6	4.2	0.3	20.4
Çin	2.1	15.5	1.2	11.1
Hindistan	0.8	5.8	0.5	20.7
Endonezya	0.5	3.7	0.3	10.2
Malezya	0.8	5.5	0.4	19.8
Vietnam	0.6	4.7	0.4	40.8
Diğer Asya Pasifik Ülkeleri	0.4	2.6	0.2	-
Pasifik Asya (Toplam)	5.8	42.0	3.3	14.5
Dünya Toplamı	171.6	1258.0	100	42.0

Kaynak: BP, 2009 *Birimi yıldır.

Benzer şekilde yapılan hesaplamalar, Orta Doğu'daki rezervlerin 78.6 yıl, Avrupa ve Avrasya'nın 22.1 yıl, Afrika'nın 33.4 yıl, Güney ve Orta Amerika'nın 50.3

yıl, Kuzey Amerika'nın 14.8 yıl, Pasifik Asya'nın ise 14.5 yıl tüketimlerini karşılayacak rezerve sahip olduğunu göstermektedir. (Tablo 2.2). Dünya petrol rezervleri 2008 yılı itibariyle; 1258.0 milyar varildir ve bu rezervlerin % 76'sını OPEC, % 7.1'ine OECD ve % 0.5'ine ise Avrupa Birliği sahip bulunmaktadır (Tablo 2.1 ve 2.2).

Tablo 2.3'deki ülke gruplarının petrol üretimlerine baktığımızda, Dünya'da petrol üretimi içindeki en büyük payı (% 44.8), günlük yaklaşık 35.3 milyon varil üretim ile OPEC elinde bulundurmaktadır. OPEC dışı ülkeler % 39.3 ile ikinci sırada, OECD ülkeleri ise % 22'lik pay ile üçüncü sırada yer almakta ve % 2.7'lik oranla AB ise, en düşük paya sahiptir.

Tablo 2.3. Ülke Gruplarına Göre Dünya'da Petrol Üretimi

Ülke Grupları	Üretim		2007 Göre Değişim (%)	Toplamdaki Payı (%)
	Milyon Ton	Bin Varil*		
Avrupa Birliği	105.9	2127	-6.6	2.7
OECD	864.1	17351	-4.0	22.0
OPEC	1758.3	35307	2.7	44.8
OPEC Dışı	1543.6	30996	-2.0	39.3
Eski Sovyetler Birliği	627.0	12590	0.2	16.0

Kaynak: BP, 2009

*Günlük

Ülke gruplarının üretim artış miktarları incelendiğinde; 2008 yılı itibariyle, bir önceki yıla göre petrol üretimini en çok artıran % 2.7 ile OPEC, en çok düşüş gösteren ülke gurubu ise % 6.6 oranıyla Avrupa Birliği olduğu görülmektedir (Tablo 2.3).

Dünya petrol üretimine coğrafi bölgelere göre bakıldığında; % 31.8 ile Orta Doğu birinci sıradadır. Sırasıyla Avrupa ve Avrasya % 21.5, Kuzey Amerika % 15.8, Afrika % 12.4, Asya Pasifik % 9.7, Güney ve Orta Amerika % 8.7 ile son sıradadır. Dünya petrol üretiminde (1253.7 milyon ton veya) 25175 bin varil günlük üretimiyle Orta Doğu ülkeleri en büyük söz sahibidir (Tablo 2.4).

Tablo 2.4. Ülkeler ve Coğrafi Bölgelere Göre Petrol Üretimi

ÜLKELER VE ÜLKE GRUPLARI	Üretim		2007 Göre Değişim (%)	Toplamdaki Payı (%)
	Milyon Ton	Bin Varil*		
ABD	305.1	6127	-1.8	7.8
Kanada	156.7	3147	-2.0	4.0
Meksika	157.4	3161	-9.1	4.0
Kuzey Amerika (Toplam)	619.2	12434	-3.8	15.8
Arjantin	34.1	685	-2.6	0.9
Brezilya	93.9	1886	3.6	2.4
Ekvator	26.2	526	-1.2	0.7
Venezüella	131.6	2643	-1.9	3.4
Diğer Güney ve Orta Amerika	49.7	998	5.5	1.3
Güney ve Orta Amerika (Toplam)	335.6	6739	0.6	8.7
Azerbaycan	44.7	898	4.2	1.1
Kazakistan	72.0	1446	5.1	1.8
Norveç	114.2	2293	-4.1	2.9
Rusya Federasyonu	488.5	9809	-0.8	12.4
Büyük Britanya	72.2	1450	-6.3	1.8
Diğer Avrupa ve Avrasya Ülkeleri	59.2	1189	-4.6	1.5
Avrupa ve Avrasya (Toplam)	851.0	17088	-1.3	21.5
İran	209.8	4213	-0.2	5.3
Irak	119.3	2396	13.0	3.0
Kuveyt	137.3	2757	5.3	3.5
Umman	36.0	723	3.7	0.9
Katar	60.8	1221	13.2	1.5
Suudi Arabistan	515.3	10347	4.0	13.1
Birleşik Arap Emirlikleri	139.5	2801	2.0	3.6
Diğer Orta Doğu Ülkeleri	35.7	717	-7.4	0.9
Orta Doğu (Toplam)	1253.7	25175	4.0	31.8
Cezayir	85.6	1719	-1.3	2.2
Angola	92.2	1851	9.1	2.3
Mısır	17.9	359	-2.1	0.5
Gabon Cumhuriyeti	11.8	237	2.2	0.3
Libya	86.2	1731	-0.1	2.2
Nijerya	105.3	2114	-8.0	2.7
Sudan	23.7	475	2.6	0.6
Diğer Afrika Ülkeleri	65.4	1313	-0.8	1.6
Afrika (Toplam)	488.1	9801	-0.4	12.4
Avustralya	23.8	478	-1.5	0.6
Çin	189.7	3809	1.4	4.8
Hindistan	36.1	725	-0.5	0.9
Endonezya	49.1	986	3.2	1.2
Malezya	34.3	689	1.8	0.9
Vietnam	15.4	309	-6.0	0.4
Diğer Asya Pasifik Ülkeleri	32.8	659	0.7	0.9
Pasifik Asya (Toplam)	381.2	7655	0.9	9.7
Dünya Toplamı	3928.8	78892	0.4	100

Kaynak: BP, 2009 *Günlük

Dünya petrol üretiminden ülke bazında ise en büyük paylar % 13.1 ile Suudi Arabistan ve 12.4 ile Rusya Federasyonuna aittir. Üçüncü sırada % 7.8 oranıyla ABD, % 5.3'lük payı ile İran ise dördüncü sırada yer almaktadır (Tablo 2.4). Dünya'nın

toplam petrol üretimi % 0.4 oranında artarak günde 78.9 milyon varile ulaşmıştır. OPEC üreticileri arasında kayda değer artışların Katar ile Irak tarafından gerçekleştiği görülmektedir. OPEC dışındaki ülkelerde ise 2008 yılında üretim 2007 yılına göre % 2 oranında düşüş göstermiştir (Tablo 2.3 ve Tablo 2.4).

Toplamda daha az tüketim olmasına rağmen, ortalama petrol üretiminin % 0.4 (günde 316 bin varil) artış gösterdiği görülmektedir. Bu artışın kaynağı, çoğunlukla OPEC ülkelerinin üretim artışlarıdır. Yılsonundaki üretim kısıtlamalarına rağmen, OPEC'in ortalama üretimi günde 953 bin varil arttığı görülmektedir. Bu artışın tümü Orta Doğu ülkelerinin üretim artışından kaynaklanmaktadır. Suudi Arabistan üretimini günde 414 bin varil, Irak ise günde 311 bin varil artırmıştır. OPEC dışındaki üretim ise, 1992'den beri en ciddi düşüşünü yaşayarak, % 1.4 oranında (günde 619 bin varil) azalmıştır. Özellikle ABD ve Avrupa üretimindeki aşağı doğru eğilim ile OECD ülkelerinin üretiminde % 4 oranda (694 bin varil) düşüş görülmüştür. Rusya'nın petrol üretimi 1998'den beri ilk defa; Büyük Britanya'nın petrol üretiminde ise günde % 6.3 oranında (91 bin varil) düşüş⁷ meydana gelmiştir (BP, 2009: 8).

Yıllar itibariyle petrol üretimine baktığımızda; 1999, 2001, 2002 ve 2007 yıllarında üretim miktarında bir düşüş görülmektedir (Tablo 2.5). Üretim miktarlarındaki bu azalma o dönemlerde yaşanan ekonomik krizler nedeniyle görüldüğü söylenebilir.

Tablo 2.5. 1997-2008 Döneminde Coğrafi Bölgelere Göre Petrol Üretimi (Milyon Ton)

Yıllar	Coğrafi Bölgeler						Dünya Toplamı
	Kuzey Amerika	Güney-Orta Amerika	Avrupa ve Avrasya	Orta Doğu	Afrika	Pasifik Asya	
1997	670	329	689	1051	370	371	3480
1998	667	350	687	1111	364	367	3545
1999	639	338	700	1079	360	363	3479
2000	651	345	725	1141	371	379	3612
2001	652	340	747	1111	374	375	3598
2002	660	334	786	1039	378	376	3574
2003	670	318	819	1123	398	372	3700
2004	667	338	850	1193	441	376	3865
2005	645	347	845	1210	467	376	3892
2006	647	345	848	1221	473	375	3909
2007	642	332	860	1202	489	377	3902
2008	619	336	851	1254	488	381	3929

Kaynak: BP, 2008 ve 2009

⁷ Böylece, Büyük Britanya son 30 yılın en düşük üretim rakamını gerçekleştirmiş olmaktadır.

Söz konusu yıllardaki bu düşüşler, özellikle Orta Doğu ülkelerinde de gerçekleştiği görülmektedir. Diğer taraftan, 2008 yılındaki petrol üretimine baktığımızda sadece Güney-Orta Amerika, Orta Doğu ve Pasifik Asya ülke gruplarında artış yaşandığı ifade edilebilir (Tablo 2.5).

Dünya petrol tüketiminin ülke gruplarına göre baktığımızda en büyük pay % 55.4 ile OECD'nin ve % 39.7 ile Yükselen Piyasa Ekonomileri (EME)'nindir. % 17.9'luk tüketim payı Avrupa Birliği'nin ve en düşük pay ise % 4.8 ile Eski Sovyetler Birliği'nindir (Tablo 2.6).

Tablo 2.6. Ülke Gruplarına Göre Dünya'da Petrol Tüketimi

Ülke Grupları	Tüketim		2007 Göre Değişim (%)	Toplamdaki Payı (%)
	Milyon Ton	Bin Varil*		
Avrupa Birliği	702.6	14108	0.1	17.9
OECD	2179.8	43771	-3.2	55.4
Eski Sovyetler Birliği	189.5	3805	1.5	4.8
Diğer EME ⁸	1558.6	31297	3.1	39.7
Toplam	3927.9	78873	-0.6	100.0

Kaynak: BP, 2009 *Günlük

Dünya petrol tüketiminin, 2008 yılında (3927.9 milyon ton veya) günlük 78.873 milyon varil ile son 10 yıl da ilk kez düştüğü görülmektedir (% 0.6). Gelişmiş OECD ülkelerinde tüketim, günde 1.4 milyon varil gibi çok ciddi bir düşüş yaşanırken, OECD dışındaki ülkelere günde 927 bin varil tüketim artışı gerçekleştiği görülmektedir (Tablo 2.6).

2008 yılı itibariyle ülkeler ve coğrafi bölgelere göre Dünya genelindeki petrol tüketimi aşağıdaki Tablo 2.7'de özetlenmektedir. 2008 yılında petrol, en çok % 30.1'lik pay ile Pasifik Asya ülkelerinde tüketilmiştir (1183.4 milyon ton). Pasifik Asya ülkelerini, % 27.4 ile Kuzey Amerika (1076.6 milyon ton), % 24.3'lük tüketimlik payı (955.5 milyon ton) ile Avrupa-Avrasya ülkeleri ve % 7.8'lik pay (306.9 milyon ton) ile Orta Doğu ülkeleri takip etmektedir (Tablo 2.7).

⁸ Yükselen Piyasa Ekonomileri demektir ve "Emerging Market Economies" baş harflerinden oluşmaktadır. Bu oluşum; Güney-Orta Amerika ülkeleri, Afrika ülkeleri, Orta Doğu ülkeleri, Avrupa ve Asya'da OECD içinde yer almayan ülke ekonomilerini kapsamaktadır.

Tablo 2.7. Ülkeler ve Coğrafi Bölgelere Göre Petrol Tüketimi

ÜLKELER VE ÜLKE GRUPLARI	TÜKETİM		2007 Göre Değişim (%)	Toplamdaki Payı (%)
	Milyon Ton	Bin Varil*		
ABD	884.5	17761	-6.4	22.5
Kanada	102.0	2048	-1.0	2.6
Meksika	90.0	1807	0.5	2.3
Kuzey Amerika (Toplam)	1076.6	21618	-5.4	27.4
Brezilya	105.3	2114	5.3	2.7
Venezüella	32.5	653	8.1	0.8
Diğer Güney ve Orta Amerika	132.5	2661	-	3.4
Güney ve Orta Amerika (Toplam)	270.3	5428	3.7	8.7
Belçika&Luksemburg	41.3	829	0.4	1.1
Fransa	92.2	1851	0.7	2.3
Almanya	118.3	2376	4.9	3.0
İtalya	80.9	1624	-3.9	2.1
Hollanda	46.5	934	0.8	1.2
Rusya Federasyonu	130.4	2618	3.1	3.3
İspanya	77.1	1548	-2.5	2.0
Türkiye	32.3	649	5.8	0.8
Büyük Britanya	78.7	1580	-1.0	2.0
Diğer Avrupa ve Avrasya Ülkeleri	257.8	5177	-	6.5
Avrupa ve Avrasya (Toplam)	955.5	19187	0.6	24.3
İran	83.3	1673	2.1	2.1
Suudi Arabistan	104.2	2092	8.1	2.7
Diğer Orta Doğu Ülkeleri	119.4	2398	-	2.9
Orta Doğu (Toplam)	306.9	6163	5.5	7.8
Mısır	32.6	655	6.4	0.8
Güney Afrika	26.3	528	1.7	0.7
Diğer Afrika Ülkeleri	76.3	1532	-	
Afrika (Toplam)	135.2	2715	3.8	3.4
Avustralya	42.5	854	1.5	1.1
Çin	375.7	7544	3.3	9.6
Hindistan	135.0	2711	4.8	3.4
Endonezya	57.4	1153	1.5	1.5
Japonya	221.8	4454	-3.5	5.6
Singapur	49.9	1002	5.0	1.3
Güney Kore	103.3	2074	-4.9	2.6
Tayvan	50.1	1006	-4.8	1.3
Diğer Asya Pasifik Ülkeleri	147.7	2966	-	3.7
Pasifik Asya (Toplam)	1183.4	23763	0.2	30.1
Dünya Toplamı	3927.9	78873	-0.6	100.0

Kaynak: BP, 2009

*Günlük

Ülkeler bazında, ABD tek başına Dünya petrol tüketiminin % 22.5 ile en büyük petrol tüketicisi durumundadır. ABD'nin arkasından Çin⁹ % 9.6 ile ikinci, Japonya % 5.6 ile üçüncü, Hindistan %3.4 ile dördüncü ve Rusya Federasyonu % 3.3 oranında

⁹Özellikle, Çin ve Hindistan'daki ekonomik büyümenin ve insanların refah seviyelerinin artmasının petrol tüketiminde önemli ölçüde etkisinin olduğu ileri sürülmektedir.

tüketimle beşinci sırada yer almaktadır. Türkiye ise Dünya petrol tüketimindeki payı, 2007 yılına göre 38 bin varil artarak, % 0.8 seviyesine yükselmiştir (Tablo 2.7).

2.2.1.1.2. Türkiye’de Petrol

Ülkemiz coğrafi yönden, petrol zengini Orta Doğu ülkelerine çok yakın bir konumda bulunmaktadır. Ancak coğrafik yakınlığına karşın, Türkiye’nin büyük bir bölümünün Alp-Himalaya dağ kuşağı üzerinde bulunması nedeniyle ülkemizin jeolojik konumu komşularımızdan çok farklıdır. Alp-Himalaya dağ kuşağı, jeolojik geçmişi boyunca birçok kez deformasyona uğramış ve olabilecek petrol yatakları büyük ölçüde tahrip olmuştur. Bu nedenle, Avrupa ortalarından Güneydoğu Asya’ya kadar uzanan bu kuşak üzerinde önemli sayılabilecek petrol sahaları bulunmamaktadır. Arap yarımadası ile Irak ve İran’daki büyük petrol sahaları ise Alp-Himalaya dağ kuşağı dışında kalan alanlarda bulunmaktadır.

Ülkemizdeki petrol üretiminin tamamına yakını Güneydoğu Anadolu Bölgesinden sağlanmaktadır.¹⁰ Bu bölgemiz Alp-Himalaya kuşağının hemen güneyinde bulunmakla birlikte onun dışında kalır ve jeolojik olarak Arap Levhasına dâhildir. Ancak bu bölgemiz dahi, jeolojik olarak, Arap Yarımadası’na bire bir benzemez ve o yüzden bizdeki petrol sahaları çok daha küçüktür. Ülkemizin jeolojik yapısı söz konusu ülkelere göre daha farklı ve karmaşık olup, fazla miktarda kırılmalara uğramıştır. Komşu ülkelerde petrol üretimi yapılan formasyonların önemli bir bölümü veya benzerleri Güneydoğu Anadolu Bölgesinde de yer almaktadır. Ancak bu formasyonlar çoğu yerde yeraltında değil yüzeyde yer almaları sebebiyle atmosferik ve meteorik koşullara açık durumda bulunduklarından hidrokarbon depolanması yönünden elverişli değildirler. Bu durum petrol potansiyelimizi olumsuz etkilemiş olup, keşfedilen küçük ölçekteki petrol sahaları kısa bir üretim safhasını takiben hemen suya dönüşebilmektedir (PİGM, 2009).

Ülkemizde arama faaliyetleri 1933’te çıkarılan 2189 sayılı Petrol Kanunu ile kurulan Petrol Arama ve İşletme İdaresi’nce başladı ve 1934’te ilk derin sondaj (1351 metre) başarısızlıkla sonuçlandı. Petrol aramalarının bilimsel ve teknik yönden sitemli

¹⁰Ancak, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PİGM)’nin sismik yoğunluk haritasına göre Hatay, İskenderun Körfezi, Batı Karadeniz kıyıları ve Trakya bölgesinde de rezerv bulunmaktadır.

bir şekilde yürütülmesi 1935'te Maden Tetkik Arama (MTA) Enstitüsü'nün kurulmasıyla başlamış ve 1940'da Raman dağında ilk ekonomik petrol bulunmuştur (Aktan, 1972: 112). Yapılan başka sondajlar sonunda 1951 yılında Raman dağının Garzan strüktüründe petrol bulunduğu tespit edilmiştir (Akkuş, 1998: 67).

Petrol aramalarını hızlandırmak için 1954 yılında 6326 sayılı Petrol Kanunu yasallaştırıldı ve bu kanunla petrol arama yetkisi Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO)'na devredildi. 6326 sayılı kanun ile TPAO'nun yanı sıra yerli ve yabancı şirketlere petrol arama izni verilmiş ve bu izin aramaları artırmıştır. Ancak, 1970'lerde Libya'da petrol bulunması yabancı petrol şirketlerini Libya'ya çekmiştir.

Ülkemizde 1954 yılından 1998 yılı sonunu kadar 19'u yerli 142'si yabancı olmak üzere, toplam 161 adet petrol şirketi arama ve işletme faaliyetinde bulunmuş, bu şirketlerden 13'ü ikinci kez arama faaliyetine katılmışlardır. 1998 yılının sonuna kadar yapılan çalışmalar sonucunda; açılan 2889 adet kuyuda 5 752 292 metre sondaj yapılmış ve 98 adet petrol sahası, 17 adet doğal gaz sahası, 4 adet de Karbondioksit sahası keşfedilmiştir (DPT, 2001a: 55).

TPAO; Kazakistan, Azerbaycan, Türkmenistan, Cezayir, Libya, Irak ve Mısır ile ortak anlaşmalar gereği yurtdışında petrol arama faaliyetlerine girmiş, yoğunluğunun büyük bir kısmını yurt dışına kaydırmıştır. Bu Türkiye'nin menfaatleri açısından önemlidir ancak, Türkiye sınırları içindeki aramaları da ihmal etmeden yeni petrol sahalarının keşfedilmesi önem arz etmektedir.

Ülkemiz hidrokarbon potansiyelinin araştırılması, keşfi, tespiti ve üretilmesi faaliyetleri kapsamında; 2008 yılında, 59.60 adam/ay jeolojik saha çalışması, 56.97 ekip/ay jeofizik saha çalışması gerçekleştirilmiş, 54 adet arama kuyusu, 41 adet tespit kuyusu ve 30 adet üretim kuyusu olmak üzere toplam 125 adet kuyu açılmış olup, 196.143 metre sondaj yapılmıştır (PİGM, 2008: 8).

2008 yılı itibariyle şirketler bazında Türkiye'de petrol rezervi ve petrol üretimi aşağıdaki Tablo 2.8'de yer almaktadır. Türkiye'nin rezervuardaki petrolü 6742.3 milyon varil, bunun 1206.3 milyon varili üretilabilir petrol miktarıdır. Günümüze kadar toplam 921.8 milyon varil petrol üretilmiştir (Tablo 2.8).

Tablo 2.8. Türkiye’de Petrol Rezerv ve Üretim Miktarları (Milyon Varil/Ton)

Şirketler	Rezervuardaki Petrol*		Üretilabilir Petrol		Kümülatif Üretim		Kalan Üretilabilir Petrol	
	Varil	Ton	Varil	Ton	Varil	Ton	Varil	Ton
TPAO	4598.77	694.42	683.48	102.28	488.71	71.45	204.77	30.82
N.V. Turkse Perenco	1340.20	181.76	344.76	46.93	309.09	42.16	35.67	4.77
Petroleum E.M.I.+Dorchester	539.00	73.09	94.00	12.75	83.47	11.32	10.53	1.43
Toreador Turkey Ltd.+ TPAO	49.61	6.95	19.60	2.75	17.49	2.46	2.11	0.29
N.V. Turkse Perenco+TPAO	108.07	15.06	31.54	4.38	13.31	1.81	18.23	2.57
Aladdin+GYP	57.20	8.58	9.05	1.35	7.50	1.14	1.56	0.21
Aladdin+Madison(Turkey) Ltd.	24.20	3.60	6.09	0.90	1.99	0.29	4.10	0.61
Aladdin+Trans Med.+EOT	25.00	3.28	7.50	0.98	0.04	0.01	7.46	0.98
Amity Oil+TPAO	0.141	0.02	0.14	0.02	0.13	0.01	0.01	**
Diğer	0.125	0.02	0.13	0.02	0.11	0.02	0.02	**
Toplam	6742.33	986.77	1206.29	172.35	921.83	130.67	284.46	41.68

*İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır. **0.01 den az.

Kaynak: PİGM, 2008

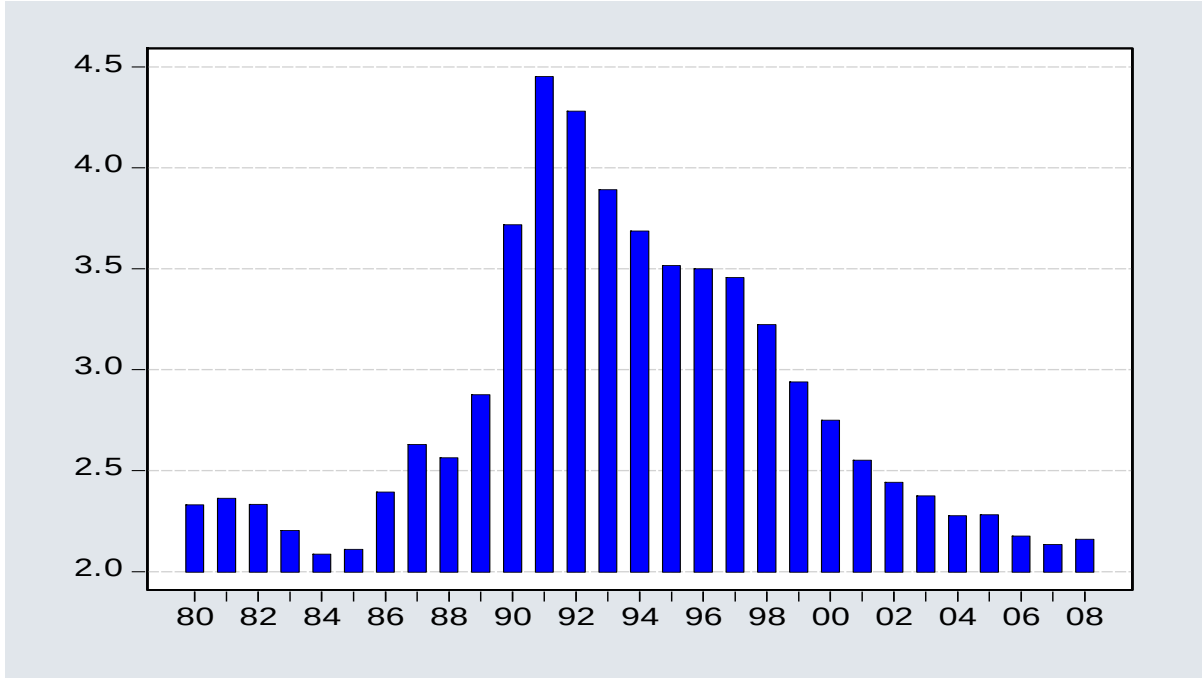
Türkiye'deki petrol sahalarının % 10'u 25-500 milyon varil rezerve sahip olup, geriye kalan % 90'ın rezervi 25 milyon varilden azdır. Başka bir deyişle, Türkiye'de keşfedilmiş petrol sahalarının % 90'ı küçük saha, % 10'u ise orta-büyük saha sınıfındadır (PIGM, 2008: 9).

2008 yılı sonu itibariyle ülkemizde 172.35 milyon ton üretilebilir petrol, 41.68 milyon ton da kalan üretilebilir petrolümüz mevcuttur. Kalan rezervlerin % 74'ü TPAO'ya, geri kalan ise yerli ve yabancı şirketlere aittir (Tablo 2.8). Diğer taraftan, mevcut petrol kaynaklarımızın ancak % 17'si üretilebilir olarak sınıflandırılmıştır. Oysaki uluslararası standart yaklaşık % 30'dur. Uluslararası standartlara göre rezervuardaki petrolün % 30'u çıkarılabilmekteyken ve hatta bu oran gelişmiş ülkelerde % 50'lere çıkarken, ülkemizin oranı bu seviyenin çok altında kalmaktadır. Ülkemizde çıkartılan petrolün nispeten ağır petrol olması bu oranın düşük olmasında kısmen bir rol oynasa da, yine de uluslararası standartların çok altında kalmaktadır. Bununla birlikte, kalan üretilebilir yurtiçi toplam petrol rezervimiz 41.7 milyon ton olup, yeni keşifler yapılmadığı takdirde, bugünkü üretim seviyesi ile yurtiçi toplam ham petrol rezervlerimizin 19.3 yıllık bir ömrü bulunmaktadır.

Türkiye'deki şirketler bazında incelediğimizde ise TPAO aleyhine bir tablo karşımıza çıkmaktadır (Tablo 2.8). TPAO'nun üretilebilir petrol miktarının rezervuardaki petrol miktarına olan oranı (% 15), diğer şirketlerle karşılaştırıldığında (% 24) TPAO'nun oranı çok daha düşük olduğu görülmektedir. Bu durum, TPAO'nın diğer şirketlere göre kaynaklarını daha verimsiz kullanmakta olduğunu göstermektedir. TPAO'nun verimini diğer şirketler ortalamasına çıkartması, Türkiye'nin mevcut petrol rezervini önemli düzeyde artırması anlamına gelmektedir.

Bütün bu çalışmalara rağmen rezerv artırıcı boyutta bir petrolün bulunamayışı Türkiye'de petrol yok anlamına gelmemelidir. Türkiye risk faktörü yüksek bir ülke olmakla beraber; Kanada'da yılda 12000 civarında, ABD'de sadece körfez civarında 2000-3000 kuyu delinmesi (Ayan, 1998: 70) göz önüne alındığında, Türkiye'deki aramaların yetersiz olduğu görülecektir. Petrole alternatif ikame politikaları petrol tüketimini azaltmakla beraber, Türkiye büyük bir petrol rezervi bulana kadar ithal ham petrole bağımlı olacak gibi görünmektedir.

Yıllar itibariyle ülkemizde üretilen ham petrol üretimlerine baktığımızda 1984 yılı, 2.1 milyon ton ile en düşük seviyede kalmıştır (Şekil 2.1). 1984'den sonra ham petrol üretimi 1988 yılı hariç hızlı artış trendine girmekte ve 1991'de 4.4 milyon ton ile tarihi zirvesini yapmıştır.



Şekil 2.1. Yıllar İtibariyle Ham Petrol Üretimi (Milyon Ton)

1991 sonra ise petrol üretimi hızlı düşüş yaşanmıştır. 2008 yılında ise, 2.160 milyon ton petrol üretilmiş olup, günümüze kadar toplam 130.670 milyon ton ham petrol üretimi gerçekleştirilmiştir. Ayrıca, 2008'de üretilen ham petrol miktarı 25 yıl öncekiyle aynıdır (Şekil 2.1). Son 17 yıldır Türkiye'deki ham petrol üretiminde çok bariz bir şekilde bir düşüş eğilimi gözlenmekte olup, 1991'de 4.45 milyon tondan 2008'de 2.16 milyon tona düşmüştür (% 51.5). Türkiye'de yeni petrol sahalarının keşfedilememesi, keşfedilenlerin bir kısmının maliyetlerinin yüksek olması ve üretim yapılan sahaların yaşlanması nedeniyle son yıllarda görülen üretim düşüşünün sürmesi beklenmektedir.

Üretilen ve ithal edilen ham petrol Türkiye'deki dört rafineri¹¹ tesisinde işlenmektedir. Bu dört rafineri; Kırıkkale, Batman, İzmit ve İzmir tesisleri, TÜPRAŞ Genel Müdürlüğü'nün bünyesinde olup, rafinerilerde benzin, LPG, motorin, nafta, gazyağı, jet yakıtı, kalorifer yakıtı, fueloil, asfalt, makine yağı gibi birçok ürün üretilmektedir. Türkiye'de ham petrolün işlenmesi ile petrol ürünleri üretimi ağırlıklı olarak, TÜPRAŞ'ın sahip olduğu rafinerilerde yapılmaktadır. Bununla birlikte, İzmit ve İzmir Aliaga rafinerileri yılda 11.5 milyon ton, Kırıkkale yılda 5 milyon ton ve Batman ise yılda 1.1 milyon ton kapasitelidir (TÜPRAŞ, 2010).

Ülkemizdeki petrol ve petrol ürünleri hareketleri Tablo 2.9'da özetlenmektedir. Ülkemizde, 2008 yılında rafinerilerde toplam 24.01 milyon ton ham petrol işlenmiş olup; bunun 21.72 milyon tonu ithal ham petrol, 2.16 milyon tonu ise yerli ham petroldür. 2008 yılında işlenen toplam ham petrolün içinde ithal edilen ham petrolün oranı yaklaşık olarak % 90'dır.

Tablo 2.9. Yıllar İtibariyle Türkiye'de Petrol ve Petrol Ürünleri Hareketleri (Milyon Ton)

Yıllar	Ham Petrol Üretimi	Ham Petrol İthalatı	Toplam	İşlenen Ham Petrol	Elde Edilen Ürün	Ürün İthalatı	Ürün İhracatı	Sivil Tüketim
1990	3.717	20.062	23.779	22.981	22.169	2.168	2.075	21.722
1991	4.452	17.606	22.058	22.558	21.789	2.192	2.859	21.161
1992	4.281	19.316	23.597	23.317	22.697	2.268	2.053	22.856
1993	3.892	21.769	25.661	25.670	24.979	3.716	2.264	26.076
1994	3.687	21.198	24.885	24.971	24.206	2.655	2.124	24.758
1995	3.516	23.511	27.027	27.039	26.529	2.979	1.686	27.160
1996	3.500	22.916	26.416	26.459	25.455	5.094	1.631	28.280
1997	3.457	23.337	26.794	26.669	26.073	4.603	1.629	28.256
1998	3.224	23.735	26.959	27.134	26.654	5.023	2.075	28.126
1999	2.940	22.984	25.924	26.163	25.413	5.585	2.459	27.661
2000	2.750	21.671	24.420	24.205	23.647	8.622	1.324	29.890
2001	2.551	23.243	25.794	25.862	25.314	5.792	2.450	28.630
2002	2.442	23.662	26.103	26.119	25.345	7.535	2.769	29.334
2003	2.375	24.096	26.471	26.488	25.789	8.111	3.556	29.910
2004	2.276	23.830	26.106	25.987	25.375	9.715	3.824	30.628
2005	2.281	23.390	25.671	25.489	24.996	10.404	4.858	29.487
2006	2.176	23.755	25.929	26.192	25.275	11.811	6.238	29.909
2007	2.134	23.446	25.580	25.590	24.986	13.018	6.576	30.543
2008	2.160	21.724	23.884	24.009	24.345	13.605	7.621	32.269

Kaynak: PİGM, 2008; BP, 2009

¹¹Temmuz 2004 yılında AB standartlarında ürün üretimi için gerekli yatırımları yapmadığından ATAŞ rafinerisi kapanmış ve tesis sadece büyük bir terminal vazifesi üstlenmiştir. Böylece, Türkiye rafineri kapasitesi TÜPRAŞ'a ait 4 rafineri ile sınırlı kalmıştır. ATAŞ rafinerisi Türkiye'nin benzin ihtiyacının yaklaşık % 12'lik kısmını karşılamaktaydı.

Türkiye’de rafinerilerin toplam ham petrol ithalatı 2007 yılında 23.446 milyon ton düzeyinde olmuş iken, 2008 yılında bu rakam yaklaşık 1.722 milyon ton azalarak 21.724 milyon ton düzeyinde gerçekleşmiştir (Tablo 2.9). Bu ham petrol ithalatında en büyük pay İran ve Rusya’ya aittir.¹² 2008 yılında İran, Rusya ve Suudi Arabistan’ın toplam ithalat içindeki payı yaklaşık % 83’tür. Geriye kalan % 17’lik pay ise Irak, Kazakistan, Suriye, İtalya, İngiltere, Azerbaycan ve Libya’ya aittir (EPDK, 2008: 7).

Türkiye petrol tüketimi 1990 yılında 21.722 milyon ton iken 2008’de 32.269 milyon ton seviyesine yükselmiş olup, bu on sekiz yıllık süreçte tüketimde % 48.6’lık artış görülmüştür. 2008 yılında 32.269 milyon ton petrol tüketilirken, 2007 yılına göre % 5.8 oranında artış kaydedildi (Tablo 2.9). Türkiye bu rakamlarla, Dünya petrol tüketiminin % 0.8’ini gerçekleştirmiş olmaktadır.

Toplam enerji tüketiminde petrol, Dünya genelinde olduğu gibi Türkiye’de de en büyük paya sahiptir. Ancak bu oran gün geçtikçe düşmektedir. Mesela, Türkiye’de bu oran 1990’da % 45.1 iken, 2008’de ise % 31.2 oranına düşmüştür. Dünya’da olduğu gibi Türkiye’de de petrole alternatif ikame kaynakların özellikle doğal gaz kullanımının artışı sonucu petrolün payı azalma eğilimi göstermiştir. Ancak ikame sınırlı olmakta ve petrol önemini korumaya devam etmektedir. Çünkü Türkiye’nin ekonomik kalkınmasında temel ihtiyaçlar arasında yer almakta ve ülkemizde üretimden tüketime kadar pek çok sektörde kullanılan petrol ve ürünleri, ülke enerji ihtiyacının çok önemli bir kısmını (% 31.2’sini) karşılamaktadır. Bu nedenle, günümüzde yerini ve önemini korumakta ve gelecekte de bunu sürdüreceği tahmin edilmektedir.

2.2.1.2. Doğal Gaz

Doğal gaz, milyonlarca yıl önce yaşamış bitki ve hayvan artıklarının zamanla yeryüzü kabuğunun derinliklerine gömülüp kimyasal ayrıma uğraması sonucu ortaya çıkmıştır. Bu organik maddeler doğal süreçler sonucu göl ve okyanuslarla taşınıp, dibe çökerek çamur ve kumla kaplanarak kayalaşmıştır. Giderek daha derine gömülen bu organik madde, basınç ve sıcaklık etkisiyle ayrışarak petrol, kömür ve doğal gaz gibi maddeleri oluşturmuştur (Temel Britannica, t.y.: 62-63). Doğal gaz; gaz halindeki

¹²1990 yılına kadar en fazla ham petrol ithalatı Irak’tan yapılmakta iken, ambargo sebebiyle ithalat büyük ölçüde İran ve Rusya’dan yapılmaya başlanmıştır.

parafin, karbon, hidrojen karışımından meydana gelir ve yüzdeleri de doğal gazın kaynağına göre değişir. Doğal gaz H tipi petrol gazı olarak da adlandırılır (Dağsöz, 1997: 1). Doğal gaz en çok dağ silislerinin yamaçlarında rastlanmaktadır. Bu dağların bir bölümü milyonlarca yıl önce meydana gelen jeolojik değişiklikler sonucu okyanuslarla kaplanmıştır.

Doğal gaz yeni bir enerji kaynağı değildir. Doğal gaz, ilk olarak M.Ö. 1000 yılında Yunanlılar tarafından bulunmasına rağmen, doğal gazın sahip olduğu enerji potansiyelini ilk fark eden ve bunu bir enerji kaynağı olarak kullanan ilk Çinliler olmuştur (Natural Gas, 2010). Çinliler, M.Ö. 940 yılında bambu ağaçlarından yaptıkları borular ile doğal gazı ilk defa bir yerden bir yere ileterek doğal gazın tuzun çökeltilmesinde kullanılmasını sağlamışlardır.

Geçmiş dönemlere genel olarak bakıldığında, gerek piyasadaki talebin sıvı petrol ürünlerine olması gerek doğal gazın üretimi ve son kullanıcılarına ulaştırılması amaçlı altyapının olmamasından dolayı, doğal gaz önemli bir enerji kaynağı olarak kabul edilmemiştir. Bu nedenle, bu dönemlerde, doğal gaz, petrol üretiminin kullanışsız bir yan ürünü olarak görülmüştür.

1930-1960 yıllarında doğal gaz boru hattı şebekelerinin kurulduğu ve 1960'lı yıllardan itibaren doğal gaz tüketiminin yaygınlaşmasına ortam hazırlandığı dönemdir. Tarihsel sürece bakıldığında doğal gazın, içten patlamalı motorların icadından sonra, sanayi devrimiyle birlikte ekonomik ve stratejik bir madde haline geldiği görülmektedir. Teknolojik gelişmeyle birlikte kullanımı da artan doğal gaz, çevresel faktörlerin de etkisiyle, petrolden daha fazla kullanılma eğilimine girmiştir (Pervan, 2006: 45). Ancak Dünya'da doğal gazın önemli bir enerji kaynağı olarak ortaya çıkması, 1970'lerde başlayan petrol krizinden sonra olmuştur.

Doğal gaz bölgesel olarak tüketilen yeni bir yakıt olmaktan çıkıp, çok farklı ekonomik sektörlerde tüketilmek üzere, uzak mesafedeki piyasalara taşınan ve düşük çevresel etkilerine bağlı olarak gün geçtikçe artarak tercih edilen bir yakıt durumuna gelmiştir. Dünya doğal gaz tüketiminin gelecek 20 yılda iki kattan daha fazla artarak, Dünya'nın ikinci enerji kaynağı olan kömürü geçerek, birçok sanayileşmiş ekonomide petrolün payına yetişeceği öngörülmektedir (The Geopolitics of Natural Gas, 2005: 1). Aynı zamanda, hem boru hatları ile doğal gaz taşınmasında hem de LNG olarak

gemilerle taşınmasında maliyetlerin düşmesi, doğal gazın, rezervlere uzak olan bölgelerde de tüketiminin artmasını sağlayan önemli bir unsur olmuştur.

2.2.1.2.1. Dünya’da Doğal Gaz

Dünya doğal gaz rezervleri, özellikle 1970’lerden itibaren düzenli şekilde artış göstermiş ve Dünya’nın belirli coğrafi bölgelerinde yoğunlaşmıştır. Bu durum, sayıları sınırlı olan doğal gaz üreticisi devletlerin doğal gaz arz pazarında gözle görülür bir hâkimiyete ve yüksek bir pazar gücüne sahip olmalarına neden olmaktadır. Dünya’nın doğal gaz rezervleri, sınırlı olmasına rağmen, keşif, arama ve sondaj tekniklerindeki yeniliklerin sonucu olarak rezervler büyük miktarlara ulaşmıştır. Hala önemli bir miktarda doğal gazın keşfedilmeyi beklediği tahmin edilmektedir.

Dünya doğal gaz rezervi 2008 yılı itibariyle 185.02 trilyon m³ olarak belirlenmiştir. Mevcut rezerv ve üretim trendine göre Dünya doğal gaz rezervleri için öngörülen ömür yaklaşık 60 yıl civarındadır. Eski Sovyetler Birliği ülkeleri % 30.8 ile bu rezervlerin en büyük payına sahip iken, petrolde en büyük payı elinde bulunduran OECD ise % 9.0’luk bir rezerve sahiptir (Tablo 2.10 ve Tablo 2.11).

Tablo 2.10. Ülke Gruplarına Göre Dünya’da Doğal Gaz Rezervleri

Ülke Grupları	Trilyon m ³	Toplamdaki Payı (%)	Rezerv/Üretim Oranı
Avrupa Birliği	2.87	1.6	15.1
OECD	16.63	9.0	14.6
Eski Sovyetler Birliği	57.00	30.8	71.8

Kaynak: BP, 2009

Dünya’nın birçok bölgesinde gelişen teknolojilerin yardımıyla ve devam eden sondaj ve tahmin çalışmalarıyla rezervler geliştirilmektedir. Petrol arama çalışmaları doğrultusunda doğal gazın büyük bir çoğunluğu keşfedilmiştir. Dünya doğal gaz rezervini ülkeler ve coğrafi bölgelere göre dağılımına baktığımızda (Tablo 2.11), petrol rezervi yönünden zengin olan ülkelerin, aynı zamanda doğal gaz rezervi yönünden de zengin olduğunu söylenebilir. Ancak doğal gaz kaynaklarının bölgesel dağılımına bakıldığında, rezervlerin petrole göre daha geniş bir alana dağıldığı görülmektedir.

Doğal gaz rezervleri Dünya’da daha geniş bir alana dağılmasına rağmen çoğunlukla iki bölgede yoğunlaşmıştır. Doğal gazın en yoğun olduğu bu iki bölge Orta Doğu ve Avrasya-Avrupa oluşturan ülkelerdir. Bu iki bölge Dünya doğal gaz rezervinin sırasıyla, % 41 ve % 34’üne sahiptir ve toplamda da Dünya doğal gaz rezervinin % 75’i bu iki bölgede bulunmaktadır (Tablo 2.11). Dolayısıyla Orta Doğu’nun Dünya’nın birinci büyük doğal gaz rezerv alanı olduğu söylenebilir.

Tablo 2.11. Ülkeler ve Coğrafi Bölgelere Göre Doğal Gaz Rezervlerin Dağılımı

Ülkeler ve Coğrafi Bölgeler	Trilyon m ³	Toplamdaki Payı (%)	Rezerv/Üretim Oranı
ABD	6.73	3.6	11.6
Kanada	1.63	0.9	9.3
Meksika	0.50	0.3	9.1
Kuzey Amerika (Toplam)	8.87	4.8	10.9
Bolivya	0.71	0.4	51.0
Trinidad & Tobago Cumhuriyeti	0.48	0.3	12.2
Venezüella	4.84	2.6	100+
Diğer Güney ve Orta Amerika	1.28	0.7	-
Güney ve Orta Amerika (Toplam)	7.31	4.0	46.0
Kazakistan	1.82	1.0	60.3
Norveç	2.91	1.6	29.3
Rusya Federasyonu	43.30	23.4	72.0
Türkmenistan	7.94	4.3	100+
Diğer Avrupa ve Avrasya Ülkeleri	6.92	3.7	-
Avrupa ve Avrasya (Toplam)	62.89	34.0	57.8
İran	29.61	16.0	100+
Irak	3.17	1.7	100+
Kuveyt	1.78	1.0	100+
Katar	25.46	13.8	100+
Suudi Arabistan	7.57	4.1	96.9
Birleşik Arap Emirlikleri	6.43	3.5	100+
Diğer Orta Doğu Ülkeleri	1.89	1.0	-
Orta Doğu (Toplam)	75.91	41.0	199
Cezayir	4.50	2.4	52.1
Mısır	2.17	1.2	36.9
Nijerya	5.22	2.8	100+
Diğer Afrika Ülkeleri	2.76	1.5	-
Afrika (Toplam)	14.65	7.9	68.2
Avustralya	2.51	1.4	65.6
Çin	2.46	1.3	32.3
Endonezya	3.18	1.7	45.7
Malezya	2.39	1.3	38.2
Diğer Asya Pasifik Ülkeleri	4.85	2.6	-
Pasifik Asya (Toplam)	15.39	8.3	37.4
Dünya Toplamı	185.02	100.0	60.4

Kaynak: BP, 2009

Bu bölgede; İran, Katar, Suudi Arabistan ve Birleşik Arap Emirlikleri önemli rezervlere sahiptir ve yeni doğal gaz rezerv alanları bulundukça ve mevcut rezervler geliştirildikçe bu ülkelerin Dünya doğal gaz rezervleri içindeki payı artmaktadır. Ülke bazında baktığımızda ise; Rusya, İran ve Katar'ın toplam Dünya doğal gaz rezervinin % 57'sini elinde tutan üç ülke olduğu söylenebilir (Tablo 2.11).

Avrupa ve Avrasya bölgesi ise % 34'lük pay ile Dünya'nın ikinci büyük doğal gaz rezerv alanıdır. Bu bölgenin ikinci büyük doğal gaz rezerv alanı olmasındaki etken, başta % 23.4'lük pay ile Rusya Federasyonu olmak üzere, Eski Sovyetler Birliğini oluşturan ülkelerde bulunan doğal gaz rezervleridir. Bu ülkelerdeki toplam doğal gaz rezervlerinin yaklaşık $\frac{3}{4}$ 'ün fazlası Rusya Federasyonu'nda bulunmaktadır. Eski Sovyetler Birliği Cumhuriyetlerinden Azerbaycan doğal gaz rezervlerinin 1.20 trilyon m^3 olduğu tahmin edilmektedir. Yine Eski Sovyetler Birliği Cumhuriyetlerinden olan Türkmenistan, Orta Asya Cumhuriyetleri arasında en büyük doğal gaz rezervlerine sahiptir. Türkmenistan'ın tespit edilen toplam doğal gaz rezervleri yaklaşık 8 trilyon m^3 civarındadır. Kazakistan ve Özbekistan zengin doğal gaz rezervleriyle (sırasıyla 1.82 ve 1.58 trilyon m^3) dikkat çekmektedir (Tablo 2.11).

Orta Doğu ve Afrika'nın doğal gaz rezervleri toplamı 2008 yıl sonu itibariyle 90.6 trilyon m^3 'e ulaşmıştır. Bu miktar toplam Dünya doğal gaz rezervlerinin % 49'unu oluşturmaktadır. Orta Doğu, Dünya'nın en büyük doğal gaz alanlarından biri olan İran'ı (doğal gaz rezervi 29.61 trilyon m^3 ve Dünya doğal gaz rezervleri içindeki payı % 16'dır) içerisinde bulundurmaktadır. Ayrıca, Katar da Dünya'nın en büyük doğal gaz alanlarına sahiptir. İran ve Katar, Orta Doğu ve Afrika rezervlerinin % 61'ine sahiptir. Afrika'daki rezervler Dünya'daki toplam rezervlerin % 7.9 oluşturmaktadır. Kuzey Afrika'daki rezervler ise Dünya rezervlerinin % 4.5'ini oluşturmaktadır. Bu oranın % 2.4'ünü Cezayir, % 1.2'si Mısır'da bulunmaktadır (Tablo 2.11). Orta Doğu ve Afrika, Dünya'nın geri kalan kısımlarıyla karşılaştırıldığında rezerv/üretim oranı en yüksek bölgelerdir. Mevcut üretim düzeyinde, bölgenin rezervlerinin ömrü 152 yıldır.

Potansiyel doğal gaz kaynakları, kanıtlanmış doğal gaz rezervlerinden daha büyüktür. ABD'deki Geological Survey'ın global hidrokarbon kaynakları anketine göre, % 25 petrolle ilişkili % 75'i petrolle ilişkisiz olmak üzere, keşfedilmemiş doğal gaz kaynaklarını 147 trilyon m^3 olarak tahmin edilmiştir. Keşfedilmemiş gaz kaynaklarının,

kanıtlanmış rezervlerden düşük paya sahip olarak, yarısından fazlasının eski Sovyetler Birliği'nde ve Orta Doğu'da olduğu düşünülmektedir. IEA göre, nihai doğal gaz kaynakları 480 trilyon m³ olduğu tahmin edilmektedir (IEA, 2011: 118).

Ülke gruplarına göre Dünya doğal gaz üretimini ele aldığımızda, 2007'ye göre 2008 yılında üretimini % 3.9 artırarak 1136.6 milyar m³ doğal gaz ile OECD en çok üretimi yapan ülke grubudur (% 37.3). OECD ardından, yükselen piyasa ekonomileri % 4.7'lik artış oranıyla Dünya doğal gaz üretiminin % 36.9'luk kısmını gerçekleştirerek ikinci, Eski Sovyetler Birliği ülkeleri ise % 2.5'lik artış oranıyla % 25.8'lik kısmını üreterek üçüncü sırada yer almaktadır (Tablo 2.12).

Tablo 2.12. Ülke Gruplarına Göre Dünya'da Doğal Gaz Üretimi

Ülke Grupları	Milyar m ³	2007 Göre Değişim (%)	Toplamdaki Payı (%)
Avrupa Birliği	190.3	1.2	6.2
OECD	1136.6	3.9	37.3
Eski Sovyetler Birliği	793.7	2.5	25.8
Diğer EME	1135.3	4.7	36.9

Kaynak: BP, 2009

Gelecek 5 yılda, Dünya doğal gaz üretiminin yılda % 2.4 artarak 3.2 trilyon m³'e ulaşması beklenmektedir. Bu artışta Avustralya, Asya, Norveç, Orta Doğu ve yükselen piyasa ekonomilerinin (özellikle Rusya, Kazakistan ve Türkmenistan) önemli payının olması beklenmektedir. Aynı zamanda OECD ülkelerinin Dünya gaz üretiminde payını % 34'e düşeceği tahmin edilmektedir (IEA, 2006a: 31).

Tablo 2.13'te yer alan Dünya doğal gaz üretim miktarlarına bakıldığında, 2008 itibariyle Avrupa-Avrasya'nın 1087.3 milyar m³ ile ilk sırada yer aldığı görülmektedir. Bu miktarın, toplam Dünya üretimi içindeki payı % 35.5'dir. Bu bölgedeki doğal gaz üretiminin % 55'ini ve toplam Dünya doğal gaz üretiminin % 19.6'sı Rusya Federasyonu, tarafından gerçekleştirilmiştir. En yüksek ikinci doğal gaz üretim miktarına sahip bölge ise Kuzey Amerika'dır. Kuzey Amerika'nın doğal gaz üretimi 582.2 milyar m³ olup, Dünya doğal gaz üretiminin % 19.3'üdür. ABD üretiminin yarısından fazlasını Meksika Körfezi'ndeki alanlardan sağlanmaktadır. Kuzey Amerika'daki doğal gaz üretiminde ABD 582.2 milyar m³ ile ilk sırada yer alırken,

ABD'yi, 175.2 milyar m³ ile Kanada ve 54.9 milyar m³ ile Meksika takip etmektedir (Tablo 2.13).

Tablo 2.13. Ülkeler ve Coğrafi Bölgelere Göre Doğal Gaz Üretimi

Ülkeler ve Coğrafi Bölgeler	Milyar m ³	2007 Göre Değişim (%)	Toplamdaki Payı (%)
ABD	582.2	7.5	19.3
Kanada	175.2	-5.1	5.7
Meksika	54.9	1.3	1.8
Kuzey Amerika (Toplam)	812.3	4.8	10.9
Arjantin	44.1	-1.9	1.4
Bolivya	13.9	0.5	0.5
Trinidad & Tobago Cumhuriyeti	39.3	0.5	1.3
Venezüella	31.5	-2.2	1.0
Diğer Güney ve Orta Amerika	30.2	19.4	1.0
Güney ve Orta Amerika (Toplam)	158.9	2.2	5.2
Azerbaycan	14.7	50.0	0.5
Kazakistan	30.2	13.9	1.0
Norveç	99.2	10.4	3.2
Rusya Federasyonu	601.7	1.4	19.6
Türkmenistan	66.1	0.7	2.1
Diğer Avrupa ve Avrasya Ülkeleri	275.4	2.0	9.0
Avrupa ve Avrasya (Toplam)	1087.3	2.3	35.5
İran	116.3	3.6	3.8
Kuveyt	12.8	5.5	0.4
Katar	76.6	20.9	2.5
Suudi Arabistan	78.1	4.7	2.5
Birleşik Arap Emirlikleri	50.2	0.7	1.6
Diğer Orta Doğu Ülkeleri	59.9	3.8	2.0
Orta Doğu (Toplam)	381	6.3	12.4
Cezayir	86.5	1.7	2.8
Mısır	58.9	5.4	1.9
Nijerya	35.0	-0.2	1.1
Diğer Afrika Ülkeleri	34.4	19.0	1.1
Afrika (Toplam)	214.8	4.8	7.0
Avustralya	38.3	-4.5	1.2
Çin	76.1	9.6	2.5
Endonezya	69.7	2.7	2.3
Malezya	62.5	2.5	2.0
Diğer Asya Pasifik Ülkeleri	164.6	3.7	5.4
Pasifik Asya (Toplam)	411.2	3.5	13.4
Dünya Toplamı	3065.6	3.8	100

Kaynak: BP, 2009

Üretimde üçüncü sırada yer alan bölge Pasifik Asya'dır. Orta Doğu; Avrupa-Avrasya, (özellikle) Kuzey Amerika ve Asya Pasifik'ten çok daha fazla doğal gaz rezervine sahip olmasına rağmen, Orta Doğu bölgesinin doğal gaz üretimi bu bölgelerden geride yer almaktadır (Tablo 2.13).

Dünya’da doğal gaz tüketimi 2008’de % 2.5 oranında artış göstermiştir. Bu artış, son on yılın ortalamasından daha azdır. Doğal gazın toplam enerji tüketimindeki payı, ülke bazında ortalama % 24.1 oranında gerçekleştiği görülmektedir (BP, 2009: 29). Bununla birlikte, Doğal gaz tüketiminde gelişmiş ülkelerdeki tüketimin fazlalığı açıkça görülmektedir. Kuzey Amerika, Avrupa ve Asya bölgesinde bulunan gelişmiş ülkeler, Dünya tüketiminin % 70’ini gerçekleştirmektedirler (Tablo 2.15).

Ülke gruplarına göre Dünya’daki doğal gaz tüketimine baktığımızda; en büyük tüketici, bir önceki yıla göre % 1.7 oranında artırarak 1354.1 milyon m³ ile Dünya doğal gaz tüketiminin yaklaşık yarısını tüketen OECD ülkeleri yer almaktadır (% 49.7). OECD ardından, Yükselen Piyasa Ekonomileri 823.4 milyon m³ ile ikinci, Eski Sovyetler Birliği ülkeleri ise 548.6 milyon m³ ile en çok doğal gaz tüketen üçüncü ülke grubu olmuştur (Tablo 2.14).

Tablo 2.14. Ülke Gruplarına Göre Dünya’da Doğal Gaz Tüketimi

Ülke Grupları	Milyon m ³	2007 Göre Değişim (%)	Toplamdaki Payı (%)
Avrupa Birliği	441.1	1.6	16.2
OECD	1354.1	1.7	49.7
Eski Sovyetler Birliği	548.6	-1.2	20.1
Diğer EME	823.4	6.6	30.2

Kaynak: BP, 2009

Afrika, Latin Amerika ve gelişmekte olan Asya ülkelerinde doğal gaz talebinin çok hızlı aratacağı öngörülmektedir. Latin Amerika’nın doğal gaz talebinin yılda % 4.4 büyüyerek 2030 yılında 335 milyar m³’e ulaşması beklenmektedir. Afrika’nın doğal gaz talebinde çok hızlı bir artış olması ve 2002-2030 yılları arasında yılda ortalama % 5.1 artması beklenmektedir. Gelişmekte olan Asya ülkelerinde ise doğal gaz talebinin diğer tüm bölgelerden daha fazla artış göstereceği, 2010 yılında 322 milyar m³’e ve 2030 yılında 672 milyar m³’e çıkacağı öngörülmektedir (IEA, 2004: 130, 161-166).

2008 yıl sonu itibariyle, Dünya doğal gaz tüketimine ülkeler ve coğrafi bölgelere göre bakıldığında Avrupa-Avrasya 1143.9 milyon m³ ve % 37.3’lük pay ile en büyük tüketici konumundadır (Tablo 2.15). Bu bölgedeki doğal gaz tüketiminin % 36.7’sini ve toplam doğal gaz tüketiminin % 13.9’unu Rusya Federasyonu tarafından

kullanılmaktadır. Ayrıca, bu miktar ile Rusya Federasyonu, aynı zamanda Dünya'nın en çok doğal gaz tüketen ikinci ülkesi konumundadır. Bir önceki yıla göre, tüketimde en büyük artış ise, yıllık % 15.8 ile Çin'de gerçekleştiği görülmektedir (Tablo 2.15).

Tablo 2.15. Ülkeler ve Coğrafi Bölgelere Göre Doğal Gaz Tüketimi

Ülkeler ve Coğrafi Bölgeler	Milyon m ³	2007 Göre Değişim (%)	Toplamdaki Payı (%)
ABD	657.2	0.6	22.0
Kanada	100	3.2	3.3
Meksika	67.2	6.2	2.2
Kuzey Amerika (Toplam)	824.4	1.3	27.6
Arjantin	44.52	1.0	1.5
Brezilya	25.2	14.2	0.8
Venezüella	32.4	0.3	1.1
Diğer Güney ve Orta Amerika	40.9	2.8	1.4
Güney ve Orta Amerika (Toplam)	143.0	3.5	4.7
Fransa	44.2	3.7	1.5
Almanya	82.0	-1.3	2.7
İtalya	77.7	-0.4	2.6
Hollanda	38.6	3.9	1.3
Rusya Federasyonu	420.2	-1.6	13.9
İspanya	39.0	10.7	1.3
Türkiye	36.0	2.5	1.2
Ukrayna	59.7	5.0	2.0
Büyük Britanya	93.9	5.9	3.1
Özbekistan	48.7	5.9	1.6
Diğer Avrupa ve Avrasya Ülkeleri	203.9	0.6	6.8
Avrupa ve Avrasya (Toplam)	1143.9	0.2	37.3
İran	117.6	3.8	3.9
Katar	19.8	0.4	0.7
Suudi Arabistan	78.1	4.7	2.6
Birleşik Arap Emirlikleri	58.1	17.5	1.9
Diğer Orta Doğu Ülkeleri	53.5	14.1	1.8
Orta Doğu (Toplam)	327.1	7.6	10.8
Cezayir	25.4	4.1	0.8
Mısır	40.9	6.3	1.3
Diğer Afrika Ülkeleri	28.6	7.6	0.9
Afrika (Toplam)	94.9	6.1	3.1
Çin	80.7	15.8	2.7
Hindistan	41.4	3.0	1.4
Endonezya	38.0	11.5	1.3
Japonya	93.7	3.6	3.1
Malezya	30.7	7.2	1.0
Pakistan	37.5	2.6	1.2
Güney Kore	39.7	2.8	1.3
Tayland	37.4	5.6	1.2
Diğer Asya Pasifik Ülkeleri	86.3	2.4	2.9
Pasifik Asya (Toplam)	485.3	5.9	16.0
Dünya Toplamı	3018.7	2.5	100.0

Kaynak: BP, 2009

En yüksek doğal gaz tüketen ikinci bölgesi ise Kuzey Amerika'dır. Kuzey Amerika'nın doğal gaz tüketimi 824.4 milyon m³ olup, toplam doğal gaz tüketiminin % 27.6'sıdır. Bu bölgedeki doğal gaz tüketiminin % 80'ini ve toplam doğal gaz tüketiminin ise % 22'sini tüketen ABD, hem bölgenin hem de Dünya'nın en çok doğal gaz tüketen ülkesi konumundadır. En çok doğal gaz tüketen üçüncü bölge, 485.3 milyon m³ ile Pasifik Asya'dır. Bu miktarın, toplam Dünya doğal gaz tüketim içindeki payı % 16'dır. Bu bölgede öne çıkan ülkeler ise Japonya ve Çin'dir. Kendi bölgesinde, yani Pasifik Asya'da tüketilen toplam doğal gaz miktarının % 36'sını bu iki ülke tüketmektedir. Dünya doğal gaz tüketiminde Pasifik Asya'yı sırasıyla, Orta Doğu, Güney-Orta Amerika ve Afrika ülkeleri takip etmektedir (Tablo 2.15).

Bu bölgelerdeki talep artışının nedenleri arasında, doğal gazın arz yönünden güvenli olması, çevreye daha az zarar vermesi, kombine çevrim randımanlarının yüksekliği, santral kuruluş sürelerinin kısalığı, kuruluş maliyetlerinin ucuzluğu teknik kolaylıkları ve doğal gaz kaynaklarına sahip veya ulaşımı kolay ülkeler için nispi olarak ucuz bir kaynak olması gibi sebepler sayılabilir (Yücel, 1999: 25; Kıcıman, 1999: 23). Yapılan talep tahminlerine göre, Dünya doğal gaz talebinde yılda ortalama % 2.3 oranında artarak 2030 yılında 4.900 milyar m³ ulaşması öngörülmektedir (IEA, 2004: 130). Sonuç olarak Dünya'da doğal gaz kullanımının önümüzdeki 20 yılda artacağı, tüketim artışının özellikle gelişmekte olan ülkelerde olacağı, doğal gazın elektrik üretiminde daha fazla kullanılacağı ve ülkelerin ithal ve ihraç kaynaklarını çeşitlendirme çalışmalarında önem kazanacağı öngörülmektedir (TMMOB, 2008: 13).

2.2.1.2.2. Türkiye'de Doğal Gaz

1973 Yom Kippur Savaşı ve 1979 İran Devrimi ile ortaya çıkan iki petrol krizinden sonra, enerji piyasasında doğal gaz sektörünün payı giderek artmıştır. Özellikle doğal gazın çevreye daha az zarar vermesi, arz yönünden güvenli olması, santral kuruluş sürelerinin kısalığı, kuruluş maliyetlerinin düşüklüğü gibi nitelikleri nedeniyle de önemli enerji kaynaklarından biri haline gelmiştir. Dünya genelinde olduğu gibi Türkiye'de de, bahsi geçen gelişmeler paralelinde, alternatif enerji kaynakları aranmaya başlamıştır. Bu arayışlar sonunda, şehirlerin ve sanayi sektörünün

enerji ihtiyaçlarının karşılanması amacıyla doğal gazın Türkiye’de kullanılmasına yönelik çalışmalar başlatılmıştır.

Türkiye’de doğal gaz varlığı, 1976 yılında TPAO tarafından Trakya Bölgesinde, sınırlı miktarlarda üretilen doğal gazın bazı sanayi tesislerinde¹³ kullanılması ile başlamıştır. 1975 yılında ise Mardin Çamurlu sahasında bulunan doğal gaz, 1982 yılında Mardin Çimento Fabrikası’na satılmıştır. Böylece ülkemizde ilk defa doğal gaz kullanımına başlanmıştır. 1980’li yılların ilk yarısında doğal gaz talep tahmini ve doğal gaz temin planlamasıyla ilgili ilk çalışmalar yapılmıştır. 18 Eylül 1984 tarihinde Türkiye ile Sovyet Sosyalist Cumhuriyetleri Birliği (SSCB) hükümeti arasında doğal gaz nakline ilişkin bir anlaşmanın imzalanması ile doğal gaz ithalatı ilk kez Ülkemizin gündemine girmiştir. 1980’li yıllarda doğal gaz teminine yönelik yapılan planlama ve anlaşmalarda, yıllık olarak Rusya’dan azami 6 milyar m³, Cezayir’den de LNG olarak tankerlerle 2 milyar m³ olmak üzere toplam 8 milyar m³ doğal gaz ithalatı öngörülmüştür (Pervan, 2006: 78; DEK TMK, 2008: 48).

Ülkemizde petrol ve doğal gaz arama ve üretim çalışmaları TPAO ve özel sektör tarafından yürütülmektedir. BOTAŞ 15 Ağustos 1974 tarihinde Irak petrolünün Ceyhan’a taşınmasını gerçekleştirmek üzere, Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO) bağlı ortaklık olarak kurulmuştur. 9 Şubat 1990 tarih ve 397 sayılı Doğal Gazın Kullanımı ile ilgili Kanun Hükmünde Kararname ile doğal gazın ithali, dağıtımı (şehir içi dağıtımı hariç), satışı ve fiyatlandırılmasında tekel konumuna getirilen BOTAŞ’ın bu konumu, 2 Mayıs 2001 tarihinde yasalaşan 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile sona ermiştir (DEK TMK, 2008: 29-30).

Doğal gaz şehir içi konutlarda ve ticari olarak ilk kez 1988’de Ankara’da kullanılmaya başlanmış, 1992 yılında İstanbul, Bursa, Eskişehir ve İzmit’te kullanılması ile doğal gaz pazarı genişlemiştir. 2009 yılı itibariyle Türkiye’de 63 ilde doğal gaz kullanılmakta olup, geri kalan 18 ilimizde¹⁴ ise doğal gaz arzı sağlanması planlanmaktadır.

¹³Türkiye’de doğal gaz 1970 yılında Hamitabat ve Kumrular doğal gaz sahasında TPAO tarafından yapılan keşifle tespit edilmiş ve 1976 yılında Pınarhisar Çimento Fabrikası’nda kullanılmaya başlanmıştır.

¹⁴Bunlar; Giresun, Zonguldak, Bartın, Kilis, Şırnak, Siirt, Batman, Sinop, Muğla, Bingöl, Bitlis, Hakkari, Mardin, Artvin, Muş, Hatay, Iğdır, Tunceli illerimizdir (Bkz: EK 1).

Dünya genelinde, birincil enerji tüketimi içindeki payı son yıllarda artan doğal gaz, birincil enerji kaynakları içinde Türkiye'nin en az rezerve sahip olduğu enerji kaynağıdır. 1998 yılında Dünya'daki toplam doğal gaz rezervi 144.800 milyar m³ iken Türkiye rezervi 8.9 milyar m³'dür (DPT, 2001a: 74). 2008 itibariyle Türkiye'nin kalan üretilebilir doğal gaz rezervi 23.0 milyar m³ olup, bu rezervin % 49.8'i TPAO, % 20.3'ü N.V. Turkse Perenco şirketlerindir (Tablo 2.16). Aynı dönemde Türkiye'nin doğal gaz üretimi ise 1.014 milyar m³'tür (Şekil 2.2). Türkiye'de üretilen doğal gazın, toplam doğal gaz tüketimi içindeki payı ise % 2.6 civarındadır (Tablo 2.17).

Bugüne kadar keşfedilen doğal gaz sahaları Güneydoğu Anadolu ve Trakya bölgelerindedir. Ülkemizde bugüne kadar yapılan deniz aramalarındaki tek keşif olan Kuzey Marmara doğal gaz sahası ise 1997 yılında üretime alınmıştır. 2008 yılı sonu itibariyle rezervardaki doğal gaz 22.98 milyar m³, bunun 17.4 milyar m³ üretilebilir doğal gaz miktarıdır. Günümüze kadar toplam 10.57 milyar m³ doğal gaz üretilmiştir (Tablo 2.16).

Tablo 2.16. Türkiye'de Doğal Gaz Rezervleri (Milyon m³)

Şirketler	Rezervardaki Gaz*	Üretilebilir Gaz	Kümülatif Üretim	Kalan Üretilebilir Gaz
TPAO	11442.81	8601.41	7409.58	1191.83
N.V. Turkse Perenco	4654.33	3258.02	238.13	3019.90
Amity Oil İnt. & TPAO	1898.94	1481.58	1064.57	417.01
Thrace Basin	1942. 02	1788.89	1081.56	707.33
Thrace Basin & Pinnacle Turkey	1287.19	1169.70	524.00	645.70
Toreador & TPAO & Stratic	1740.00	1090.00	256.03	833.97
Amity Oil International Pty. Ltd.	10.50	10.50		10.50
Toplam	22975.79	17400.10	10573.88	6826.22

*İspatlanmış, muhtemel ve mümkün rezervler toplamıdır.

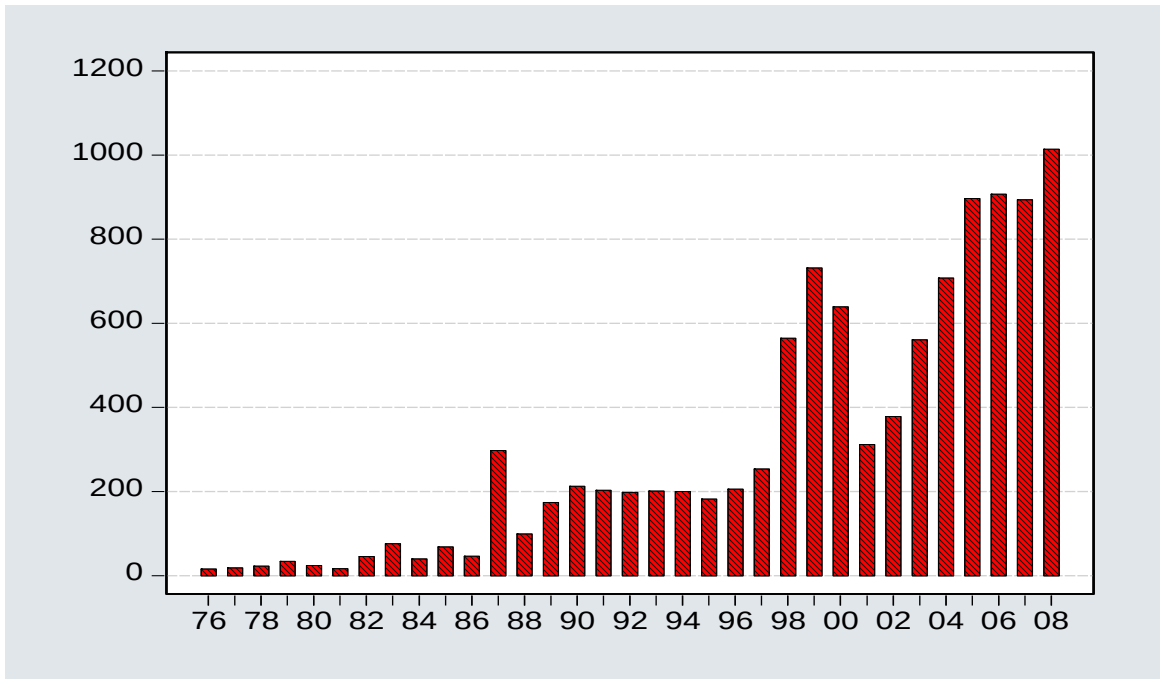
Kaynak: PİGM, 2009

2008 yılı sonu itibariyle ülkemizde 17.4 milyar m³ üretilebilir doğal gaz, 6.83 milyar m³ de kalan üretilebilir doğal gaz mevcuttur. Diğer taraftan, yeni keşifler yapılmadığı takdirde, bugünkü üretim seviyesi ile yurtiçi toplam doğal gaz rezervlerimizin 6.7 yıllık bir ömrünün bulunduğu söylenebilir. Bununla birlikte, mevcut doğal gaz kaynaklarımızın % 76'sı üretilebilir rezerv konumundadır. Bu oranın

yüksekliği, söz konusu ispatlanmış doğal gaz rezervlerimizin çok düşük olmasından kaynaklanmaktadır.

Türkiye'deki şirketler bazında incelediğimizde ise Hollandalı N.V. Turkse Perenco şirketi lehine bir tablo karşımıza çıkmaktadır. Şöyle ki; kalan doğal gaz rezervlerin % 44.2'si Hollandalı N.V. Turkse Perenco şirketinin, % 17.5'i TPAO ait olup, (toplamda bu iki şirket % 61.7'sine), geriye kalan % 38.3'lük kısma ise diğer yerli ve yabancı şirketler sahiptir (Tablo 2.16). Türkiye'de faaliyette bulunan 43 adet petrol ve doğal gaz arama ve üretim şirketine ait toplam 379 adet ruhsat bulunmakta olup, bunlardan 150 adedi ortaklığımıza (TPAO) ait ruhsatlardır (PIGM, 2008: 9).

Ülkemizde yıllar itibariyle üretilen doğal gaz miktarlarının yer aldığı Şekil 2.2'ye baktığımızda, 15.4 milyon m³ ile 1976 ve 16.3 milyon m³ ile 1981 yıllarında doğal gaz üretimi en düşük seviyede kalmıştır. 1981'den sonra doğal gaz üretimi 1984 yılı hariç genelde artış trendine girmekte ve 1987'de 297.1 milyon m³ ile 1970'li ve 1980'li yılların tarihi zirvesini yapmıştır (Şekil 2.2).

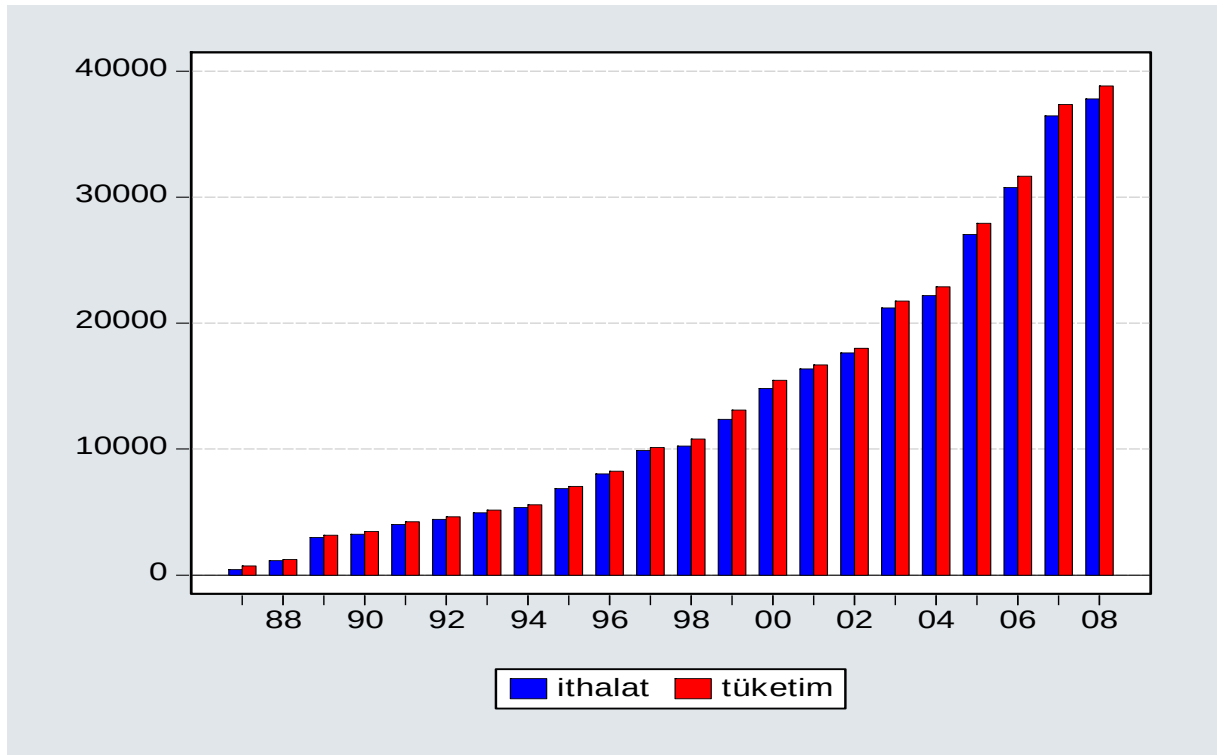


Şekil 2.2. Yıllar İtibariyle Doğal Gaz Üretimi

Doğal gaz üretimi, 1988'den itibaren özellikle 1997 ve 1999 yıllarında Kuzey Marmara ve Değirmenköy sahalarında yüksek debi ile gaz üretimi gerçekleştirilmesiyle

önemli ölçüde artmış göstermiştir. Ancak 2000 ve 2001 kriz yıllarında doğal gaz üretiminde tekrar düşüş yaşanmıştır. 2002 yılından itibaren TPAO-Amity Oil ortaklığı tarafından Trakya’da gerçekleştirilen yeni doğal gaz keşifleri ve eski sahalarda açılan yeni üretim kuyularının devreye girmesi ile kriz döneminde düşen doğal gaz üretimi tekrar yükselişe geçmiş ve 2008 yılında 1.014 milyar m³ ile tarihin en yüksek seviyesine ulaşmıştır (Şekil 2.2).

Türkiye doğal gaz talebini kendisi karşılayacak kadar zengin doğal gaz rezervlerine sahip değildir. Türkiye’nin doğal gaz kullanımı 1987’de 730 milyon m³ olarak gerçekleşmiş olup, yıllar itibariyle büyük artış göstererek 2008 yılında; 37.793 milyar m³ ithalat ve 1.014 milyar m³ yerli üretimle 38.807 milyar m³’e ulaşmıştır (Şekil 2.3 ve Tablo 2.17).



Şekil 2.3. Yıllar İtibariyle Doğal Gaz İthalatı ve Tüketimi

Bu bakımından Türkiye, doğal gaz ithalatçısı ülkeler arasında yer almakta ve doğal gaz açısından dışa bağımlılığı söz konusu olmaktadır. Bu bağımlılık yaklaşık % 98 civarındadır. Yerli doğal gaz kaynaklarının, tüketim miktarını karşılamadaki yetersizliğine ve bunun doğrudan sonucu olan ithalat bağımlılığına karşın, zengin doğal

gaz rezervlerine sahip ihracatçı ülkelere yakınlığı itibarıyla Ülkemiz yabancı arz kaynaklarına ulaşmada avantajlı bir konuma sahip olduğu söylene de, mevcut koşullar çerçevesinde ithalatta Rusya lehine bir bağımlılığı söz konusudur. Türkiye'nin doğal gaz bağımlılıklarına bakıldığında % 62 ile Rusya'ya birinci, % 12 ile Azerbaycan ikinci, % 11 ile İran ve Cezayir üçüncü oldukları 2008 yılı verilerine göre hazırlanan grafikte daha net olarak görülmektedir (Bkz: EK 2).

Türkiye'de doğal gaz tüketimi 2008 yılında 38.8 milyar m³ seviyesine ulaşmıştır. Bu miktar, Türkiye'nin bulunduğu bölgenin % 3.4'ünü, Dünya'daki doğal gaz tüketiminin ise % 1.2'sini oluşturmaktadır. Bununla birlikte, Türkiye'de doğal gaz tüketimi geçen yıla göre % 2.5 oranında artış gösterdiği görülmektedir (Tablo 2.15). 2008 yılında tüketilen doğal gazın 32.20 milyar m³'ü boru gazı ve 5.59 milyar m³'ü LNG olarak temin edilmiştir (Tablo 2.17).

Tablo 2.17. Türkiye'de Doğal Gaz İthalatı, Üretimi ve Tüketimi (Milyon m³)

Yıllar	İthalat		Toplam İthalat	Üretim	Tüketim
	Doğal Gaz	LNG			
1987	433	0	433	297	730
1988	1136	0	1136	99	1235
1989	2986	0	2986	174	3160
1990	3246	0	3246	212	3458
1991	4031	0	4031	203	4234
1992	4430	0	4430	198	4628
1993	4952	0	4952	201	7040
1994	4957	418	5375	200	5575
1995	5560	1298	6858	182	7040
1996	5524	2516	8040	206	8246
1997	6574	3300	9874	253	10127
1998	6539	3694	10233	565	10798
1999	8692	3666	12358	731	13090
2000	10080	4742	14822	639	15461
2001	11046	5322	16368	312	16680
2002	12272	5352	17624	378	18002
2003	16195	4993	21188	561	21749
2004	17903	4271	22174	707	22881
2005	22147	4881	27028	896	27924
2006	25339	5402	30741	907	31648
2007	30583	5867	36450	893	37343
2008	32200	5593	37793	1014	38807

Kaynak: BOTAŞ ve PİGM

Doğal gaz ithalatıyla hızla artış kaydeden tüketim 1987’de 730 milyon m³, 1997’de 10.127 milyar m³, 2008 yılında ise 38.807 milyar m³’e yükselmiştir. Dolayısıyla, yirmi bir yıllık sürede doğal gaz tüketimi her yıl ortalama % 4.7 oranında artış gösterdiği söylenebilir. Doğal gaz ithalatında ise 2008 yılında tarihte en yüksek seviyesine ulaşarak 37.793 milyon m³ olmuştur (Tablo 2.17). Talepteki bu aşırı yükseliş ithalat yoluyla karşılanmaktadır. Ancak ülkemizin doğal gaz kaynakları ile çevrili olmasına karşılık talebin sektör paylarındaki değişimler, yine de bir ikmal güvensizliği (Tezekici, 2005: 30) olduğuna işaret etmektedir. Bu ithalat miktarının ödemeler bilançosunu olumsuz yönde etkileyerek cari açık üzerinde baskı oluşturduğu da bir gerçektir.

2008 yılı sonu itibarıyla Rusya Federasyonu’ndan toplam 23.43 milyar m³, Azerbaycan’dan 4.54 milyar m³, Cezayir ve İran’dan 4.16 milyar m³, Nijerya’dan 1.13 milyar m³ olmak üzere toplam 37.79 milyar m³ doğal gaz ithal edilmiş olup, doğal gaz satış miktarı 36.02 milyar m³ olmuştur. 1987 yılında Rusya Federasyonu ile başlatılan ilk anlaşmayı doğal gazın tüketiminin artmasına paralel olarak Rusya Mavi Akım, İran boru hattı ile Cezayir ve Nijerya ile LNG anlaşmaları takip etmiştir. 1998 yılında LNG ithalatının toplam doğal gaz ithalatı içinde % 36 olan payı 2008 yılında % 15’e düşmüştür (Tablo 2.17).

Doğal gazın başka ülkelere taşınmasındaki gelişmeler, kullanımındaki kolaylık, elektrik üretimindeki yüksek verimi, çevreyi daha az zarar vermesi ve diğer yakıtlara göre ucuz olması doğal gaza olan talebi bütün sektörlerde hızlı bir şekilde artırmıştır. Türkiye’de doğal gaz daha çok elektrik üretiminde kullanılmaktadır. Sanayi sektöründeki yüksek kapasite kullanım oranları, yeni yatırımlar ve buna bağlı olarak artan elektrik talebi, imalat ve elektrik üretim sektörlerinde tüketilen doğal gaz miktarlarını ciddi oranlarda artırmaya devam etmektedir. Ayrıca, doğal gaz iletim ve dağıtım ağlarının yaygınlaşmasıyla konut kesiminde de ciddi talep artışı meydana gelmiştir. 2001 yılında doğal gazın % 64.4’ü elektrik üretim sektöründe, % 17.8’i imalat sektöründe ve % 17.7 ise konut sektöründe kullanılır iken; 2009 yılında doğal gazın % 61.9’u elektrik üretim santrallerinde, % 22.9’u konut ve % 15.2’si imalat sektöründe kullanıldığı görülmektedir (Tablo 2.18).

Tablo 2.18. Doğal Gazın Sektörel Tüketimi

Yıllar	Elektrik		İmalat*		Konut		Toplam
	M. m ³	%	M. m ³	%	M. m ³	%	M. m ³
1987	522		-		-		522
1988	1034	87.2	152	12.8	0.1	0.0	1186
1989	2759	87.5	387	12.3	7	0.2	3153
1990	2599	77.1	723	21.4	50	1.5	3373
1991	2908	70.4	1032	25.0	190	4.6	4132
1992	2633	58.2	1513	33.5	375	8.3	4521
1993	2595	52.4	1808	36.5	549	11.1	4952
1994	3037	57.8	1567	29.8	647	12.3	5251
1995	3857	56.8	1922	28.3	1014	14.9	6793
1996	4174	52.8	2206	27.9	1526	19.3	7906
1997	5019	51.6	2660	27.4	2041	21.0	9721
1998	5491	53.5	2534	24.7	2247	21.9	10271
1999	7950	64.2	2002	16.2	2429	19.6	12382
2000	9733	66.8	2027	13.9	2806	19.3	14566
2001	10994	68.6	2184	13.6	2849	17.8	16027
2002	11631	66.9	2773	16.0	2973	17.1	17378
2003	13513	64.5	3481	16.6	3944	18.8	20938
2004	13226	59.8	4420	20.0	4463	20.2	22108
2005	15435	57.5	5587	20.8	5843	21.7	26865
2006	16642	54.6	6592	21.6	7259	23.8	30493
2007	19658	56.1	7569	21.6	7836	22.3	35064
2008	20013	55.6	7978	22.1	8033	22.3	36024
2009	19880	61.9	4881	15.2	7374	22.9	32135

*İGSAŞ ve TÜGSAŞ gibi gübre üretim tesislerinde kullanılan doğal gaz miktarı da dâhildir.

Kaynak: BOTAŞ

İmalat sektöründe kısmen de olsa bir düşüş görülse de imalat sanayi ile konutların tüketiminde ve artış miktarlarında genelde paralellik görülmektedir. Ayrıca elektrik üretim sektöründen, konut ve imalat sektörüne doğru bir tüketim eğilimi olduğu söylenebilir. Her ne kadar doğal gaz fiyatları geçmişe oranla yükselme eğiliminde olsa da gün geçtikçe doğal gaz kullanımı, özellikle konut sektöründe daha da artacağı tahmin edilmektedir (özellikle 81 ilin doğal gaza kavuşmasıyla). Ancak, yine de Türkiye’de doğal gaz ağırlıklı olarak elektrik üretiminde kullanılmaktadır. Avrupa ülkelerinin elektrik enerjisi üretiminde doğal gazın payları incelendiğinde (*Bkz:* EK 3), Dünya’nın birçok ülkesinde olduğu gibi Avrupa’da da bu denli çok yüksek bir öncelik değildir. Elektrik enerjisi üretiminde doğal gazın payı Türkiye’de yıldan yıla büyük artış göstererek 2009 yılında % 61.9’a ulaşmıştır (Tablo 2.18). Avrupa’da elektrik üretiminde doğal gaz kullanımında ilk üç sırayı % 57.7 ile Hollanda, % 49.1 ile İtalya ve Türkiye paylaşmaktadır. Hollanda doğal gaz ihracatçısıdır ve İtalya ise doğal gaz ihtiyacının

neredeyse üçte birini kendisi üretmektedir. Türkiye ise 2007 yılında ihtiyacının sadece % 2.4'ünü üretebilmiştir. Bunun temel nedeni; ağır şartlarla, uluslararası tahkimle bağlantılı olarak yapılan doğal gaz anlaşmalarıdır.¹⁵ İthal bir enerji kaynağı olan doğal gazın elektrik enerjisi üretimi içindeki payının bu denli yükselmesi rasyonel değildir ve enerji arz güvenliği açısından sakıncalıdır. Bu nedenle, Türkiye'nin yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklara yönelmemelidir (TMMOB, 2008: 40).

Türkiye'nin 2004-2025 yılları için öngörülen doğal gaz arz-talep miktarlarına Tablo 2.19'da yer verilmiştir. Yapılan arz ve talep öngörü çalışmalarına göre; sadece 2010 döneminde bir arz fazlası söz konusu, 2015-2025 döneminde ise bir talep fazlası söz konusudur. 2015 yılında doğal gaz talebinin 2010 yılına göre % 28 oranında artarak 56.9 milyar m³'e, 2020 yılında ise % 33 oranında artarak 66.6 milyar m³'e ulaşacağı tahmin edilmektedir. Sadece, 2010 yılında toplam talebin üzerinde alım anlaşmaları mevcuttur. Bu durum yeni kontratların yapılmasını zorunlu kılmaktadır.

Tablo 2.19. Doğal Gaz Arz-Talep Senaryoları (Milyon m³)

Türkiye	2010	2015	2020	2025
Talep Miktarı	43806	56183	65867	70546
İhracat Miktarı (Yunanistan)	737	737	737	
Toplam Talep Miktarı	44543	56920	66604	70546
Arz Miktarı	51059	40791	40791	41656

Kaynak: BOTAŞ

Elektrik üretiminde doğal gazın payı söz konusu dönemlerde diğer yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarıyla ikame edilebilirse, hem enerji bağımlılığı hem de doğal gaza olan talep fazlası önemli ölçüde düşürülebilir. Diğer taraftan, ülkemizin sektörler itibarıyla doğal gaz tüketimine bakıldığında elektrik üretim sektöründeki doğal gazın payı 2010'da % 53, 2015'de % 56 ve 2020'de % 53 olacağı (BOTAŞ, 2008: 12) tahmin edilmektedir.

¹⁵Türkiye'nin doğal gaz anlaşmaları için EK 4 bakınız.

2.2.1.3. Kömür

Kömür; çoğunlukla karbon, hidrojen ve oksijenden oluşan az miktarda kükürt ve nitrojen ile birlikte kül teşkil eden inorganik bileşikler ve mineral maddeler içeren, kimyasal ve fiziksel olarak farklı yapıya sahip bir maden ve kayaç olarak tanımlanmaktadır. Kömür, bataklık kökenlidir ve bataklık şartlarının değişmesine bağlı olarak biriken organik maddelerin kömürleşmesi olarak tanımlanan başkalaşım sonucu değişime uğramasıyla oluşmaktadır. Bazı kömürler ısıtılınca ergir ve plastik hale gelirler ve işlenme sonucunda katran, likör ve çeşitli gazlar elde edilebilmektedir (TTK, 2009: 6; TKİ, 2010). Fosil yakıtlar içerisinde yer alan kömür, bitkilerin doğal şartlarda çeşitli jeolojik olayları sonucunda oluşmaktadır. En yaşlı kömür teşekkülünün 600 milyon yıllık olduğu tahmin edilmektedir (Ünver, 1998: 43).

Kömürleşme süreci ve yataklanma, nem içeriği, kül ve uçucu madde içeriği, sabit karbon miktarı, kükürt ve mineral madde içeriklerinin yanı sıra jeolojik, petrografik, fiziksel, kimyasal ve termik özellikler yönünden kömürler çeşitlilik gösterirler. Bu durum birçok ülkede kömürlerin birbirine benzer özellikler ve yakın değerler temelinde sınıflandırılmasını zorunlu kılmıştır.

Kömür üretimi, kullanımı ve teknolojisinde ileride olan ülkeler öncelikle kendi kömürlerinin özelliklerine göre bir sınıflama yaptıkları gibi uluslararası genel bir sınıflama için ortak standartlar da geliştirmişlerdir. Çeşitli türde kömürlerin kullanım amaçlarına göre uluslararası sınıflandırılmasında; ilk olarak 1957 yılında çeşitli ülkelerden üyelerin oluşturduğu Uluslararası Kömür Kurulu'na birçok ülkeden temin edilen numuneler üzerinde yapılan çalışmalar, Uluslararası Standartlar Örgütü (ISO) tarafından da desteklenerek genel bir sınıflama yapılmıştır (DPT, 2001b: 6). Bu sınıflamada; kalorifik değer, uçucu madde içeriği, sabit karbon miktarı, koklaşma ve kekleşme özellikleri temel alınarak sert (taşkömürü) ve kahverengi (alt-bitümlü ve linyit) kömürler olarak iki ayrı sınıfa ayrılmıştır. Kömür üretimi ve ticaretinde IEA/OECD tarafından bu iki kategori kullanılmaktadır. IEA/OECD kömür istatistiklerinde 1978 yılından itibaren kömür pazar analizleri ve tahminlerinde bu iki kategori alt sınıflara bölünmektedir. Buna göre, Uluslararası genel kömür sınıflandırması ve tanıttıcı özellikleri Tablo 2.20'de özetlenmektedir.

Tablo 2.20. Kömür Sınıflandırması ve Temel Özellikleri

Taşkömürü		Kahverengi Kömürler (Brown Coal)	
Bitümlü	Antrasit	Linyit	Alt Bitümlü
Koyu siyah	Parlak Siyah	Kahverengi	Siyah
Blok şeklinde kırılma	Merceksi kırılma	Kırılgan, çabuk toz halinde ufalanma	Oksidasyonla veya kurutma sonucunda ince parçalar ve toz halinde ufalanma
Batlı ve kompakt	Sert ve dayanıklı	Masif, odunsu veya üniform kilsli doku	Masif
*5390-7700 kcal/kg	*7000 kcal/kg'ın üstünde	*4610 kcal/kg'ın altında	*4610-6390 kcal/kg
Uçucu madde miktarı ve nem içeriği düşük	Uçucu madde miktarı ve nem içeriği düşük	Uçucu madde miktarı ve nem içeriği yüksek	Uçucu madde ve nem içerikleri bitümlü kömürden daha yüksek
Sabit karbon içeriği yüksek	Sabit karbon içeriği yüksek	Düşük karbon içeriği	Sabit karbon içeriği bitümlü kömürden düşük
Koklaşabilir	Koklaşmaz	4165 kcal/kg altında ısı değeri olup topaklaşma özelliği göstermez	4165-5700 kcal/kg arasında kalorifik değeri olup topaklaşma özelliği göstermez

*Isıl Değeri

Taşkömürü: Yüksek fırınlarda kullanılabilir kalitede koklaşma özelliğine sahiptir. Metalurjik kömür olarak da adlandırılır. Diğer bitümlü kömürler ve antrasit ise koklaşabilir olarak sınıflandırılmayan taşkömürüdür. Buhar kömürü (steam coal) olarak da adlandırılır. Şlam, mikst ve düşük kalitede diğer ürünler de bu sınıfa dâhildir.

Kahverengi kömürler: Yarı bitümlü kömür 4.165-5.700 kcal/kg (17-24 MJ/kg) arasında kalorifik değere sahip olan bir kömürdür. Linyit ise 4165 kcal/kg (17 MJ/kg) altında kalorifik değere sahip kahverengi kömürler sınıfındandır.

Kömür, fosil kaynaklı yakıt olarak, yüzlerce yıldır enerji kaynağı olarak kullanılmaktadır. Roma İmparatorluğu döneminde uluslararası kömür ticaretinin yapıldığı bilinmektedir. Kömür sadece 19. yüzyılda sanayi devrimini başlatmakla kalmamış, 20. yüzyılda elektrik çağını da başlatmıştır. 1960'lı yıllara kadar kömür Dünya'nın birincil enerji kaynağı olarak önemini korumuş, 1960'lı yılların sonuna doğru yerini petrole bırakmış, ancak kömürün termik santraller vasıtasıyla elektrik üretimindeki önemi anlaşıncaya kadar tekrar Dünya enerji piyasasındaki yerini almıştır. Diğer taraftan petrol, doğal gaz gibi diğer fosil yakıtların, nükleer ve yenilenebilir enerji kaynakları gibi diğer alternatif kaynakların önemi de ihmal edilemez. Ancak

günümüzde bu alternatif enerji kaynaklarının hiç birisi sorunsuz değildir ve uzun vadeli temin güvencesini sağlamamaktadır (TTK, 2009: 8).

2.2.1.3.1. Dünya’da Kömür

Kömürün Dünya genelinde yaygın ve büyük miktarlarda bulunması, artan enerji talebini karşılamak için emniyetli ve ekonomik bir fosil yakıt olması kömürün önemini arttırmakta ve uluslararası piyasada büyük miktarlarda ticarete konu olmasını sağlamaktadır. Kömür rezervlerinin Dünya geneline yayılmış olarak bulunması, arama-üretim kolaylığı ve petrol-doğal gaz fiyatlarının hızla artması gibi nedenlerle, en güvenilir enerji kaynağı olarak kabul edilmektedir.

Bölgeler ve ülkeler itibariyle ekonomik olarak işletilebilir Dünya kömür rezervlerine bakıldığında (Tablo 2.21), toplam antrasit-bitümlü, alt-bitümlü kömürler ve linyit rezervlerinin 826 milyar ton olduğu ve bu rezerv toplamının 414 milyar tonunun alt-bitümlü kömürler ve linyit (kahverengi kömürler) rezervleri olduğu görülmektedir. Kahverengi kömür rezervlerinin miktar olarak çokluğu yanında en önemli özelliği, coğrafi olarak hemen hemen Dünya’nın bütün bölgelerinde 100’den fazla ülkeye yayılması ve 50’den fazla ülkede üretiliyor olmasıdır. En fazla rezerve sahip bölge Avrupa-Avrasya bölgesi olup, Dünya kömür rezervlerin % 33’üne sahiptir. Dünya kömür rezervlerinin % 31.4’ü Asya-Pasifik’te, % 29.5’i Kuzey Amerika’da, geriye kalan % 6.1’i Güney-Orta Amerika, Orta Doğu ve Afrika’da bulunmaktadır (Tablo 2.21).

Rezerv miktarının çokluğu, kömürün uzun vadeli yeterliliğini beraberinde getirmektedir. Mevcut üretim seviyeleri ile Dünya görünür kömür rezervlerinin 122 yıllık bir sürede tüketileceği tahmin edilmektedir. Kömür rezervleri birçok ülkede bulunmasına rağmen Dünya kömür rezervlerinin yaklaşık % 69’u dört ülkede bulunmaktadır.

Tablo 2.21. Bölgeler ve Ülkeler İtibariyle Dünya Kömür Rezervleri (Milyon Ton)

Ülkeler/Bölgeler	Antrasit ve Bitümlü	Alt Bitümlü ve Linyit	Toplam	Toplamdaki Pay (%)	Rezerv/ Üretim
ABD	108950	129358	238308	28.9	224
Kanada	3471	3107	6578	0.8	97
Meksika	860	351	1211	0.1	106
Kuzey Amerika	113281	132816	246097	29.8	216
Brezilya	-	7059	7059	0.9	*
Kolombiya	6434	380	6814	0.8	93
Diğer G. ve Orta Amerika	530	603	1133	0.1	*
Güney ve Orta Amerika	6964	8042	15006	1.8	172
Bulgaristan	5	1991	1996	0.2	70
Çek Cumhuriyeti	1673	2828	4501	0.5	75
Almanya	152	6556	6708	0.8	35
Yunanistan	-	3900	3900	0.5	58
Macaristan	199	3103	3302	0.4	351
Kazakistan	28170	3130	31300	3.8	273
Polonya	6012	1490	7502	0.9	52
Rusya Federasyonu	49088	107922	157010	19.0	481
Türkiye	-	1814	1814	0.2	21
Ukrayna	15351	18522	33873	4.1	438
Dğr. Avrupa&Avrasya Ü.	1392	18948	20340	2.5	268+
Avrupa ve Avrasya	102042	170204	272246	33.0	218
Güney Afrika	30408	-	30408	3.7	121
Diğer Afrika	1431	174	1605	0.2	*
Orta Doğu	1386	-	1386	0.2	*
Orta Doğu ve Afrika	33225	174	33399	4.0	131
Avustralya	36800	39400	76200	9.2	190
Çin	62200	52300	114500	13.9	41
Hindistan	54000	4600	58600	7.1	114
Endonezya	1721	2607	4328	0.5	19
Pakistan	1	2069	2070	0.3	496
Güney Kore	-	1354	1354	0.2	75
Diğer Asya Pasifik Ü.	1086	1114	2200	0.3	26+
Pasifik Asya	156809	103444	259253	31.4	64
DÜNYA TOPLAMI	411321	414680	826001	100	122
Avrupa Birliği	8427	21143	29570	3.6	51
OECD	159012	193083	352095	42.6	164
Eski SSCB	93609	13286	225995	27.4	433
Diğer EME	158700	89211	247911	30.0	60

Kaynak: BP, 2009 *500 yıldan fazla

Bu ülkelerden, ABD 238 milyar ton ile Dünya kömür rezervlerinin % 28.9'una (Kuzey Amerika bölgesinin % 97'sine), Rusya Federasyonu 157 milyar ton ile % 19'una, Çin 114 milyar ton ile % 13.9'una ve Hindistan ise 58 milyar ton ile rezervlerin % 7.1'ine sahiptir. Coğrafi bölgelere kömür rezervlerin dağılımına bakıldığında, 352 milyar ton ile OECD ülkeleri en yüksek paya sahiptir (Tablo 2.21).

1998-2008 yılları Dünya ülkeleri ve coğrafi bölgeler bazında kömür üretimleri Tablo 2.22'de verilmektedir.

Tablo 2.22. Bölgeler ve Ülkeler İtibariyle Kömür Üretimleri* (Milyon TEP)

Ülkeler/Bölgeler	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Değişim (%)	Topl. Pay (%)
ABD	603.2	584.3	570.1	590.3	570.1	553.6	572.4	580.2	595.1	587.7	596.9	1.3	18.0
Kanada	40.8	39.2	37.1	37.6	34.9	32.2	34.7	35.6	34.5	36.9	36.9	-2.6	1.1
Meksika	4.8	4.9	5.4	5.3	5.3	4.6	4.7	5.2	5.5	6.0	5.5	-8.6	0.2
Kuzey Amerika	648.8	628.3	612.6	633.2	610.2	590.4	611.8	620.9	635.2	630.6	638.4	1.0	19.2
Brezilya	2.0	2.1	2.9	2.1	1.9	1.8	2.0	2.4	2.2	2.3	2.4	7.6	0.1
Kolombiya	21.9	21.3	24.9	28.5	25.7	32.5	34.9	38.4	42.6	45.4	47.8	4.9	1.4
D. Güney-Orta Amerk.	5.5	5.3	6.2	6.1	6.3	5.6	6.1	5.6	6.0	6.4	5.3	-17.2	0.2
Güney-Orta Amerika	29.0	28.7	33.9	36.8	33.9	39.9	43.0	46.3	50.9	54.0	55.5	2.5	1.7
Bulgaristan	5.0	4.2	4.4	4.4	4.4	4.6	4.5	4.1	4.2	4.7	4.8	1.3	0.1
Çek Cumhuriyeti	26.0	23.1	25.0	25.4	24.3	24.2	23.5	23.5	23.7	23.4	22.8	-3.0	0.7
Almanya	61.3	59.4	56.5	54.1	55.0	54.1	54.7	53.2	50.3	51.5	47.7	-7.7	1.4
Yunanistan	8.1	8.0	8.2	8.5	9.1	9.5	9.6	9.4	8.6	9.0	9.1	0.3	0.3
Kazakistan	36.0	30.0	38.5	40.7	37.8	43.3	44.4	44.2	49.1	50.0	58.8	17.1	1.8
Polonya	79.6	77.0	71.3	71.7	71.3	71.4	70.5	68.7	67.0	62.3	60.5	-3.3	1.8
Rusya Federasyonu	103.9	112.1	116.0	122.6	117.3	127.1	131.7	139.2	145.1	148.2	152.8	2.8	4.6
Türkiye	13.9	13.3	13.9	14.2	11.5	10.5	10.5	12.8	13.4	15.8	17.8	12.6	0.5
Ukrayna	39.9	42.3	42.0	43.5	42.8	41.7	42.2	40.9	41.8	39.9	40.2	0.4	1.2
Diğer Avrupa-Avrasya	63.3	56.0	52.6	52.9	51.1	50.9	47.1	42.4	42.0	41.9	42.0	0.2	1.3
Avrupa ve Avrasya	437.0	425.3	428.6	438.2	424.6	437.2	438.7	438.4	445.3	447.0	456.4	1.8	13.7
Güney Afrika	127.1	125.6	126.6	126.1	124.1	134.1	137.2	137.7	138.0	139.6	141.1	0.8	4.2
Diğer Afrika	4.9	4.5	4.0	4.1	3.8	3.4	3.7	3.1	3.6	2.5	2.2	-12.0	0.1
Afrika (Toplam)	132.0	130.1	130.7	130.2	128.0	137.5	140.9	140.7	140.5	142.1	143.4	0.6	4.3
Avustralya	149.8	160.8	166.3	179.9	184.5	190.1	198.8	206.5	211.0	218.5	219.9	0.3	6.6
Çin	628.7	645.9	656.7	697.6	733.7	868.4	1012.1	1120.0	1205.1	1282.4	1414.5	10.0	42.5
Hindistan	126.5	124.4	132.2	133.6	138.5	144.4	155.7	162.1	170.2	181.0	194.3	7.0	5.8
Endonezya	38.3	45.3	47.4	56.5	63.6	70.3	81.4	93.9	119.2	133.7	141.1	5.3	4.2
D. Asya Pasifik Ülk.	35.6	35.9	38.2	40.3	40.7	43.0	48.9	54.6	58.5	60.8	60.9	0.2	1.8
Pasifik Asya	978.9	1012.3	1040.8	1107.9	1161.0	1316.2	1496.9	1637.1	1764.0	1876.4	2030.7	3.0	61.1
DÜNYA TOPLAMI	2226.8	2225.9	2247.1	2346.7	2358.1	2521.8	2732.0	2884.2	3036.3	3149.5	3324.9	5.3	100
Avrupa Birliği	229.2	216.7	206.6	205.1	202.5	201.2	196.3	188.4	181.8	178.0	171.5	-3.9	5.2
OECD	1036.0	1015.2	993.7	1026.9	1003.1	986.9	1012.4	1022.8	1036.6	1038.1	1042.5	0.1	31.4
Eski SSCB	180.8	185.5	197.4	207.8	198.9	212.8	219.4	225.5	237.2	239.2	252.9	5.4	7.6
Diğer EME	1010.0	1025.3	1056.0	1112.1	1156.1	1322.0	1500.2	1635.8	1762.5	1872.1	2029.6	8.1	61.0

Kaynak: BP, 2009 * Antrasit, bitümlü, alt-bitümlü ve linyit gibi ticari katı yakıtlar toplamıdır.

2008 yıl sonu itibariyle yaklaşık 3.32 milyar TEP olan Dünya toplam kömür üretiminin % 42.5'ini Çin gerçekleştirmektedir Çin, bu üretim miktarıyla (1.41 milyar TEP) ilk sırada yer almaktadır. Çin'in ardından, dünya kömür üretiminin % 18'ini ABD, % 6.6'sını Avustralya, % 5.8'ini Hindistan ve % 4.6'sını Güney Afrika gerçekleştirmektedir. Dünya kömür üretimi içinde Ülkemizin payı ise 17.8 milyon TEP ile % 0.5'tir. 2007 yılı ile kıyaslandığında, 2008 yılında dünya genelindeki toplam kömür üretimi % 5.3 oranında artış gösterir iken; Kazakistan % 17.1'lik artışla ilk sırada yer almaktadır, Türkiye ise % 12.6'lık artışla ikinci sırada yer almaktadır. Coğrafi bölgelere göre kömür üretimlerine bakıldığında, 2.03 milyar TEP ile Yükselen Piyasa Ekonomileri ve 1.04 milyar TEP ile OECD ülkeleri en yüksek paya sahip iki ülke gurubudur (Tablo 2.22).

Ülkeler ve coğrafi bölgelere göre Dünya kömür tüketim miktarları ele alındığında (Tablo 2.23), Asya Pasifik 2.03 milyar TEP ve % 61.5'lik pay ile en büyük tüketici konumundadır. Bu bölgedeki kömür tüketiminin % 69.2'si (Dünya kömür tüketiminin ise % 42.6'sı) Çin tarafından gerçekleştirilmektedir. Ayrıca; bu miktar ile Çin, aynı zamanda Dünya'nın en çok kömür tüketen ülkesi konumundadır (Tablo 2.23). Bir önceki yıla göre 2008 yılında tüketimde en büyük artış % 30.3 ile Pakistan'da yaşanırken, % 36.7 ile en büyük düşüş Belçika&Lüksemburg'da gerçekleştiği görülmektedir (BP, 2009: 35).

En çok kömür tüketen ikinci bölge ise Kuzey Amerika'dır. Kuzey Amerika'nın kömür tüketimi 607.0 milyon TEP olup, Dünya kömür tüketiminin % 18.4'üne karşılık gelmektedir. Bu bölgedeki kömür tüketiminin % 93.1'ini ve Dünya genelindeki kömürünün ise % 17.1'ini tüketen ABD, Kuzey Amerika bölgesinin en çok kömür tüketen ülkesi iken, Çin'in ardından Dünya'nın ikinci ülkesi konumundadır. En çok kömür tüketen üçüncü bölge, 522.7 milyon TEP ile Avrupa ve Avrasya'dır. Toplam kömür tüketim içindeki payı % 15.8'dir. Bu bölgede öne çıkan ülkeler ise Rusya Federasyonu ve Almanya'dır. Kendi bölgesinde, yani Avrupa ve Avrasya'da tüketilen toplam kömür miktarının yaklaşık % 35'ini bu iki ülke tüketmektedir (Tablo 2.23).

Tablo 2.23. Bölgeler ve Ülkeler İtibariyle Dünya Kömür Tüketimi (Milyon TEP) **Kaynak:** BP, 2009

Ülkeler/Bölgeler	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Değişim (%)	Topl. Pay (%)
ABD	569.0	552.2	552.0	562.5	566.1	574.2	565.7	573.2	565.0	-1.7	17.1
Kanada	31.8	34.0	31.6	33.4	29.9	31.7	31.0	32.3	33.0	2.0	1.0
Meksika	6.2	6.8	7.6	8.6	7.0	9.1	9.4	9.1	9.0	-2.1	0.3
Kuzey Amerika	606.9	593.0	591.1	604.5	603.0	614.9	606.1	614.6	607.0	-1.2	18.4
Brezilya	12.5	12.2	11.5	11.8	12.8	12.7	12.5	13.4	14.6	9.1	0.4
Şili	3.0	2.3	2.4	2.3	2.6	2.6	3.2	3.3	3.2	-3.2	0.1
D.Güney-Orta Amerika	4.6	4.5	4.4	5.5	5.1	5.5	5.2	5.8	5.5	-5.2	0.2
Güney-Orta Amerika	20.1	19.0	18.3	19.6	20.5	20.8	20.9	22.5	23.3	3.3	0.7
Çek Cumhuriyeti	21.0	21.2	20.6	20.8	20.5	19.8	19.4	20.0	19.1	-5.1	0.6
Fransa	13.9	12.1	12.4	13.3	12.8	13.3	12.1	12.3	11.9	-3.2	0.4
Almanya	84.9	85.0	84.6	87.2	85.4	82.1	83.5	85.7	80.9	-5.9	2.4
İtalya	13.0	13.7	14.2	15.3	17.1	17.0	17.2	17.2	17.0	-1.7	0.5
Kazakistan	23.2	22.5	22.8	25.2	26.5	27.2	28.1	30.8	33.6	-8.5	1.0
Polonya	57.6	58.0	56.7	57.7	57.3	55.7	58.0	57.9	59.4	2.2	1.8
Rusya Federasyonu	105.2	102.4	103.0	104.0	99.5	94.2	96.7	93.5	101.3	8.1	3.1
Türkiye	25.5	21.8	21.2	21.8	23.0	26.1	28.8	31.0	30.4	-2.3	0.9
Ukrayna	38.8	39.4	38.3	39.0	39.1	37.5	39.8	39.7	39.3	-1.1	1.2
İngiltere	36.7	38.9	35.7	38.1	36.6	37.4	40.8	38.2	35.4	-7.6	1.1
Diğer Avrupa-Avrasya	106.8	103.7	109.1	111.5	110.0	103.8	102.2	102.6	94.4	-8.0	2.9
Avrupa ve Avrasya	526.6	518.7	518.6	533.9	527.8	514.1	526.6	528.9	522.7	-1.4	15.8
Güney Afrika	81.9	80.6	83.5	89.3	94.5	91.9	93.8	97.7	102.8	4.9	3.1
Diğer Afrika	7.5	8.7	8.9	8.1	8.9	9.0	8.5	8.0	7.5	-6.3	0.2
Afrika (Toplam)	89.4	89.3	92.4	97.4	103.4	100.9	102.3	105.7	110.3	4.0	3.3
Avustralya	46.5	47.9	51.3	50.5	53.1	54.9	56.9	55.8	51.3	-8.3	1.6
Çin	667.4	681.3	713.8	853.1	983.0	1100.5	1215.0	1313.6	1406.3	6.8	42.6
Hindistan	144.2	145.2	151.8	156.8	172.3	184.4	195.4	212.9	231.4	8.4	7.0
Japonya	98.9	103.0	106.6	112.2	120.8	121.3	119.1	125.3	128.7	2.4	3.9
Güney Kore	43.0	45.7	49.1	51.1	53.1	54.8	54.8	59.7	66.1	10.4	2.0
Tayvan	28.7	30.6	32.7	35.1	36.6	38.1	39.6	41.8	40.2	-4.2	1.2
D. Asya Pasifik Ü.	60.3	67.7	70.9	74.5	83.7	93.6	96.5	104.3	107.6	3.1	3.3
Pasifik Asya	1089.0	1121.5	1176.1	1333.2	1502.5	1647.6	1777.2	1913.4	2031.2	5.9	61.5
DÜNYA TOPLAMI	2338.4	2349.7	2405.2	2597.6	2756.2	2907.4	3042.3	3194.5	3303.7	3.1	100.0
Avrupa Birliği	315.3	315.5	314.0	323.9	318.8	310.1	317.3	317.4	301.2	-5.4	9.1
OECD	1123.1	1113.7	1119.8	1150.2	1158.8	1169.1	1168.6	1189.4	1170.6	-1.9	35.4
Eski SSCB	169.1	166.1	166.0	170.3	167.6	161.1	166.8	166.5	176.9	6.0	5.4
Diğer EME	1046.2	1069.9	1119.3	1277.1	1439.8	1577.2	1706.9	1838.6	1956.3	6.1	59.2

Dünya kömür tüketiminde Avrupa ve Avrasya'yı sırasıyla; Afrika, Güney-Orta Amerika ve Orta Doğu ülkeleri takip etmektedir. Coğrafik bölge oluşumlarının kömür tüketimlerine bakıldığında, 1.96 milyar TEP ile Yükselen Piyasa Ekonomileri ve 1.17 milyar TEP ile OECD ülkeleri en yüksek paya sahip iki ülke gurubudur (Tablo 2.23).

Petrol krizleriyle tüm ülke ekonomilerinde tedarik güvenilirliği gündeme gelmiş ve ülkeler yeni enerji kaynakları arayışlarına girmişlerdir. Bu bağlamda kömürün jeopolitik riskinin oldukça düşük olması kömürün önemini artırmıştır ve artırmaya da devam edecektir. Çünkü petrol ve doğal gazdaki az sayıda rezerv sahibi ve üretici ülkenin olması bunların jeopolitik riskini artırmaktadır. Kömürün elli civarında ülke ve farklı bölgelerde üretilmesi sebebiyle ve rezervlerin birkaç asır Dünya'ya yetecek düzeyde olması sebebiyle jeopolitik riski bulunmamaktadır. Doğal gaz ve petrolün yarım asır sonra tükeneceği göz önünde bulundurulduğunda, kömürün daha çeşitli ve verimli üretim ve tüketim teknolojilerinin geliştirmesiyle (Köse ve Şimşir, 1996: 20) kömür daha da önem kazanacaktır.

2.2.1.3.2. Türkiye'de Kömür

Ülkemizde 2007 yılında üretilen birincil enerjinin % 54'ü kömürdür. Ancak üretilen kömürün toplam birincil enerji tüketimindeki payı, doğal gaza verilen ağırlık nedeniyle, 2000 yılında % 15.5 iken 2007 yılında % 13.6 seviyesine gerilemiştir. Bu olumsuz gelişme daha ziyade ithal edilen ve oldukça pahalı olan doğal gazın elektrik üretiminde aşırı ölçüde kullanılmasından kaynaklanmaktadır (DEK TMK, 2008: 34).

Türkiye'de taşkömürü, linyit ve asfaltit üretilerek tüketilmekte olup, bu kaynaklardan taşkömürü üretimi bir Kamu İktisadi Devlet Teşekkülü (KİT) olan Türkiye Taşkömürü Kurumu (TTK) Genel Müdürlüğü, linyitin önemli bir bölümü yine KİT kuruluşu olan Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu (TKİ) Genel Müdürlüğü tarafından gerçekleştirilmektedir. Asfaltit üretimi ise ruhsatları TKİ'ye ait olan sahalarda özel sektör tarafından rödovans karşılığı yapılmaktadır. 2007 yılında, linyit üretiminin % 41'i TKİ tarafından gerçekleştirilmiştir. Özel sektör 2007 yılı üretiminin % 11'ini gerçekleştirmiş olup, geri kalan % 48'lik üretimi ise Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) Genel Müdürlüğü'ne devredilen iki adet açık işletme (Sivas-Kangal ve Afşin-

Elbistan) ile İşletme Hakkı Devri modeli çerçevesinde bir adet kapalı işletme (Çayırhan) tarafından kamu sektöründe yapılmıştır (DEK TMK, 2008: 34).

Taşkömürü

Ülkemizde en önemli taşkömürü rezervleri Zonguldak Havzasında bulunmakta ve TTK tarafından işletilmektedir. Derin yer altı kömür madenciliği yapılan Zonguldak Taşkömürü Havzasının karmaşık jeolojik yapısı tam mekanizasyona gidilmesini engellemekte, taşkömürü üretimi büyük ölçüde insan gücüne dayalı emek-yoğun bir şekilde gerçekleştirilmektedir. Son yıllarda uygulamaya başlanan basınçlı hava patlatmalı yöntemini yaygınlaştırma çalışmaları sürdürülmektedir (TTK, 2010). Çatalağzı (Karadon), Üzülmüş ve Kozlu müesseselerindeki rezervler koklaşabilir, Armutçuk'taki yarı koklaşabilir nitelikte iken; Amasra'daki ise koklaşabilir özelliği bulunmamaktadır. Havza bazında rezervler -1200 m derinliğe kadar yapılmış sondajlardan elde edilmiş verilerden hesaplanmıştır.

Rezerv tanımlamaları yapılırken, genelde, mevcut madencilik teknolojisi ile iktisadi olarak girilebilir rezervler dikkate alınmaktadır. Havzada bugüne kadar yapılan rezerv arama çalışmalarında, -1200 m derinliğe kadar tespit edilmiş toplam rezerv 1.33 milyar ton olup; bunun yaklaşık % 40'ı görünür, % 31.6'sı muhtemel, % 27.3'ü mümkün rezerv olarak kabul edilmektedir (Tablo 2.24).

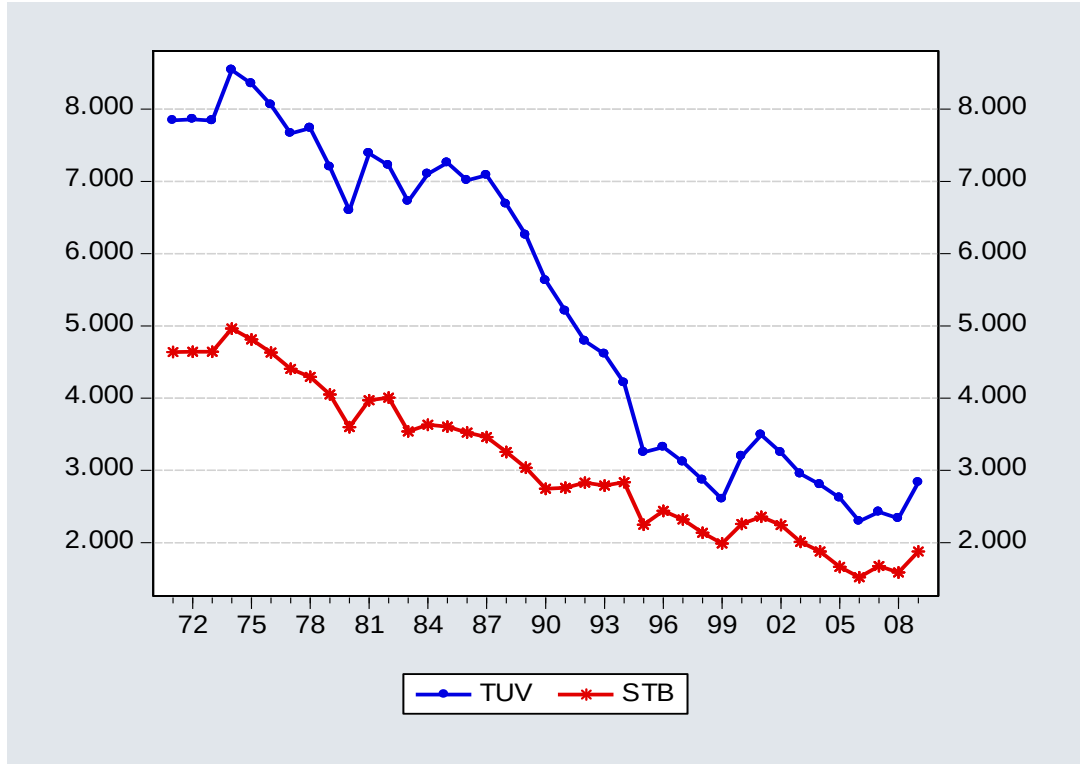
Tablo 2.24. Türkiye'de Taşkömürü Rezervleri (Milyon Ton)

Rezerv	Koklaşabilir Taşkömürü				Yarı Koklaşabilir	Koklaşmaz	Genel Toplam
	Taşkömürü İşletme Müesseseleri						
	Kozlu	Üzülmöz	Çatalağzı	Toplam	Armutçuk	Amasra	
Hazır	2.934	1.472	6.512	10.918	7.883	0.170	18.971
Görünür	68.486	137.369	132.503	338.358	15.860	171.705	525.923
Muhtemel	40.539	94.342	159.162	294.043	9.169	115.052	418.264
Mümkün	47.975	74.020	117.034	239.029	1.340	121.535	361.904
Toplam	159.934	307.203	415.211	882.348	34.252	408.462	1325.061

Kaynak: TTK, 2010

Kozlu, Üzülmüş ve Çatalağzı bölgelerinde koklaşabilir rezerv yer almaktadır. Koklaşabilir taşkömürü rezervlerinin toplam rezervler içerisindeki payı % 66.6 ile 882.35 milyon tondur. Armutçuk bölgesinde yer alan rezervler; yarı-koklaşma özelliği, yüksek ısı değeri ve düşük bünye külü içeriği ile hem koklaşabilir kömürlerle harmanlanarak hem de pulverize enjeksiyon (PCI) kömürü olarak demir-çelik fabrikalarında kullanıma uygun niteliktedir (toplam rezerv içindeki payı % 2.6). Amasra bölgesi kömürlerinin koklaşma özelliği bulunmamakla birlikte, belirli oranlarda metalurjik kömürler ile harmanlandığında koklaşma özelliğini bozmamaktadır ve toplam rezervler içerisindeki payı % 30.1 ile 408.46 milyon tondur (Tablo 2.24).

1971 yılından itibaren Türkiye'deki taşkömürü üretimi seyri Şekil 2.4'de verilmiştir. 1971'den günümüze kadar yaklaşık 210 milyon ton taşkömürü üretimi ile ülke kalkınmasında önemli bir yer almıştır.



Şekil 2.4. Türkiye'de Taşkömürü Tüvenan (TUV) ve Satılabilir (STB) Üretimi (Milyon TEP)

Tarihi boyunca maksimum tüvenan¹⁶ (TUV) üretim 1974 yılında 8.55 milyon ton, satılabilir (STB) üretim ise aynı yıl 4.97 milyon ton olarak gerçekleştirilmiştir. 1974 yılındaki maksimum yaklaşık 5 milyon ton satılabilir üretim değerine kadar, zaman zaman düşüşler gözlense de, önemli bir üretim artış trendi yakalanmış olan üretim değeri korunamamış, o yıldan sonra azalmaya başlayan satılabilir üretim 1982 yılından sonra 4 milyon tonun altına inmiştir. Özellikle 2006 yılında tüvenan üretim 2.30 milyon ton, satılabilir üretim ise 1.52 milyon ton seviyesine kadar gerileyerek taşkömürü üretimi dip yapmıştır (Şekil 2.4).

Kömür ithalatının ivme kazanmaya başladığı 1980'li yılların başında ülke toplam taşkömürü tüketiminin % 80'i, 1980'li yılların sonlarına doğru ise % 45'i yerli kaynaklardan karşılanırken (TTK, 2009: 21), 2008 yılında 28.81 milyon ton olarak gerçekleşen taşkömürü tüketiminin sadece % 5.5'i yerli kaynaklardan (TTK ve Havza üretiminden) karşılanmıştır. Ülkemizin 1995-2008 yılları arası üretim, ithalat ve toplam tüketim miktarları Tablo 2.25'de özetlenmektedir.

Tablo 2.25. Üretim, Tüketim ve İthalat Dengesi (Milyon TEP)

Yıllar	Üretim	İthalat	Stok Değişimi	Toplam Tüketim
1995	2.248	5.941	0.359	8.548
1996	2.441	8.272	0.179	10.892
1997	2.320	9.874	0.150	12.537
1998	2.136	10.361	0.629	13.146
1999	1.990	8.864	0.508	11.362
2000	2.259	12.990	0.144	15.393
2001	2.357	8.028	0.654	11.037
2002	2.244	11.693	-0.182	13.830
2003	2.011	16.166	1.056	17.535
2004	1.879	16.427	-0.407	18.904
2005	1.665	17.360	-0.161	19.421
2006	1.522	20.286	-0.193	22.798
2007	1.675	22.946	0.214	24.835
2008	1.587	26.955	0.267	28.809

Kaynak: ETKB, TTK

¹⁶ Tüvenan kömür, bir kömür ocağından tabii olarak çıkarılıp hiçbir işleme tabi tutulmayan ham kömürdür.

Tablo 2.25’te Türkiye, 1995-2008 yılları arasındaki talep artışını, taşkömürü üretimini artırarak değil; ithalatını arttırarak karşıladığı görülmektedir. Bu durum, özellikle 2003 yılından sonra daha açık bir şekilde görülmektedir. Bu, Türkiye’nin dışa bağımlılığını arttırdığı anlamına gelmektedir. Ülkemizin kömür ithalatında, kömür potansiyeli ve üretimi açısından Dünya önemli bir yere sahip olan başta Rusya olmak üzere; ABD, Kolombiya, Güney Afrika ve Çin’in önemli payları olduğu söylenebilir. Bununla birlikte, 2009 yılı verilerine göre Türkiye 1325.06 milyon ton olan taş kömürü potansiyelinin ancak, 525.92 milyon tonluk kısmını değerlendirebilmiştir¹⁷ (TTK, 2010). Yani, Türkiye taş kömürü potansiyelinin % 60.3’lük kısmı değerlendirilmeyi beklemektedir.

Linyit

Linyit; ısı değeri düşük, barındırdığı kül ve nem miktarı fazla olduğu için kömür sıralamasında en alt sırada yer alan ve genellikle termik santrallerde yakıt olarak kullanılan bir kömür çeşididir. Buna rağmen yer kabuğunda bolca bulunduğu için sıklıkla kullanılan bir enerji hammaddesidir.

Ülkemiz linyit rezervleri açısından ve üretim miktarları açısından Dünya ölçeğinde orta düzeyde, taşkömüründe ise alt düzeyde değerlendirilebilir. Ülkemizde yaklaşık 1.3 milyar ton taşkömürü ve 12.3 milyar ton linyit rezervi bulunmaktadır. Dünya linyit rezervinin yaklaşık % 1.6’sı ülkemizde bulunmaktadır (ETKB, 2010a). Linyit rezervleri ülke geneline yayılmıştır. Hemen hemen bütün coğrafi bölgelerde ve 37 ilde linyit rezervlerine rastlanılmaktadır. Linyit rezervlerinin % 21’i TKİ; geri kalan ise EÜAŞ, MTA ve özel sektör elindedir.

Türkiye’de yaygın olarak bulunan linyit jeolojik açıdan taş kömürüne göre genç sahalarda bulunduğundan Türkiye’de başta Ege Bölgesi olmak üzere neredeyse her bölgede bulunur. Türkiye’de birinci jeolojik dönemde oluşan Zonguldak Havzası dışında bulunan kömürlere linyit kömürü adı verilmektedir. Türkiye linyit rezervleri bakımından Dünya’da yedinci ve üretim sıralamasında ise altıncı durumdadır. Bugün Türkiye’de işletilmekte olan 90 dolayında linyit yatağı bulunmaktadır (Özsabuncuoğlu

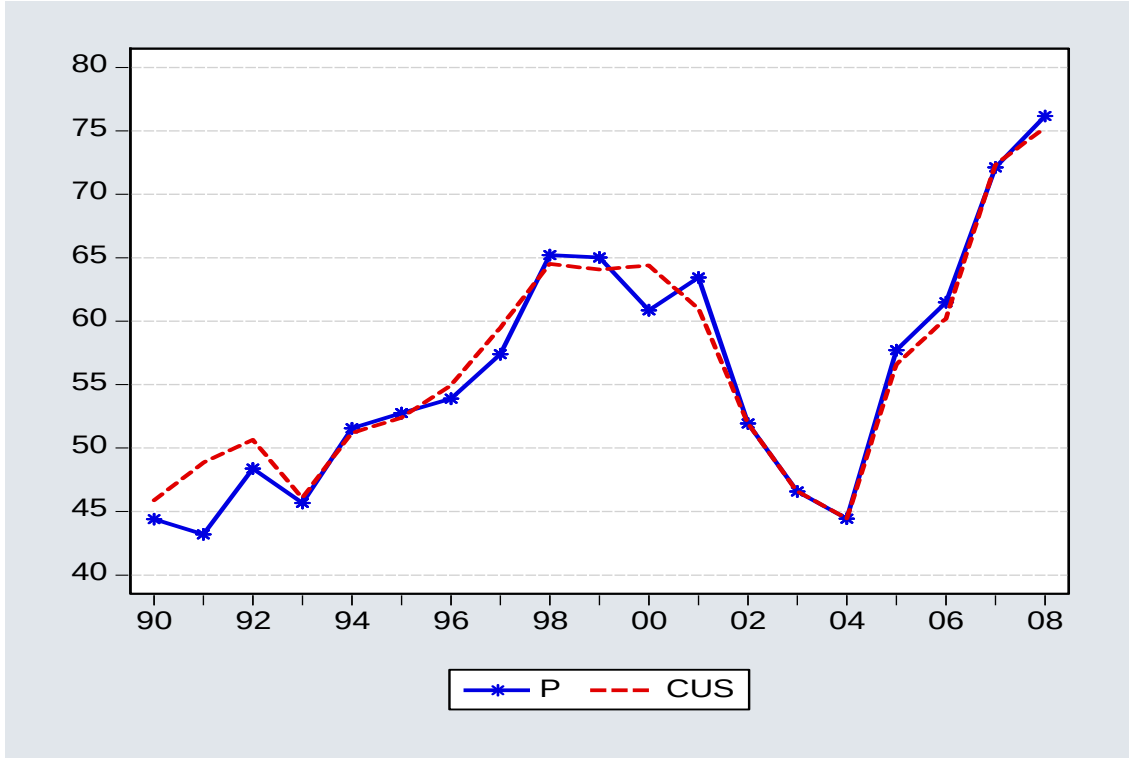
¹⁷ Türkiye’de taşkömürü tüketiminin büyük bölümü sanayi sektöründe (çimento fabrikaları, şeker fabrikaları ve diğer sanayi tesisleri) ve kok fabrikalarında (demir-çelik tesislerinde) kullanılmaktadır.

ve Uğur, 2005: 168). Bununla beraber, ülkemizin kömür potansiyeli henüz tam olarak ortaya konmuş değildir. Linyit rezervlerimizin çoğunluğu 1976–1990 yılları arasında bulunmuştur. Bu dönemden sonra kapsamlı rezerv geliştirme etüt ve sondajları yapılamamıştır. Ülkemizde esas olarak ısınma ihtiyacını gidermede kullanılan linyit; büyük miktarda çıkarılmaktadır. Mesela; Tunçbilek, Tavşanlı (Kütahya), Soma (Manisa), Yatağan, Milas (Muğla), Beypazarı (Ankara), Afşin-Elbistan (Kahramanmaraş) ¹⁸, Menteşler (Bolu), Dodurga (Çorum) en önemli linyit yataklarımızdandır (MTA, 2010). Enerjide dışa bağımlılığımızın giderek artması yanında pahalı oluşu, yerli kaynaklara daha fazla yönelmemizi gerektirmektedir. Bu kapsamda “Linyit Rezervlerimizin Geliştirilmesi ve Yeni Sahalarda Linyit Aranması” Projesi TKİ koordinatörlüğünde, teknik olarak MTA’nın öncülüğünde ve sorumluluğunda, 2005 yılında başlatılmıştır.

Bu çalışmalar ile Trakya havzasında, Soma havzasında ve Karapınar havzasında yeni rezervler bulunmuş, bilinen sahalarda ise rezerv artışları sağlanmıştır. Yapılan çalışmalarda Afşin-Elbistan havzasında 1.915 milyar ton, Konya Karapınar havzasında 1.280 milyar ton, Eskişehir Alpu’da 275 milyon ton, Trakya havzasında 498 milyon ton, Soma Eynez havzasında 170 milyon ton olmak üzere toplam 4.138 milyar ton rezerv artışı sağlanmış olup, 8.3 milyar ton olan toplam linyit rezervimiz 12.3 milyar tona ulaşmıştır (TKİ, 2009: 12).

Linyit üretim ve tüketiminin yıllar itibariyle seyri Şekil 2.5’te görülmektedir. 1980’li yılların ortasında linyit üretiminde yüksek oranda artışlar gözlenmeye başlanmış (TKİ, 2008: 42) ve 1990 yılında 44.4 milyon ton olan üretim, 1998 yılında 65.2 milyon tona ulaşmıştır. Bu yıldan itibaren Türkiye’deki linyit üretimi ciddi düşüşler yaşanmaya başladı ve 2004 yılında 43.7 milyon tona kadar gerilemiştir. Linyit üretimindeki bu azalma, yerli linyitlerimizin elektrik enerjisi amacıyla kullanım oranındaki azalışla paralellik göstermektedir. 2004 yılından sonra linyit üretimi tekrar artışa geçerek 2005 yılında 57.7 milyon ton, 2008 yılında 76.2 milyon tona ulaşmıştır (Şekil 2.5).

¹⁸Ülkemiz toplam linyit rezervinin yaklaşık yarısı bu bölgemizde bulunmaktadır. Bu alandaki çalışmalar aynı hızda devam edecek olup, kömür rezervlerimizin daha da artması beklenmektedir (Bkz: ETKB, 2010a).



Şekil 2.5. Türkiye'nin Linyit Üretim (P) ve Tüketim (Cus) Miktarları (Milyon Ton)

Tüketim ise üretime paralel olarak 1990 yılında 45.9 milyon ton olan tüketim, 1998 yılında yaklaşık 65 milyon ton, üretimin en düşük seviyede kaldığı 2004 yılında tüketim de üretim miktarına yakın bir düşüş yaşanmıştır (44.4 milyon ton). 2004 yılında üretim miktarındaki artışa paralel olarak 2005 yılında 56.6, 2008'de 75.3 milyon ton linyit tüketilmiştir (Şekil 2.5). Ülkemizdeki rezervlerin büyük kısmının ısı değeri düşük olduğundan termik santrallerde kullanımı ön plana çıkmaktadır. Mesela; 2007 yılında linyit arzının % 83.9'u, 2008 yılında ise % 87.3'ü termik santrallerde tüketilmiştir. Bununla birlikte, sektörel nihai enerji tüketiminin (sanayi+konut/hizmet) % 12.5'ini linyit oluşturmaktadır (ETKB, 2010a).

Türkiye'de linyit üretim ve tüketiminde düzenli bir eğilim görülmemektedir. Bunun nedenleri; 2000'li yıllardan itibaren doğal gazın elektrik üretim sektöründe kullanım payının artması ve linyit rezervlerinin düşük ısı değere sahip ve yoğun çevre kirliliğine neden olması sebebiyle sanayi sektöründe ve elektrik üretiminde kullanılmamasıdır.

Asfaltit

Asfaltit metamorfoz olmuş (başkalaşmış) ve böylece sertleşmiş petrol ürünüdür. Isıl değeri linyitten yüksek, içinde nadir mineraller bulunan ve katı yakıt olarak kullanılmakla birlikte, sentetik petrol üretimine elverişli bir hammaddedir (Özsabuncuoğlu ve Uğur, 2005: 167). Asfaltit, petrol kökenli bir kayadır. Katman derinliklerinde bulunan sıvı veya yarı sıvı durumdaki asfalt maddesinin basınç ve sıcaklık gibi etkenlerle taşınarak, yarık, çatlak ve boşluklara yerleşmesiyle oluşmuştur. Yapılan etüt ve sondajlarla 79.9 milyon ton asfaltit rezervi belirlenmiştir. Bu rezervin 44.5 milyon tonu görünür, 28.8 milyon tonu muhtemel, 6.5 milyon tonu mümkün niteliktedir. Asfaltit ülkemizde 1964 yılına kadar fiilen ekonomik değeri bulunmayan, bugün Güneydoğu Anadolu'da Mardin, Şırnak, Silopi, Gercüş sahalarında çıkarılmakta ve üretilen miktarlarının tamamının bölgenin ısınma ve sanayi amaçlı değerlendirildiği görülmektedir. Son yıllarda Türkiye'de asfaltit tüketimi büyük miktarlarda olmasa da genel olarak bir artış eğiliminde olduğu söylenebilir. Mesela, 1998 yılında asfaltitin tüketim miktarının 10 bin ton, 2003'de 144 bin ton, 2005'de 317 bin ton ve 2008'de ise 630 bin tona yükseldiği görülmektedir (ETKB, 2010a).

Asfaltit talebinin karşılayacak şekilde 2000-2020 yılları için planlanmış olan üretim hedefleri her yıl 100 bin ton olarak belirlenmiştir (DPT, 2001b: 42-48, 112). Bunun 70 bin tonu konutlarda ısınma, 30 bin tonu sanayi talebi olarak öngörülmüştür (DPT, 2001c: 56-59). Asfaltit üretiminin sabit 100 bin ton olarak hedeflenmesi, rezervin az olmasından kaynaklanmaktadır. Toplam enerji üretimi içindeki payının düşük olması ise ihmal edilebilir bir kaynak olmasına yol açmıştır.

Güneydoğu Anadolu bölgesinde Silopi ve Şırnak asfaltit rezervlerinin ısınma ve sanayi amaçlı değerlendirilmeleri, yakılmaları esnasında çevrede yarattıkları kirlilik de dikkate alındığında, ekonomik bulunmamaktadır. Zaten sınırlı bir üretim kapasitesine sahip olan asfaltit işletmeciliğinin sürdürülebilmesi, bölgede yeni istihdam alanları yaratılması ve ülke ekonomisine katkı sağlayabilmesi için asfaltitlere dayalı 100 MW gücündeki termik santralin yapımına hız verilmesi ile gerçekleşecektir (DPT, 2001b: 106).

Bitümlü Şist

Bitümlü şistler veya bitümlü şeyller, kerojen kapsayan ince taneli tortul kayaçlardır. Kerojen; organik bir madde olup, hidrojen, oksijen, azot ve kükürt içerir. Kerojen içeren ince taneli kayaçlar başlıca kalsiyum karbonat, feldspat, kuvars, kil, pirit ve nadir elementlerden oluşur. Bitümlü şistler çeşitli ortamlarda çökelirler. Kömür oluşumu ile ilgili bataklıklar, lagünler, kıta platformları ve çanaklar bitümlü şeyllerin oluşumuna uygun ortamlardır. Oluşumları belirli bir jeolojik zamana bağlı değildir. Tespit edilen sahalardaki bitümlü şistlerin toplam rezervi önemli görülmekle birlikte, ortalama kalorifik değeri 1000 kcal/kg olup, oldukça düşüktür. En yüksek kalorifik değer Göynük-Himmetoğlu sahasında olduğu tespit edilmiştir (1390 kcal/kg).

Bitümlü şist, kömür gibi termik santral yakıtı olarak veya damıtma yoluyla sentetik petrol üretimi için kullanılabilen bir enerji kaynağıdır. Bununla ilgili olarak Maden Tetkik Arama Genel Müdürlüğü tarafından aramalar yapılmış ve tamamı Anadolu'nun batı yarısında yer alan Beypazarı, Seyitömer, Göynük-Himmetoğlu, Ulukışla, Mengen, Bahçecik ve Burhaniye'de olmak üzere yedi saha tespit edilmiştir (DPT, 2001b: 43). Çalışmalar sonucu bulunan toplam bitümlü şist rezervi 1.6 milyar tondur (MTA, 2009). Toplam rezervlerin % 60'ı kesin rezerv, geri kalan % 40 ise potansiyel rezervdir (Özsabuncuoğlu ve Uğur, 2005: 168). Türkiye'nin bitümlü şist potansiyeli büyük ölçüde belirlenmiş olduğundan aramalara son verilmiştir.

Diğer yandan, bu rezervlerin ancak küçük bir bölümü açık işletmeye elverişlidir. Geri kalanının kapalı olarak da işletilmesi bugünkü ekonomik koşullarda mümkün görülmemektedir. Çünkü daha önce de belirtildiği gibi kalorifik değerleri genellikle düşük ve homojen değildir. Ayrıca bitümlü şistlerin kömür gibi kırılgan olmadıkları için özellikle üretilmeleri ve öğütölmelerinde güçlükler vardır. Dünya'da son yıllardaki uygulamalara bakıldığında, önceki yıllarda bitümlü şist üreten ülkelerin, petrol fiyatlarının düşük kalması nedeniyle zaman içinde üretimi azalttıkları ya da tamamen durdurdukları görülmektedir (DPT, 2001b: 43-44). Bütün bunlara karşın akışkan yataklı yakma sistemi ile termik santrallerde linyit ile bitümlü şist karışımı kullanılarak linyit potansiyelinde tasarrufa gidilebileceği ve konvansiyonel yakma sistemlerine göre artık küllerin bertaraf edilebileceği (Şengüler ve Şener, 1994: 164-165), Seyit Ömer (Kütahya) sahasında yapılan çalışmalarda ortaya konmuştur.

Türkiye'nin fosil kaynaklar bakımından zengin olmamakla beraber (özellikle petrol ve doğal gaz), sahip olduğu yerli fosil kaynaklar içerisinde bitümlü şistin, linyit kaynaklarının kullanım süresini ve termik santral ile azot sanayinin ömrünü uzatma özelliğine sahip olması ve rezervi oldukça zengin olduğundan dışa bağımlılığı azaltma ve arz güvenliği açısından bunların değerlendirilmesine önem verilip, potansiyel bir yakıt olarak kullanılabilir.

Turba

Turba, kömürün ilk oluşum aşaması olan fosil bir yakıttır. Çoğunlukla bitkisel maddeler ya da bitki parçaları uygun bataklık ortamlarda birikip, çökeler ve jeolojik işlevlerle birlikte yeraltına gömülürler. Yerin altında, bu organik kütleler gömüldükten sonra, sırayla basınç ve ısı şartlarından etkilenirler. Bu etkilenme sonucu organik maddenin bünyesinde fiziksel ve kimyasal değişimler meydana gelir. Bu değişimler basınç ve ısı şartlarının değişmesiyle kömürleşme süreci başlar ve bu kömürleşme sürecinin ilk evresinde oluşan organik maddeye turba denilmektedir. Kömürlerin ataları olarak bilinen turba zamanla daha koyu renklere ve daha sert yapıya sahip olurlar (TKİ, 2010).

Kimyasal analizler¹⁹ turbanın özelliklerine bağlı olarak değişkenlik gösterdiğini ortaya koymuştur. Turbalar tarımsal amaçlı kullanıldığı²⁰ gibi enerji kaynağı olarak da kullanılmaktadır. Elektrik enerjisi üretiminde Rusya, İrlanda ve Finlandiya gibi ülkelerde turbadan yararlanılmaktadır. Finlandiya'da ise 165 bin, 95 bin ve 75 bin nüfuslu üç şehir turbanın kullanıldığı merkezi ısıtma sistemiyle ısıtılmaktadır (Selçuk ve Arabul, 2000: 41).

Türkiye'nin toplam turba rezervi 190 milyon ton olarak belirlenmiştir (MTA, 2009). Ülkemizde şimdiye kadar yapılan çalışmalarla 19 ilimizin sınırları içerisinde çeşitli büyüklüklerde turba oluşumu belirlenmiştir. Bunlardan en önemlileri Kayseri-Ambar, Hakkari-Yüksekova ve Bolu-Yeniçağ turbalıklarıdır. Kayseri-Ambar turba yatağının orijinal bazda görünür rezervi 105 milyon ton, Hakkari-Yüksekova turba

¹⁹Turbanın ortalama kimyasal analizi, C; % 50-60, H; % 5.5-6.0, O; % 32.5-33.0, N; % 1.65-2.0, Su; % 65-90, uçucu madde; % 48-72 olup, genellikle C_6H_9O kimyasal formülüne sahiptir. Ayrıca turbadaki inorganik bileşenler Na, K, Ca, Mg, Al, Si, Fe, P gibi elementlerin sülfat ve karbonatları şeklindedir.

²⁰1948-1949 yıllarında Almanya'da "torf" olarak da adlandırılan turba ilk defa fide yetiştiriciliğinde kullanılmıştır.

yatağının rezervi yine orijinal bazda 74.5 milyon ton, havada kuru bazda ise 18.8 milyon tondur (DPT, 2001b: 44). Turbalar bugün itibariyle rezervlerin azlığı sebebiyle enerji üretiminde kullanılmamakta ve yakın gelecekte de enerji üretim planlamasında yer almamaktadır.

2.2.1.4. Rüzgâr Enerjisi

Güneş enerjisinin kayaları, denizleri ve atmosferi her yerde özdeş ısıtması sebebiyle oluşan sıcaklık ve basınç farkları rüzgârı oluşturmaktadır. Yani rüzgâr enerjisi, hız enerjisine (kinetik enerjiye) dönüşmüş güneş enerjisidir. Güneşten gelen enerjinin yaklaşık % 1-2'si rüzgâr enerjisine dönüşür (Karadeli, 2001: 1). Rüzgâr enerjisi; tükenmeyen, yenilenebilir, çevreci, fosil yakıtları ikame edici olması, yerli kaynak olması, enerjiye dönüştürülmesinin kolay olması, girdi olarak nakliye masrafının olmaması gibi niteliklerinden dolayı son yıllarda kullanımı en hızlı gelişen enerji kaynaklarından (Güngör ve Fırat, 2003: 374).

Rüzgâr enerjisinin kullanımı çok eskilere dayanmaktadır. İlk olarak, Asya medeniyetlerinden Çin, Tibet, Afganistan ve İran'da kullanıldığı bilinmektedir. Rüzgâr tribünlerinin kullanımına ait ilk yazılı bilgiler M.Ö. 2. ve 3. yüzyılda basit yapıdaki yatay eksenli rüzgâr türbinleri hakkındadır. Düşey eksenli ilk rüzgâr türbinleri, M.Ö. 5.-9. yüzyılda Farslılar tarafından tasarlanmış ve buğday öğütme ve su pompalama amaçlı kullanılmıştır. Rüzgâr gücü kullanımı Asya'dan Avrupa'ya 10. yüzyıl civarında tarım amaçlı geçmiştir. Hala günümüzde birçok ülkede çiftçiler tarafından kullanılan rüzgâr değirmenleri daha çok kuyulardan su çekmek amaçlı kullanılmaktadır (Vatansever, 2010). Yel değirmeni ve yelkenli gemilerde kullanılan rüzgâr enerjisi sanayi devrimiyle önemini yitirmiş ancak 1970'li yıllardaki enerji krizinden sonra tekrar gündeme gelmiştir.

20 yüzyıla kadar mekanik enerji amacıyla kullanılan rüzgâr enerjisi sistemleri özellikle 20 yüzyılın son çeyreğindeki petrol krizinden sonra elektrik enerjisi üretmek amacıyla da kullanılmaya başlanmıştır (EİE, 2010a). Dolayısıyla, rüzgâr enerjisinden iki şekilde yararlanılmaktadır. Birincisi, mekanik enerjiye çevrilen rüzgâr enerjisidir. Bu enerji, özellikle su pompajı, çiftliklerde hayvanların su ihtiyacının sağlanması, drenaj (arazi, bataklık kurutma) ve küçük ölçekli arazi sulama gibi alanlarda kullanılmaktadır.

Bu kullanımda, türbin için gerekli olan ilk hareket 2-2.5 m/sn. rüzgâr hızında oluşur (EİE, 1992: 10-12). İkincisi ise, elektrik enerjine dönüştürülen rüzgâr enerjisidir. Rüzgâr enerjisinin elektrik dönüşüm sistemleri, şebekeden bağımsız ve şebeke bağlantılı olarak iki şekilde kullanılmaktadır. Şebekeden bağımsız rüzgâr elektrik sistemleri bir kaç KW ile 100 KW arasında kullanılabilmekte ve elde edilen AC (alternatif akım) elektrik, akü ile depolanabilmektedir. Şebekeden bağımsız büyük güçlü sistemler (10-100 KW), yedek enerji kaynağı olarak dizel jeneratörlerle paralel çalıştırılarak, % 40-50 yakıt tasarrufu sağlanması amaçlanmaktadır (Ültanır, 1998: 134-135). Şebekeden bağımsız sistemler genellikle, telekomünikasyon tekrarlayıcıları, deniz fenerleri ve kırsal yerlerdeki tesislerin enerjisini sağlamak için düşünülmüştür. Bu tür tesislerin güç ihtiyaçları genellikle azdır ve sistem bataryası buna uygundur (EİE, 1993: 14). Rüzgâr gücü düzensiz bir enerji kaynağı olduğu için şebeke bağlantısı olmayan yerlerde enerjinin depolanması gerekir, ancak ısı depolama, su pompalama, sıkıştırılmış hava depolama ve akü ile depolama çok iyi değildir (EİE, 1994: 11-12). Şebeke bağlantılı rüzgâr elektrik sistemlerinde ise, bir türbin vasıtasıyla üretilen elektriğin ülke şebekesine verilmesi söz konusudur. Türbin sayısı fazla olan rüzgâr enerji sistemlerine rüzgâr çiftliği, rüzgâr parkı veya rüzgâr tarlası adı verilmektedir. Yirmi türbinden oluşan tipik bir rüzgâr tarlası yaklaşık 1 km² (100 hektar)'lık alana kurulabilmektedir. Diğer güç santrallerine nazaran rüzgâr tarlası, bulunduğu alanın sadece % 1'ini kullanır; tarım alanlarında çiftçilik faaliyetleri türbinlerin hemen altında yapılabilir. Türbinler ömrü bittiğinde kolayca sökülebilmekte ve bulundukları alan eski konumuna geri dönmektedir. Türbinlerin hurda değeri, sökülme maliyetlerini karşılamaktadır (Aras ve Öztürk, 2002: 439-442).

2.2.1.4.1. Dünya'da Rüzgâr Enerjisi

Rüzgâr enerjisi, kullanımı giderek yaygınlaşan bir enerji kaynağıdır. Rüzgâr enerjisi özellikle elektrik üretiminde kullanılmaktadır. Dünya rüzgâr enerji potansiyelinin 50° kuzey ve güney enlemleri arasındaki alanda 26 bin TWh/yıl olduğu, ekonomik ve çevresel nedenlerden dolayı 9 bin TWh/yıl net kapasitenin kullanılabilir olduğu tahmin edilmektedir. Yine, Dünya karasal alanları toplamının % 27'sinin yıllık ortalama rüzgâr hızının 5.1 m/s'den daha yüksek olduğu belirtilmektedir. Bu rüzgâr enerjisinden yararlanma imkânının olabileceği varsayımıyla 8 MW/km² üretim

kapasitesi ile 240 bin GW kurulu güce sahip olunacağı tahmin edilmektedir (DMİ, 2010 ve Çakıroğlu, 2009: 65).

Rüzgâr potansiyelini etkileyen en önemli parametre rüzgâr hızı ve yönüdür. Rüzgâr türbinlerinde ilk çalışma için 3-4 m/sn rüzgâr hızına ihtiyaç vardır. Elektrik üretimi için yıllık rüzgâr hızı ortalamasının 6 m/sn üzerinde olmalıdır (Çağlar ve Canbaz, 2002: 355). Rüzgâr hızının yanında, rüzgâr atlası yardımıyla belirlenen rüzgârın esme sıklığı, hâkim rüzgâr yönü, yakın çevresel engeller ve arazi pürüzlüğü gibi parametreler santralin enerji üretim değerlerini etkiler (Çalışkan: 2000: 151).

Ülkeler ve bölgelere göre Dünya'nın rüzgâr enerjisi kurulu güçlerinin 2006-2009 dönemi itibariyle gelişimi aşağıdaki Tablo 2.26'da yer almaktadır. Dünya rüzgâr enerjisi kurulu gücü 2009 yılı sonu itibariyle toplam 157.9 GW seviyesine ulaşmıştır. Sadece 2009 yılında ilave olan güç değeri 577 MW olup, bu bir önceki yıla göre % 31.1'lik bir artışı göstermektedir (Tablo 2.26). Rüzgâr enerjisi kurulu gücünün 1999-2009 yılları arasındaki büyüme payı, yıllık ortalama % 29'dur. En büyük artışlar 2008 ve 2009 yıllarında gerçekleşmiştir (GWEC, 2010a).

Coğrafi bölgelere göre Dünya'nın rüzgâr enerjisi kurulu gücüne bakıldığında; 76.2 GW ile % 48.2'lik payı elinde bulunduran Avrupa ülkeleri ilk sıradadır. Bu bölgede Almanya ve İspanya önemli bir yer sahip olup, bölge rüzgâr enerjisi kurulu gücünün yaklaşık % 60'ını sağlamaktadır (Toplam kurulu güç içindeki payı % 28.5). Avrupa ülkelerinin ardından % 26.1'lik (41.1 GW) payıyla Asya-Pasifik ülkeleri ikinci, % 24.4'lük (38.5 GW) payıyla Kuzey Amerika üçüncü sıradadır. Diğer taraftan, % 0.8'lik oranla Latin Amerika ve % 0.5'lik oranla Afrika-Orta Doğu ülkeleri en düşük paya sahiptir (Tablo 2.26).

Ülke bazında ise üç ülke öne çıkmaktadır. Bunlar, % 22.3'lük payı ile ABD, 16.3'lük payı ile Almanya ve % 15.9'luk pay ile Çin'dir. ABD, özellikle 2008 yılı itibariyle yaptığı yatırımlarla Almanya'yı geçerek ilk sıraya yerleşmiştir. Ülke ve ülke gruplarına göre artış miktarları incelendiğinde; 2009'da kurulu gücünü en çok artıran % 95.3 ile Latin Amerika ülkeleridir. Bu bölgede, özellikle % 740 artış gerçekleştiren Şili ve % 137.6 artış gerçekleştiren Meksika öne çıkan ülkelerdir (Tablo 2.26).

Tablo 2.26. Dünya'daki Rüzgâr Enerjisi Kurulu Gücü (MW)

Ülkeler/Bölgeler	2006	2007	2008	2009	Değ. (%)	Pay (%)
ABD	11575	16824	25237	35159	39.3	22.3
Kanada	1460	1846	2369	3319	40.1	2.1
Kuzey Amerika (Toplam)	13035	18670	27606	38478	39.4	24.4
Almanya	20622	22247	23903	25777	8.0	16.3
İspanya	11623	15145	16689	19149	14.7	12.1
İtalya	2123	2726	3736	4850	29.8	3.1
Fransa	1567	2454	3404	4492	32.0	2.8
İngiltere	1962	2406	2974	4051	36.2	2.6
Portekiz	1716	2150	2862	3535	23.5	2.2
Danimarka	3136	3125	3163	3465	10.6	2.2
Hollanda	1558	1747	2225	2229	1.8	1.4
İsveç	571	788	1048	1560	48.9	1.0
İrlanda	746	795	1027	1260	22.7	0.8
Yunanistan	746	871	985	1087	10.4	0.7
Avusturya	965	982	995	995	0.0	0.6
Türkiye	50	147	458	801	74.9	0.5
Polonya	153	276	544	725	33.3	0.5
Belçika	194	287	415	563	35.9	0.4
Diğerleri ¹	831	994	1313	1614	23.2	1.0
AB-27 ²	48069	56531	64719	74767	15.7	47.4
Avrupa Ülkeleri	48563	57139	65741	76152	16.0	48.2
Çin	2604	5910	12104	25104	107.4	15.9
Hindistan	6270	7845	9655	10926	13.2	6.9
Japonya	1394	1528	1880	2056	9.5	1.3
Avustralya	817	824	1306	1712	31.1	1.1
Diğerleri ³	970	838	970	1332	37.3	0.8
Asya&Pasifik Ülkeleri	11659	16945	25915	41130	58.7	26.1
Brezilya	237	247	341	606	77.4	0.4
Meksika	87	85	85	202	137.6	0.1
Diğerleri ⁴	183	199	227	466	105.3	0.3
Latin Amerika Ülkeleri	507	531	653	1274	95.3	0.8
Afrika&OrtaDoğu Ülkeler	369	539	635	865	36.2	0.5
TOPLAM	74133	93823	120550	157899	31.1	100.0

¹Bulgaristan, Hırvatistan, Çek Cumhuriyeti, Estonya, Faroe Adaları, Finlandiya, Macaristan, Letonya, Litvanya, Lüksemburg, Norveç, Romanya, Rusya, Slovakya, Slovenya, İsviçre, Ukrayna.

²Avusturya, Belçika, Bulgaristan, Çek Cumhuriyeti, Danimarka, Estonya, Finlandiya, Fransa, Almanya, Yunanistan, Macaristan, İtalya, İrlanda, Letonya, Litvanya, Lüksemburg, Hollanda, Polonya, Portekiz, Romanya, Slovakya, Slovenya, İspanya, İsveç, İngiltere, Kıbrıs Rum Kesimi, Malta.

³Tayvan, Güney Kore, Filipinler, Tayland, Bangladeş, Endonezya, Sri Lanka, Yeni Zelanda, Pasifik Adalar.

⁴Kosta Rika, Şili, Nikaragua, Karayipler, Arjantin, Uruguay, Jamaika, Kolombiya, Küba, Peru.

Kaynak: GWEC

Latin Amerika ülkelerinin ardından, % 58.7'lik pay ile Asya-Pasifik ülkeleri ikinci sırada yer almaktadır. Bu bölgede, % 107.4'lük artış gerçekleştiren Çin ilk sırada yer almaktadır. Ayrıca, bu artış miktarıyla (13 GW ile) Çin, Dünya'da rüzgâr enerjisi

kurulu gücünü en fazla artıran ülke konumundadır. Son olarak, bölge bazında % 39.4 artış gerçekleştiren Kuzey Amerika ülkeleri üçüncü sırada yer almaktadır. Bu bölgede ise, ABD yaklaşık 10 GW ile Çin'den sonra rüzgâr enerjisi kurulu gücünü en fazla artıran ikinci ülke konumundadır (Tablo 2.26). Son yıllarda rüzgâr enerjisi piyasasında beklentilerinin üzerinde bir performans sergileyen ABD ve Çin'inin bu alandaki gelişimi önümüzdeki yıllarda da devam edeceği öngörülmektedir (GWEC, 2010a). Diğer taraftan, rüzgâr enerjisi kurulu gücü bir önceki yıla göre, en az artış gösteren ülke gurubu ise % 16.0 oranıyla Avrupa Birliği ülkeleri olduğu görülmektedir. Bu oranın düşük kalmasında, özellikle AB ülkelerinin kurulu güçlerini hedeflenen seviyeye çıkarmış olmalarının etkili olduğu söylenebilir.

Global Rüzgâr Enerjisi Konseyi (GWEC) göre önümüzdeki 5 yıl içerisinde Dünya'nın rüzgâr enerjisi kurulu gücünde % 160 oranda bir artış olacağı öngörülmektedir (Şekil 2.6).



Şekil 2.6. 2009-2014 Yıllarındaki Rüzgâr Enerjisi Projeksiyonu (Kaynak: GWEC)

2009 yıl sonu itibariyle 158.5 GW olan (kümülatif) kurulu rüzgâr enerjisi 2014 yılında 409.0 GW olacağı ileri sürülmektedir. Dolayısıyla, rüzgâr endüstrisinin son on yılda ortalama % 29'luk artış gösterdiği göz önünde bulundurulduğunda, önümüzde beş yıl içinde her yıl ortalama % 21'lik artış olacağını ileri sürmek gayet tutarlıdır (Şekil 2.6). Bununla birlikte, 2020 yılında 1245 GW Dünya rüzgâr enerjisi hedefine ulaşmak için gereken yatırım miktarı 692 milyar eurodur. Bu süre içinde rüzgâr enerjisi üretim

maliyetlerinin 3.79 e-cents/KWh'den 2.45 e-cents/KWh'a düşmesi beklenmektedir. Rüzgâr türbinleri piyasası yıllık iş hacmi günümüzde 8 milyar euro olarak gerçekleşirken, 2020 yılına kadar bu miktarın 80 milyar euro çıkacağı tahmin edilmektedir. Yine bu süre içinde Dünya çapında rüzgâr endüstrisinde imalat, kurulum ve diğer iş kollarında toplam 2.3 milyon kişiye istihdam imkânı sağlayacağı öngörülmektedir. Avustralya, Kanada, Çin, Fransa, Hindistan, İtalya, Filipinler, Polonya, *Türkiye*, İngiltere ve ABD rüzgâr enerjisi piyasasında liderlik yapabilecek ülkeler olarak görülmektedir (ETKB, 2010b). Bu piyasalar başlangıç safhasında veya gelişme aşamasında olmakla birlikte, rüzgâr enerjisindeki büyüme bu ülkelerde gerçekleşeceği tahmin edilmektedir.

GWEC tarafından 2009-2014 dönemi için yapılan rüzgâr enerjisi projeksiyonu ele alındığında (Şekil 2.6); yaşanan küresel durgunluk ve finansal krize rağmen Dünya'daki birçok ülkede rüzgâr enerjisi yatırımlarının yapılmaya devam edeceği söylenebilir. Bunda; rüzgâr enerjisinin temiz, güvenilir, sürdürülebilir olması, çabuk kurulabilir olması, kurulduğu yerlerde tarım yapılabilmesi, arz güvenliğinin için en cazip çözüm olması ve binlerce kişiye istihdam sağlaması gibi avantajlara sahip olması önemli rol oynamaktadır. Diğer yandan rüzgâr santralleri; kuş yerleşimlerine engel olduğu, gürültü ve görsel kirliliğe yol açtıkları gerekçesiyle eleştirilmektedir. Ancak çevresel etkilerin büyük çoğunluğu teknolojik gelişmelerle ortadan kaldırılabilir niteliktedir.

2.2.1.4.2. Türkiye'de Rüzgâr Enerjisi

Ülkemizde rüzgâr enerjisiyle ilgili çalışmaları ilk başlatan kurum 1980'li yılların ortalarında EİE olmuştur. Başlangıç çalışmaları rüzgâr potansiyelini tespit amacıyla gerçekleştirilen etüt faaliyetlerinden ibarettir. Hatta bu yıllarda rüzgâr enerjisini konu alan herhangi bir kanuni düzenleme bulunmamaktaydı. 1995 yılından başlayarak bazı küçük uygulamalar Yap-İşlet-Devret modeliyle²¹ gerçekleştirilmiştir. Türkiye'de İlk rüzgâr santrali Demirer Holding'in Çeşme'de üç adet türbinden oluşan 1.74 MW'lık santralidir.

²¹ İzmir Çeşme Germian'da (1.5 MW) ve Alaçatı'da (7.2 MW), Çanakkale Bozcaada'da (10.2 MW); İstanbul Hadımköy'de (1.2 MW) gerçekleşen rüzgâr santralleri bu şekilde ortaya çıkmıştır.

Türkiye’de rüzgâr enerjisi gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının konu edildiği ilk kanun 2001 yılında Elektrik Piyasası Kanunu’dur. Bu kanunla devletin belirli bir fiyattan alım garantisinden vazgeçmesi zaten düşük seviyede olan rüzgâr enerjisi yatırımlarını durdurmuştur. Bu aşamada az sayıda özel sektörün kendi enerjisini üretmek için gerçekleştirdiği projeler mevcuttur (otoprodüktör). Rüzgâr enerjisine verilen önemin kanıtı olarak ilk ciddi girişim ise ancak 2005’te “Yenilenebilir Enerji Kaynakları Kanunu” ile ortaya konmuştur. Bu kanunun sonrasında Bandırma, Çeşme yarımadası, Hatay, Manisa, Çanakkale’de gerçekleştirilen 150 MW gücündeki santraller kanunun ilk meyveleridir. 2007’de EPDK’ya rüzgâr enerjisine dayalı üretim tesisi kurmak için başvurular²² gerçekleştirilmiştir. EPDK, 2008 itibarıyla 1420 MW kurulu gücünde rüzgâr enerji santralı projesine üretim lisansı vermiş olup (Alternaturk, 2010a), aynı yıl sonu itibarıyla MW düzeyinde ilk rüzgâr türbini üretecek fabrika projesine başlanmıştır (ETKB, 2010c).

2007 yılında gerçekleştirilmiş olan Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) ile ülkemizde yıllık rüzgâr hızı 8.0 m/s ve üzerinde olan bölgelerde en az 5600 MW, 7.0 m/s’nin üzerindeki bölgelerde ise en az 48000 MW büyüklüğünde rüzgâr enerjisi potansiyeli bulunduğu tespit edilmiştir (ETKB, 2010c). Yıllık ortalaması 7.5 m/s’nin üzerindeki bölgelerde günümüz fiyatlarıyla ekonomik olabilecek yatırımlar yapmak mümkündür. Dolayısıyla, rüzgâr enerji potansiyelimizin toplam 53600 MW olduğu söylenebilir.

Rüzgâr enerjisi, son yıllarda Dünya’nın en hızlı gelişen yenilenebilir enerji kaynağı olmuştur. Türkiye’de de yenilenebilir enerjiler içinde en hızlı büyüyen sektör rüzgâr enerjisi olmuştur. Türkiye’de 2009 itibarıyla, kullanıma hazır rüzgâr enerjisi santrallerinin kurulu güçleri 801 MW’dır. Bunun 343 MW’ı 2009 yılında kullanıma hazır hale getirilmiştir. Bu miktar, 2008 yılına göre Türkiye’nin rüzgâr enerjisi santralleri kurulu gücünü % 74.9 artırmış olduğunu göstermektedir. Ayrıca bu oranla Türkiye; Avrupa’da birinci, Dünya’da beşinci ülke²³ konumundadır. Proje halindeki kurulu gücü ise 558.20 MW’dır (GWEC, 2010b).

²²O yıl ETKB’na bir günde toplamda 78 GW değerinde, 751 proje ile başvuru yapılmıştır (Bkz: GWEC, 2010b).

²³2009 yıl sonu itibarıyla, rüzgâr enerjisinde en yüksek büyüme oranlarına sahip ilk 10 ülke; Şiili % 740, Meksika % 137, Çin % 107.1, Brezilya % 77.4, Türkiye % 74.9, Kosta Rika % 67.6, Yeni Zelanda % 52.6, İsveç % 48.9, Güney Kore % 47.5 ve Kanada % 40.1’dir (Bkz: www.gwec.net).

Ülkemizde rüzgâr enerjisi ölçümleri iklim amaçlı olarak Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü tarafından yapılmaktadır. Ancak ölçümler, istasyonlarının yerleşim birimlerinin içinde kalması nedeni ile gerçek enerji değerini vermemektedir. Mevcut potansiyelin ve uygun yerlerin belirlenmesi kapsamında yapılan rüzgâr ölçümleri, ağırlıklı olarak Ege ve Marmara Bölgesi'nde olmak üzere sürdürülmektedir. Türkiye'nin rüzgâr enerjisi bakımından zengin olduğu ve Türkiye'nin komşu ve bölge ülkelerinde yapılmış ölçüm verileri bu bulguyu desteklemektedir (DPT, 2001d: 32-33).

Türkiye'nin Ege, Marmara ve Doğu Akdeniz bölgelerinin yanı sıra Orta Anadolu'nun bazı dağlık bölgeleri, 50 metre yükseklikte ortalama rüzgâr hızının en fazla olduğu bölgelerdir. Daha açık bir ifadeyle, Marmara Bölgesi, Türkiye'de en fazla rüzgâr hızına sahip bölge ve rüzgâr hızına bağlı olarak enerji yoğunluğunun da en fazla olduğu bölgedir. Marmara Bölgesi'nin ardından Güneydoğu Anadolu Bölgesi ikinci, Ege Bölgesi üçüncü, Akdeniz Bölgesi dördüncü ve Karadeniz Bölgesi beşinci sıradadır (Cerit ve Yılmaz, 2005: 2).

2.2.1.5. Güneş Enerjisi

Güneş, kendini oluşturan maddelerin birbirlerini çekmeleri ve kütle çekimi ile oluşmuştur. Toz bulutlarındaki parçacıkların birbirlerini kütle çekimi ile çekmesi sonucu oluşan yoğunlaşma ile birbirlerine doğru yaklaşan ve yaklaşırken de hızlanan, kütle çekim enerjisini kinetik (hız) enerjiye dönüştürerek güneşin çok sıcak (15-16 milyon derece) olmasına yol açmıştır. Bu sıcaklıkta meydana gelen çekirdeksel tepkiler sonucu oluşan ışınımının ortaya çıkarttığı basınç, güneşin daha fazla yoğunlaşarak çökmesini engellemiş ve güneş şu anki boyutlarına ulaşmıştır (Acaroğlu, 2003: 15).

Güneş, tüm canlılar için vazgeçilmez bir enerji kaynağıdır. Çünkü canlıların yaşamını kolaylaştıran veya yaşamına yön veren birçok olayın temelini güneş oluşturmaktadır. Mesela, güneş enerjisi ısı ve ışık kaynağı olmasının yanı sıra; rüzgâr, hidrolik, okyanus akıntıları ve dalga enerjilerinin de kaynağını oluşturmaktadır (Bockris, Veziroğlu ve Smith, 1993: 59-60). Daha genel bir ifadeyle, bir çok olayın (Dünya'nın aydınlanması, iklim-iklim değişiklikleri, fotosentez, gün ve yıl kavramlarının oluşması, vb.) temel kaynağı güneş enerjisidir (Acaroğlu, 2003: 17).

Güneş enerjisi, güneşin çekirdeğinde yer alan füzyon süreci ile açığa çıkan ısıma enerjisidir ve güneşteki hidrojen gazının helyuma dönüşmesi sonucu oluşan füzyon sürecinden kaynaklanmaktadır. Bu enerjinin Dünya'ya gelen küçük bir bölümü dahi, insanlığın mevcut enerji tüketiminden çok daha fazladır (EİE, 2010b). Mesela, güneşten saniyede, yaklaşık $1.7 \cdot 10^{17}$ joule²⁴ enerji (170 milyar MW) ısıtımlar gelmektedir. Güneşin yaydığı toplam enerji, Dünya'da insanoğlunun bugün için kullandığı toplam enerjinin 15–16 bin katıdır (HGD, 2010a).

Günümüzde Dünya nüfusundaki artış ve buna bağlı olarak enerji ihtiyacındaki yükseliş, alternatif yakıtlara daha fazla önem verilmesine yol açmıştır. Alternatif enerji kaynaklarından, güneşle termal ısıtma, güneş pilleri ve yakıt pilleri sahip olduğu pek çok olumlu özellik ile ön plana çıkmaktadır. Güneş enerjisinin öneminin giderek artması beklenmektedir. Çünkü güneş yeryüzünde tüketilen toplam enerjiden 10 bin kez daha fazla enerjiyi yeryüzüne yollar, çevre dostu bir enerji²⁵ kaynağıdır (Acaroğlu, 2003: 15).

Güneş enerjisinden yararlanma konusundaki çalışmalar özellikle 1970'lerden sonra hız kazanmış, güneş enerjisi sistemleri teknolojik olarak ilerleme ve maliyet bakımından düşüş göstermiş, güneş enerjisi çevresel olarak temiz bir enerji kaynağı olarak kabul edilmiştir (EİE, 2010b). Güneş enerjisinin endüstride (fabrikalar ve organize sanayi bölgeleri) ve yerleşim alanlarında (evler, siteler), termal (sıcak su, radyatör ön ısıtma, havuz ısıtma) ve fotovoltaik uygulamaları bulunmaktadır. Ayrıca uydu ve uzay istasyonlarında güneşten elektrik elde etmek için kullanılan güneş pili teknolojilerindeki gelişim, bunların verimlerindeki artış sayesinde daha ekonomik hale gelmektedirler (İTÜ, 2007: 93).

Güneşin enerjisini üç amaçla kullanılabilir. Birincisi pasif ısı olarak kullanımıdır. Burada kast edilen, güneşten bize doğal olarak ulaşan ısıdır. Bu, bina yalıtımında dikkate alınarak daha az ilave ısı gerektirir. İkincisi elektrik üretiminde kullanılır. Bunlardan Fotovoltaik piller (PV) de denen yarı iletken malzemeler kullanılarak elektrik üretildiği gibi; Odaklanmış Güneş Enerjisi (CSP) santralleriyle çeşitli ayna konumları kullanmak sureti ile güneşin enerjisini yüksek sıcaklıklı ısıya

²⁴Joule, bir enerji birimidir. 1 joule, bir kibritin verdiği ısı enerjisinin yaklaşık binde biridir ve j ile ifade edilir. Bazı kaynaklarda jul diye de yazılmaktadır.

²⁵Güneşin temiz kaynak olması, olumsuz çevre etkilerinin hiç bulunmaması demek değildir. Mesela, güneş termik santrallerine ait odaklı kollektör tarlalarında veya helyostat (heliostat) tarlalarında aşırı radyasyon yoğunlaşması ve ışık kirliliği görülebilmektedir.

dönüştürerek de elektrik üretilmektedir. Üçüncüsü ise güneş termal olarak kullanımıdır. Burada, güneş ısısu su ısıtmada faydalanılır (ETKB, 2010d). Bazı kullanımları daha popülerdir ve daha iyi bilinir. Örneğin, güneş enerjisinden elektrik enerjisi üretmek ve ısı elde etmek en çok bilinenleridir.²⁶ Bu nedenle, Dünya ve Türkiye'deki mevcut durumu güneş enerjisinin bu iki kullanımı dikkate alınarak irdelenecektir.

2.2.1.5.1. Dünya'da Güneş Enerjisi

Günümüzde, doğal bir enerji kaynağı olan güneş enerjisi, yenilenebilir enerji kaynaklarından en popüler olanlarından biridir. Güneş enerjisi teknolojileri yöntem, malzeme ve teknolojik düzey açısından çok çeşitlilik göstermekle birlikte iki ana gruba ayrılabilir: Güneş enerjisi ısı sistemleri ve güneş enerjisi elektrik sistemleri.

Güneş Enerjisi Isı Sistemleri

Güneş enerjisi uygulamalarından en yaygını su ısıtma sistemleridir. Bu sistemlerde öncelikle güneş enerjisinden ısı elde edilir. Güneş enerjisi ile sıcak su hazırlama sistemleri, hazırlanacak suyun kullanma yerine, suyun ısıtılma şekline, sistemdeki suyun dolaşımına ve amacına göre değişiklik gösterirler. Temiz enerji kullanımı bilincinin az olması, sadece ilk yatırım maliyetinin göz önüne alınması, teknik bilgi eksikliği ve bu konudaki bilginin son kullanıcıya ulaştırılmaması, eski sistemlerin düşük verimlere sahip olması gibi nedenler, güneş enerjili su ısıtma sistemlerinin önündeki engellerdir. Bununla birlikte, evlerde sıcak su ihtiyacının % 10.1'lik kısmı güneş enerjisinden karşılanmaktadır (Hepbaşlı ve Utlu, 2004: 249).

Güneş ışınlarından yararlanmak için pek çok teknoloji geliştirilmiştir. Bu teknolojilerden güneş enerjili sıcak su sistemleri, suyu ısıtmak için güneş ışınlarından yararlanır. Bu sistemler evsel sıcak su üretmek, bir alanı ısıtmak ve bir havuzu ısıtmak için kullanılır. Bu sistemler çoğunlukla bir güneş paneli ve bir depodan oluşur (NREL, 2010).

²⁶ Bunun yanında güneş enerjisini kullanarak kirli ve atık suların arıtılması gibi sistemler fazlaca bilinmemektedir.

Güneş ısı sistemlerinin düşük ve yüksek sıcaklık uygulamaları vardır. Düşük sıcaklık uygulamaları, yapıların ısıtılmasını, konut, sanayi ve tarımda çeşitli ısı ihtiyaçlarının karşılanmasını kapsarken; yüksek sıcaklık uygulamaları ise, buhar üretiminden maden eritmeye kadar uzanmaktadır. Isıl uygulamalar içinde su ısıtıcılar, yapıların ısıtılması ve soğutucular önemlidir. Güneş enerjisinin diğer ısı uygulamaları; kurutma, acı ve tuzlu suların distilasyonu (ayırımı), sıcak hava motorları ile diğer termodinamik ısı çevrimler olup, tarımda ve çeşitli sanayi kesimlerinde bu uygulamalardan yararlanılabilir (Ültanır, 1998: 129).

Düşük sıcaklık sistemlerinde; düzlemsel güneş kollektörleri, vakumlu güneş kollektörleri, güneş havuzları, güneş bacaları, su arıtma sistemleri, güneş mimarisi, ürün kurutma ve seralar ile güneş ocaklarını içerir. Su ısıtma sistemlerinde kullanılan ise düşük sıcaklık sistemlerindeki düzlemsel güneş kollektörleridir. Kollektörler, yörenin enlemine bağlı olarak güneşi maksimum alacak şekilde, sabit bir açıyla yerleştirilirler. Güneş kollektörleri; düz yüzeyli-yoğunlaştırmasız, odaklı-yoğunlaştırmalı ve güneş havuzları olmak üzere üç gruba ayrılmaktadır. Düz yüzeyli kollektörler 100°C'yi aşmayan uygulamalarda kullanılırken, odaklı kollektörlerde 3000°C seviyesinde uygulamalar yapılabilmektedir. Güneş havuzları ise düşük sıcaklıklarda büyük miktarda ısı toplamaya yarar. En yaygın kullanılanı, düz yüzeyli yoğunlaştırmasız kollektörlerdir. Toplanan ısı enerjisi bir akışkana aktarılarak, kullanım alanına ya da fiziksel depolama ortamına taşınır (Uzunoğlu, Yüksel ve Ok, 2001: 90). Bu sistemler; evlerin yanı sıra, yüzme havuzları ve sanayi tesisleri için de sıcak su sağlanmasında kullanılır. Dünya genelinde kurulu bulunan güneş kollektörü alanı 30 milyon m²'nin üzerindedir. En fazla güneş kollektörü bulunan ülkeler arasında ABD, Japonya, Avustralya, İsrail ve Yunanistan yer almaktadır. Türkiye ise, 7.5 milyon m² kurulu kollektör alanı ile Dünya'nın önde gelen ülkelerinden biri konumundadır (EİE, 2010b).

Güneş Enerjisi Elektrik Sistemleri

Güneşten aynı zamanda elektrik üretiminde de faydalanılabilir. Güneş ışınlarının elektriğe dönüştürülmesi ilk olarak 1954'te Bell Telefon laboratuvarında Daryl Chapin, Calvin Fuller ve Gerald Pearson tarafından gerçekleştirilmiştir (Bockris, Veziroğlu ve Smith, 2001: 56). Ancak 1970'lerde ortaya çıkan enerji krizi ve çevre duyarlılığı ile

daha ekonomik olması için çalışmalar hızlanmıştır. Güneş enerjisi ile elektrik üretiminde başlıca iki sistem kullanılır. Birincisi, güneş enerjisini direkt olarak elektrik enerjisine dönüştüren güneş pilleridir. İkincisi ise, güneş enerjisinin yoğunlaştırıcı sistemler kullanılarak odaklanması sonucunda elde edilen kızgın buhardan elektrik üretimidir (EİE, 2010b).

a) Güneş Pilleri (Fotovoltaik Piller)

Güneş pilleri, ilk olarak 1839 yılında Fransız fizikçi Alexandre E. Becquerel tarafından keşfedildi. 1876 yılında ise William G. Adams ve Richard E. Day tarafından silisyum kristalleri bulundu. Ancak 1905'te Albert Einstein tarafından fotovoltaik düzgün bir şekilde ifade edilmiş ve bu sayede 1921 yılında Nobel Fizik Ödülü kazanmıştır. 1954 yılında silikon hücrelerinin verimi % 6 olarak D. Chapin, C. Fuller ve G. Pearson tarafından ortaya konulmuştur. İlk teknik uygulama "Vanguard 1" uydusu ile 1954 yılında uydu teknolojisinde yer almıştır. 40 yılı aşkın bir süre uzayda güvenli olarak kullanılmıştır (Arı, 2011: 81; İstanbul Enerji, 2010). Yeryüzünde kullanılması ise 1970'li yıllarda başlamıştır.

Güneş pilleri (PV), yüzeylerine gelen güneş ışığını doğrudan elektrik enerjisine dönüştüren yarı iletken maddelerdir. Yüzeyleri kare, dikdörtgen, daire şeklinde olan güneş pillerinin alanları genellikle 100 cm^2 civarında, kalınlıkları ise 0.2-0.4 mm arasındadır. Güneş pilleri fotovoltaik ilkeye dayalı olarak çalışırlar, yani üzerlerine ışık düştüğü zaman uçlarında elektrik gerilimi oluşur. Pilin verdiği elektrik enerjisinin kaynağı, yüzeyine gelen güneş enerjisidir. Güneş enerjisi, güneş pilinin yapısına bağlı olarak % 5-20 arasında bir verimle elektrik enerjisine çevrilebilir. Güç çıkışını artırmak amacıyla çok sayıda güneş pili birbirine paralel ya da seri bağlanarak bir yüzey üzerine monte edilir, bu yapıya güneş pili modülü ya da fotovoltaik modül adı verilir. Güç talebine bağlı olarak modüller birbirlerine seri ya da paralel bağlanarak bir kaç W'tan MW'lara kadar sistem oluşturulabilir (EİE, 2010c). Güneş pilinin en önemli özelliği verimliliğidir. Güneş pilinin verimi, standart koşullar altında elde edilen elektrik gücünün, gelen ışıyım gücüne oranıdır. Standart koşullarda belli bir ışıyım gücü (1 KW/m^2), ışığın içinden geçtiği atmosfer kalınlığı ve güneş pili sıcaklığı (25 derece) olarak tanımlanır. Güneş hücresinin diğer bir özelliği ise akım-gerilim karakteristiği ile maksimum güç noktasıdır (Çolak, 2009: 32-35).

Güneş pilleriyle enerjinin oluşturulması sırasında herhangi bir yakıtı ihtiyaç duyulmaz, yakıtları gün ışığıdır. Üzerlerine düşen ışık ne kadar fazlaysa, üretilen enerji de o kadar fazla olacaktır. Bu yüzden, güneş pili sisteminin çalışacağı yer ve hava şartları önem arz etmektedir. Sistemin çalışması için doğrudan güneşin olması zorunlu değildir. Bulutlu ve kapalı havalarda dahi ışık ve aydınlık olduğu sürece, ışığın şiddetine bağlı olarak verim azalmasına rağmen, sistem elektrik üretebilmektedir (Uzunoğlu ve diğ., 2001: 93). Güneş enerjisinden ekonomik olarak yararlanabilmek için sistemin, 45° kuzey-güney enlemleri arasındaki güneş kuşağında yer alacak şekilde tasarlanmalıdır.

Güneş pili sistemlerinde maliyet; sistemin büyüklüğü, nereye kurulacağı, iklime, tüketim tipine, şebeke bağlantısına ve teknik özelliklere bağlı olarak farklılık göstermektedir. Şebeke bağlantılı bir sistem için en düşük maliyet 4.5-6 \$/W civarındadır (Çakıroğlu, 2009: 48).

Güneş pili sistemleri, şebekeye bağlı ve şebekeden bağımsız olmak üzere iki şekilde kurulabilir. Şebekeden bağımsız olan sistemlerin maliyeti şebekeye bağlı olan sistemlere oranla iki kat daha pahalıdır. Çünkü şebekeden bağımsız olanlar batarya ve çeşitli donanımlara ihtiyaç duyulur. Ayrıca şebekeden bağımsız olan sistemler küçük güçtedir. Güneş pili sistemlerinden elektrik üretim maliyetindeki en önemli unsur ilk yatırım maliyetleri olmaktadır. Güneş pili sistemlerinin operasyon ve bakım maliyetleri düşük oranlarda olup ilk yatırım maliyetinin % 1-3'ünü oluşturmaktadır. Güneş pillerinin ekonomik ömrü ise 20-30 yıl kadardır. Doğru akımı alternatif akıma çeviren cihaz (inverter) ve piller periyodik olarak 5 veya 10 yıllık süreçlerde değişmek durumundadır. Elektrik üretimi saha üzerine gelen direkt güneş ışığıyla ilgilidir. Verimli güneş pili sistemleri, 1 m²'den yılda 1.100 KW güneş ışığını alabilirler. Güneş pili sistemlerinde üretim maliyetlerini etkileyen en önemli unsurlardan biri bölgenin güneşlenme süresi ve güneşin yoğunluğudur (IEA, 2003: 53-58).

Dünya'da 1998 yılında 386 MW elektrik üretebilen kurulu güneş pili gücü bulunmakta iken, 10 yıl sonra yaklaşık 35 kat artarak 13425 MW kurulu güce ulaştığı görülmektedir (Tablo 2.27).

Tablo 2.27. IEA-PVPS* Ülkelerinin Toplam Güneş Pili Kurulu Güçleri (MW)

Ülkeler	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Değişim (%)	Pay (%)
Avustralya	22.5	25.3	29.2	33.6	39.1	45.6	52.3	60.6	70.3	82.5	104.5	26.7	0.78
Kanada	4.5	5.8	7.2	8.8	10.0	11.8	13.9	16.7	20.5	25.8	32.7	21.1	0.24
Avusturya	2.9	3.7	4.9	6.1	10.3	16.8	21.1	24.0	25.6	27.7	32.4	17.0	0.24
İsviçre	11.5	13.4	15.3	17.6	19.5	21.0	23.1	27.1	29.7	36.2	47.9	32.3	0.36
Almanya	53.8	69.4	113.7	194.6	278.0	431.0	1034.0	1926.0	2759.0	3835.5	5340.0	39.2	39.78
Danimarka	0.5	1.1	1.5	1.5	1.6	1.9	2.3	2.7	2.9	3.1	3.3	6.5	0.02
İspanya	1.0	2.0	2.0	4.0	7.0	12.0	23.0	48.0	145.0	693.0	3354.0	384.0	24.98
Fransa	7.6	9.1	11.3	13.9	17.2	21.1	26.0	33.0	43.9	75.2	179.7	139.0	1.34
İngiltere	0.7	1.1	1.9	2.7	4.1	5.9	8.2	10.9	14.3	18.1	22.5	24.3	0.17
İsrail							0.9	1.0	1.3	1.8	3.0	66.7	0.02
İtalya	17.7	18.5	19.0	20.0	22.0	26.0	30.7	37.5	50.0	120.2	458.3	281.3	3.41
Japonya	133.4	208.6	330.2	452.8	636.8	859.6	1132.0	1421.9	1708.5	1918.9	2144.2	11.7	15.97
Kore	3.0	3.5	4.0	4.8	5.4	6.0	8.5	13.5	35.8	81.2	357.5	340.3	2.77
Meksika	12.0	12.9	13.9	15.0	16.2	17.1	18.2	18.7	19.7	20.8	21.8	4.8	0.16
MYS									5.5	7.0	8.8	25.7	0.07
Hollanda	6.5	9.2	12.8	20.5	26.3	45.7	49.2	50.7	52.2	52.8	57.2	8.33	0.43
Norveç	5.4	5.7	6.0	6.2	6.4	6.6	6.9	7.3	7.7	8.0	8.3	3.8	0.06
Portekiz	0.6	0.9	1.1	1.3	1.7	2.1	2.7	3.0	3.4	17.9	68.0	279.9	0.51
İsveç	2.4	2.6	2.8	3.0	3.3	3.6	3.9	4.2	4.8	6.2	7.9	27.4	0.06
Türkiye	0.2	0.3	0.4	0.6	0.9	1.3	1.8	2.3	2.8	3.3	4.0	21.2	0.03
ABD	100.1	117.3	138.8	167.8	212.2	275.2	376.0	479.0	624.0	830.5	1168.5	40.1	8.70
Toplam	386.0	510.0	716.0	975.0	1318.0	1810.0	2835.0	4188.0	5627.0	7866.0	13425.0	70.7	100.0

*IEA-PVPS, Uluslararası Enerji Ajansı-Fotovoltaik Program Sistemi'ni ifade etmektedir.

Kaynak: IEA, 2009

Genel olarak ülkelerin güneş pili kurulu güçleri ele alındığında, AB ülkelerinin gözle görülür bir fark yarattıkları görülmektedir. Mesela, Almanya'nın kurulu gücüne baktığımızda, 2008 yılında 5340 MW kurulu güç ile fotovoltaik güneş pillerinden elektrik enerjisi elde etmede ilk sırada yer almaktadır. Bu miktar, Dünya üretiminin yaklaşık % 40'ını oluşturmaktadır. Coğrafi konum olarak 49⁰-45⁰ kuzey enlemleri arasında yer alması nedeniyle Almanya'nın iklimi, Atlantik Okyanus iklimi ile Kıta iklimi arasında soğuk bir iklime sahip ve güneşi çok fazla görmemektedir. Dolayısıyla, güneş enerji potansiyeli fazla olmayan bir ülke konumundadır. Buna rağmen, Almanya'nın fotovoltaik güneş pilleri ile elektrik üretmesi, bu konuda ne kadar başarılı olduğunun açık bir göstergesidir.

2004 yılına kadar kurulu gücü olmayan İspanya, bir önceki yıla göre üretimini % 384 artırarak toplam kurulu gücün yaklaşık % 25'lik payı ile Almanya'nın ardından ikinci sırada yer almıştır. 2004 yılında 1 MW'lık kurulu gücü olmasına karşın 2008 yılına gelindiğinde kurulu gücünü 3354 MW yükselmiştir. Japonya yaklaşık % 16'lık pay ile (2144.2 MW) üçüncü sırada yer almaktadır (Tablo 2.27). Güneş pilleri için en önemli dezavantaj, halen ticari olan silisyum kristali ve ince film teknolojisiyle üretimlerinin yüksek maliyetli olmasıdır.

Güneş pili kullanım alanları, özellikle yerleşim yerlerinden uzak, elektrik şebekesi olmayan yerlerde, jeneratöre yakıt taşımanın zor ve pahalı olduğu durumlarda kullanılır. Haberleşme, hava gözlem ve radyo istasyonları, telsiz ve telefon sistemleri, metal yapıların korozyondan korunması, elektrik-su dağıtım sistemlerinde yapılan ölçümler, dağ evlerinde aygıt çalıştırılması, su pompajı, orman gözetleme kuleleri, deniz fenerleri, alarm-güvenlik sistemleri, sokak ve billboard aydınlatması gibi alanlarda kullanılabilmektedir (EİE, 2000: 21).

b) Güneş Termik Santralleri (Yoğunlaştırıcı Güneş Sistemleri)

Bugüne kadar güneş enerjisi ile elektrik üretiminde başlıca iki sistem kullanılmıştır. Birincisi, güneş enerjisini direkt olarak elektrik enerjisine dönüştüren fotovoltaik sistemlerdir. Fakat geçen yirmi yıl içerisinde fotovoltaik sistem uygulamalarının artışına rağmen, teknolojinin karmaşıklığı ve maliyetinin yüksek oluşu, geniş çapta elektrik üretimi için yetersiz olduğu ortaya konmuştur. İkinci seçenek ise, güneş enerjisinin yoğunlaştırıcı sistemler kullanılarak odaklanması sonucunda elde

edilen kızgın buhardan, konvansiyonel yöntemlerle elektrik üretimidir (EİE, 2010b). Başka bir ifadeyle, yoğunlaştırıcı güneş sistemlerinde, güneş enerjisiyle su buharı elde edildikten sonra, fosil kaynaklı termik santrallerinde olduğu gibi, su buharı elektrik enerjisine dönüştürülür.

Güneş termik santralleri, birincil enerji kaynağı olarak güneş enerjisini kullanan elektrik üretim sistemleridir. Güneş termik santrallerinin tasarımında bazı önemli kriterler göz önünde bulundurulmalıdır. Santralın kurulacağı bölgenin yıllık yağış miktarı düşük olmalı, bulutsuz ve sissiz bir atmosfere sahip olmalı, hava kirliliğinin olmamalı, yılda en az 2000 saat güneşlenme süresi ve m^2 başına yıllık 1500 KWh'lık bir güneş enerjisi değerine sahip olmalı, ormanlık-ağaçlık bölgelerden uzak ve rüzgâr hızının düşük olması gereklidir (EİE, 2010b). Bu sistemler temelde aynı yöntemle çalışmakla birlikte, güneş enerjisini toplama yöntemleri, yani kullanılan kollektörler bakımından farklılık gösterirler. Bu nedenle söz konusu sistem; parabolik oluk, parabolik çanak ve merkezi alıcı (güç kuleleri) olmak üzere üçe ayrılır.

Parabolik oluk sistemi, doğrusal yoğunlaştırıcı termal sistemlerin en yaygınıdır. Kollektörler, kesiti parabolik olan yoğunlaştırıcı dizilerden oluşur. Kollektörün iç kısmındaki yansıtıcı yüzeyler, güneş enerjisini kollektörün odağında yer alan ve boydan boya uzanan siyah bir absorban boruya odaklarlar. Kollektörler genellikle, güneşin doğudan batıya hareketini izleyen tek eksenli bir izleme sistemi üzerine yerleştirilir. Enerjiyi toplamak için absorban boruda bir sıvı dolaştırılır. Toplanan ısı, elektrik üretimi için enerji santraline gönderilir. Bu sistemler yoğunlaştırma yaptıkları için daha yüksek sıcaklığa ($350-400^{\circ}C$) ulaşabilirler (EİE, 2010b). ABD'nin California Mojave çölünde Luz termik güneş santrali, bu kapsamda parabolik oluk sistemine en iyi örnektir. 1985 yılında 13.8 MW'lık ilk ünitesi ve 1991 yılında da 80 MW'lık dokuzuncu ünitesi işletmeye alınan Luz Santrali, ilk dokuz ünitesi ile toplam 353.8 MWe (-354 MWe) kurulu güce sahiptir (İstanbul Enerji, 2010).

Parabolik çanak sistemi, iki eksenle güneşi takip ederek sürekli olarak güneşi odaklama bölgesine yoğunlaştırırlar. Termal enerji, odaklama bölgesinden uygun bir çalışma sıvısı ile alınarak, termodinamik bir dolaşıma gönderilebilir ya da odak bölgesine monte edilen bir Stirling makine yardımı ile elektrik enerjisine çevrilebilir. Çanak-Stirling bileşimiyle güneş enerjisinin elektriğe dönüştürülmesinde % 30

civarında verim elde edilmektedir. Elektrik üretiminden başka, bu kollektörler buhar ya da sıcak hava üretimi için de kullanılır. Parabolik çanak kollektörler ile elde edilen elektrik, diğer yöntemlerle elektrik üreten santrallere destek amacıyla ve maden ocakları, radar istasyonları ya da uzak köylerin elektrik ihtiyacının karşılanmasında kullanılır. Ayrıca, endüstride buhar üretimi, yer altı enjeksiyonu, petrol çıkartılması gibi işlemler için kullanılır. Bu santraller, küçük modüllerden oluştuğu için enerji ihtiyacı duyulan yerlerin yakınında ve ihtiyaç duyulan kapasitede tesis edilebilirler (EİE, 2010b). Diğer taraftan, günümüzde henüz ekonomik olmayan parabolik çanak ve parabolik oluk sistemlerinin birim alan maliyetini düşürmek ve verimini artırmak için araştırma ve geliştirme çalışmaları sürdürülmektedir.

Merkezi alıcı sistemleri ise tek tek odaklama yapan ve helyostat (heliostat) adı verilen aynalardan oluşan bir alan, güneş enerjisini alıcı denenen bir kule üzerine monte edilmiş ısı eşanjörüne²⁷ yansıtır ve yoğunlaştırır. Bu santrallerde güneş enerjisi, helyostat denenen aynalar yardımı ile bir kule üzerine yerleştirilmiş olan alıcıya yansıtılır. Bu yolla 1000°C'nin üzerinde sıcaklık elde edilir. Helyostatlar, merkezi bir bilgisayar yardımı ile güneşi takip ederek güneş enerjisini kule üzerindeki alıcıya yansıtırlar. Alıcıda ısıtılan akışkan, buhar jeneratörüne gönderilerek buhar üretilir. Bu buhar, buhar türbininden geçirilerek elektrik üretilir. İlk güneş termik santrallerin hepsi merkezi güç kuleli olarak kurulmuştur (EİE, 2010b). Bunlar; ABD California Barstow yakınında 10 MW'lık Solar-1 santrali, Güney Fransa'da 2.5 MW'lık Themis santrali, Sovyetler Birliği Azak Denizi kıyısında 5 MW'lık SES-5 santrali, İspanya Almeria'da 1.2 MW'lık CESA-1 santrali, İtalya Adrano'da 1 MW'lık EURELIOS santrali ve Japonya Nio'da 1 MW'lık Güneş Işığı santralidir (İstanbul Enerji, 2010). ABD California Barstow yakınında 10 MW'lık Solar-1 adlı güneş termik santrali bu ilklerin en büyüğüdür. Bu sistemlerin kapasite ve sıcaklıkları sanayi ile kıyaslanabilir düzeydedir ve AR-GE çalışmaları devam etmektedir.

Yoğunlaştırıcı güneş sistemlerinden elektrik üretmenin önündeki en büyük engel maliyetlerdir. Bu üç sistemde maliyet açısından birbirine üstünlükleri söz konusudur. Mesela, parabolik oluk sisteminde ilk yatırım maliyeti ve elektrik enerjisi üretme

²⁷Eşanjör (veya ısı değiştirici), değişik sıcaklıklardaki iki ya da daha çok akışkanın, ısılarını, birbirine karışmadan (temas etmeden) birinden diğerine aktarmasını sağlayan cihazlardır. Genelde akışkanlar birbirlerinden bir ısı transfer yüzeyi ile ayrılırlar ve birbirlerine karışmaları bu sayede önlenir. Ayrıntılı bilgi için bakınız: http://www.arasta.com/tr/esanjor_nedir.asp (Erişim tarihi, 22.06.2012)

maliyetinde daha avantajlıdır. Parabolik oluk sisteminden sonra maliyet açısından avantajlı olan sistem ise merkezi alıcı sistemidir. Parabolik oluk sistemde ayrıca diğer sistemlere göre daha az çıkış sıcaklığına (380 derece) ihtiyaç duyulur (EİE, 2010b).

2.2.1.5.2. Türkiye’de Güneş Enerjisi

Ülkemiz, coğrafi konum itibarıyla 36^0 - 45^0 kuzey enlemlerinde yer alması nedeniyle güneş enerjisi potansiyeli açısından birçok ülkeye göre şanslı durumdadır. Devlet Meteoroloji İşleri (DMİ) Genel Müdürlüğü’nün 1966-1982 yıllarında ölçülen güneşlenme süresi ve ışınlam şiddeti verilerinden yararlanarak EİE tarafından Türkiye’nin güneş enerjisi potansiyeli belirlenmiş ve güneş enerjisi potansiyeli 380 milyar KWh/yıl olarak hesaplanmıştır.

Türkiye güneş enerji potansiyeli ve güneşlenme süresi değerleri aylara göre Tablo 2.28’de verilmiştir.

Tablo 2.28. Türkiye’nin Aylık Ortalama Güneş Enerjisi Potansiyeli

Aylar	Aylık Toplam Güneş Enerjisi		Güneşlenme Süresi (Saat/ay)
	(Kcal/cm ² -ay)	(KWh/m ² -ay)	
Ocak	4.45	51.75	103.0
Şubat	5.44	63.27	115.0
Mart	8.31	96.65	165.0
Nisan	10.51	122.23	197.0
Mayıs	13.23	153.86	273.0
Haziran	14.51	168.75	325.0
Temmuz	15.08	175.38	365.0
Ağustos	13.62	158.40	343.0
Eylül	10.60	123.28	280.0
Ekim	7.73	89.90	214.0
Kasım	5.23	60.82	157.0
Aralık	4.03	46.87	103.0
Toplam	112.74	1311	2640
Ortalama	308.0 Kcal/cm²-gün	3.6 KWh/m²-gün	7.2 saat/gün

Kaynak: EİE

Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2640 saat (günlük toplam 7.2 saat), ortalama toplam ışıınım şiddeti 1311 KWh/m²-yıl (günlük toplam 3.6 KWh/m²) olduğu tespit edilmiştir. Türkiye yıllık güneşlenme süresi açısından yılın yaklaşık % 31'inde²⁸ güneş almaktadır. Güneşlenme süresinin aylık dağılımında Türkiye, 365 saat ile maksimum değere Temmuz ayında; 103 saat ile minimum değere Ocak ve Aralık aylarında ulaşmaktadır (Tablo 2.28).

Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyeli ve güneşlenme sürelerinin bölgelere göre dağılımı da Tablo 2.29'da verilmiştir. Türkiye'nin en fazla güneş enerjisi alan bölgesi Güneydoğu Anadolu Bölgesi (2993 saat/yıl) olup, bu bölgeye öncelik verilmelidir. Bunu 2956 saat/yıl ile Akdeniz Bölgesi ve 2738 saat/yıl ile Ege Bölgesi izlemektedir. Türkiye'nin en düşük güneş enerjisi olan alan ise 1971 saat/yıl ile Karadeniz Bölgesidir. Güneş enerjisinin ekonomik potansiyeli olarak düşünüldüğünde; Güneydoğu Anadolu, Akdeniz ve Ege Bölgesi en uygun bölgelerdir. Daha genel bir ifadeyle, güneş enerjisi Doğu Karadeniz Bölgesi dışında tüm bölgelerimizde geniş ölçüde kullanıma uygun olduğu söylenebilir.

Tablo 2.29. Türkiye'nin Bölgelere Göre Güneş Enerjisi Potansiyeli

Bölgeler	Toplam Güneş Enerjisi (KWh/m ² -yıl)	Güneşlenme Süresi (Saat/yıl)
Güneydoğu Anadolu Bölgesi	1460	2993
Akdeniz Bölgesi	1390	2956
Ege Bölgesi	1304	2738
Doğu Anadolu Bölgesi	1365	2664
İç Anadolu Bölgesi	1314	2628
Marmara Bölgesi	1168	2409
Karadeniz Bölgesi	1120	1971

Kaynak: EİE

Ancak, Tablo 2.29'daki bu değerlerin, Türkiye'nin gerçek potansiyelinden daha az olduğu, daha sonra yapılan çalışmalar ile ortaya konmuştur. 1992 yılından bu yana EİE ve DMİ, güneş enerjisi değerlerinin daha sağlıklı olarak ölçülmesi amacıyla güneş enerjisi ölçümleri almaktadırlar. Devam etmekte olan ölçüm çalışmalarının sonucunda,

²⁸Yıllık güneş alma süresi/yıllık saat= 2640/(360*24).

Türkiye güneş enerjisi potansiyelinin eski değerlerden % 20-25 daha fazla çıkması öngörülmektedir (Norm Enerji, 2010).

Ülkemizde güneş pilleri; elektrik şebekesinin olmadığı, yerleşim yerlerinden uzak yerlerde ekonomik yönden uygun olarak kullanılabilir. Bu nedenle ve istenen güçte kurulabilmeleri nedeniyle genellikle sinyalizasyon, kırsal elektrik ihtiyacının karşılanması vb. gibi uygulamalarda kullanılmaktadır. Çoğunluğu Orman Bakanlığı'nın orman gözetleme kuleleri, Türk Telekom, deniz fenerleri ve otoyol aydınlatmasında, EİE Genel Müdürlüğü, Muğla Üniversitesi, Ege Üniversitesi gibi kamu kuruluşlarında olmak üzere küçük güçlerin karşılanması ve araştırma amaçlı kullanılan güneş pili kurulu gücü 1 MW'a ulaşmıştır. Ayrıca, Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası ve CSP teknolojisi ile 380 milyar KWh/yıl enerji üretilbileceği hesaplanmıştır (ETKB, 2010d; EİE, 2010d). Ancak, Türkiye sadece 4 MW'lık güneş pili kurulu gücüyle, toplam kurulu gücünün on binde 3'üne sahiptir (IEA, 2009).

Ülkemizdeki güneş kolektörlerinin çoğu Akdeniz ve Ege Bölgelerinde kullanılmakta ve güneş enerjisini ısı enerjisine dönüştüren sıcak su üretme sistemleridir. Ülkemizde kurulu olan güneş kolektörü miktarı yaklaşık 12 milyon m² ve teknik güneş enerjisi potansiyeli 76 TEP olup, yıllık üretim hacmi 750 bin m²'dir ve bu üretimin bir kısmı da ihraç edilmektedir. Bu kullanım miktarı, kişi başına 0.15 m² güneş kolektörü kullanıldığı anlamına gelmektedir. Güneş kolektörlerinin ürettiği ısı enerjinin birincil enerji tüketimimize katkısı 1998'de 210 bin TEP iken, 2007'de bu miktar iki kat artarak 420 bin TEP yükselmiştir. Söz konusu üretimin 2010'da 495 bin TEP, 2015'te 605 bin TEP ve 2020'de ise 862 bin TEP'e ulaşılacağı öngörülmektedir. Sektörde yüzden fazla üreticinin bulunduğu ve iki bin kişinin istihdam edildiği tahmin edilmektedir (EİE, 2010d; ETKB, 2010d).

Bu haliyle ülkemiz Dünya'da kayda değer bir güneş enerjisi üreticisi ve kullanıcısı durumundadır. Ancak, güneş enerjisinden yeterince faydalanamamaktadır. Güneş enerjisinden elektrik üretim maliyetlerinin yüksek oluşu, elektrik üretiminde alternatif maliyeti düşük olan kaynakların tercih edilmesine yol açmaktadır. Diğer taraftan, güneşten ısı üretiminin maliyetleri düşük olduğu halde yeterince yaygınlaşmış değildir.

2.2.1.6. Jeotermal Enerji

Jeotermal kaynaklar yer kabuğunun çeşitli derinliklerinde birikmiş ısıнын oluşturduğu ve sıcaklıkları sürekli olarak bölgesel atmosferik ortalama sıcaklığın üzerinde olmakla birlikte çevresindeki normal yeraltı ve yerüstü sularına göre daha fazla erimiş mineral, çeşitli tuzlar ve gazlar içeren sıcak su ve buhar olarak tanımlanmaktadır (Koçak, 2001: 294). Bu kaynaklardan üretilen enerji ise *jeotermal enerji* olarak adlandırılmaktadır. Hidrotermal de denen jeotermal enerji, yer kürenin iç ısısıdır. Adından da anlaşılacağı gibi jeo, yer ve termal de ısı demektir. Ancak, jeotermal rezervuarlardan yapılan sondajlı üretimlerde jeotermal akışkanın çevreye atılmaması ve rezervuarı beslemesi bakımından, işlevi tamamlandıktan sonra tekrar yeraltına gönderilmesi (reenjeksiyon) zorunludur (TJD, 2010a). Reenjeksiyon birçok ülkede yasalarla zorunlu hale getirilmiştir.

Jeotermal enerji ülkeler için bir öz kaynak teşkil etmesi; yenilenebilir, sürdürülebilir, tükenmez bir enerji kaynağı olması; yanma teknolojisi kullanılmadığı için sıfıra yakın emisyonu olması; konutlarda, tarımda, endüstride ve sera ısıtması gibi alanlarda çok amaçlı ısıtma için ideal şartlar sunması; rüzgâr, yağmur, güneş gibi meteoroloji şartlarından bağımsız olması; kullanıma hazır niteliği; fosil enerji veya diğer enerji kaynaklarına göre çok daha ucuz olması; arama kuyularının doğrudan üretim tesislerine ve bazen reenjeksiyon (yeraltına geri pompalama) alanlarına yakın kurulabilmesi; yangın, patlama, zehirlenme gibi risk faktörleri taşımadığından güvenilir olması; % 95'in üzerinde verimlilik sağlaması; diğer enerji türleri üretiminin (hidroelektrik, güneş, rüzgâr, fosil enerji) aksine tesis alanı ihtiyacının asgari düzeylerde kalması; yerel olması nedeniyle ithalinin ve ihracının uluslararası konjonktür, krizler, savaşlar gibi faktörlerden etkilenmemesi; konutlara taşınması gibi problemler içermediği için kullanımının rahatlığı gibi büyük avantajlar sağlamaktadır (VÖA, 2010a).

Jeotermal enerji akışkan sıcaklığına göre farklı alanlarda kullanımı mümkün olan bir enerji kaynağıdır. Akışkanın sıcaklığına bağlı olarak jeotermal kaynaklar düşük entalpi ($<80^{\circ}\text{C}$), orta entalpi ($80-150^{\circ}\text{C}$) ve yüksek entalpi ($>150^{\circ}\text{C}$) olmak üzere üç gruba ayrılır. Entalpi, sıvının ısı (termal enerji) içeriğini gösterir ve onun değeri hakkında kaba bir değer verir. Sıcaklığı 180°C 'nin üzerinde olan jeotermal

kaynaklardan doğrudan elektrik enerjisi elde edilebilmektedir. Maliyeti yüksek sistemlerinin kullanılmasıyla 130-180°C arasındaki kaynaklardan da elektrik enerjisi üretilmektedir (Barbier, 1998: 37; Alternaturk, 2010b). Orta ve düşük entalpili jeotermal kaynaklar ise doğrudan ya da ısı değiştiriciler yardımıyla ısıtmada, soğutmada, çeşitli endüstri dallarında, kimyasal madde elde edildiği tesislerde, kaplıcalarda, balık çiftlikleri gibi alanlarda kullanılabilmektedir.

2.2.1.6.1. Dünya’da Jeotermal Enerji

Teorik olarak jeotermal enerji potansiyeli 4.4 milyon TWh olarak tahmin edilmektedir. Yer kabuğunun 7 km’ye kadar olan kısmının 80°C’ye soğuması ile kazanılacak enerji ise 35 milyar TWh olarak hesaplanmaktadır (EİE, 2010e).

M.Ö. 1500 yıllarında doğal jeotermal kaynakları banyo, ısınma ve pişirme amaçlı olarak Romalılar ve Çinliler tarafından kullanıldı ve 630 yıllarında ise Japon İmparatorluğu’nda kaplıca geleneği yaygınlaştı. 1200 yıllarında da Jeotermal enerji ile mekân ve su ısıtması yapılabileceği Avrupa’da keşfedildi. 1818 yılında da başka bir keşif yapılarak F. Larderel ilk defa jeotermal buhar kullanarak Borik Asit elde etmiştir. 1930’larda ise bu enerji İzlanda’nın Reykjavik kentinde ısıtma amacıyla kullanılmaya başlanmıştır. 1943’te İtalya (Larderello) jeotermal sahasından elektrik üretimi 132 MWe (megawatt elektrik) seviyesine ulaştı ve 1945’de ise süt pastörizasyonunda ilk kez jeotermal akışkandan yararlanıldı (Alternaturk, 2010b). 1949 yılında, Yeni Zelanda Wairakei sahasında, turistik bir otele sıcak su temini amacıyla başlanan sığ sondajlara, daha sonra, elektrik elde edebilmek amacıyla devam edilmiş ve 1954 yılında burada kurulu gücü 200 MWe olan bir santral kurulmuştur. 1960’ta ABD, 1961’de Meksika ve 1966’da Japonya’da santraller kurularak jeotermal enerjinin kullanımı Dünya geneline yayılmıştır. Bugün için jeotermal enerji, toplam enerji sektörünün % 0.2’lik bir kısmını oluşturmaktadır. Jeotermal enerji yeni bir enerji kaynağıdır ve 1950’den bu yana jeotermal santrallerin kurulu gücü % 8.5 oranında artış göstermiştir. 1970 yılı esas alındığında, kurulu güçteki artış hızı % 12.2, geliştirilen yeni sahalar için % 10.0 ve jeotermal araştırmalara yeni giren ülkeler için % 8.0 olarak gerçekleşmiştir (DPT, 2001e: 7-13).

2005 yılı verilerine göre jeotermal enerjinin doğrudan kullanımıyla elde edilen enerji 27825 MWt (Megawatt termal) olduğu tespit edilmiştir. Jeotermal kaynaklı kurulu elektrik gücü ise 8912 MWe olup (DEK TMK, 2007a: 1), yıllık elektrik üretimi 72.6 milyar KWh'dır. Günümüzde 27 ülkede elektrik üreten jeotermal enerji santralleri faaliyet göstermektedir. Jeotermal enerjinin elektrik dışı doğrudan kullanımı ise 27825 MWt olup, 5 milyon konut ısıtma eşdeğeridir (TJD, 2010a). ABD, Filipinler, İtalya, Meksika ve Endonezya jeotermal kaynaklı elektrik üretiminde ilk 5 sırada yer almaktadır. Jeotermal ısı ve kaplıcalardan en çok faydalanan ilk 5 ülke ise Çin, Japonya, ABD, İzlanda ve Türkiye şeklindedir (EİE, 2010e).

Dünya'nın jeotermal kurulu gücü 1999'da 827 MWe iken (DPT, 2001e: 8-9), 2010'daki muhtemel kurulu gücü yaklaşık % 26 artarak 1109 MWe olacağı tahmin edilmektedir. Sanayileşmiş ülkelerden ABD Dünya jeotermal kurulu gücünün % 27.0'sini, İtalya % 8.2'ini, Yeni Zelanda % 5.3'ünü, Japonya % 4.8'ini elinde bulunduracağı tahmin edilmektedir. Diğer taraftan, gelişmekte olan ülkelerin payı ise, Filipinler'de % 18.0, Endonezya'da % 10.7 ve Meksika'da % 10.6'yı bulacağı (US DOE, 2008: 25) öngörülmektedir.

2.2.1.6.2. Türkiye'de Jeotermal Enerji

Türkiye konum olarak Dünya'nın genç tektonik kuşağında yer aldığından doğal olarak daha çok miktarda jeotermal enerji kaynaklarına sahiptir (Alternaturk, 2010b). Ülkemiz jeotermal enerji aramalarında, teorik potansiyel açısından Dünya'da yedinci, uygulamalar açısından Dünya'da beşinci ve Avrupa'da birinci sırada yer almaktadır (MTA, 2006). 2009 yılı itibarıyla jeotermal elektrik santrali kurulu gücü 82.65 MWe'dir. Saha geliştirme çalışmaları ve yapımı devam eden santrallerin kurulu gücü ise 17.2 MWe'dir (Gökçen, 2009: 47). Türkiye'nin mevcut sahaları ile kanıtlanmış jeotermal elektrik üretim potansiyeli 650 MWe olarak belirlenmiştir (EİE, 2010f). Bu enerji kaynaklarının büyük çoğunluğu Batı Anadolu'da yer almaktadır.

Türkiye 2009 yılı itibarıyla jeotermal enerjiden üretilen elektrik 29 MWe'dir. Bu miktarın 2010 yılında 455 MWe, 2013 yılında ise 550 MWe ulaşılması öngörülmektedir (TJD, 2010a). Avrupa Birliği'nin uyguladığı 15 e-cent/KWh elektrik satın alma tarifiyle Türkiye'de jeotermal enerjiden elektrik üretimi teşvik edildiği takdirde,

jeotermal elektrik kurulu gücü 2000 MWe üzerine de çıkarılabilir (DEK TMK, 2007a: 2). Böylece, 100°C ve üstündeki jeotermal sahalardan elektrik üretimi için elverişli ortam hazırlanmış olacaktır.

Türkiye’de yüzey sıcaklığı 40°C’nin üzerinde olan 184 adet jeotermal saha bulunmaktadır ve bu sahaların tümü merkezi ısıtmaya, sera ısıtmasına, endüstriyel proses ısı kullanımına ve kaplıca kullanımına uygundur. Bunlardan 13 jeotermal sahanın²⁹ elektrik üretimine uygun olduğu tespit edilmiş, ikisinde (Kızıldere-Denizli, Salavatlı-Aydın) elektrik üretimi yapılmakta olup, bir tanesi de (Germencik-Aydın) santral kurma aşamasına geçinilmiştir (DEK TMK, 2007a: 1).

Jeotermal ısı potansiyelimiz 31500 MWt olup (EİE, 2010f), karşılığı 5 milyon konut ısınmasıdır (DEK TMK, 2007a: 2) ve yılda 30 milyar m³ daha fazla bir doğal gazla eşdeğerdir. Bu potansiyelin % 95’i ısı üretimine uygun olup, çoğunlukla Batı, Kuzeybatı ve Orta Anadolu’da bulunmaktadır. Isı enerjisi anlamında 2056 MWt olan enerjinin 827 MWt’i ısıtma amaçlı olup, 635 MWt’lik kısmı şehir ısıtması ve termal tesis ısıtması, 192 MWt’lik bölümü ise sera ısıtmasında kullanılmaktadır. Geriye kalan 402 MWt enerji termal turizm alanında kullanılmaktadır (EİE, 2010f).

Bugün İzmir’de ve Kızılcahamam’da uygun fiyatlarla jeotermal ısıtma yapılmakta ve sıcak su sağlanmaktadır. Doğal gaz maliyetinin 1/3-1/4’üne halka ısı satışı yapılan bu jeotermal merkezi ısıtma sistemlerinin komple yatırımı 100 m² konut başına 1500-2500 dolar arasında olurken, doğal gazlı ısıtma için aynı tutar 2000-2500 dolar olmaktadır. İşletmede ise jeotermal, doğal gazla göre % 70 daha ucuzdur (TJD, 2010b; TMMOB, 2009). Türkiye’deki konut ısıtma maliyetleri karşılaştırıldığında; en ucuz ısıtma sisteminin jeotermal enerjiyle ısıtma olduğunu söyleyebiliriz (0.07-0.08 º/KWh). İkinci sırada ise doğal gaz yer almaktadır (0.15). En pahalı konut ısıtma sistemi ise, elektrik (0.42) ve motorin (0.40) ısıtma sistemleri gelmektedir (DPT, 2001e: 40). Bununla birlikte, 2013 kadar Türkiye’de jeotermal enerjiyle 500 bin konutun ısıtılması hedeflenmektedir (Erdener ve diğ., 2007: 77).

²⁹ Bunlar; Denizli-Kızıldere (242°C), Aydın-Germencik (232°C), Manisa-Salihli-Göbekli (182°C), Çanakkale-Tuzla (174°C), Aydın-Salavatlı (171°C), Kütahya-Simav (162°C), İzmir-Seferihisar (153°C), Manisa-Salihli-Caferbey (150°C), Aydın-Yılmazköy (142°C), Aydın-Sultanhisar (145°C), İzmir-Balçova (137°C), İzmir-Dikili (130°C), Manisa-Alaşehir-Kavaklıdere (213°C) sahalarıdır. Bu sahalar yüksek sıcaklıklı olup elektrik üretimine uygun akışkan sıcaklığına sahiptir.

Jeotermal enerji, doğrudan kullanım alanlarında, teknolojik açıdan yatırımların % 90'ı yerli makina ve teçhizat tarafından karşılanabilecek bir düzeye ulaşmıştır. Dolayısıyla elektrik dışı uygulamalarda ulusal teknoloji kolaylıkla geliştirilebilir durumdadır. Bununla birlikte, ülkemiz elektrik üretimi, şehir ısıtma, soğutma, sera ısıtma, termal tesis ısıtma, kaplıca kullanımı, kimyasal maddeler üretimi, sanayide kullanım gibi alanlarda bu enerjiden yararlanarak ekonomisine yaklaşık 3 milyar " katkı sağlamakta ve bu sektörde toplam 40 bin kişi istihdam edilmektedir. Ayrıca, mevcut elektrik dışı toplam jeotermal değerlendirmenin kalorifer yakıtı eşdeğeri yılda 2 milyar "' dir. Diğer taraftan, toplam jeotermal potansiyelimizin tam olarak değerlendirilmesi ile sağlanacak yıllık net yurtiçi katma değer yaklaşık 25 milyar dolar (TJD, 2010b) olduğu tahmin edilmektedir.

Bu nedenlerle jeotermal enerji Türkiye açısından üzerinde önemle durulması gerekli olan bir enerji kaynağıdır. Jeotermal kaynakların gelişmiş teknolojiyle verimliliği yüksek ve entegre kullanılmalarına yönelik Ar-Ge çalışmaları artırılmalıdır. Özellikle, jeotermal enerjinin elektrik enerjisine dönüşüm verimini artıran (çift buharlaştırmalı sistemler) ve düşük sıcaklıktaki jeotermal akışkanlardan elektrik üretimine imkân sağlayan yeni teknolojiler (ikili çevrim teknolojileri) üzerinde durulmalıdır. Bugün Dünya'da yaygın olarak kullanılan bu teknolojiler Türkiye'de de mutlaka uygulanmalıdır. Ayrıca, sıcak kuru kaya (hot dry rock) jeotermal olanakları da araştırılmalıdır (Karadaş, 2008: 138).

Türkiye'deki jeotermal enerji kaynaklarının tümüne yakınının düşük-entalpili (akışkan sıcaklıkları 160°C'den küçük) olması, bu kaynakların değerlendirilmesinde endüstriyel proses ısısı ve konut ısıtmasına daha çok önem verilmesi gerektiğini göstermektedir. Türkiye'nin gelecek yıllardaki enerji gereksinimleri dikkate alındığında jeotermal enerjinin tek başına çözüm olmayacağı; fakat enerji sorununda tamamlayıcı bir rol oynayacağı tahmin edilmektedir (DEK TMK, 2008: 66). Jeotermal enerji, özellikle enerji bağımlılığımızı en aza indirme anlamında katkıda bulunulacağından, üzerinde önemle durulması gereken bir enerji kaynağıdır.

2.2.1.7. Hidrolik (Su Gücü) Enerji

Hayatın varlığı ve devamlılığı için vazgeçilmez bir kaynak olan su; petrol, kömür ve doğal gaz gibi birincil bir enerji kaynağıdır. Sudan, genellikle yoğun yağış alan havzalarda ve akarsuların akım hızının yüksek olduğu yerlere yapılan barajlar aracılığı ile elde edilen enerjiye *hidrolik enerji* denilmektedir. Hidrolik enerji, yeşil enerji olarak da anılan yenilenebilen enerji çeşitlerinden biridir. Yenilenebilir enerjiyi sağlamak için kurulan bu hidroelektrik santraller (HES) enerji üretmenin yanı sıra içme ve sulama suyu sağlamak, yeşil alanlar yaratmak, balıkçılığı geliştirmek, ulaşımı kolaylaştırmak, turizmi geliştirmek ve su sporları için alan oluşturmak gibi birçok fayda sağlamaktır (STO, 2008: 45).

Hidroelektrik enerji tesisleri ulusal nitelikli ve diğer yenilenebilir enerji kaynaklarına göre süreklilik arz eden kaynak olması; ekonomik ömrünün uzun olması (50 yıldan fazla); işletme ve bakım giderlerinin düşük olması; çevre kirliliği yaratmaması; yakıt giderlerinin olmamasına bağlı olarak, ekonomik ömürleri boyunca en ucuz enerji üretim tesisi olmaları; sera gazı emisyonu yaratmamaları ve çevre ile uyumlu olmaları; elektromekanik işlerin dışında kalan işlerin yurtiçi imkânlarla yapılabilmesi, istihdam ve ekonomide canlanma yaratmaları, çevredeki iklimi yumuşatması ve bitki çeşitliliğinin artmasına sağladığı katkı gibi avantajları bulunmaktadır (DEK TMK, 2007b: 74; Çakıroğlu, 2009: 131). Avantajlarına karşılık hidrolik enerjinin bazı dezavantajları da bulunmaktadır. Hidroelektriğin dezavantajları ve karşılaştığı sorunların pek çoğu sosyo-ekonomik etkilerle ilgili olanlardır (DEK TMK, 2007b: 27). Mesela, hidrolik santrallerin ilk yatırım maliyeti oldukça yüksek olması; toplam inşaat süresinin uzun olması (3-9 yıl); verimli tarım alanların, hatta bazı yerleşim yerlerinin ve tarihi bölgelerin su altında kalacak olması; büyük HES'lerin ekolojik dengeye olumsuz etkilere yol açarak, iklim değişikliğine yol açması; kuraklığın yaşanması ile su seviyelerinin düşmesiyle HES'lerin verimsiz çalışması gibi dezavantajları mevcuttur (Karadaş, 2008: 74; Erdener ve diğ., 2007: 88; Çakıroğlu, 2009: 39).

Hidroelektrik santraller, akan suyun gücünü elektriğe dönüştürürler. Akan su içindeki enerji miktarını, suyun akış veya düşüş hızı belirlemektedir. Büyük bir nehirde akan su ya da suyun çok yüksek bir noktadan düşürülmesinde yüksek miktarda enerji

elde edilir. Her iki yolla da kanal ya da borular içine alınan su, türbinlere doğru akar, elektrik üretimi için türbinlerin dönmesini sağlar. Türbinler jeneratörlere bağlıdır ve mekanik enerjiyi elektrik enerjisine dönüştürürler (DSİ, 2010).

Bir akarsuyun veya bir ülkenin hidroelektrik potansiyeli söz konusu olunca, bu değer brüt teorik, teknik yapılabilir ve ekonomik yapılabilir olduğunun belirtilmesi gerekir. Brüt teorik potansiyel, o ülke sınırları içindeki bütün tabii akışların, deniz seviyesine kadar % 100 verimle türbinleşerek elde edileceği düşünülen yıllık enerji potansiyelidir. Teknik yapılabilir potansiyel, ekonomik veya diğer şartlar gözetilmeden, eldeki teknoloji ile enerjiye çevrilebilecek potansiyeldir. Ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyel ise, teknik yapılabilir potansiyelin eldeki teknoloji ile mevcut ve planlanan yerel ekonomik şartlar içinde geliştirilebilecek bölümü olarak tanımlanmaktadır. Bir başka deyişle, ekonomik hidroelektrik potansiyel, diğer alternatif enerji kaynaklarıyla fiyat yönünden daha ekonomik olarak değerlendirilebilecek bir potansiyeldir. Bazı sahalar ekonomik olmasına karşın çevresel etkileri nedeniyle değerlendirmeye alınmayabilir (Altun, 1998: 23).

2.2.1.7.1. Dünya’da Hidrolik Enerji

Dünya yüzeyine düşen su miktarı yılda ortalama yaklaşık 119 bin km³ olup, bunun 72 bin km³’ü buharlaşarak atmosfere geri dönmekte ve 47 bin km³’ü akışa geçerek nehirler vasıtasıyla denizlere ve kapalı havzalardaki göllere ulaşmaktadır. Bu miktarın ancak 9 bin km³’ü teknik ve ekonomik olarak kullanılabilir durumdadır (DPT, 2001f: 3).

Dünya’nın teorik hidroelektrik potansiyeli yaklaşık 40 bin TWh/yıl, teknik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli 14.37 TWh/yıl, ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli ise yaklaşık 8.56 TWh/yıl’dır. Bu potansiyelin 741 GW (ya da 2794 TWh/yıl) kurulu gücü işletmede, 119 GW’ı inşa halindedir. Gelecekte yapımı planlanan toplam kurulu gücü ise 326-446 GW’dır. Hidroelektrik yüzyıldan fazla bir deneyime sahip, kanıtlanmış ve çok iyi gelişmiş bir teknoloji ürünüdür. Modern santraller % 90-95 dolayında en yüksek verimli enerji dönüşüm işlemi sağlamaktadır. İşletmede olan HES’in yıllık kurulu gücü kapasitesi dikkate alındığında, teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyelin sırasıyla, ancak % 20’si ve % 33’ü değerlendirilebilmiştir.

Bugün için hidroelektrik üretilen toplam elektrik enerjisinin yaklaşık % 20'sini sağlamaktadır (DEK TMK, 2007b: 8; World Atlas&Industry Guide, 2005).

Hidroelektrik kaynaklar bütün Dünya'ya geniş şekilde yayılmıştır. Ancak, hidroelektrik enerji kaynakları ağırlıklı olarak Amerika ve Asya kıtasında yer almakta ve toplam hidrolik enerji potansiyelinin (brüt olarak) % 80'ni (31.912 TWh/yıl) sadece bu iki kıtada bulunmaktadır. Ayrıca, işletmede olan hidroelektrik kurulu gücü 516.933 MW, üretimi ise yıllık 2048.2 GWh'dır. Avrupa'nın hidroelektrik potansiyeli ise; 3.200 TWh/yıl brüt potansiyel, 1.035 TWh/yıl teknik potansiyel, 791 GWh/yıl ekonomik yapılabilir potansiyel bulunmaktadır. Avrupa'nın ekonomik yapılabilir HES kurulu gücü brüt potansiyelin yaklaşık % 25'ni oluşturmaktadır. Bununla birlikte, Avrupa'nın işletmede olan hidroelektrik kurulu gücü 117.397 MW olup, yıllık üretimi 568.726 GWh olduğu tespit edilmiştir (İTO, 2007: 17).

Dünya'da genelinde yaklaşık 150 ülkede hidrolik potansiyel mevcuttur ve ekonomik yapılabilir potansiyelin yaklaşık % 70'i henüz geliştirilmemiştir (DEK TMK, 2007b: 83). Bu geliştirilmemiş potansiyelin çoğu Türkiye gibi gelişmekte olan ülkelerde bulunmaktadır. Dünya genelinde hidroelektrik üretiminde 416.700 GWh'lık toplam kapasitesiyle Çin'in ilk sırada yer aldığı görülmektedir. Çin'i Kanada, Brezilya, ABD ve Rusya takip etmektedir. Dünya'daki en büyük hidroelektrik üreten tesis Kanada-Quebec'de bulunan La Grande bulunmaktadır. Sekiz adet istasyonu bulunan kompleksin üretim gücü, ülke üretiminin % 23'ü (16021 MW) kadardır (VÖA, 2010b). Bununla birlikte, Dünya genelinde, 40 bin fazla baraj bulunmakta ve bunların sadece % 20'sinde hidroelektrik üretimi yapmaktadır. Bu barajlarında % 20'si büyük baraj olarak tanımlanmaktadır. Büyük barajların % 46'sı Çin'de, % 30'u gelişmiş ülkelere, % 9'u Hindistan'da bulunmaktadır. Dünya'da hidroelektrik enerjisi ile 65 ülke elektrik ihtiyacının % 50'sini, 32 ülke % 80'ini, 13 ülke ise bütün ihtiyacını karşılamaktadır (DSİ, 2010).

2.2.1.7.2. Türkiye'de Hidrolik Enerji

Türkiye'de HES ilk defa 1902 yılında Tarsus'ta yapılan 60 KW'lık HES'dir. Sadece İstanbul, Adapazarı ve Tarsus'ta elektriğin olduğu yıllarda Türkiye'nin toplam 30 bin KWh kurulu gücü ve yıllık 45 GWh üretimi bulunmaktaydı. Ülkenin elektrik

talebini tahmin etmek ve ayrıca bu talebi hidroelektrik ya da diğer enerji kaynaklarıyla karşılamak için gerekli araştırmaları yapmak üzere EİE 1935 yılında kuruldu. Türkiye’de 1950’li yıllarda toplam güç santrali 408 MW ve bu gücün sadece % 4.4’ü hidroelektrik enerjisiydi (DSİ, 2010). Daha sonra, DSİ Genel Müdürlüğü su kaynaklarının planlaması, projelendirmesi, inşaatı ve işletilmesi amacıyla 1954’de kuruldu. Tarımsal sulamanın geliştirilmesi, şehirlere içme kullanma suyu temini, taşkın kontrolü ve diğer çevresel çalışmaların yanında, HES projelerinin geliştirilmesi DSİ’nin en önemli görevlerinden biridir.

Ülkemizde yenilenebilir elektrik enerjisi kaynaklarından en önemlisi olan hidroelektrik potansiyel bakımından oldukça zengindir. Daha öncede bahsedildiği gibi hidroelektrik planlama ilkelerinin (brüt teorik, teknik yapılabilir ve ekonomik yapılabilir potansiyel) bir araya gelmesiyle hidroelektrik potansiyel elde edilir. Türkiye’nin brüt HES potansiyeli 433 GWh, teknik potansiyeli 216 GWh ve ekonomik yapılabilir potansiyel ise 140 GWh olarak tespit edilmiştir (DSİ, 2008: 79). Buna göre, Türkiye 779 GWh olan hidroelektrik enerji potansiyeli ile Dünya hidroelektrik enerji potansiyelinin % 1.3’ünü, Avrupa’nın ise % 15.5’ini elinde bulundurmaktadır. Bu rakamlarla Türkiye hidroelektrik enerji potansiyelinde Dünya genelinde sekizinci sırada iken, Avrupa’da ise Rusya ve Norveç’in ardından üçüncü sırada yer almaktadır.

Türkiye’de 1950’li yıllarda yılda sadece 800 GWh enerji üretimi yapılırken, bugün bu oran yaklaşık 256 kat artış göstererek yılda 205.400 GWh’e ulaşmıştır. 2008 yılı itibariyle, 42.359 MW’a ulaşan kurulu güç ile yılda ortalama olarak 246.974 GWh enerji üretimi mümkün iken; arızalar, bakım-onarım, işletme programı politikası, ekonomik durgunluk, tüketimde talebin azlığı, kuraklık, randıman vb. nedenlerle ancak 205.383 GWh enerji üretilebilmiştir (kapasite kullanımı % 83). Termik santrallerde kapasite kullanım oranı % 87 iken hidroelektrik santralarda % 70 olmuştur (DSİ, 2010). 2008 yılı itibariyle, enerji üretimimizin % 17’si yenilenebilir kaynak olarak nitelendirilen hidrolik kaynaklardan, % 81’i ise fosil yakıtları (ETKB, 2010e) olarak adlandırılan termik (doğal gaz, linyit, kömür, petrol gibi) kaynaklardan elde edilmiştir.

Günümüz itibariyle Türkiye’de işletilmekte olan 172 adet HES bulunmaktadır. İşletilen bu HES’lerin kurulu güçleri 14.2 MW olup, toplam hidroelektrik potansiyelin

% 36'sına karşılık gelen 51 GWh yıllık ortalama üretim miktarına sahiptir (Tablo 2.30). Bu miktarın % 45'i GAP projesi kapsamında üretilmektedir.

Tablo 2.30. 2009 İtibariyle Türkiye’de HES Projelerin Durumu

Mevcut Durum	HES	Toplam Kurulu Güç (MW)	Yıllık Ortalama Üretim (GWh/yıl)	Oran (%)
İşletmede	172	14.200	51.000	36
İnşa Halinde	148	8.600	20.000	14
Henüz Başlanmayan	1418	22.700	72.000	50
Toplam Potansiyel	1738	45.500	143.000	100

Kaynak: DSİ

İnşaat halinde ise 148 HES projesi bulunmakta olup, 8.6 MW kurulu güç ile 20 GWh’lık yıllık enerji üretimine sahip olacaktır. İnşaatına henüz başlanmayan 1418 HES projesinin bitirilmesi durumunda HES toplam sayısı 1738’e, yıllık ortalama enerji üretimi ise 143 GWh yükselecektir (Tablo 2.30). Bununla birlikte, teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilecek tüm hidroelektrik potansiyelin 2023 yılına kadar elektrik enerjisi üretiminde kullanılması hedeflenmektedir.

Hidroelektrik santraller ilk yatırım maliyeti yönünden de doğal gaz santrali dışında diğer termik ve nükleer santrallerle rekabet edecek konumdadır. İşletilmesi ise en ekonomik ve çevreci santrallerdir. Ancak hidroelektrik santraller akarsuların yıllık su verimlerine bağlı olarak üretimleri değişen tesislerdir. Depolama tesislerinin yapımı bile akarsu akımlarının tam regülasyonuna imkân vermemektedir. Bu nedenle, orta ve uzun dönem enerji planlamalarında, hidroelektrik santrallerin sisteme ancak % 65 seviyesinde güvenilir enerjileri ile katkıda bulunabilecekleri göz önüne alınarak sistem yedekleri belirlemelidir (Altun, 2000: 240). Türkiye’de akışa geçen suların yıldan yıla ve mevsimden mevsime büyük değişim göstermesi, taşkınlara neden olması sonucu suyun kontrol altına alınması ya da düzenlenerek gerektiğinde çeşitli amaçlara yönelik olarak kullanılabilmesini temin için depolama tesislerinin yapılması büyük önem taşımaktadır (Tezekici, 2005: 144).

Sonuç olarak, çeşitli enerji kaynakları içerisinde hidroelektrik enerji santralleri çevre dostu olmaları ve düşük potansiyel risk taşımaları sebebiyle tercih edilmektedir. Hidroelektrik santraller; çevreye uyumlu, temiz, yenilenebilir, yüksek verimli, yakıt

gideri olmayan, enerji fiyatlarında sigorta rolü üstlenen, uzun ömürlü, işletme gideri çok düşük dışa bağımlı olmayan yerli bir kaynaktır (ETKB, 2010e). Diğer taraftan, son yıllarda Türkiye’de doğal gaz kullanımının yaygınlaşması ile hidrolik santrallerde üretilen elektriğin payı azalmaktadır. Doğal gazın yaygınlaşmasıyla birlikte doğal gaz çevrim santralleri kurulmaya başlanmıştır. Bunun sonucunda elektrik üretiminde hidrolik santrallerin payı azalmaktadır. İlk yatırım maliyetleri doğal gaz santrallerine göre yüksek olsa bile yerli bir kaynak olması ve yakıt maliyetinin olmaması nedeniyle hidrolik santraller Türkiye açısından son derece önemlidir (Karataş, 2008: 133).

2.2.1.8. Biyokütle Enerjisi (Odun, Hayvan ve Bitki Atıkları)

Fotosentez yapan bütün organik canlılar biyokütle olarak tanımlanır. Biyokütle biyolojik kökenli fosil olmayan organik madde kütlesidir. Canlılardan elde edilen ve enerji içeriği olan; ana bileşenleri bitkisel ve hayvansal kökenli, yenilenebilen kaynaklar olan; bazı istisnalar hariç genellikle sentetikleri, toksinleri ya da diğer bir deyişle çevreye zarar veren maddeleri içermeyen tüm doğal maddeler biyokütle enerji kaynağıdır. Bu kaynaklardan elde edilen enerji ise *biyokütle enerjisi* olarak adlandırılır. Fosil kaynaklardan farkı, yaşayan veya kısa bir süre önce yaşamış olan biyolojik organizmalardan sağlanmasıdır (İTÜ, 2007: 105; Çağlayan, Ataç ve Çoban, 2009: 40). Biyokütle, tükenmeyen bir kaynak olması, her yerde yetiştirilebilmesi, özellikle kırsal alanlar için sosyo-ekonomik gelişmelere yardımcı olması nedeniyle (IEA, 2003: 103), üzerinde önemle durulması gereken bir enerji kaynağıdır.

Biyokütle enerjisinin olumlu yönleri; hemen her yerde yetiştirilebilmesi, üretim ve çevrim teknolojilerinin iyi bilinmesi, her ölçekte enerji üretimi için uygun olması, düşük ışık şiddetlerinin yeterli olması, depolanabilir olması, 5-35⁰C arasında sıcaklık gerektirmesi, sosyo-ekonomik gelişmelerde önemli olması, çorak ve tarım dışı kalan arazilerin değerlendirilmesine imkân sağlaması, çevre kirliliği oluşturmaması, sera etkisi oluşturmamasıyla atmosferde CO₂ dengesi sağlaması ve asit yağmurlarına yol açmaması şeklinde sıralanabilir. Söz konusu enerjisinin olumsuz yönleri ise; düşük

çevrim verimine sahip olması, tarım alanları için rekabet oluşturmaları³⁰ ve su içeriğinin fazla olması olarak sıralanabilir (Acaroğlu, 2000: 162).

Biyokütle enerji kaynaklarına örnek olarak, ağaçlar□, mısır, buğday gibi özel olarak yetiştirilen bitkileri, yosunlar□, denizdeki algleri, evlerden atılan meyve ve sebze artığı olan tüm organik çöpler, hayvan dışkıları, gübre ve sanayi atıklarını saymak mümkündür (HGD: 2010b). Bu enerji kaynaklarından en çok bilineni ve ilk kullanılanı odundur.

Günümüzde, biyokütle enerjisini klasik ve modern olarak iki sınıfta ayırmak mümkündür. Ağaç kesiminde elde edilen odunun ve hayvan atıklarından oluşan tezeğin basit şekilde yakılması klasik biyokütle enerjisi olarak tanımlanırken; mısır gibi enerji bitkileri, enerji ormanları ve ağaç endüstrisi atıklarından elde edilen biyo-dizel, etanol gibi çeşitli yakıtlar, modern biyokütle enerjisinin kaynağı olarak tanımlanmaktadır (Topal ve Arslan, 2008: 243). Klasik biyokütle kaynakları, genellikle kırsal bölgelerde doğrudan yakılmak suretiyle yemek pişirme ve ısıtma amaçlı olarak uzun yıllardır kullanılmaktadır. Modern biyokütle kaynakları ise pazar işlemleri ile karakterize edilmekte, sanayi, ulaşım ve ticaret sektörlerinde kullanılmaktadırlar (Akgül, 2003: 279).

Klasik ve modern ayrımı dışında biyokütle enerji kaynakları bitkisel kaynaklar, hayvansal atıklar, şehir ve endüstri atıkları olarak da sınıflandırılmaktadır.

Bitkisel Kaynaklar

Orman ürünleri, 5-10 yıl arasında büyüyen ağaç türlerini içeren enerji ormanları, bazı su otları, algleri ve enerji (C₄) bitkileri bitkisel kaynak olarak sayabiliriz. Bitkisel kaynaklı biyokütleden elde edilen etil alkol ve metil alkol, alternatif yakıt çeşitleri olarak özellikle gelişmekte olan ülkelerde, petrol ürünleri yerine kullanılmaya başlamıştır. Metil alkolün üretimi ve kullanılmasında zorluklar olduğundan etil alkol tercih edilmektedir. Etil alkol; alkollü içkilerde, kimya sanayisinde, fueloil yanında kazan yakıtı veya benzin yakıtı olarak kullanılmaktadır. Etanol, şeker kamışından fermantasyon ve damıtma sonucunda % 94-96 saf alkol alınacak şekilde üretilmektedir.

³⁰Dünya'daki tüm araçlara biyoyakıtlarla enerji sağlanması durumunda kullanılan tarım arazilerinin miktarının iki kat daha artırılması gerektiği tahmin edilmektedir (Bkz: Parfit, 2005: 93).

Biyokütle kökenli sentetik akaryakıt kapsamında yer alan alkol karışımlı benzin ve bitkisel yağ karışımlı motorin dışında, bazı enerji bitkilerinden elde edilen yağlar dizel yakıtı yerine kullanılabilir.

Etonal üç farklı biyokütleden üretilmektedir. Bunlar; şekerli karbonatlardan (şeker kamışı, melas ve sorgum), nişastalar (mısır ve patates) ve selülozlu bitkiler (odun ve zirai artıklar)’dır. Şekerli karbonhidratlarından etonal elde etmek için karbonhidratın basit şeker formunda ve fermente edilebilir durumda olması ve elde edilen artık elyaf veya küspenin tekrar süreç içerisinde enerji hammaddesi olarak kullanılabilmesi gerekmektedir. Nişastalar daha karmaşık yapıya sahip olmalarından dolayı şekerleşme süreci ile ihtiva ettikleri karbonhidratlar basit şeker formuna dönüşmektedir. Bu ilave bir sürece ihtiyaç duyduğundan yatırım ve işletme masraflarını artırmaktadır. Selülozlu bitkiler ise ihtiva ettikleri karbonhidratlar gerek moleküler yapı ve gerekse fermente edilebilir şekere dönüşüm süreçleri açısından önceki gruplara nazaran daha karmaşık yapıya sahip olduğundan alkol dönüşüm verimleri düşüktür (Çetiner, 2010; Enerji Kaynakları, 2010).

Hayvansal Atıklar

Hayvansal atıkların samanla karıştırılıp kurutulması suretiyle elde edilen tezeğin köylerde yakıt olarak kullanımı oldukça yaygındır. Hayvansal gübrenin oksijensiz ortamda fermentasyonu ile üretilen biyogazın kullanımı da oldukça yaygındır. Biyogazın ısı değeri, karışımdaki metan yüzdesine bağlı olarak 1900 ile 27500 kJ/m³ (kilojule/metreküp) arasında değişmektedir.

Biyogaz üretiminde genel olarak kesikli besleme metodu, fermentasyon tankına taze çiftlik gübresi verilir ve tank hava almayacak şekilde kapatılır. Gübrenin havasız ortamda fermentasyonu sonunda meydana gelen biyogaz, bir boru ile gazometre denilen ikinci bir kaptan toplanır. Kesikli besleme yönteminde tanka ilk gübre beslemenin yapılmasından yaklaşık 15 gün sonra biyogaz üretimi başlamakta ve gazın sürekliliği 60 gün sürmekte, bu sürenin sonunda gaz verimi düşmektedir. Bu durumda fermentasyon tankı boşaltılarak tekrar taze çiftlik gübresi doldurulur. Biyogaz üretiminden sonra elde edilen fermente gübrenin, fermente olmamış gübreyle oranla % 20–25 daha verimli olduğu belirtilmektedir (Çetiner, 2010).

Şehir ve Endüstri Atıkları

Çöp depolama yerlerinde ve evsel atık su arıtma tesislerinde oluşan arıtma çamurları eğer önceden stabilize edilmemiş ve biyokimyasal aktiviteleri durdurulmamışsa aerobik organizmalar tarafından ayrıştırılarak metan gazına dönüştürülebilir. Metan gazı aynı zamanda sera etkisinin oluşmasında en az karbondioksit ve su buharı kadar etkili olduğundan oluşumu kontrol altına alınarak değerlendirme yoluna gidilmiştir. Bu amaçla çöp alanında oluşan gazları toplayacak şekilde sondaj boruları belirli bir düzene göre yerleştirilir. Çıkan gazlar arıtılarak gaz jeneratörüne gönderilmekte ve gaz jeneratöründe elektrik elde edilmektedir. Doğal gaz sisteminde ve araçlarda yakıt, kimya sanayinde saf metan haline getirilerek de kullanılmaktadır. Elde edilen biyogazın doğal gaz dağıtım sisteminde kullanılması, gaz temizleme işleminin pahalı olması nedeniyle fazla uygulanmamaktadır. Depolama alanından oluşan 1 m³ gazın ısı değeri ise yine çöpün bileşenlerine bağlı olarak 18-27 MJ/Nm³ arasında değişmektedir. Çöp ve katı maddelerinden enerji elde etmenin diğer bir yolu ise piroliz ve yüksek sıcaklıklarda yakılmasıdır (Belgeler, 2011).

Biyokütle kaynaklarının enerji olarak kullanılması, katı (odun, yonga, pelet ve talaş), sıvı (biyobenzin, biyodizel ve etanol) ve gaz (biyogaz, hidrojen ve metan) yakıtlar elde etmek için çeşitli teknolojiler kullanılmaktadır. Bu teknolojiler; termokimyasal, biyokimyasal ve agrokimyasal olarak sınıflandırılan tekniklerdir. Biyokütle kaynakların enerji olarak kullanılmasında yararlanılan çevrim teknikler, bu tekniklerle elde edilen yakıtlar ve uygulama alanları şöyle özetlenebilir (HGD, 2010b):

<u>Biokütle Kaynaklar</u>	<u>Çevrim Yöntemi</u>	<u>Elde Edilen Yakıtlar</u>	<u>Uygulama Alanları</u>
Orman Artıkları	Havasız Çürütme	Biyogaz	Elektrik Üretimi
Tarım Atıkları	Piroliz	Etanol	Isınma
Enerji Bitkileri	Doğrudan Yakma	Hidrojen	Su Isıtma
Hayvansal Atıklar	Fermantasyon	Metan	Otomobiller
Çöpler (Organik)	Gazlaştırma	Metanol	Uçaklar
Algler	Hidroliz	Sentetik Yağ	Roketler
Enerji Ormanları	Biyofotoliz	Dizel	Ürün Kurutma

Önümüzdeki yıllarda bu teknolojilerde yeni gelişmelerin yanında sadece biyokütle kaynağıyla çalışan büyük termik santrallerin inşası planlanmaktadır. Mesela, İsveç ve Finlandiya gibi ülkelerde bölgesel biyokütle santralleri ile elektrik üretimi yapılmakta olup, yeni santrallerin yapımı sürmektedir.

2.2.1.8.1. Dünya’da Biyokütle Enerji

Dünya nüfusunun % 80’inin 35⁰ kuzey ve 35⁰ güney enlemleri arasında yer aldığı göz önüne alındığında bu bölgede m² düşen güneş enerjisinin yılda 3000-4000 saati bulunduğu ve bunun da enerji olarak 2 bin KWh/m² olduğu ortaya konmuştur. Enerji açığını karşılamak ve çevre kirliliğini azaltmak için Dünya genelinde biyokütle çalışmalarına büyük hız verilmektedir. Biyokütleden elde edilebilecek yıllık enerji; 1120 bin MW’ı samandan, 500 bin MW’ı hayvan atıklarından, 1360 bin MW’ı orman atıklarından 2400 bin MW’ı çöplerden ve 17700 bin MW’ı şeker kamışı, odunsu bitkiler gibi enerji tarlalarından sağlanabilmektedir. Biyokütle enerjisi toplam 23.100 bin MW gibi büyük bir potansiyele sahiptir. Biyokütle elde etmek için harcanan enerji ve % 20 dolayında bir çevrim göz önüne alındığında yılda net 3 bin MW gibi bir enerji elde edilebileceği tahmin edilmektedir (Enerji Kaynakları, 2010). Bu nedenle, birçok gelişmekte olan ülke biyoenerjiyi, geleceğin en önemli enerji kaynağı olarak görmektedir. Bütün bunlardan hareketle, güneş enerjisinden fotobiyolojik çevrim sonucu elde edilebilecek biyokütle enerjisinin sağlayacağı avantajlar göz ardı edilmeyecek kadar önemli olduğu söyleyebilir. Özellikle gelişmekte olan ülkelere kullanımı en yaygın olan enerji kaynağı biyokütledir. Dünya enerji tüketiminin yaklaşık % 15’i, gelişmekte olan ülkelere ise enerji tüketiminin yaklaşık % 43’ü biyokütleden sağlanmaktadır (Çetiner, 2010; EPA, 2006).

Çin özellikle endüstriyel ölçekli biyogaz (mesela çiftliklerde) ve anız olmak üzere bitkisel atıklardan enerji üretimini artırmaktadır. Finlandiya, Fransa, Almanya, İtalya, Polonya, İsveç ve İngiltere’nin içinde olduğu bazı AB ülkelerinde de bitkisel atıklardan enerji üretimi artmaya devam etmektedir. Gelişmekte olan birçok ülkede şeker endüstrileri şeker kamışı küspesinden enerji üreten santralleri işletmeye almayı sürdürmektedir. Bu ülkeler arasında Brezilya ve Filipinler lider konumda olup, bunları

Arjantin, Kolombiya, Hindistan, Meksika, Nikaragua, Tayland ve Uruguay gibi ülkeler izlemektedir (Erkmen ve Varol, 2009: 88).

2009 yılının sonu itibariyle Dünya'nın biyokütle kurulu güç kapasitesi 54 GW'a ulaştığı tahmin edilmektedir (REN21, 2010: 18). Özellikle Orta ve Kuzey Avrupa ülkeleri biyoenerji kullanımında lider durumdadır. Finlandiya ülke enerji gereksiniminin % 22'sini, İsveç % 18'ini, Avusturya % 14'ünü biyokütle santrallerinde odun ve bitki atıklarını yakarak-gazlaştırarak karşılayan ilk üç ülkedir (OGM, 2009: 6). Avusturya, asıl enerjisinin % 13'ünü odundan sağlayarak son 15 yılda biyokütle kullanımını altı kat arttırmıştır. Çin'de yaklaşık beş milyon çiftçi evinde daha çok yemek pişirmek ve aydınlanmak için yılda 1.2 milyar m³ biyogaz kullanmaktadır. Hindistan'da şeker kamışı posasından biyokütle enerjisi elde edilmekte ve halen farklı büyüklüklerde bir milyondan fazla biyogaz üretim tesisleri bulunmaktadır (Yıldırım, 2003: 359; Akgül, 2003: 280).

2009 yılsonu itibariyle mevcut biyokütle enerji kaynaklarına en fazla sahip olan iki ülke ABD ve Brezilya'dır. Onların ardından, Almanya, Çin ve İsveç gelmektedir. Biyokütle kaynaklarıyla OECD ülkelerinde üretilen elektrik enerjisinin % 34'ten daha fazlasını ABD tek başına biyokütle kaynaklarından elde etmektedir. ABD'den sonra biyokütle enerjisiyle en fazla elektrik üreten ikinci OECD ülkesi 16 TWh ile Japonya'dır (REN21, 2010: 18).

Fransa, Kore, Meksika, Avusturya ve İsveç gibi ülkelerde son yıllarda etanol yakıt olarak kullanılmaya başlanmıştır. İsveç, enerji ihtiyacının % 16'sı gibi önemli bir kısmını, Avusturya % 13'ünü bu yakıt türünden elde etmektedir (Çengel, 2003: 6). Brezilya'da şeker kamışından üretilen etil alkol motorlu araçlarda kullanılan yakıtın % 50'sini karşılamaktadır. Ülkede yaklaşık olarak beş milyon taşıt, 1989 yılından beri yakıt olarak benzin yerine şeker kamışı veya benzer ürünlerden elde edilen saf biyoetanol, yine birçok araçta benzin-etanol karışımını kullanmaktadır. Brezilya'da hükümet politikalarıyla, 1996 yılına kadar yaklaşık yirmi yıl boyunca çeşitli oranlarda etanol üretimi desteklenmiştir. Etanolun otomobil yakıtı olarak en yaygın kullanıldığı ülke Brezilya'dır (Parfit, 2005: 93; Yıldırım, 2003: 359; Akgül, 2003: 280).

2006 yılındaki Dünya enerji görünümü raporunda iki senaryo (referans ve alternatif senaryo) üzerinde durulmaktadır. Referans senaryoya göre, kömür, petrol ve

doğal gazın 2030 yılına dek enerji talebinde etkisi yüksek olurken, biyokütle en önemli yenilenebilir kaynak olacaktır. 2030 yılı için biyoyakıtların payı % 4 olarak öngörülmektedir. Alternatif senaryoda ise, biyoyakıtların önemli bir katkı sağlaması beklenmektedir. 2030 yılında biyoyakıtların ulaşım sektöründe yakıt gereksiniminin % 7'sini karşılayacağı tahmin edilmektedir (bu oran şu an itibariyle % 1 civarındadır). Her iki senaryoya göre biyoyakıtlar ABD, AB ve Brezilya'da yaygın olarak kullanılabileceği ve biyoyakıtlar içinde biyoetanol ön plana çıkacağı ifade edilmektedir.³¹ Günümüzde, tarıma elverişli arazilerin % 1'i biyoyakıtlar için kullanılmakta, 2030 yılında referans senaryo göre bu değerin % 2'ye, alternatif senaryo göre ise % 3.5'e yükseleceği tahmin edilmektedir. Biyoyakıt kullanımındaki artışın, büyük ölçüde, teknolojik gelişmelerle ve ülkelerin yaklaşımlarındaki artış ile ivme kazanacağı öngörülmektedir.

Dünya genelinde enerji talebindeki hızlı artış, beraberinde büyük altyapı yatırımlarını gerektirmekte ve 2005–2030 yılları arasında toplam 20 trilyon dolar yatırıma ihtiyaç duyulmaktadır. Bu yatırımların yarısından fazlası gelişmekte olan ülkeler içindir. Yatırımlar içinde, biyoyakıtların payı % 1 (200 milyar dolar) olacağı öngörülmektedir (İTÜ, 2007: 108-109). Dolayısıyla, biyokütle enerjisi önümüzdeki yıllarda ülkelerin ekonomik gelişiminde önemli bir paya sahip olacağını ifade etmek pek de yanlış olmaz.

2.2.1.8.2. Türkiye’de Biyokütle Enerji

Biyokütle kaynaklarımız; tarım, orman, hayvan, organik şehir atıkları vb. kaynaklardan oluşmaktadır. Türkiye’de biyokütle enerjisinin klasik sınıflandırma içerisinde üretim ve tüketimi yapılmaktadır. Az gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelere klasik biyokütlenin yani odun, tezek ve bitki artıklarının genel enerji tüketimi içindeki payı oldukça yüksektir. Gelişmiş ülkelere ise klasik biyokütle kullanımı yok denecek kadar az seviyelerde iken modern biyokütle üretim ve tüketimi oldukça yüksektir.

2008 yılında ülkemizde genel enerji tüketimi 79.56 bin TEP, yerli birincil enerji kaynakları üretimi 29.26 bin TEP olarak gerçekleşmiş ve enerji talebinin % 80.3’ü

³¹Nitekim, 2009 itibariyle dünya genelinde 76 milyar litre biyoetanol üretilmiş olup, bunun % 54’ü ABD tarafından gerçekleştirilmiştir (Bkz: REN21, 2010: 56).

ithalat ile sağlanmıştır. Genel enerji tüketimi payları; % 41.7 petrol, % 23 kömür, % 20.3 doğal gaz ve % 15 yenilenebilir enerji kaynaklarıdır. Yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının % 46.6'sı biyokütle,³² % 27.7'sini hidrolik ve geriye kalan % 25.7'sini diğer yenilenebilir (rüzgâr, güneş, jeotermal, vd.) kaynaklar oluşturmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimi içinde biyokütlenin payı (% 0.1) yok denecek kadar azdır (ETKB, 2010f).

Biyokütle enerjisi Türkiye'de klasik yöntemle dayanılarak, daha çok ticari olmayan yakıt biçiminde kullanılmakta ve yerli enerji üretiminin % 16.7'sini karşılamaktadır. ETKB, odun ile hayvan ve bitki atıklarını kullanan klasik biyokütle enerji üretiminin 2020 yılında 7530 bin TEP olacağını tahmin edilmektedir. 2000 yılında 17 bin TEP ile başlayan modern biyokütle üretimi ise hiç öngörülmemiştir. Oysa ticari olmayan klasik biyokütle enerji üretiminin giderek azaltılması ve modern biyokütle enerji üretimine başlanarak bu üretimin artırılması gerekir (DPT, 2001d: 36).

Modern biyokütle enerjisi kullanımına geçilmesi ülke ekonomisi ve çevre kirliliği açısından önem taşımaktadır. Birçok ülke bugün kendi ekolojik koşullarına göre en uygun ve en ekonomik tarımsal ürünlerden alternatif enerji kaynağı sağlamaktadır. Türkiye de bu potansiyele, ekolojik yapıya sahip ülkeler arasındadır (Topal ve Arslan, 2008: 243). Türkiye biyokütle materyal üretimi açısından; güneşlenme ve alan kullanılabilirliği, su kaynakları, iklim koşulları gibi özellikleri uygun olan bir ülkedir. Modern biyokütle teknikleri kapsamında, enerji ormancılığı ve enerji bitkileri tarımından yararlanılması gerekmektedir. Biyokütle enerji kapsamında, çöp termik santralleri de yaygınlaştırılmalıdır.

Biyoelektrik üretimi için enerji ormancılığı potansiyeli ülkemizde mevcuttur. Türkiye'de kültürel yetiştiriciliğe ve gıda üretimi dışında fotosentezle kazanılabilecek enerjiye bağlı olarak biyokütle enerji brüt potansiyeli teorik olarak 135-150 milyon TEP/yıl kadar hesaplanmakla birlikte, kayıplar düşüldükten sonra net değer 90 milyon TEP/yıl olacağı varsayılmaktadır. Ancak, ülkenin tüm yetiştiricilik alanlarının yıl boyu yalnızca biyokütle yakıt üretim amacıyla kullanılması olanaklı değildir. Olabilecek en üst düzeydeki yetiştiriciliğe göre teknik potansiyel 40 milyon TEP/yıl düzeyinde

³²Ülkemizde odun ile hayvansal-bitkisel artıklar gibi klasik biyokütle kaynakları daha çok tüketilmektedir (17 milyon ton). Diğer taraftan, ülkemizde tüketilen modern biyokütle kaynakları ise geleneksel biyokütle kaynaklarına göre yok denecek kadar azdır (74 bin ton).

bulunmaktadır. Ekonomik sınırlamalarla 25 milyon TEP/yıl değeri, Türkiye'nin ekonomik biyokütle enerji potansiyeli alınabilir (Ültanır, 1998: 81). Türkiye'de enerji ormancılığına uygun (kavak, söğüt, kızılğaç, okaliptüs, akasya gibi hızlı büyüyen ağaçlar) 4 milyon hektar orman alanına sahiptir (İTÜ, 2007: 110). Bu uygun alanın % 15'i değerlendirilmiş olup, geri kalan % 85'lik alan ise uygulama beklemektedir (Ültanır, 1998: 81). Modern biyokütle için enerji bitkileri tarımı, enerji planlaması ve tarımsal üretim planlaması kapsamında birlikte ele alınmalıdır. Yapılan hesaplamalar, 1 milyon hektar alana kurulacak enerji ormanlarından yılda yaklaşık 7 milyon ton biyokütle enerji kaynağı elde edilebileceğini ortaya koymaktadır. Bu miktar yaklaşık 30 milyon varil ham petrole eşdeğerdir (DEK TMK, 2008: 69). Söz konusu alan uygun planlamalar dâhilinde, modern enerji ormancılığında değerlendirilmeli ve bu ağaçların yakacak olarak kesimi önlenmelidir.

Türkiye'de biyoyakıtı uygulaması için gerekli olan, enerji tarımıdır. Pankobirlik rakamlarına göre, ülkemizde biyoetanol üretimine yönelik şeker pancarı yapılabilecek alan 4.5 milyon dekar (2-2.5 milyon ton alkol)'dır. Türkiye'nin ilk ticari motor biyoyakıtı uygulaması 2005 yılında başlamıştır. Yerli kaynaklardan üretilen biyoetanol (Tarkim ürünü kapasitesi 30 milyon litre/yıl) kurşunsuz benzine % 2 oranında katılarak piyasaya (POAŞ ürünü biyobenzin) sunulmuştur (İTÜ, 2007: 111). Ülkemizde biyoetanolün benzine harmanlanan % 2'lik kısmı ÖTV'den muaftır ve bu miktar ancak 80-90 milyon litre biyoetanol tüketimini gerektirmektedir. Ancak, bu miktar biyoetanolün Türkiye'deki gelişimi için yeterli görülmemektedir. Çünkü mevcut durumda kurulu biyoetanol üretim gücümüz yaklaşık 160 milyon litredir. Bununla birlikte ülkemizde benzine biyoetanol harmanlanması zorunlu değildir. Pek çok ülkede olduğu gibi ülkemizde de biyoetanol kullanımı zorunlu olmalı ve ÖTV muafiyeti % 2'den % 5'e çıkartılmalıdır (DEK TMK, 2008: 70).

Bir tarım ülkesi olmamıza rağmen ülkemizin bitkisel yağ dengesinde ciddi bir açık söz konusudur. Bitkisel yağ üretimimizin ancak % 30'a yakın kısmı yurtiçi üretim ile karşılanabilmektedir. Türkiye, tarımsal atıklarından elde edebileceği toplam enerji potansiyeli 9.5 milyon TEP olup, OECD ülkeleri içinde dördüncü sırada yer almaktadır (Demirbaş, 2006: 532). Türkiye'de hububat bitkilerinin katı atık miktarı 39.2-52.3 milyon ton, mısır için 3.8-4.8 milyon ton, şeker pancarı için 1.3-1.5 milyon ton ve patates için de 522-617 bin ton kadardır. Bu atıklar çeşitli biçimlerde işlenerek

biyokütle yakıt olarak kullanılabilir. Ayrıca, yağlı tohum bitkileri ve zeytincilik atıkları da önemli biyokütle hammaddeleridir (Ültanır, 1998: 147). Görüldüğü üzere, Türkiye’de değerlendirilmeyen çok fazla tarım atığı bulunmaktadır. Dağınık bir şekilde bulunan bu atıkların taşıma ve işçilik maliyetlerinin yüksek olması enerji kaynağı olarak değerlendirilmelerinde sorun oluşturmaktadır (Yıldırım, 2003: 359).

Biyodizel, kanola (kolza), ayçiçeği, soya, aspir, pamuk gibi yağlı tohum bitkilerinden elde edilen motorine eşdeğer bir yakıttır. Atık bitkisel yağlar ve hayvansal yağlar da, biyodizel hammaddesi olarak kullanılabilir. Biyodizel petrol içermez; fakat saf olarak veya her oranda petrol kökenli motorine karıştırılarak motorinin kullanıldığı her yerde yakıt olarak kullanılabilir. Sulanabilir pancar ekim alanlarında münavebe bitkisi olarak kanola ekilmesi sonucu dörtlü ekim sistemine göre 800 milyon hektar alanın 500 milyon hektarının kanola ekimi için kullanılması durumunda yıllık 500 bin ton biyodizel üretim potansiyeli mevcuttur. Ayrıca EİE’nin yaptığı analize göre, tarıma elverişli olduğu halde kullanılmayan tarım arazileri esas alınarak 2 milyon hektar arazide ekilecek yağlı tohumlu bitkilerden 1.5 milyon ton biyodizel üretilebileceği ve 54 bin kişiye istihdam sağlanabileceği de tahmin edilmektedir. Bu üretim aynı zamanda 2.8 milyon ton karbondioksit tasarrufunu da beraberinde getirmektedir (DEK TMK, 2008: 71). Türkiye’de küçük ve orta kapasiteli fabrikalarda biyodizel üretimi yapılmakta ve büyük kapasiteli tesis kurma çalışmaları da sürdürülmektedir. EPDK verilerine göre; biyodizel üretim lisansı başvurusu yapan firma sayısı 205; toplam kapasite 2 milyon ton/yıl, uygun başvuru sayısı 27 şeklindedir. 16 Şubat 2007 itibarıyla 13 lisanslı tesis bulunmaktadır (İTÜ, 2007: 111-112).

Biyogaz; çok yönlü bir enerji kaynağı olarak doğrudan ısıtma ve aydınlatma amacıyla kullanıldığı gibi, elektrik enerjisine ve mekanik enerjiye çevrilerek kullanımı da mümkündür. Ayrıca biyogaz üretimi sonucu ortaya çıkan yan ürünler de sıvı formda fermente organik gübre olarak da kullanılabilir (ETKB, 2010g). Türkiye’nin biyogaz potansiyeli 2.5-4 milyar m³ (Şen, 2006: 16), yani 25 milyon KWh olduğu (İTÜ, 2007: 110) öngörülmektedir. Toplam biyogaz potansiyelinin % 85’i gübre gazından, geri kalanı ise katı atık düzenli depolama sahası gazındandır. Gübre gaz potansiyelinin % 50’si koyun, % 43’ü davar ve % 7’si kümes hayvanlarından elde edilmektedir (Hepbaşlı ve Özgener, 2004: 975). Türkiye’nin ilk çöp gaz santrali AKSA jeneratör tarafında Bursa Demirtaş’ta kurulmuştur. 1.4 MW gücünde ve 2 milyon dolara mal olan

santralden yılda 10 milyon KWh elektrik üretimi planlanmaktadır. Türkiye’de hayvansal atıkların biyogaz üretiminde değerlendirilmesi ile fermentör içi sıcaklığın 38°C olması ve optimum fermentör sıcaklığında çalışılması durumunda bu potansiyelin 2.2-3.3 milyar m³/yıl arasında olması teorik olarak mümkün görünmektedir. Bu ise, 2.4 milyon ton taşkömürü eşdeğeri bir enerjiye karşılık gelmektedir (DEK TMK, 2008: 69).

Çöplerin düzenli depolama ile elektrik elde etme (deponi gazı üretimi ve yakma ile değerlendirilmesi) göz ardı edilmemelidir. Ülkemizdeki günlük 65 bin ton endüstriyel ve evsel çöpün ayrıştırılarak düzenli depolanması ve anaerobik fermentasyonuyla % 40 ile % 60 oranında metan içeren biyogaz üretimi olanağı mevcuttur. Organik kökenli bitkisel ve hayvansal atıkların doğrudan, verimsiz yakılması veya tarım topraklarına gübre olarak verilmesi yerine anaerobik fermentasyon ile % 40-70 metan içerikli biyogaz üretimi için Tarım Bakanlığı’nın da iştirakiyle halkın yönlendirilmesi, tesisler için teşvik uygulanması yararlı olacaktır (Şen, 2006: 16-17; İTÜ, 2007: 111).

Türkiye’de toplam arazinin sadece % 33.1’i işlenmektedir. İşlenmeyen arazi içinde tarıma uygun % 3’lük bir alan mevcuttur (DEK TMK, 2008: 69). Bu alanın enerji tarımında, özellikle C4 bitkileri (şeker kamışı, tatlı darı, mısır gibi) ve yağlı tohum bitkileri tarımında kullanılması tarım kesimine yön vererek, istihdam oluşturulabilir ve dolayısıyla ulusal gelirden artış meydana getirilebilir. GAP ve Yeşilirmak Havza Projesi gibi projeler kapsamında, biyokütle enerjinin plan ve uygulamaları mutlaka yer almalıdır.

2.2.2. İkincil Enerji Kaynakları

Kimyasal veya benzeri işlemler sonucunda genellikle birincil enerji kaynaklarının dönüştürülmesi ile elde edilen enerji kaynaklarına “ikincil enerji kaynakları” adı verilmektedir. İkincil enerjilere, “enerji taşıyıcısı” da denilmektedir. İkincil enerji kaynaklarına hidrojen enerjisi, nükleer enerji ve elektrik enerjisi, petrol ürünleri ve havagazı örnek olarak verilebilir. Bu kısımda; sadece ikincil enerji kaynaklarından hidrojen enerjisi, nükleer enerji ve elektrik enerjisi üzerinde durulacaktır.

2.2.2.1. Hidrojen Enerjisi

Hidrojen 1500'lü yıllarda keşfedilmiş, 1700'lü yıllarda yanabilme özelliğinin farkına varılmış evrende en fazla bulunan ve doğadaki en basit atom yapısına sahip bir elementtir. Hidrojen çok hafif bir gaz olup (havadan 14.4, doğal gazdan ise 9 kat daha hafif) tamamen zehirsiz, renksiz ve kokusuz bir gazdır. Güneş ve diğer yıldızların termonükleer tepkimeye vermiş olduğu ısıнын yakıtı hidrojen olup, evrenin temel enerji kaynağıdır. Atmosfer basıncında -253°C 'ye soğutulduğunda sıvı hale gelen hidrojenin yoğunluğu ise benzinin 1/10'u kadar olmaktadır (Klug ve Faass, 2001: 252; DEK TMK, 2008: 71). Sıvı hidrojenin hacmi gaz halindeki hacminin sadece 1/700'ü kadardır.

Hidrojen 21. yüzyıla damgasını vuracak bir enerji taşıyıcısıdır. Kolayca ve güvenli olarak her yere taşınabilen, taşınmasında çok az enerji kaybı olan, her yerde (sanayide, konutlarda ve taşıtlarda) kullanılabilen, tükenmez, temiz, kolaylıkla ısı, elektrik ve mekanik enerjiye dönüşebilen, karbon içermeyen, ekonomik ve hafif olan hidrojenin yalnız 21. yüzyılın değil, güneş ömrü olarak kestirilen gelecek beş milyar yılın da yakıtı olacağı söylenebilir. Hidrojen gazını yapay olarak ilk defa T. Von Hohenheim tarafından güçlü asitlerle metalleri karıştırarak elde etmiştir. Ancak, bu kimyasal reaksiyon sonucu elde edilen bu yanıcı gazın yeni bir element olduğunun farkına varamamıştır. Hidrojenin ilk kullanım yerlerinden biri balonlar ve daha sonraları zeplinlerdir (Şahin, 2009: 2-3).

Bugün, motor yakıtı olma özelliği, dönüşebilirlik ya da çok yönlü kullanıma uygunluk, kullanım verimi, çevresel uygunluk, emniyet ve efektif maliyet gibi yakıt seçimindeki kriterler göz önüne alındığında hidrojen enerjinin farkı göze çarpmaktadır. Hidrojen; alevli yanmaya, katalitik yanmaya, direkt buhar üretimine, hidridleşme ile kimyasal dönüşüme ve yakıt hücresi ile elektrik dönüşümüne uygun bir yakıt iken, fosil yakıtlar yalnızca alevli yanmaya uygundur (OBİTET, 2010). Hidrojen bilinen tüm yakıtlar içerisinde birim kütle başına en yüksek enerji içeriğine sahip bir enerji kaynağıdır (üst ısı değeri 141.9 MJ/kg, alt ısı değeri 120.7 MJ/kg). 1 kg hidrojen 2.1 kg doğal gaz veya 2.8 kg petrolun sahip olduğu enerjiye sahiptir. Ancak birim enerji başına hacmi yüksektir (ETKB, 2010h). Hidrojen doğada serbest halde bulunmaz, bileşikler halinde bulunur. En çok bilinen bileşiği ise sudur. Isı ve patlama enerjisi gerektiren her alanda kullanımı temiz ve kolay olan hidrojenin yakıt olarak kullanıldığı

enerji sistemlerinde, atmosfere atılan ürün sadece su ve/veya su buharı olmaktadır. Hidrojen petrol yakıtlarına göre ortalama % 33 kat daha verimli bir yakıttır (Bockris ve diğ., 2001: 179-182).

Hidrojen alevli yanma özelliği ile içten yanmalı motorlarda, gaz türbinlerinde ve ocaklarda yakıt olarak kullanılabilir. Ancak, hidrojenin yakıt olarak kullanılmasının önündeki en büyük engellerden biri depolanmasındaki güçlüklerdir. Hidrojen, elementler arasında en küçük atom çapına sahip olması nedeniyle diğer maddelerden yapılmış kaplarda gaz halinde depolanamıyor. Hidrojen atomları, kabın atomları arasındaki boşluklardan kolayca sızabiliyor. Bu nedenle hidrojen, metal hidrür tozlarına soğutularak depolanmakta ve metal hidrüre bağlı hidrojen gerektiğinde ayrıştırılarak kullanılabilir. Hidrojen, metal hidrüre absorbe olurken yüksek miktarda ısı açığa çıkmakta ve işlemin hızlı gerçekleşebilmesi için bu ısının ortamdan tahliye edilmesi gerekmektedir. Normal şartlarda hidrojenle çalışan bir aracın deposunun doldurulması en az 40 dakika sürerken, yeterli soğutma yapıldığında bu süre birkaç dakikaya kadar indirilebilmektedir (Erdem, 2009: 7). Hidrojenin direkt buhara dönüşüm özelliği, buhar türbinleri uygulamasında kolaylık sağlamaktadır. Bu özelliği ile endüstriyel buhar üretimi de kolaylaşmaktadır. Hidrojenin katalitik yanma özelliğinden mutfak ocakları, su ısıtıcılar ve sobalara uygulanmasında yararlanılmaktadır. Hidrojen Carnot çevriminin sınırlayıcı etkisi altında kalmadan, yakıt pillerinde elektrokimyasal çevrimle direkt elektrik üretiminde de kullanılabilir (OBİTET, 2010).

Enerji kaynakları için önemli olan bir özellik de çevresel uygunluktur. Hidrojenden enerji elde edilmesi esnasında su buharı dışında çevreyi kirletici ve sera etkisini artırıcı hiçbir gaz ve zararlı kimyasal madde üretimi söz konusu değildir. Bu nedenle, hidrojen enerji çevre problemlerine tek çözüm olarak gösterilmekte ve ülkeleri fosil yakıtlardan kurtarabilecek *bağımsız yakıt* olarak adlandırılmaktadır (DEK TMK, 2008: 71). Fosil yakıt kullanımının hava kalitesi, insanlar, hayvanlar, plantasyonlar ve ormanlar, akuatik ekosistemler, insan yapısı yapılar, açık madencilik, iklim değişikliği, deniz seviyesi yükselmesi üzerindeki olumsuz etkilerinden kaynaklanan çevre zararları Dünya genelinde fosil yakıt sistemi, kömür/sentetik yakıt sistemi ve güneş-hidrojen sistemi karşılaştırılmıştır. Buna göre; kömür için 9.8 ABD \$/GJ, petrol için 8.5 ABD \$/GJ ve doğal gaz için 5.6 ABD \$/GJ olarak saptanmıştır. Diğer taraftan, güneş-hidrojen

üretim sistemin çevresel zararı ise 0.46 ABD \$/GJ gibi yok denecek düzeye kalmakta ve çevresel uygunluk faktörü açısından ilk sırada yer almaktadır. Yakıtın zehirliliği, yanma ürünlerinin zehirliliği, difüzyon katsayısı, ateşleme enerjisi, patlama enerjisi, alev emissivitesi gibi faktörlere göre yapılan emniyet değerlendirmesi açısından, hidrojen en emniyetli yakıttır. Hidrojenin diğer yakıtlarla emniyet faktörü açısından kıyaslandığında hidrojenin emniyet faktörü 1 iken, benzinde 0.53 ve metanda 0.80 olduğu görülmektedir. Dolayısıyla, benzin ve metan hidrojene göre tehlikeli yakıtlardır (OBİTET, 2010).

Hidrojen gazı farklı yöntemlerle elde edildiği gibi su, güneş enerjisi veya onun türevleri olarak kabul edilen rüzgâr, dalga ve biyokütle ile de üretilen sentetik bir yakıttır. Üretilen hidrojen boru hatları veya tankerler ile büyük mesafelere taşınabilir. Doğal gaz boru hatlarının gelecekte hidrojen taşınması için kullanılabileceği belirtilmektedir. Hidrojenin depolama yöntemleri; tüplenmiş alçak basınçlı gaz (12 bar) ve yüksek basınçlı gaz (150 bar) dışında sıvılaştırılmış biçimde, kriyojenik (dondurulmuş) tanklarda ve metalik hidrid biçiminde olabilmektedir. Hidrojen gaz biçiminde boru hatlarıyla taşınabildiği gibi, yüksek basınçlı gaz ve sıvılaştırılmış biçimde tankerlerle taşınabilmektedir (OBİTET, 2010).

Hidrojen diğer yakıtlara göre pahalı olmasına rağmen uzun dönemde teknolojik ilerlemelerle enerji kullanımında önemli rol oynayacaktır. Pazarın bölgesine ve boyutuna bağlı olarak hidrojenin kg başına maliyeti 2.35-7 \$ arasındadır. Ancak bu maliyet göreceli olup, yaygın bir enerji kaynağı olarak kullanımının hidrojen üretiminde maliyet düşürücü teknolojik gelişmelerle hızlı düşüşü beklenmektedir. Çevresel zararlar ve yüksek kullanma verimi dikkate alındığında solar hidrojen enerji sistemleri en düşük maliyete sahiptir (Şahin, 2009: 2; EİE, 2010g).

2.2.2.1.1. Dünya’da Hidrojen Enerjisi

Hidrojenin yakıt olarak kullanılmasına ilişkin düşünceler 1800’li yıllara kadar inmekte ise de, bu düşüncenin gerçekleşmesine yönelik çalışmaların başlaması bir buçuk asır sonra olabilmıştır. 1970’lerde hidrojen enerjisi, hidrojen ekonomisi ve hidrojen enerji sistemi gibi kavramlar enerji literatürlerinde yer almıyordu. Ancak, roket yakıtı olarak hidrojen kullanılıyor, bazı devletler (ABD, Rusya Federasyonu) hidrojen

çalışmalarını gizlilik içinde yürütüyordu. 1974 yılında Miami Üniversitesi tarafından düzenlenen Hidrojen Ekonomisi Miami Enerji Konferansı (THEME), bu konuların yayılması ve hidrojen enerjisi kullanımına başlangıç oluşturması açısından önemli bir yere sahiptir. Bu toplantı ile Uluslararası Hidrojen Enerjisi Birliği (IHEA) kurulmuştur (OBİTET, 2010). 2000’li yıllarda ise hidrojen enerjisi ülkelerin enerji politikalarında önemli yer tutmaya başlamıştır.

AB ülkeleri, ABD ve Japonya’da üretim yapan otomobil ve otobüs firmalarının hemen hemen tümü yakıt pilli prototip modellerini geliştirmektedirler. Ayrıca hidrojen yakıtlı içten yanmalı motorlu modeller de geliştirilmektedir. Almanya, Rusya ve ABD yeni denizaltılar için hidrojen yakıt pilli uygulamalarına geçmişlerdir. Ayrıca Airbus ve NASA da hidrojen ile çalışacak gaz türbinli ve yakıt pilli yolcu uçağı geliştirmek için yoğun çalışmalar yapmaktadırlar (İder, t.y.: 4).

Yakıt olarak hidrojen kullanan ilk uçak ABD’de 1956 yılında denenmiştir. Eski Sovyetler Birliği’nin hidrojenle uçan ilk uçağı ise 1988 yılında yapılmıştır. ABD Lockheed firması hidrojenle çalışan kargo uçağı geliştirmiştir. Bu konuda Alman-Rus işbirliği ile air-bus tip uçak geliştirme projesi olup, Japonya’da hidrojenli hipersonik uçaklar geliştirilmesi üzerinde durulmaktadır. Halen uzay mekiğinde ve uzay araştırma roketlerinde yakıt olarak hidrojen kullanılmaktadır (OBİTET, 2010).

Ulaşım sektöründe, yakıt pili ile çalışan araçların geliştirilmesiyle petrol ve petrol ürünleri tüketimi azaltacağı gibi, egzoz dumanlarının yol açtığı hava kirliliği de en aza indirilmiş olacaktır (EİE, 2010g). Bazı otomobil firmalarının (Ballard, BMW, Buick, Daimler Benz, Ford, G.M., Honda, Mazda, Suzuki, Toyota gibi) 1990 öncesi deneme ve demonstrasyon amacıyla ürettikleri hidrojenli araçlar (OBİTET, 2010) mevcuttur.³³ Dünya’nın ilk hidrojen dolum istasyonu Shell tarafından İzlanda’da açılmıştır (Enerji 2023 Derneği, 2010). Ayrıca araçların % 65’inin skoter (küçük

³³ Bunun dışında, % 15-20 hidrojen ve % 80-85 doğal gaz karışımı *hythane* olarak adlandırılan yakıtla çalışan otobüs, 1993 yılında Kanada Montreal’de denenmiştir. MAN firması içten yanmalı doğal gaz motorundan geliştirdiği tek sıra üzerinde altı silindiri hidrojen motorunu MAN SL 202 otobüsüne uygulamıştır. MAN D 2566 Diesel motoru da hidrojene uyarlanmış olarak bir diğer test otobüsünde kullanılmıştır. Almanya’da bu tür test ve gösterim otobüsleri 1994 yılından bu yana piyasaya sürülmüş bulunmaktadır. 1994 sonrası bir uygulama örnek Macchi-Ansaldo’nun demonstrasyon amaçlı şehir otobüsü; diesel-elektrik karma sistemli yapıda ve yakıt pilli hidrojen otobüsü biçiminde geliştirilmiştir. Hidrojen yakıt pilli denizaltılar Almanya, Avustralya ve Kanada donanmasında kullanılmaktadır. Kanada demiryolu elektrifikasyonunu 15-30 yıl içinde tümü ile hidrojen yakıt pillerine bağlamayı planlamıştır. Japonya’da 4.5-11 MW’lık hidrojen yakıt pilli elektrik santralleri kurulmuştur.

motosiklet) olduğu Tayvan’da, yakıt hücreli skoter kullanımı desteklenmekte ve sıfır emisyonlu skoter (ZES) üretilmektedir. Brezilya ve Güney Amerika’da en büyük hidro güç tesisi olan Haipu’da elektrolitik hidrojen gazı üretilmektedir (Tso ve Chang, 2002: 6). Bununla birlikte, hidrojen sisteminin gelişimi ile ilgili olarak gelişmiş ülkelerde kamu kuruluşları ve otomotiv şirketleri, bu alandaki çalışmalara gün geçtikçe daha çok kaynak ayırmaktadır (İder, t.y.: 4). Petrol şirketlerinin enerji ortamı olarak hidrojene bakışları kuşkulu olsa da, son yıllarda bu bakış açısı değişmektedir. Bu şirketlerden Londra’da Royal Dutch Shell (Dünya’nın en büyük petrokimya şirketi), Shell Hidrojen adını verdikleri şubelerine hidrojen konusunda araştırma yapmaları için 500 milyon dolar yatırım yapılmıştır. BP’de benzer bir girişimde bulunmaktadır (Bockris, 2001: 736).

Hidrojen enerjisi alanında çeşitli ülkelerin işbirliği sonucu uluslararası programlar başlatılmıştır. AB Birliği ile Kanada’nın EQHHPP (Euro-Québec Hidro-Hidrojen Projesi), Norveç ve Almanya’nın NHEG projesi, Almanya ve Suudi Arabistan’ın HY-SOLAR (güneş-hidrojen) projesi, İskandinav ülkeleri ile Yunanistan’ın işbirliği, IEA’nın hidrojen enerjisi projeleri, Birleşmiş Milletler UNIDO-ICHET hidrojen çalışmaları bunlara örnek verilebilir. UNIDO-ICHET projesi kapsamında, İstanbul’da Hidrojen Enstitüsü kurulması öngörülerek (OBİTET, 2010), 2003 yılında ETKB ile anlaşma imzalanmış ve 2004 yılında faaliyete geçmiş bulunmaktadır (DEK TMK, 2008: 71). Bu çalışmalardan EQHHPP’nin 100 MW’lık bir kurulu gücü mevcuttur. Enerji ekonomisi analizlerine göre Kanada’daki 100 MW’lık hidrolik güç, Almanya-Hamburg’da 74 MW’lık hidrojen gücüne dönüşmüş olacaktır. Bu güçle yılda 614 GWh enerji sağlanacak olup, proje tesis maliyeti 415 milyon euro (~514.4 milyon dolar)’dır. Bu proje ile elde edilecek enerji gemilerle Kanada’dan Avrupa’ya taşınacaktır (OBİTET, 2010). Bunlara ilave olarak; İspanya’da INTA solar hidrojen tesisi, İtalya, Almanya, Norveç’te SAPHYS küçük ölçekli fotovoltaiik-hidrojen enerji sistemi ve Almanya’da PHOEBUS pilot tesisi gibi birçok proje (Elam ve diğ., 2003: 605) yürütülmektedir.

Dünya genelinde bir yılda üretilen hidrojenin sektörlere göre kullanım miktarları aşağıdaki Tablo 2.31’de özetlenmektedir.

Tablo 2.31. Hidrojenin Sektörlerde Yıllık Kullanımı (Bin m³)

Sektörler	Kullanım Miktarı
Petrokimya Endüstrisi	30
Suni Gübre Sanayi	25
Bitkisel Yağ (margarin) Üretimi	16
Gaz veya Sıvı Hidrojen Üretimi	6
Rafineriler ve Hayvansal Yağ Üretimi	1.5
Kaynak: ETKB	

Dünya’da her yıl yaklaşık 50 milyon ton (500 milyar m³) hidrojen üretilmekte, depolanmakta, taşınmakta ve kullanılmaktadır (İTÜ, 2007: 114; ETKB, 2010h). En büyük kullanıcı payına kimya sanayi özellikle petrokimya sanayi sahip olup, yıllık 30 bin m³ hidrojen kullanılmaktadır. Yıllık en düşük kullanıcı payına ise 1.5 bin m³ ile rafineriler ve hayvansal yağ üretim sektörü sahiptir (Tablo 2.31).

2025 yılında Dünya’daki enerji tüketiminin 12-16 milyar TEP ulaşacağı öngörülmektedir. Ayrıca, 1500-2600 milyon TEP hidrojen enerjisinin kullanılması planlanmaktadır. Böylece, 2025 yılı sonunda, birincil enerji kaynakların % 9-21’lik açığın bir bölümü³⁴ hidrojene dönüştürülerek karşılanabilecektir. İzlanda’da hükümet, üniversiteler, taşıma şirketleri, fabrikalar ve çok uluslu otomobil ve petrol şirketleri konsorsiyum oluşturarak 2030 yılına kadar İzlanda’nın tamamen hidrojen enerjisine geçmesini öngörmektedirler (OBİTET, 2010).

2.2.2.1.2. Türkiye’de Hidrojen Enerjisi

Türkiye’nin 7. Beş Yıllık Kalkınma Planı Genel Enerji Özel İhtisas Komisyonu Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Raporu’nda; hidrojen teknolojisine değinilmekle birlikte, resmileşen kalkınma planında hidrojen enerjisinin adı geçmemektedir. Hidrojen konusu üniversitelerimiz ve araştırma kuruluşlarımızda çok sınırlı biçimde ele alınmaktadır. TÜBİTAK Marmara Araştırma Merkezi’nde hidrojen alanında IEA programları kapsamında çalışma başlatılmak istenmişse de, söz konusu işbirliği 1996 yılında kesilmiştir (OBİTET, 2010).

³⁴Bu oran daha çok % 10 olarak öngörülmektedir.

Birleşmiş Milletler Sınâî Kalkınma Örgütü (UNIDO) desteği ile 20-22 Kasım 1996 tarihlerinde ICHET projesi kapsamında; İstanbul'da Hidrojen Enstitüsü kurulması kararlaştırılmış, ancak gerekli anlaşmalar 2003 yılında imzalanmış ve söz konusu enstitü 2004 yılında faaliyete geçmiştir. ICHET'in amacı; gelişmiş ve gelişmekte olan ülkeler arasında hidrojen teknolojileri köprüsünü oluşturmak, hidrojen teknolojilerinin geliştirilmesini sağlamak ve uygulamalı Ar-Ge çalışmalarını yürütmektir. ICHET'in işlevi; kısa ve uzun dönemli eğitim vermek, bilimsel toplantılar düzenlemek, danışmanlık hizmetleri sunmak ve benzeri kuruluşlarla işbirliği oluşturmak biçiminde belirlenmiştir. Merkezin çalışma konuları; hidrojen enerjisi politikaları, hidrojen ekonomisi, enerji ve çevre, hidrojen üretim teknolojileri, hidrojen depolama teknikleri, hidrojen uygulamaları ve demonstrasyonlar olacaktır. Türkiye; ilk beş yıllık dönem için arazi, tesis, ilk yatırım ekipmanı ve işletme faaliyetlerini finanse etmek üzere 40 milyon dolar verecektir. ICHET projesi Türkiye'nin hidrojen çağına tutarlı biçimde adım atmasını sağlayacak, Türkiye'ye avantaj kazandıracak önemli bir girişimdir (EİE, 2010g; OBİTET, 2010).

Türkiye'de hidrojen yakıtı üretiminde kullanılabilecek olan kaynaklar; hidrolik enerji, güneş enerjisi, rüzgâr enerjisi, deniz-dalga enerjisi, jeotermal enerji ve nükleer enerjidir. Enerjisinin % 70'ini ithal kayarlardan sağlayan, dolayısıyla yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarını çeşitlendirme ve kullanım paylarını arttırma çabasında olan Türkiye'nin hidrojen enerji sistemleri konusunda öncü ülkelerden olması gerekmektedir. Çünkü Türkiye'nin sahip olduğu bazı doğal kaynaklar, özellikle güneş enerjisi potansiyeli, fotovoltaiik güneş-hidrojen sistemine uygun görülmektedir. Güneş enerjisini doğrudan elektrik enerjisine çeviren güneş panelleri yardımıyla suyun elektrolizi ile hidrojen üretiminde bir m³ sudan yaklaşık 108 kg hidrojen elde edilmekte, ki bu 422 litre benzine eşdeğerdir (Özsabuncuoğlu ve Uğur, 2005: 216; OBİTET, 2010).

Karadeniz dip sularında bulunan toplam H₂S potansiyeli dikkate alınarak elde edilecek hidrojen miktarları düşünüldüğünde bu durum bölge açısından özel bir önem taşımaktadır. Karadeniz dip sularından hidrojen sülfürün % 100 ayrıştırılması sonucu 268.823*10⁶ ton hidrojen elde edilmesi mümkündür. Bir evin yıllık enerji ihtiyacı yaklaşık 3600 KWh olduğunu kabul edecek olursak ve Karadeniz bölgesinde yaklaşık 10 milyon ailenin yaşadığı düşünülürse, bu kitlenin yıllık enerji ihtiyacı toplamı 3.6*10¹⁰ KWh olacaktır. Bu enerji ihtiyacının tamamının sadece ve sadece Karadeniz

dip sularından elde edilecek hidrojen yakıtından karşılanması durumunda bu bölgenin yaklaşık olarak 180 yıllık enerji ihtiyacının karşılanacağı düşünülmektedir. Fosil kökenli veya yenilenebilir enerji kaynaklarının bölgedeki enerji ihtiyacını belli oranda karşılayacağını düşünecek olursak bu durumda dip sularından elde edilen hidrojenden Karadeniz bölgesinin 350 yıllık enerji ihtiyacının karşılanabileceği tahmin edilmektedir. Günümüz koşullarında 1 KWh elektrik enerjisi kullanımı için 0.112 dolar ödeneceği dikkate alınırsa, H₂S rezervine bağlı olarak Karadeniz dip sularından elde edilecek olan hidrojenin ekonomik değerinin yapılan hesaplamalar sonucunda yaklaşık 715 milyar dolar olduğu tahmin edilmektedir (Öztürk, Bilgiç ve Arslan, t.y.: 3).

Teknolojik verilere ve Türkiye'nin enerji-ekonomi verilerine göre, 1995-2095 arasında güneş-hidrojen sistemi ile yapılabilecek yakıt üretimi ve bunun fosil yakıtlarla rekabet olanağı, özel bir simülasyon modeli kapsamında öngörülerde bulunulmuştur. Bu ulusal modelde, hidrojen üretiminin artışı için yavaş ve hızlı olmak üzere iki ayrı seçenek alınmıştır. Her iki seçenekte de 2010-2015 döneminde hidrojen enerjisi maliyetinin fosil enerji maliyetinin altına düşebileceği, ancak yapılabilecek yerli hidrojen üretiminin 2.3 milyon TEP'in altında kalacağı görülmüştür. 2020-2025 döneminde yerli hidrojen üretiminin 10 milyon TEP'in üzerine çıkabileceği, 2015 yılından sonra fosil yakıt ithalatını azaltıcı etki yapacağı öngörülmektedir. Bununla birlikte hidrojen üretimi artışıyla yerli petrol, doğal gaz ve kömür üretiminin sıfırlanabileceği ve 2065 yılında yaklaşık 290 milyon TEP hidrojen üretileceği tahmin edilmektedir (OBİTET, 2010).

Bugün yaygın endüstriyel kullanımı olmamakla birlikte, hidrojen enerjisi orta ve uzun vadede ciddi bir alternatif kaynak olabilir. Ülkemizde bununla ilgili başlatılan altyapı çalışmaları arttırılarak devam ettirilmeli, bu noktada Karadeniz'in potansiyeli de ciddi şekilde göz önünde bulundurulmalıdır (MÜSİAD, 2008: 9). Araştırmaların sadece temel bilimler alanında değil aynı zamanda mühendislik alanında da yapılması gerekmektedir. Gerek Ar-Ge laboratuvarlarının kurulması gerekse araştırmacıların desteklenmesi için yeterli bütçenin ayrılarak çalışmaların belirli bir koordinasyonla, ulusal platformlarda ve uluslararası işbirlikleriyle yürütülmesi daha yararlı olacaktır. Ayrıca toplumun bu konularda bilgilendirilmesi, uygulama ve gösteri merkezleri ile gerek araştırma sonuçlarının gerekse bunların sonucu olarak doğabilecek teknolojilerin halka tanıtılması da önem arz etmektedir (İTÜ, 2007: 115-116).

2.2.2.2. Nükleer Enerji

Nükleer enerji, bilindiği gibi atomun çekirdeğiyle ilgili bir olgu olup, iki şekilde elde edilmektedir. Bunlardan birincisi iki küçük çekirdeğin birleştirilmesi, yani füzyon; ikincisi ise büyük bir çekirdeğin parçalanması, yani fisyonudur. Her iki halde de reaksiyondan açığa çıkan enerji ısıya dönüştürülebilir, bu enerji ile su kaynatılıp buhar elde edilebilir. Sonra da bu buhar, termik santrallerde olduğu gibi, yüksek basınç altında bir türbine gönderilir ve türbin dönerken, kendisine bağlı bir elektrik jeneratörünü de döndürünce elektrik enerjisi elde edilir (Altın, 2004: 4), ki bu enerji *çekirdek enerjisi* veya *nükleer enerji* olarak adlandırılmaktadır. Nükleer enerji, uranyum ve toryum gibi “birincil enerji” kaynaklarının kullanımı sonucu elde edildiğinden, “ikincil enerji” olarak nitelendirilir.

Nükleer enerji, üretiminde daha 50 yılını tamamlamamış yeni bir kaynaktır. Bu enerji kaynağı 16 Temmuz 1945 tarihinde ABD’nin New Meksiko eyaletinde denenmesine karşın, Dünya nükleer enerji terimini resmi olarak ilk kez II. Dünya Savaşı esnasında Japonya’nın Hiroşima (6 Ağustos 1945) ve Nagazaki (9 Ağustos 1945) kentlerine atılan atom bombalarıyla duymuştur (Doğanay, 1998: 464). Bu enerjinin barışçıl amaçlı kullanımı 1930’lu yıllara dayanmasına karşılık deneysel anlamda ilk reaktör 1942 yılında E. Fermi tarafından Chicago Üniversitesi bahçesindeki tesiste gerçekleştirilmiştir. Nükleer enerji kaynaklarından ilk enerjiyi üreten ülkeler, 1955 yılı sonlarında ABD ve Eski Sovyetler Birliği olmuştur (TEF, 2001: 162-165).

Üretimi çoğu kez kirli, fakat kendi temizdir ve çok amaçlı olup, kullanımı kolay bir enerji kaynağıdır. Bugün için uranyum ve toryum nükleer enerji hammaddeleri kapsamına girmektedir. Ancak, toryuma dayalı nükleer santrallerin henüz ekonomik boyutta devreye girmemeleri nedeniyle toryum halen sırasını bekleyen bir nükleer yakıt hammaddesi durumundadır. Uranyum doğada hiçbir zaman serbest olarak bulunmamakta, çeşitli elementlerle birleşerek uranyum minarelerini meydana getirmektedir. Yer kabuğunda yüzlerce uranyum minerali bulunmaktadır, ancak bunların büyük çoğunluğu ekonomik boyutta uranyum içermemektedir (ETKB, 2010i). Günümüz nükleer santrallerinin tamamına yakını doğal uranyum veya % 2-4 oranında zenginleştirilmiş uranyum kullanmaktadırlar. Bu reaktörler 30-40 yıl ömürlü nükleer

santrallerdir. Ancak toryum yakıtı kullanan santraller konusunda AR-GE çalışmaları devam etmektedir (Şahin ve diğ., 2002: 100). Bu enerjinin pek çok kullanım alanları vardır. Bunlardan en önemlisi elektrik üretimidir. Bundan başka nükleer enerji tıpta, endüstride ve silah sanayinde (kıtalar arası balistik füzeler gibi) önemli ölçüde kullanılmaktadır. Bugün Dünya’da mevcut nükleer silahlar birçok gezegeni yok edebilecek güçtedir. Bilindiği gibi bu silahlar lokal değil, küresel öneme sahiptir. Çıkacak herhangi bir savaşta, sadece savaşan ülkeleri değil, tüm Dünya’yı tehdit edecektir (Temurçin ve Aliagaoglu, 2003: 27).

Nükleer enerji bu kullanım alanlarının genişliğine karşın çevresel boyutu da önemle üzerinde durulması gereken bir konudur. Nükleer tesislerde, duman çıkmadığı ve verimli toprak alanlarının su altında bırakılmayacağı öngörülmektedir. Ayrıca, az yakıt gereksinimi nedeni ile kömür santrallerinde olduğu gibi büyük miktarlardaki yakıtın nakliyatı söz konusu değildir (Doğal Gaz Projesi, 2010). Bir nükleer güç santralının kurulması ile çevreye gelebilecek hasarın minimuma indiği gözlenmiştir. Mesela ABD’de Nükleer Güvenlik Örgütü (NRC) tarafından konulan kurallara göre, bacadan salınan gazlar için doz sınırları tüm vücut için 0.05 mSv/yıl³⁵, tiroid dozu için 0.15 mSv/yıl’dır. Sıvı atıklar için müsaade edilen maksimum doz 0.03 mSv/yıl’dır (Eral, Arslan ve Akyıl, 1997: 25).

Fosil yakıtlı, özellikle de kömür yakıtlı santrallerin, çevre etkisi nükleer santrallerle kıyaslanamayacak ölçüde olumsuzdur. Nükleer santraller, çevre etkisi bakımından tercih edilmesi gereken bir seçenektir (ETKB, 2010j). 1000 MW gücündeki bir kömür santrali yılda yaklaşık 3 milyon ton kömür harcayarak 7 milyon ton CO₂, 140 bin ton asit ihtiva eden gazlar (sülfür ve azot oksitler), 750 bin ton kül üretir. Bu değerlere bakarak 38 yıllık geçmişi olan nükleer santraller, bu 38 yılda 5500 milyon ton daha az kömür yakılmasına neden olmuşlardır. Böylece 13 milyar ton CO₂ ve 250 milyon ton asit gazlar ve kanser yapıcı organik yanma ürünlerinin çevreye atılması önlenmiştir (Aybers ve Bayülken, 1997: 36-37). Bununla birlikte, bugün Dünya genelinde çalışmakta olan 440 reaktör kapatılsa ve bunların sağladığı elektrik bugünkü üretim orantıları korunarak diğer kaynaklarla üretilse, yılda 600 milyon ton daha karbonun atmosfere salınması gerekecektir. Bu miktar da Kyoto Protokolü ile 2010’da sağlanması öngörülen sera gazı salınım miktarının yaklaşık iki katıdır. Nükleer

³⁵mSv; milisivert demek olup, bir radyasyon birimidir.

santrallerin bacası yoktur, duman salmazlar. Dolayısıyla asit yağmurlarına ya da ozon tabakasının incelmeyeine sebep olan gazların çevreye yayılmasına yol açmazlar (Özgener, 2006). Normal işletme koşulları altında çalışan nükleer reaktörlerin, dışarıya verebilecekleri en fazla radyoaktivite, normal doğal radyasyon seviyesinin % 0.1-1 ile sınırlandırılmış olup pratikteki durum bu sınırların da altındadır (ETKB, 2010j). Ayrıca kömür santralleri de çevreye radyasyon yaymaktadır ve bu radyasyon oranı nükleer santrallerden çok az değildir (Aybers ve Bayülken, 1997: 37). Bir üniteli 700 MWe’li CANDU 6 tipli nükleer güç santralının 30 yıl çalıştığını varsayarsak yaklaşık 58 milyon ton kömürün veya yaklaşık 250 milyon varil petrolün kazanılmasına imkân sağlamaktadır (AECL CANDU, 1993).

Diğer taraftan, radyoaktif hayatımızın bir parçası olup, Dünya’nın oluşumundan bu yana mevcuttur. Doğal radyoaktif elementler yer kabuğunda; evlerimizin, okullarımızın ve ofislerimizin tabanlarında ve duvarlarında; yemek ve içeceklerimizde bulunur. Teneffüs ettiğimiz havada radyoaktif gazlar mevcuttur. Vücudumuz kaslar, kemikler ve doku-doğal radyoaktif elementler ihtiva etmektedir (Eral ve diğ., 1997: 25). Reaktörde üreyen radyoaktif maddeler, kullanılmış yakıt içerisinde yer alırlar. Bunlar reaktörden dışarı alındıktan sonra, radyoaktif atık adını alırlar ve 10-20 yıl süre ile nükleer santral sahasında muhafaza edilirler. Bu dönemde radyoaktivitelerinin %98’inden fazlasını kaybederler. Asıl sorunu oluşturan uzun ömürlü radyoaktif maddeler de camlaştırılarak, kademeli koruma mantığı çerçevesinde kurşun, beton ve korozyona dayanıklı kaplar içine konularak ve jeolojik olarak kararlı bölgelerde yerin yaklaşık 1000 metre altında hazırlanan beton zırlı galerilerde (nihai atık tesisi) saklanmalıdır. 1000 MW gücünde bir nükleer reaktör yılda yaklaşık 27 ton (7 m^3) böyle radyoaktif atık üretmektedir (Özgener, 2006).

Nükleer güç santralleri, ilk yatırım maliyetleri yüksek, ancak yakıt maliyeti düşük enerji santralleridir. Yakıt maliyeti LWR’larda ³⁶ yaklaşık 0.5 cent/KWh, CANDU’larda 0.3 cent/KWh civarındadır. İlk yatırım maliyetleri de ülkeden ülkeye değişmektedir. IEA ile Nükleer Enerji Ajansı (NEA)’na göre; ilk yatırım maliyeti, nükleer enerji için en düşük Çek Cumhuriyeti’nde (1000 \$/KW), en yüksek Japonya’da

³⁶Bir reaktör çeşididir. Başlıca iki tip reaktör mevcuttur. Bunlardan birincisi, basınçlı su (PWR) ve kaynar su (BWR) olmak üzere iki türü olan hafif su reaktörleri (LWR)’dir. İkincisi ise, çoğunluğu Kanada tarafından geliştirilen CANDU adı verilen basınçlı ağır sulu reaktörleridir.

(2500 \$/KW olarak) hesaplanmıştır. Nükleer enerji için ortalama değer 1500 \$/KW olarak tespit edilmiştir. İlk yatırım maliyeti, kömür için 1000-1500 \$/KW, doğal gaz için 500-1000 \$/KW, rüzgâr için 1000-1500 \$/KW arasında değiştiği saptanmıştır.

Diğer enerji kaynakları (kömür, doğal gaz ve rüzgâr) ile nükleer enerjinin net maliyet açısından karşılaştırılması % 5 indirgeme hızı, 40 yıllık santral ömrü ve % 80 kapasite oranı varsayımlarıyla, 2003 fiyatlarıyla rüzgâr enerjisi için net maliyet ise ortalama 8 cent/KWh olarak hesaplanmıştır. Eğer indirgenme hızı % 10 varsayılırsa nükleer enerjinin net maliyeti Japonya ve Hollanda dışında 3-5 cent/KWh arasında değişmektedir. Japonya’da nükleer enerjinin net maliyeti % 10 indirgenme hızıyla 7 cent/KWh’i bulmaktadır. İlk yatırım maliyeti % 5 indirgenme hızıyla net olarak % 50 oranında yansırken, % 10 indirgenme oranı ile bu oran % 70’e çıkmaktadır. % 10 indirgenme hızı ile de nükleer enerji on ülkenin sekizinde³⁷ net enerji maliyeti açısından kömürden daha ucuz olduğu hesaplanmıştır. Nükleer enerji, % 10 indirgenme hızı ile on ülkenin sekizinde³⁸ doğal gazdan da daha ucuz olduğu belirlenmiştir (Özgener, 2006).

2.2.2.2.1. Dünya’da Nükleer Enerji

Elektrik üretiminin sürekliliği yönünden; nükleer santraller, termik ve hidrolik santrallere göre daha güvenli (ETKB, 2010j) ve neredeyse yerli kaynaklarla sağlandığından dışa bağımlılığı son derece düşüktür. Nükleer enerjiden ilk elektrik üretimi 1951 yılında ABD tarafından gerçekleştirilmiştir (TAEK, 2010: 1). Nükleer kaynaklardan faydalanılarak elektrik enerjisi elde edilmesi için 1980’lerde yoğun şekilde çalışmalar yapılmıştır ve günümüzde halen işletmede olan nükleer santral tesislerinin çoğu bu yıllara dayanmaktadır.

Sıkı güvenlik tedbirleri alınarak çalıştırılmalarına karşın, bu yönde var olan endişeler ve radyoaktif atıkların depolanmasındaki sorunlar nedeniyle yeni nükleer güç santrallerinin inşası 1990’lı yıllardan itibaren Avrupa ve ABD’de askıya alınmıştır. Bununla birlikte, 2007’de Davos’ta yapılan Dünya Ekonomik Forumu’nda bazı Avrupa ülkeleri, nükleer reaksiyon sırasında küresel iklim değişikliğine neden olan CO₂

³⁷Bu ülkeler, Kore ve ABD hariç, Finlandiya, Fransa, Almanya, Çek Cumhuriyeti, Slovakya, Romanya, Japonya ve Kanada’dır.

³⁸Bu ülkeler Kore ve ABD hariç Fransa, Almanya, İsviçre, Hollanda, Çek Cumhuriyeti, Slovakya, Japonya ve Kanada’dır.

oluşmaması nedeniyle, nükleer güç santrallerini tekrar alternatifler arasına dâhil etme kararı alınmış (Çınar ve Kuyumcu, 2007: 299-300) ve nükleer enerji yatırımlarına yönelik projeler küresel ölçekte ivme kazanmaya başlamıştır.

Bugün Dünya genelinde 438 adet nükleer santral faaliyet göstermekte olup, 372 GWe enerji elde edilmektedir. ABD’de 104 adet nükleer santral çalışmaya devam etmekte ve bu santraller toplam elektrik üretiminin % 19.7’sini karşılamaktadır. Benzer şekilde Fransa ve Japonya, elektrik enerjisi ihtiyacının, sırasıyla, % 76.2 ve 24.9’unu kurulu olan 59 ve 54 adet nükleer santrallerinden karşılamaktadır. Bu ilk üçteki ülkelerin oranları, % 14 olan Dünya genel ortalamasının oldukça üzerindedir (IAEA, 2010: 21).

Ülkeler ve coğrafi bölgelere göre yıllar itibariyle nükleer enerji tüketimi aşağıdaki Tablo 2.32’de yer almaktadır. 2008 yılı itibariyle Dünya genelindeki nükleer enerji tüketimi ele alındığında; Avrupa-Avrasya ülkeleri 276.7 milyon TEP ve % 44.7’lik pay ile en büyük nükleer enerji tüketicisi konumundadır. Bu bölgedeki nükleer enerji tüketiminin % 36.0’sı Fransa tarafından gerçekleştirilmektedir (Dünya genelinin ise % 16.1’i). Aynı zamanda, bu miktar ile Fransa Dünya’nın en çok nükleer enerji tüketen ikinci ülkesi konumundadır.

Nükleer enerjiyi en çok tüketen ikinci bölge ise Kuzey Amerika’dır. Kuzey Amerika’nın nükleer enerji tüketimi 215.4 milyon TEP olup, Dünya nükleer enerji tüketiminin % 34.8’ine karşılık gelmektedir. Bu bölgedeki nükleer enerji tüketiminin % 89.1’ini ve Dünya genelindeki nükleer enerjinin ise % 31.0’ini tüketen ABD, hem Dünya’nın hem de Kuzey Amerika bölgesinin en çok nükleer enerji tüketen ülkesi konumundadır. En çok nükleer enerji tüketen üçüncü bölge, 119.8 milyon TEP ile Asya Pasifik’tir. Toplam nükleer enerji tüketim içindeki payı % 19.3’dür. Bu bölgede öne çıkan ülkeler ise Japonya ve Güney Kore’dir. Kendi bölgesinde tüketilen toplam nükleer enerji miktarının yaklaşık % 76.1’ini bu iki ülke tüketmektedir (Tablo 2.32).

Tablo 2.32. Bölgeler ve Ülkeler İtibariyle Nükleer Enerji Tüketimi (Milyon TEP)

Ülkeler/Bölgeler	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Değişim (%)	Topl. Pay (%)
ABD	179.6	183.1	185.8	181.9	187.8	186.3	187.5	192.1	192.0	-0.3	31.0
Kanada	16.5	17.4	17.1	16.9	20.5	20.8	22.0	21.0	21.1	0.2	3.4
Meksika	1.9	2.0	2.2	2.4	2.1	2.4	2.5	2.4	2.3	-2.5	0.4
Kuzey Amerika	197.9	202.5	205.1	201.2	210.3	209.5	212.0	215.4	215.4	-0.3	34.8
Arjantin	1.4	1.6	1.3	1.7	1.8	1.6	1.7	1.6	1.6	1.4	0.3
Brezilya	1.4	3.2	3.1	3.0	2.6	2.2	3.1	2.8	3.1	12.2	0.5
Güney-Orta Amerika	2.8	4.8	4.4	4.7	4.4	3.8	4.8	4.4	4.8	8.3	0.8
Belçika&Lüksemburg	10.9	10.5	10.7	10.7	10.7	10.8	10.5	10.9	10.4	-5.4	1.7
Bulgaristan	4.1	4.4	4.6	4.5	4.4	4.2	4.4	3.3	3.6	7.4	0.6
Çek Cumhuriyeti	3.1	3.3	4.2	5.9	6.0	5.6	5.9	5.9	6.0	1.2	1.0
Finlandiya	5.1	5.2	5.4	5.5	5.5	5.5	5.4	5.6	5.4	-2.9	0.9
Fransa	94.0	95.3	98.8	99.8	101.7	102.4	102.1	99.7	99.6	-0.3	16.1
Almanya	38.5	38.8	37.3	37.4	37.8	36.9	37.9	31.8	33.7	5.6	5.4
Macaristan	3.2	3.2	3.2	2.5	2.7	3.1	3.0	3.3	3.4	0.7	0.5
Romanya	1.2	1.2	1.2	1.1	1.3	1.3	1.3	1.7	2.5	45.2	0.4
Rusya Federasyonu	29.5	31.0	32.1	33.6	32.7	33.4	35.4	36.5	36.9	0.7	6.0
Slovakya	3.7	3.9	4.1	4.0	3.9	4.0	4.1	3.5	3.8	8.6	0.6
İspanya	14.1	14.4	14.3	14.0	14.4	13.0	13.6	12.5	13.3	6.9	2.2
İsveç	13.0	16.3	15.4	15.3	17.3	16.4	15.2	15.2	14.5	-4.3	2.3
İsviçre	6.0	6.0	6.1	6.2	6.1	5.2	6.3	6.3	6.2	-1.1	1.0
Ukrayna	17.5	17.2	17.7	18.4	19.7	20.1	20.4	20.9	20.3	-3.2	3.3
İngiltere	19.3	20.4	19.9	20.1	18.1	18.5	17.1	14.3	11.9	-17.0	1.9
Diğer Avrupa-Avrasya	4.3	5.1	5.9	6.0	6.1	5.1	4.7	5.1	5.1		1.8
Avrupa ve Avrasya	267.4	276.3	280.8	285.0	288.2	285.5	287.2	276.4	276.7	-0.2	44.7
Güney Afrika	3.6	2.6	3.9	3.0	3.4	2.9	2.4	3.0	3.0	0.6	0.5
Afrika (Toplam)	3.6	2.6	3.9	3.0	3.4	2.9	2.4	3.0	3.0	0.6	0.5
Çin	3.8	4.0	5.7	9.8	11.4	12.0	12.4	14.1	14.1	9.8	2.5
Hindistan	3.6	4.3	4.4	4.1	3.8	4.0	4.0	4.0	3.5	-13.2	0.6
Japonya	72.3	72.7	71.3	52.1	64.7	66.3	68.9	63.1	57.0	-10.0	9.2
Pakistan	0.2	0.5	0.4	0.4	0.5	0.6	0.6	0.6	0.4	-25.4	0.1
Güney Kore	24.7	25.4	27.0	29.3	29.6	33.2	33.7	32.3	34.2	5.3	5.5
Tayvan	8.7	8.0	8.9	8.8	8.9	9.0	9.0	9.2	9.2	0.4	1.5
Pasifik Asya	113.3	114.8	117.7	104.6	119.0	125.2	128.6	123.3	119.8	-3.1	19.3
DÜNYA TOPLAMI	584.5	600.9	610.9	598.7	625.4	626.9	634.9	622.5	619.7	-0.7	100.0
Coğrafik Bölgelere Göre											
Avrupa Birliği	213.9	221.6	224.5	226.3	229.2	226.1	224.5	212.1	212.7	*	34.3
OECD	506.5	518.7	523.6	504.9	529.6	531.3	536.3	520.7	515.7	-1.2	83.2
Eski SSCB	49.4	51.2	53.4	56.0	56.4	56.4	58.4	60.3	60.0	-0.7	9.7
Diğer EME	28.6	31.0	33.9	37.7	39.4	39.1	40.2	41.6	44.0	5.5	7.1

* % 0.05'den az

Not: Brüt yurtiçi elektrik üretimi esas alınmış olup, yurtdışı elektrik satışları dikkate alınmamıştır.**Kaynak:** BP, 2009

Bir önceki yıla göre 2008 yılında nükleer enerji tüketiminde en büyük artış % 45.2 ile Romanya'da yaşanırken, % 25.4 ile en büyük düşüş Pakistan'da gerçekleştiği görülmektedir. Nükleer enerji tüketiminde Asya Pasifik bölgesini sırasıyla; Güney-Orta Amerika ve Afrika ülkeleri takip etmekte ve ilginçtir ki, Orta Doğu ülkelerinde nükleer enerji tüketimi mevcut değildir. Coğrafik bölge oluşumlarının nükleer enerji tüketimlerine bakıldığında, 515.7 milyon TEP ile OECD ülkeleri ve 212.7 milyon TEP ile Avrupa Birliği ülkeleri en yüksek paya sahip iki ülke gurubudur (Tablo 2.32).

Mayıs 2010 itibariyle Dünya'da kurulu nükleer enerji kurulu gücü 372 GWe olup, Dünya'daki elektrik enerjisinin % 13.8'i nükleer enerjiden sağlanmaktadır. Toplam 54.6 GWe kapasiteye sahip 57 nükleer santral inşaat aşamasındadır. Kurulu nükleer enerji gücü 2030'da 511 GWe, 2050'de kadar 580 GWe yükseleceği tahmin edilmektedir (IAEA, 2010: 28; WNA, 2010). Yenilenebilir kaynaklardan beklenen üretimi gerçekleşmemesi durumunda nükleer enerjiye olan gereksinim daha da artacak ve bu durumda 2050'de Dünya genelinde nükleer enerjiyle 1400 GW elektrik enerjisi üretileceği öngörülmektedir. Bir başka deyişle 2050 için tahmin edilen enerji ihtiyacının % 12.5'i nükleer enerjiyle karşılanacağı ileri sürülmektedir. Bununla birlikte, Türkiye, Mısır, Vietnam ve Nijerya gibi elliden fazla ülke nükleer enerjiyle ilgili planları mevcuttur. 2020'ye kadar Çin'in nükleer kapasitesini beş kat artıracığı ve Rusya'nın aynı dönemde nükleer enerji üretimini ikiye katlayacağı ileri sürülmektedir (Bilim ve Teknik Dergisi, 2008: 9).

2.2.2.2.2. Türkiye'de Nükleer Enerji

Türkiye'nin nükleer enerji santralinin kurulması ile ilgili süreç; uzun yıllara yayılmış ve sürekli siyasi ve ekonomik nedenlerle sekteye uğramıştır. Bu konuda *ilk girişim* 1962'de EİE bünyesinde başlatılan bir nükleer santral projesidir. ABD, İspanya ve İsviçreli danışman kuruluşlara yaptırılan bir inceleme sonucunda 400 MWe gücünde doğal uranyum yakıtlı ve basınçlı ağır su moderatörlü bir reaktör kurulması öngörülmüştür. Ancak 1970 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK)'in kurulmasından sonra bu projeye devam edilmemiştir. *İkinci* olarak, TEK bünyesinde 1972 yılında kurulan Nükleer Santraller Dairesi güçlü bir uzman kadrosu ile başarılı çalışmalar yapmıştır. İlk aşamada nükleer santraller için yer seçimi yapılmış, Mersin'de Silifke

civarındaki Akkuyu uygun görülmüş, 1976 yılında Atom Enerjisi Komisyonu'ndan yer lisansı alınmıştır. Tekliflerin değerlendirilmesi sürecinde İsviçreli ve Fransız firmalardan oluşan bir konsorsiyumun danışmanlığından yararlanılmıştır. Yapılan müzakereler iki yıl kadar sürmüş, ancak finansman sorunları nedeniyle bu nükleer santral kurma girişimi de 1979 yılında durdurulmuştur. 1982 yılında *üçüncü* nükleer santral kurma girişiminde, Akkuyu'da 665 MWe ve 990 MWe'lık iki, Sinop'ta 1185 MWe'lık bir santral kurulması amaçlanmıştır. Kanada, Almanya ve ABD hükümetlerinden oluşan konsorsiyumda santrallerin yapım ile ilgili anlaşmazlık nedeniyle 1986 yılında yapılan görüşmeler sonlandırılmıştır. 1986 yılında Ukrayna-Kiev yakınlarındaki Çernobil nükleer santralında meydana gelen kaza, tüm Dünya'da olduğu gibi yurdumuzda da nükleer enerjiye karşı olumsuz görüşlerin artmasına neden olmuş, bunun sonucunda 1988 yılında tek nükleer santraller dairesi kapatılarak, çok sayıda yetişmiş nükleer enerji uzmanı dağılmıştır. *Dördüncü* nükleer santral girişimi 1996'da ihale açılarak yapılmıştır. Türkiye Elektrik AŞ bünyesinde yeniden kurulan nükleer santraller dairesi elemanları yanında, yerli ve yabancı danışmanların desteği ile hazırlanan şartname ve tekliflerin değerlendirilmesi aşamaları 1997-2000 yılları arasında sürdürülmüştür. Tekliflerin değerlendirilmesi tamamlanmasına rağmen, Hükümet tarafından ihale iptal edilmiştir (DEK TMK, 2008: 73-74). Sonuç olarak, nükleer enerji Türkiye'nin gündemine 1962 yılında girmesine rağmen (Özdemir ve Çobanoğlu, 2008: 218-219); sosyal, siyasi ve ekonomik engeller nedeniyle bir nükleer santral kurulması gerçekleşmemiştir.

Türkiye'de uzun bir süredir unutilan nükleer enerji santralleri tartışması, 59. hükümetin talimatıyla Türkiye Atom Enerjisi Kurumu'na hazırlatılan nükleer program ile Türkiye'nin *beşinci* nükleer santral kurma girişimi başlatılmıştır. Bu kez önceki girişimlerden farklı bir yaklaşım sergilenmektedir. Öncelikle gerekli yasal altyapının oluşturulması için bazı adımlar³⁹ atılmıştır. Türkiye Atom Enerjisi Kurumu da nükleer

³⁹ 21 Kasım 2007 tarihinde yürürlüğe giren 5710 sayılı "Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin Kanun (2007)" ile enerji plan ve politikalarına uygun biçimde, elektrik enerjisi üretimi gerçekleştirecek nükleer güç santrallerinin kurulması, işletilmesi ve enerji satışına ilişkin usul ve esaslar belirlenmiştir. 19 Mart 2008'de yürürlüğe giren "Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin Kanun Kapsamında Yapılacak Yarışma ve Sözleşmeye İlişkin Usul ve Esaslar ile Teşvikler Hakkında Yönetmelik" in amacı; 5710 sayılı kanuna göre yapılacak nükleer güç santralleri için yarışmaya katılacaklarda aranacak şartlar, şirketin seçimi, yer tahsisi, lisans bedeli, altyapıya yönelik teşvikler, seçim süreci, yakıt temini, üretim kapasitesi, alınacak enerjinin miktarı, süresi, enerji birim fiyatını oluşturma ve yapılacak yarışma ile sözleşmeye ilişkin usul ve esasları belirlemektir.

santralleri kuracak ve işletecek olan firmaların sağlaması gereken ölçütleri belirlemiştir. Söz konusu Kanun ve yönetmelik uyarınca, Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş (TETAŞ) Mersin-Akkuyu'da kurulması planlanan nükleer santralin inşaatı ve işletimi için açılan ihale sürecini 24 Mart 2008 tarihi itibarıyla başlatmıştır (DEK TMK, 2008: 74). İki aşamalı olan bu programda toplam 5 santral yapılması planlanmış ve bunların üçü için hükümet tarafından çalışma başlatılmıştı. İlk santralin ise Sinop'ta kurulacağı açıklanmıştır (Özdemir ve Çobanoğlu, 2008: 219). TETAŞ en geç 2020 yılına kadar işletmeye alınacak 3000-5000 MWe santralarda üretilecek elektriği 2030 yılına kadar satın almayı taahhüt etmektedir. Yerli ve yabancı 13 yatırımcı firmanın ihale şartnamesini almasına rağmen, 25 Eylül 2008 tarihinde gerçekleştirilen ihaleye yalnızca Atomstroyexport-Inter Rao (Rusya Federasyonu) ile Park Teknik (Ciner Holding) Ortak Girişim Grubu teklif vermiştir (DEK TMK, 2008: 74). Mayıs 2010'da Türkiye ile Rusya Federasyonu arasında Mersin-Akkuyu'da nükleer santral yapımına ilişkin hükümetler arasında anlaşma imzalanmıştır.

Türkiye'de nükleer enerji kurulması konusunda farklı görüşler bulunmaktadır. Nükleer enerjiyi destekleyenler gelişen ülke ekonomisi ve hızla artan nüfus karşısında, Türkiye'de artan enerji talebini karşılamak için nükleer enerji santrali yatırımının gerekli ve kaçınılmaz olduğunu savunmaktadırlar. Aynı zamanda, özellikle Türkiye'nin komşusu olan ülkeler nükleer teknolojiyi kullanmaktadır. Sınır ve yakın komşularının tümü, petrol ve ekonomik zenginliklerine karşın, genel olarak enerji, özel olarak nükleer enerji alanında politik, stratejik, ekonomik olarak ve bilimsel ve teknik açıdan Türkiye'den ileri durumdadırlar. Nükleer enerji konusu, bugün artık ülkeler için stratejik bir önem göstermektedir. Türkiye'de ise durum her yönü ile komşu ülkelere bir hayli geride kalmıştır. Türkiye'nin komşularının nükleer enerjide ulaştıkları ve ulaşabilecekleri gelişme düzeyinin gerisinde kalmaması gerekmektedir (Yıldırım ve Örnek, 2007: 38-41). Nükleer enerjiye karşı çıkanların üzerinde durduğu en önemli nokta ise Türkiye'nin henüz tam olarak kullanılmayan bir enerji potansiyeli bulunmaktayken nükleer enerjinin gündeme alınmasının doğru olmayacağıdır. Örneğin Türkiye hidrolik potansiyelinin şu anda % 18.5'lik bir bölümünü kullanmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynakları açısından da önemli bir potansiyele sahip olan Türkiye'nin, bu alanda bir çalışma yapmayıp, nükleer enerjiyi tek alternatif kabul etmenin yanlış olduğu düşünülmektedir.

Ülkemizde yerli yakıt kullanılması ya da gelecekte kullanılacak yakıtın önceden ithal edilerek depolanması yollarına gidilirse dışa bağımlılık sorununu nükleer reaktörlerle büyük ölçüde çözülebilir. Ülkemizde 5 bin MW nükleer santral gücünün 2015-2020 yılları arasında devreye girmesi planlanmaktadır. Bununla birlikte, ülkemizde elektrik enerjisi arz ve talep projeksiyonlarına bağlı olarak, 2020 yılına kadar, nükleer enerji santrallerinin, elektrik enerjisi üretimi içerisindeki payının en az % 5 seviyesine ulaşması hedeflenmektedir (ETKB, 2010j).

Nükleer santrallerle ilgili lehte ve aleyhte ortaya konulan görüşler genel olarak değerlendirildiğinde, nükleer santrallerin çevre kirliliği açısından riskli bir durum oluşturmaya karşın gelişen Dünya'nın enerji açığını kapatmada önemli rol oynadığı görülmektedir. Günümüzde gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerin birçoğu enerji açıklarını nükleer santrallerle kapatmaya çalışmaktadır. Bununla birlikte, Türkiye'de doğal gaz dayalı elektrik enerjisi üretimi, enerji arz güvenilirliği açısından uygun değildir. Çünkü Türkiye'de yeterli düzeyde doğal gaz rezervi olmadığından, bu konuda böyle bir politika Türkiye'nin dışa bağımlılığını arttırmakta (Yıldırım ve Örnek, 2007: 41) ve bu durum hem ülke ekonomisi hem de ülke siyaseti açısından sorun teşkil etmektedir.

2.2.2.3. Elektrik Enerjisi

Günümüzde, enerji denildiğinde akla ilk olarak elektrik enerjisi gelmesine karşın; elektrik, doğada yer aldığı haliyle, enerji kaynağı olarak tanımlanabilecek niteliğe sahip değildir. Çünkü elde edilebilmeleri için birincil enerji kaynaklarına (kömür, doğal gaz, hidrolik, biyoyakıt gibi kaynaklara) ihtiyaç duyulmaktadır.

Elektrik enerjisinin kaliteli, güvenilir, kullanım alanı oldukça geniş olması, hızla iletilebilen, ihtiyaç duyulduğu anda üretilip eş zamanlı olarak tüketilebilir olması, verimli ve çevreye zararsız olması gibi avantajları bulunmaktadır. Diğer yandan, elektrik enerjisinin dezavantajları ise; depolanamaması, buna bağlı olarak talebin oldukça dalgalı olması, fiziksel akışının doğru biçimde izlenmesinin ve ölçülmesinin teknik olarak sağlanamaması halinde suistimallere açık hale gelmesi ve üretilmesinde jeolojik, coğrafi ve iklimsel koşullar ile ülkelerin birincil enerji kaynakları açısından yeterlilik ve dışa bağımlılık seviyelerinin büyük önem taşıması olarak sıralanabilir.

Dolayısıyla, bahsi geçen olumsuz özelliklerin en uygun maliyetlerle bertaraf edildiği ve elektrik enerjisinin sunduğu avantajlardan azami ölçüde yararlanıldığı stratejilerin oluşturulması, günümüzde gelişmeyi amaçlayan toplumlar için zorunlu olup, bunun için en önemli ön koşulun elektrik enerjisi talep tahminlerinin en doğru ve tutarlı bir şekilde yapılması olduğu düşünülmektedir (Keleş, 2005: 8-9).

Hidrojen ve nükleer enerjide olduğu gibi elektrik enerjisi de ikincil bir enerji kaynağıdır. Üretilmesi için yine birincil kaynaklardan yararlanması gerekir. Bundan dolayı hem Dünya genelinde hem de Türkiye’de elektrik enerjisinin hangi enerji kaynağından nasıl üretildiği (veya üretileceği) ve üretilen bu elektrik enerjisinin hangi sektör tarafından ne kadarlık kısmının tüketildiği bizim açımızdan önem arz etmektedir.

2.2.2.3.1. Dünya’da Elektrik Enerjisi

Sanayi devrimiyle birlikte artan elektrik ihtiyacını karşılamak üzere elektrik üretimi, iletimi ve dağıtımı alanlarında elektromekanik teçhizat imalatı yapan fabrikalara ihtiyaç giderek artmıştır. Gelişmiş ülkelerdeki yüksek teknolojiye sahip olan uluslararası firmalar az gelişmiş ya da gelişmekte olan ülkelerdeki rakiplerine üstünlük sağlamışlardır. Bunun sonucu Dünya’daki enerji yatırımlarını belli başlı firmalar finansal ve teknolojik açıdan kontrol eder hale gelmiştir. Dünya’da hızla azalan sıvı ve katı yakıt rezervleri nedeniyle alternatif enerji kaynakları üzerinde yapılan çalışmalar önem kazanmıştır.

Ülkelerin çevre politikalarını geliştirmeleriyle petrol, kömür ve doğal gaz gibi karbon emisyonu yüksek enerji kaynaklarının yerine su, rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından faydalanarak üretilen elektrik enerjisi sektörün öncelikli konularından biri haline gelmiştir. Böylelikle, yenilenebilir enerji kaynaklarına ait su türbini, hidrogeneratör, rüzgâr türbini ve güneş panelleri gibi elektromekanik teçhizatların imalatı önem kazanmıştır (TEMSAN, 2009: 2).

a) Dünya’da Elektrik Enerjisi Üretimi

Dünya elektrik enerjisi üretiminde öne çıkan bazı ülkeler ile bölgelerin 1990, 2000 ve 2005-2008 yılları itibariyle üretim miktarları aşağıdaki Tablo 2.33’te yer almaktadır.

Tablo 2.33. Dünya Elektrik Üretimi (TWh)

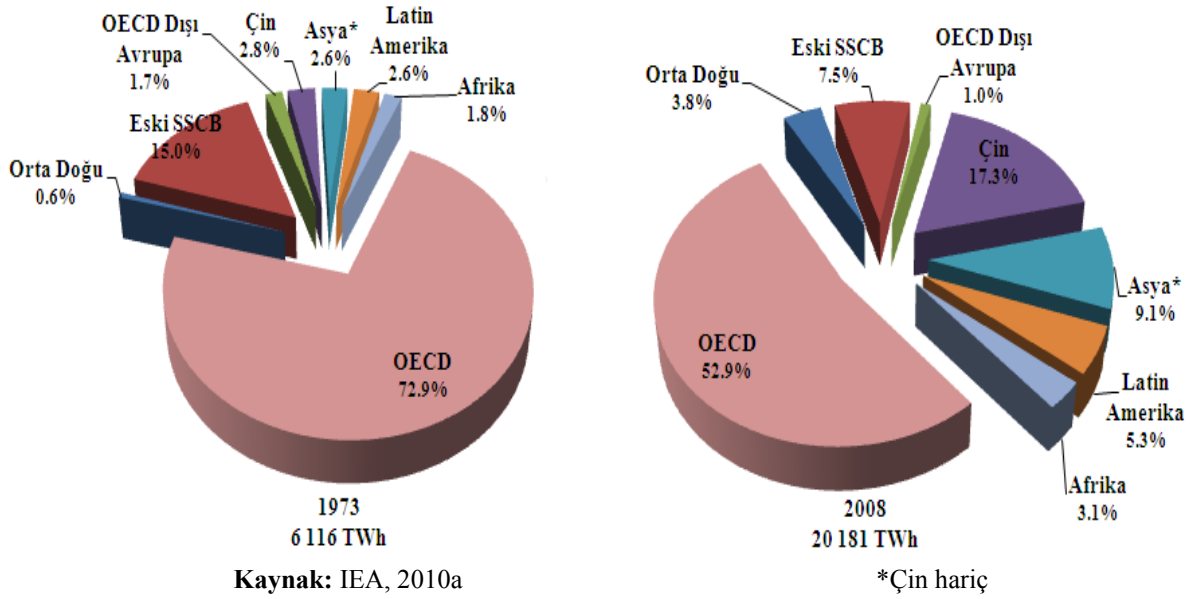
Ülkeler	1990	2000	2005	2006	2007	2008
ABD	3203	4 026	4268	4274	4324	4344
Kanada	482	605	626	613	642	651
Meksika	116	197	242	250	264	259
Fransa	417	536	572	569	564	570
Almanya	548	572	613	629	630	631
İtalya	213	270	297	307	308	314
Norveç	122	140	137	121	136	142
Polonya	134	143	155	161	159	156
İspanya	151	222	289	299	302	311
İsveç	146	145	158	143	149	150
Türkiye	58	125	162	176	192	198
İngiltere	318	374	396	395	393	385
Çin	590	1281	2370	2717	3041	3457
Avustralya	154	210	245	251	256	257
Japonya	836	1049	1088	1091	1126	1075
Kore	105	289	388	402	426	444
OECD	7560	9 614	10386	10460	10658	10676
Dünya	11294	14570	17335	18010	19771	20181

Kaynak: IEA

Dünya elektrik enerjisi üretimi 1973'ten bu yana yıllar itibariyle sürekli artış göstermiştir. Dünya elektrik üretimi 1973 yılında toplam 6116 TWh, 1990'da 11294 TWh, 2000'de 14570 TWh ve 1973'ten 2008 yılına kadar % 69'luk bir artış sağlayarak 20181 TWh'e yükselmiştir (Şekil 2.7 ve Tablo 2.33). Bununla birlikte, 2008 yılında 20.18 bin TWh olan elektrik üretimi, 2015 yılında 21.8 bin TWh, 2025'de 28.29 bin TWh ve 2035'de 35.18 bin TWh olacağı tahmin edilmektedir (Bkz: EK 5).

Tablo 2.33'e bakıldığında, Dünya elektrik üretiminin % 52.9'unu OECD ülkeleri sağlarken, geriye kalan % 47.1'ini OECD dışı ülkeler gerçekleştirmektedir. Gelişme ile elektrik enerjisi arasındaki yakın ilişki ülke bazında da kendisini göstermekte ve en büyük kurulu güçler % 21.5 ile ABD, % 17.1 ile Çin ve % 5.3 ile Japonya ilk üç sırada yer almaktadır (Tablo 2.33).

Dünya elektrik üretiminde bazı bölgelerin üstünlükleri göze çarpmaktadır. 1973 ve 2008 yılları elektrik üretiminde bazı bölgelerin aldıkları paylar Şekil 2.7’de özetlenmektedir. Toplam elektrik üretimi 1973’te 6116 TWh’den 2008’de 20181 TWh’e yükselmiş ve dönem içerisinde 3.3 kat artış yaşanmışken, bazı bölgelerin paylarında önemli değişimler meydana gelmiştir.

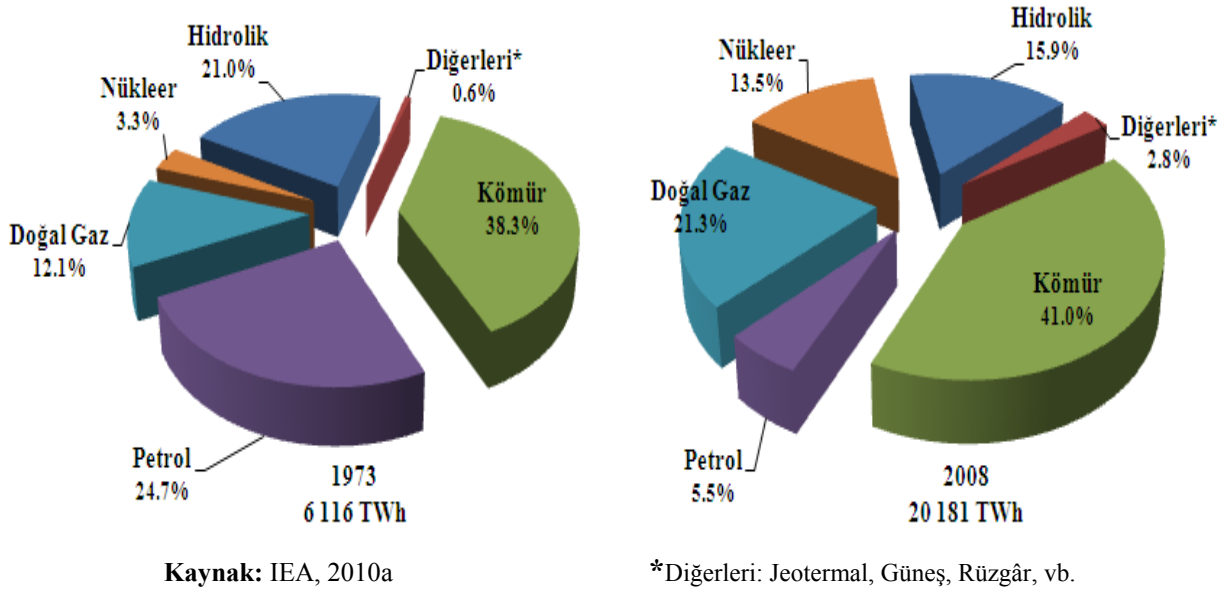


Şekil 2.7. Ülke Gruplarının Dünya Elektrik Üretimindeki Payları (%)

OECD, Eski SSCB ülkeleri ve OECD dışı Avrupa ülkelerinin üretimleri azalırken; Çin elektrik üretim payını 6.2 kat artırarak % 2.8’den % 17.3’e ulaşmış, Asya ülkeleri 3.5 kat artırarak % 8.5 ve Orta Doğu ülkeleri ise 6.3 kat artırarak % 3.8’lik paya sahip olmuşlardır (Şekil 2.7). Bu ülkelerdeki üretim artışları, büyük oranda sanayileşme çabalarından kaynaklanmaktadır.

Dünya genelinde elektrik enerjisinin termik üretimi günümüzde de önemini korumaktadır. Elektrik enerjisi üretiminde kullanılan yakıtların payları Şekil 2.8’de görülmektedir. Dünya elektrik üretiminde fosil yakıtların payı 1973’de % 75.1 iken 2008’de bu oran % 67.8’e düşmüştür. Bu düşüşe rağmen hâkim kaynak olarak fosil yakıtlar önemini korumaktadır. Fosil yakıtlar içinde kömürün payı en yüksektir ve düşüş göstermesine rağmen istikrarlı bir yapıdadır. Doğal gazdaki yükseliş her iki kaynağın (petrol ve doğal gaz) ikame edilmesinden kaynaklanmaktadır. Petrol krizinden sonra

petrol ve petrol ürünleri yerine alternatif enerji kaynakları araştırılmış ve buna en yakın enerji kaynakları olarak doğal gaz ve nükleer enerji tercih edilmeye başlanmıştır.



Şekil 2.8. Elektrik Üretiminde Kullanılan Enerji Kaynaklarının Payları

Petrole olan bağımlılıktan kurtulma çabası sonucunda; nükleer enerji ve doğal gaz çok hızlı bir büyüme kaydederek sırasıyla, 1973'te % 3.3 ve % 12.1 olan elektrik üretim payları 2008'de % 13.5 ve % 21.3'e yükselmiştir (Şekil 2.8). Doğal gazın Dünya elektrik üretimine katkısı 2008 itibarıyla 4301 TWh olarak gerçekleşmiştir. ABD (% 21), Rusya (% 11.5) ve Japonya (% 6.5) ise doğal gaz ile elektrik üretiminde Dünya'da ilk üç sırada yer almaktadır. Nükleer enerji yoluyla elektrik üretimi ise son 3 yılda (2009 itibarıyla) düşüş göstermesine rağmen ileriki yıllarda bu payın yüksek kalmaya edeceğini söyleyebiliriz. 2008 yılı itibarıyla Dünya nükleer enerji kurulu gücü 372 GW'dır. En büyük nükleer kurulu gücüne ABD (101 GW), Fransa (63 GW) ve Japonya (48 GW) sahiptir. Dünya nükleer üretiminin % 56.2'si bu üç ülke tarafından gerçekleştirilmektedir.

Hidrolik enerjinin elektrik üretim payı ise % 21'den % 15.9'a düşmüştür (Şekil 2.8). Dünya hidroelektrik kurulu gücü 924 GW'tir. Bu kurulu güç ile 2008 yılında Dünya genelinde 3288 TWh elektrik enerjisi üretilmiştir. Çin, Kanada, Brezilya ve ABD bu üretimin % 49.1'ini gerçekleştirmektedir. Bununla birlikte, Norveç ulusal elektriğinin % 98.5'ini, Brezilya % 79.8'ini, Venezuela % 72.8'ini hidroelektrikten

karşılacaktır (IEA, 2010a: 17-25). Diğer yenilenebilir enerji kaynakları ise artış kaydetmekle birlikte Dünya elektrik üretimi içinde çok az bir paya sahiptir (% 2.8). Enerji kaynaklar kullanılarak üretilmiş olan toplam elektrik miktarı 20181 TWh'dır. Bu toplam elektriğin % 67.8'i (kömür, doğal gaz ve petrol kaynaklı) termik santrallerden üretildiğini görülmektedir (Şekil 2.8). Diğer taraftan, önümüzdeki yıllarda bu oranların az da olsa düşerek, yerini özellikle yenilenebilir ve nükleer enerjilerle ikame edileceği öngörülmektedir. Mesela, termik santrallerden üretilen elektriğin 2015 yılında % 63.6'ya, 2025'te ise % 62.7'ye düşeceği tahmin edilmektedir. Yenilenebilir ve nükleer enerji kaynaklarından elde edilen elektriğin, sırasıyla, 2015'te 22.8 ve 14.1 iken, 2025 yılında bu oranların % 23.4 ve % 13.9 seviyesinde olması beklenmektedir (Bkz: EK 5). Ancak, her şeye rağmen Dünya'nın fosil yakıtlarla elektrik enerjisi üretimi önemini korumakta ve uzun yıllar korumaya da devam edecek gibi görünmektedir.

b) Dünya'da Elektrik Enerjisi Talebi

Dünya'da elektrik tüketimi, fosil yakıtların tüketimine göre daha kararlı bir şekilde gelişme göstermektedir. Bunu sağlayan üç ana neden bulunmaktadır. Bunlardan *ilki*, elektrik enerjisinin üretimi çeşitli kaynaklardan sağlanabilmesidir. Nitekim hidrolik, kömür, doğal gaz, petrol ve atomdan elektrik üretildiği gibi, kentlerin çöplerinden de bu amaçla yararlanılmaktadır. Bu olgu her ülkeye, gelişmesinin veya yerli kaynaklarının seviyesi ne olursa olsun, en ucuz veya en güvenli enerjiyi seçme imkânını vermektedir. Böylece, tesisatında hiçbir değişiklik yapmadan ve hiç farkına varmadan tüketici petrol yerine artan miktarlarda uranyum, hidrolik enerji veya kömür tüketmiş olmaktadır. *İkincisi* çok pratik bir enerji türü olmasından kaynaklanır. Elektriğin bir elektron akımı olarak ayarlama kolaylıkları, elektrik enerjisi ile daha mükemmel ve daha hatasız ürünlerin işletilmesini sağlamaktadır. Elektrik, günlük hayatın kalitesini istenilen uzaklıklara istenilen güçte taşıyabilmekte, en büyüğünden en küçüğüne kadar on binlerce tüketiciye bölünerek ulaştırılabilmektedir. *Üçüncü* ve sonuncusu, elektriğin temiz bir enerji olmasıdır (Tezekici, 2005: 127). Fabrikada, iş yerinde veya evde elektrik tüketicisi her hangi bir kirlilikle karşılaşmamaktadır.

Ülkeler ve bölgeler itibariyle Dünya net elektrik tüketimi aşağıdaki Tablo 2.34'te özetlenmektedir.

Tablo 2.34. Yıllar İtibariyle Dünya’da Net Elektrik Tüketimi (TWh)

Ülkeler	1980	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Fransa	237.4	323.0	410.0	420.0	418.0	435.2	446.7	449.9	445.2	447.2
Almanya	--	--	503.2	519.0	531.5	535.5	541.8	543.4	547.4	547.3
İngiltere	244.8	285.0	335.4	337.9	339.6	342.2	342.4	350.3	349.3	345.8
Norveç	75.6	97.5	110.2	113.4	109.6	103.9	109.2	113.3	110.4	114.5
Türkiye	20.4	46.8	98.3	97.1	102.9	111.8	121.1	130.3	143.1	155.1
Brezilya	121.2	211.0	318.7	300.7	314.9	332.8	348.9	363.6	379.2	403.0
Venezuela	75.6	97.5	110.2	113.4	109.6	103.9	109.2	113.3	110.4	114.5
Kanada	309.7	433.6	504.8	505.2	512.7	527.7	533.6	541.3	528.7	536.1
İsveç	87.0	130.0	134.9	137.5	134.9	132.8	133.4	134.2	133.5	134.5
Çin	261.5	549.3	1177.9	1314.6	1459.3	1678.7	1958.2	2195.0	2528.4	2835.0
Rusya Fed.	--	--	715.5	719.1	728.6	742.5	763.4	776.8	816.0	840.4
Hindistan	97.9	219.9	375.4	384.9	403.7	428.2	457.0	483.3	525.4	568.0
Japonya	527.5	773.0	941.1	925.9	940.4	930.4	959.3	976.2	982.1	1007.1
ABD	2094.5	2837.1	3592.4	3557.1	3631.7	3662.0	3716.0	3811.0	3816.9	3923.8
Diğerleri	3194.7	4381.1	3860.8	4035.6	4184.8	4372.7	4563.1	4615.0	4968.9	5157.4
Dünya	7347.8	10384.8	13188.8	13481.4	13922.2	14440.3	15103.3	15732.2	16384.9	17109.7
Coğrafi Bölgelere Göre Net Elektrik Tüketimi										
Kuzey Amerika	2461.2	3371.6	4265.3	4231.2	4317.4	4362.4	4426.2	4543.2	4542.5	4661.8
Avrupa	2023.6	2526.3	2943.2	3012.3	3046.2	3106.9	3180.5	3230.0	3292.5	3327.4
Avrasya	1168.6	1460.9	1032.1	1035.8	1052.7	1082.4	1117.1	1139.7	1193.2	1220.4
Asya&Pasifik Ü.	1170.2	2124.6	3550.2	3766.4	4005.5	4301.5	4714.8	5065.9	5515.4	5952.9

Kaynak: IEA

Dünya genelinde 1980’de 7347.8 TWh elektrik tüketilirken, 1990’da 10384.8 TWh, 2000’de 13188.8 TWh ve 2007’de ise elektrik tüketimi 1980’ne göre yaklaşık 2.3 kat artış göstererek 17109.7 TWh’e yükseldiği görülmektedir. 2007 yıl sonu itibariyle elektrik tüketimine ülkeler ve coğrafi bölgelere göre bakıldığında, Asya&Pasifik ülkeleri 5952.9 TWh ve % 34.7’lik pay ile en büyük tüketici konumundadır. Bu bölgedeki elektrik tüketiminin % 47.6’ısını ve toplam elektrik tüketiminin % 16.6’sı Çin tarafından kullanılmaktadır. Ayrıca, bu miktar ile Çin, aynı zamanda Dünya’nın en çok elektrik tüketen ikinci ülkesi konumundadır. Çin’in ardından, bölgede en çok elektrik tüketen ülkeler 1007.1 TWh ile Japonya ve 568.0 TWh ile Hindistan gelmektedir. Bu üç ülke, kendi bölgelerinde tüketilen toplam elektrik miktarının % 74.1’ini ve Dünya elektrik tüketiminin % 25.8’ini kullanmaktadır (Tablo 2.34).

En çok elektrik enerjisi tüketen ikinci bölgesi ise Kuzey Amerika’dır. Kuzey Amerika’nın elektrik enerjisi tüketimi 4661.8 TWh olup, Dünya elektrik tüketiminin % 27.2’sidir. Bu bölgedeki elektrik tüketiminin % 84.2’sini ve toplam elektrik tüketiminin ise % 22.9’unu tüketen ABD, hem bölgenin hem de Dünya’nın en çok elektrik tüketen ülkesi konumundadır (Tablo 2.34).

En çok elektrik tüketen üçüncü bölge, 3327.4 TWh ile Avrupa ülkeleridir. Bu miktar, toplam elektrik tüketim içindeki payı % 19.4’tür. Bu bölgede öne çıkan ülkeler ise Almanya, Fransa ve İngiltere’dir. Kendi bölgesinde, yani Avrupa’da tüketilen toplam elektrik tüketim miktarının % 40.3’ünü bu üç ülke tüketmektedir. Türkiye 151.1 TWh ile Dünya genelinde tüketilen toplam elektriğin % 0.9’nu, Avrupa’nın ise % 4.7’sini tüketmektedir. Dünya elektrik tüketiminde Avrupa’yı sırasıyla, Avrasya, Güney-Orta Amerika, Orta Doğu ve Afrika ülkeleri takip etmektedir (Tablo 2.34).

2.2.2.3.2. Türkiye’de Elektrik Enerjisi

Elektrik enerjisi, diğer yakıt tiplerinden farklı olarak ikincil bir enerji kaynağıdır ve üretilmesi için yine birincil kaynaklardan yararlanılması gerekir. Bizim açımızdan Türkiye genelinde elektrik enerjisinin hangi enerji kaynağından nasıl üretildiği veya üretileceği ve bunun ne kadarının tüketildiği veya tüketileceği çok önemlidir. Bu nedenle, önce Türkiye’deki elektrik enerjisinin tarihi gelişiminden, daha sonra kurulu güç ve üretiminden, son olarak da Türkiye’nin elektrik talebine değinilecektir.

a) Türkiye’de Elektrik Enerjisinin Tarihsel Gelişimi

Türkiye’de elektrik enerjisi ilk defa 1902 yılında Tarsus’taki su değirmeninden 60 KW’lık bir hidroelektrik santralle üretilmeye başlanmıştır. Böylece ülkemizde elektrik enerjisiyle tanışan ilk yerleşim yeri Tarsus ilçesidir. İstanbul bölgesinde elektrik üretimine başlanması ise 1914 yılında Silahtarağı santralinin devreye girmesiyle olmuştur. Bu girişim 1938 yılına kadar varlığını sürdürmüş olan Osmanlı Elektrik Dağıtım A.Ş. ve yabancı ortakları tarafından gerçekleştirilerek, o yıllarda İstanbul’un elektrikle tanışmasını sağlamıştır (Koçak, 1994: 27; DEK TMK, 2007c: 1).

Cumhuriyetin ilk yıllarına kadar elektrik sadece aydınlatma amaçlı kullanılmıştır. 1923 yılında elektrik kurulu gücü 33 MW, üretimi ise 45 milyon KWh olarak gerçekleşmektedir (Yiğitgüden, 1999: 33). Cumhuriyetin bu ilk yıllarında sadece İstanbul, İzmir, Tarsus ve Adapazarı’nda elektrik bulunmaktadır.

Elektrik enerjisinin aydınlatma dışında kullanılması 1930 yılından sonra, sanayinin kurulması ile başlamış ve büyük sanayi kuruluşları kendi elektriklerini üretme yoluna girmişlerdir. Karabük Demir-Çelik, İzmit Seka ve Sümerbank gibi kuruluşlar ihtiyaç duydukları enerjiyi yabancı şirketlere verilen imtiyazlı şirketlerden⁴⁰ satın almak yerine kendi santrallerini kurarak tahsis etmişlerdir.

1940 yılında, ülkemizde toplam kurulu gücü 91 MW olan 170 adet şehir santrali ve toplam gücü 111 MW olan 72 endüstri santrali mevcuttur. Bu santrallerin ancak 28 adedi hidroelektrik santral olup, toplam enerji üretiminde HES’lerin payı % 3.2’dir. 1945 yılında, 274 adet küçük tesisin toplam kurulu gücü 245.9 MW’tır. Bu tesislerin 190’nı belediyelerce, kalan 84’ü otoprodüktör kuruluşlarca işletilmektedir. 1950 yılına gelindiğinde imtiyazlı elektrik işletmeciliğine yeniden dönülmesiyle hükümet politikasında değişikliğe gidilmiştir. Bu yıllarda Kuzeybatı Anadolu Elektriklendirme Türk Anonim Ortaklığı, Ege Elektrik Türk Anonim Ortaklığı, Antalya Havalisi Elektrik Santralleri Türk AŞ (sonraki adı Kepez Elektrik AŞ) ve Çukurova Elektrik AŞ kurulması kararlaştırılmıştır. Bu şirketlerin en büyük ortağı, özel sektörün sermaye temininde karşılaştığı zorluklar nedeniyle Etibank olmuştur. Ancak bu şirketlerden Kuzeybatı

⁴⁰Bu imtiyazlı şirketler 1938-1944 yılları arasında devlet tarafından satın alınmıştır.

Anadolu Elektriklendirme A.Ş kurulamamış, Ege Elektrik TAO ise başarılı olamayarak tasfiye edilmiştir (Dolun, 2002: 3).

1950 yılında, santrallerin toplam kurulu gücü 408 MW ulaşırken hidroelektrik santraller 18 MW ile toplam içinde ancak % 4.4'lük bir paya sahip olmuşlardır. 1953 yılında elektrik enerjisi üretiminde kullanılacak baraj işlerini yerine getirmesi için 6200 sayılı kanunla DSİ kurulmuştur (TÜİK, 1999: 271). İlk özel sektör eliyle santral yapılması ve işletilmesi 1950'den sonra gerçekleşmiştir. Bunlar Adana ve İçel yöresinde Çukurova Elektrik AŞ (ÇEAŞ) ile Antalya yöresinde Kepez Elektrik AŞ'dir.

Ulusal enerji politikası amacıyla 1963 yılında, çeşitli bakanlıklara dağılmış bulunan enerji kuruluşları Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı (ETKB) bünyesinde toplanmıştır. 1970 yılında artan üretim, dağıtım ve tüketim miktarı ve hizmetin yaygınlaşması kurumsal bir yapıyı zorunlu hale getirmiştir. Bu bağlamda TEK kurulmuştur (TEİAŞ, 2010a). Böylece hidroelektrik santrallerin işletilmesi TEK'e devredilmiştir. Bu tarihte kurulu güç kapasitesi 2234.9 MW, elektrik üretimi ise 8623.0 MWh seviyelerine yükselmiştir (Selçuk ve Arabul, 2000: 12). Aralık 1984'te çıkarılan yasa ile enerji sektöründeki TEK tekeli kaldırılarak; özel sektör işletmelerine gerekli izinler alınarak enerji üretimi, iletimi ve dağıtımı konusunda olanaklar sağlanmıştır. Bu dönemde kamu sektörünün toplam kurulu güç içindeki payı % 85'di. Ayrıca bu yılda TEK'in bünyesi, organları ve yapısı düzenlenerek bir KİT hüviyetine kavuşması sağlanmıştır. Yap İşlet Devret modeli ve İşletme Hakkı Devir işlemleri bu Kanun kapsamında gerçekleştirilmiştir (DEK TMK, 2007c: 1; DEK TMK, 1997: 215). 1988-1992 yıllarında on sermaye şirketi; elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticaretini yapmak üzere kendi yasal görev bölgesi içinde görevlendirilmiştir. Bunun yanı sıra imtiyazlı şirketlerden olan ÇEAŞ ve KEPEZ AŞ de kendi görev bölgelerinde elektrik üretimi, dağıtımı, iletimi ve ticaretini yapma görevi verilmiştir (Kınık, 2008: 15).

Enerji alanındaki liberalleşme anlayışı 1990'lı yılların başında birçok ülkenin resmi gündeminde yer almış ve bir takım yasal düzenlemelerle Dünya enerji piyasaları oluşmaya başlamıştır. Dünya'yı etkisi altına alan enerji alanındaki söz konusu yeniden yapılanmaların etkisiyle, Türkiye elektrik sektöründe tekel olan TEK, 1994 yılında Dağıtım hizmetleri için TEDAŞ, üretim ve iletim hizmetleri için ise TEAŞ olmak üzere ikiye ayrılmıştır (TEİAŞ, 2009: 2).

Enerji alanındaki gelişmelerin yakın takipçisi olan Türkiye’de; Dünya elektrik piyasalarındaki gelişmelere de paralel olarak, rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek, mali açıdan güçlü, istikrarlı ve şeffaf bir elektrik piyasası oluşturulması yolunda yasal düzenlemeler yapılmaya başlanmıştır. Bu kapsamda, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile 2001 yılında TEAŞ bünyesindeki üretim, iletim ve ticaret hizmetleri ayrıştırılarak üç ayrı şirket (EÜAŞ, TEİAŞ ve TETAŞ)⁴¹ olarak yeniden yapılandırılmış ve bu kanunla elektriğin yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve çevreye uyumlu bir şekilde piyasa koşullarında tüketicilerin kullanımına sunulması hedeflenmiştir. Bu kapsamda, kamu tüzel kişiliğini haiz, idari ve mali özerkliğe sahip ve 4628 sayılı Kanun ile kendisine verilen görevleri yerine getirmek üzere Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu kurulmuş, ancak aynı yılın Nisan ayında kabul edilen 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile de Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) adını almıştır. Kurum 19.11.2001 tarihinde görevine başlamış (ETKB, 2010k) ve halen devam etmektedir.

b) Türkiye’de Elektrik Enerjisi Kurulu Gücü

Türkiye’deki elektrik kurulu gücünün yıllar itibariyle gelişimi aşağıdaki Tablo 2.35’te özetlenmektedir. Söz konusu Tablo 2.35’e baktığımızda, Türkiye’nin elektrik kurulu gücünde yıldan yıla artışların olduğunu görülmektedir. Bu artışların büyük bir kısmına termik santral kaynaklık etmektedir.

Cumhuriyetin kurulduğu 1923 yılında 33.8 MW olan elektrik santralleri kurulu gücü, 1963 yılında yani planlı dönemin başlangıç yılında 1381 MW’a, 1993 yılında ise 20335.1 MW’a ulaşmıştır (Soysal, 1994: 21). Türkiye toplam elektrik kurulu gücü 2009 yılı sonunda ise 44758 MW’a ulaşmıştır.⁴² Kurulu gücün 29252.6 MW’ı (% 65.4) termik, 14550.2 MW’ı (% 32.5) hidrolik ve 868.8 MW’ı (% 2.1) ise yenilenebilir kaynaklardan oluşmaktadır (Tablo 2.35).

⁴¹ Bu şirketler Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ), Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ)’dir.

⁴² Temmuz 2010 itibariyle sisteme 1479 MW’lık yeni santral eklenmiş olup, kurulu gücümüz 46126 MW seviyelerine ulaşmıştır.

Tablo 2.35. Yıllar İtibariyle Elektrik Kurulu Gücün Gelişimi (MW)

Yıllar	Termik	Hidrolik	Jeoter+Rüzgâr	Toplam	Artış (%)
1970	1509.5	725.4		2234.9	13.6
1975	2407.0	1779.6		4186.6	12.2
1980	2987.9	2130.8		5118.7	0.0
1984	4569.3	3874.8	17.5	8461.6	22.0
1985	5229.3	3874.8	17.5	9121.6	7.8
1990	9535.8	6764.3	17.5	16317.6	3.2
1995	11074.0	9862.8	17.5	20954.3	0.5
2000	16052.5	11175.2	36.4	27264.1	4.4
2001	16623.1	11672.9	36.4	28332.4	3.9
2002	19568.5	12240.9	36.4	31845.8	12.4
2003	22974.4	12578.7	33.9	35587.0	11.7
2004	24144.7	12645.4	33.9	36824.0	3.5
2005	25902.3	12906.1	35.1	38843.5	5.5
2006	27420.2	13062.7	81.9	40564.8	4.4
2007	27271.6	13394.9	169.2	40835.7	0.7
2008	27503.8	13837.6	376.1	41717.5	2.2
2009	29339.1	14550.2	868.8	44758.0	6.8

Kaynak: TEİAŞ, EÜAŞ

1984 yılı öncesinde ağırlıklı olarak taşkömürü, linyit, fueloil, motorin ve hidrolik santrallardan oluşan Türkiye elektrik üretim sisteminde 1985 yılından itibaren doğal gaz yakıtlı, 2000 yılından itibaren ithal kömür yakıtlı santraller de işletmeye girmeye başlamıştır. Hidrolik santrallara ilave olarak jeotermal, rüzgâr, atık gibi diğer yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına ait üretim tesisleri de 1984 yılından itibaren üretim sisteminde yer almaya başlamış olup, elektrik üretiminde kullanılan enerji kaynakları çeşitlendirilmiştir (DEK TMK, 2007d: 8). 1983 sonunda toplam kurulu gücün % 29.5'i linyit ve taş kömürü, % 23.7'si sıvı yakıtlı ve % 46.7'si hidrolik santrallardan oluşmaktayken (DEK TMK, 2008: 78); 2009 sonu itibariyle bu dağılım % 23.66'sı linyit ve taşkömürü, % 32.51'i hidrolik, % 32.5'i doğal gaz, % 9.2'si sıvı yakıt (EÜAŞ, 2010: 19) ve % 2.14'ü ise diğer yenilenebilir enerji (rüzgar+jeotermal) kaynaklı santraller şeklinde oluşmaya başlamıştır.

1984 yılında ve sonrasında çıkarılan yasalarla özel sektörün elektrik enerjisi faaliyetlerine katkısının artırılması hedeflenmiştir. 1984 yılında toplam kurulu gücün

içinde % 85.0 olan kamu sektörünün payı, 2009 sonunda % 54.1'e düşmüştür (Tablo 2.38). Üretici kuruluşların kurulu güçlerinin gelişiminde kamu sektörü (EÜAŞ ve bağlı ortaklıkları), özel sektör (Yap-İşlet, Yap-İşlet-Devret, İşletme Hakkı Devri, Serbest Üretim Şirketleri ve Otoprodüktörler) ve kiralama yöntemiyle hizmet alınan Mobil Santraller şeklinde faaliyet göstermektedir. 2009 yılı sonu itibariyle, Türkiye'nin kurulu gücü içerisinde EÜAŞ % 54.1, üretim şirketleri ve işletme hakkı devredilen santraller % 19.4, yap-işlet santralleri % 13.6, otoprodüktörler % 6.8, yap-işlet-devret santralleri % 5.5 ve mobil santraller % 0.6'lık paya sahiptir (EÜAŞ, 2010: 18). Elektrik piyasasının serbestleştirilmesi hedefi doğrultusunda, yeni üretim yatırımlarının özel sektör tarafından yapılması öngörülmüştür. 2002-2009 döneminde ülkemizin elektrik üretimi kurulu güç kapasitesi 31845.8 MW'den 44758.0 MW düzeyine ulaşmıştır (Tablo 2.35). Bu dönemde devreye giren 12850.0 MW ilave kurulu gücün yaklaşık 7000.0 MW'lık bölümü özel sektör tarafından yapılan santrallardan oluşmaktadır. 2009 yılında sisteme toplam 3022.0 MW'lık yeni santral eklenmiş olup, devreye giren ilave kurulu gücün 2810.0 MW'lık kısmı özel sektör tarafından yapılan santrallardan oluşmaktadır. Bununla birlikte, 2010 yılında (Temmuz ayı itibariyle) toplam 1479 MW kurulu gücünde⁴³ özel sektöre ait 64 adet üretim santralının geçici kabulleri yapılmış ve işletmeye alma izni verilmiştir.

Bununla birlikte 2008 itibariyle; Türkiye doğal gaz kurulu gücünün % 76.1'i, kömür kurulu gücünün % 23.8'i ve hidrolik kurulu gücünün % 20.7'si özel sektör santrallerinden oluşmaktadır (TEİAŞ, 2010b). Doğal gaz yakıtlı santrallerin tesis sürelerinin kısalığı, üretim maliyetlerinin düşüklüğü ve doğal gaz teminindeki kolaylık gibi sebeplerle (DEK TMK, 2007d: 12), özel sektör doğal gaz yakıtlı santral tesislerine yönelmiştir.

c) Türkiye'de Elektrik Enerjisi Üretimi

Cumhuriyetin ilk yıllarından bu yana sürekli artış gösteren elektrik üretimi, 1970-1983 döneminde duraklamaya girmiştir (Tablo 2.36). Bu yıllarda talebin karşılanması için ithalata başvurulmuştur. 1975 yılından itibaren Bulgaristan ile, 1979

⁴³ 2010 yılı sonuna kadar sisteme ilave edilen özel sektör santral kurulu gücünün 2400 MW aşması beklenmektedir.

yılından itibaren de SSCB ile elektrik bağlantısına gidilmiş ve elektrik ithalatı yapılmıştır. Bu dönemde ithalattaki artışa rağmen gerekli güç ve üretimin oluşturulamaması nedeniyle, 1973-1983 yılları arasında programlı ve programsız elektrik kesintileri ve kısıntılarına gidilmiştir (Soysal, 1994: 22). Bu dönemde elektrik enerjisi üretiminde kamu sektörünün payı büyüktür. 1984 ve sonrasında yapılan yasal düzenlemelerle, özel sektörün elektrik enerjisi faaliyetlerine katkılarını arttırmak için sektörün yeniden yapılandırılmasına gidilmiştir. Fakat gerekli düzenlemeler zamanında yapılmadığından özel sektörün katkısı 2001 yılına kadar beklenen düzeyde olmamış; ancak 2001 krizi sonrasında özel sektör elektrik enerjisi faaliyetlerine katkısı % 13'lerden % 52'li seviyelere ulaşmıştır (Tablo 2.38).

Türkiye'de elektrik üretimi termik, hidrolik ve yenilenebilir (jeotermal, rüzgâr, vb.) enerji kaynaklı olmak üzere üç ana başlık altında toplayabiliriz. Türkiye'deki elektrik enerjisi üretimi ve kullanılan enerji kaynaklarının payları yıllar itibariyle gelişimi, sırasıyla Tablo 2.36 ve Tablo 2.37'de yer almaktadır.

Tablo 2.36. Elektrik Üretiminin Yıllar İtibariyle Gelişimi (GWh)

Yıllar	Ulusal Üretim					İthalat	İhracat	Brüt Üretim*
	Termik	Hidrolik	Jeot+Rüz	Toplam	Artış (%)			
1970	5590.2	3032.8		8623.0	10.0			8623.0
1975	9719.2	5903.6		15622.8	15.9	96.2		15719.0
1980	11927.2	11348.2		23275.4	3.3	1341.2		24616.6
1984	17165.1	13426.3	22.1	30613.5	11.9	2653.0		33266.5
1985	22168.0	12044.9	6.0	34218.9	11.8	2142.4		36361.3
1990	34315.3	23147.6	80.1	57543.0	10.6	175.5	906.8	56811.7
1995	50620.5	35540.9	86.0	86247.4	10.1	0.0	695.9	85551.5
2000	93934.2	30878.5	108.9	124921.6	7.3	3791.3	437.3	128275.6
2001	98562.8	24009.9	152.0	122724.7	-1.8	4579.4	432.8	126871.3
2002	95563.1	33683.8	152.6	129399.5	5.4	3588.2	435.1	132552.6
2003	105101.0	35329.5	150.0	140580.5	8.6	1158.0	587.6	141150.9
2004	104463.7	46083.7	150.9	150698.3	7.2	463.5	1144.3	150017.5
2005	122242.3	39560.5	153.4	161956.2	7.5	635.9	1798.1	160794.0
2006	131835.1	44244.2	220.4	176299.8	8.9	573.2	2235.7	174637.3
2007	155196.3	35850.8	511.0	191558.1	8.7	864.3	2422.2	190000.2
2008	164139.3	33269.8	1008.9	198418.0	3.6	789.4	1122.2	198085.2
2009	156923.5	35958.4	1931.1	194813.0	-1.8	813.0	1549.0	194077.0

*Brüt Üretim= Ulusal Üretim+İthalat-İhracat

Kaynak: TEİAŞ, EÜAŞ, TETAŞ

1970 yılında, ulusal elektrik üretiminin % 64.8'i (5590.2 GWh) termik kaynaklı santrallerden, geriye kalan % 35.2'lik kısmı ise (3032.8 GWh) hidrolik kaynaklı santrallerden elde edilmiş olup, bir önceki yıla göre % 10.0'luk bir artış gerçekleşmiştir (Tablo 2.36).

Yenilenebilir enerji kaynaklarının ilk kez üretime katıldığı 1984 yılında ise, toplam elektrik üretiminin % 56.1'i (17165.1 GWh) termik, % 43.9'u (13426.3 GWh) hidrolik ve % 0.1'i (22.1 GWh) yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilmiştir. 2009 yılına ise, toplam ulusal elektrik üretiminin % 80.6'sı (156923.5 GWh) termik santrallerinden, % 18.5'i (35958.4 GWh) hidrolik santrallerden ve geriye kalan % 1.0'i ise yenilenebilir enerji kaynaklı santrallerden sağlanmış olup, ulusal elektrik üretiminde 2001 krizinden sonra ikinci kez % 1.8'lik bir düşüş gerçekleşmiştir (Tablo 2.36).

Türkiye'de ulusal elektrik üretimi termik, hidrolik ve yenilenebilir (jeotermal+rüzgâr) olmak üzere üç ana başlık altında toplayabiliriz. 2009 yılı itibariyle, termik, hidrolik ve yenilenebilir kaynaklardan beslenen toplam 1101 santral⁴⁴ ve 69715.9 MW kurulu gücüyle 194813.0 GWh elektrik üretimi yapılmıştır. Nükleer enerjiyle Türkiye'de henüz elektrik üretimi yapılmamaktadır. Bununla birlikte, ülkemizde elektrik enerjisi arz ve talep projeksiyonlarına bağlı olarak, 2020 yılına kadar, nükleer enerji santrallerinin, elektrik enerjisi üretimi içerisindeki payının en az % 5 seviyesine ulaşması hedeflenmektedir.

a) Termik santraller

Termik elektrik üretimi için genellikle taşkömürü, asfaltit, linyit, doğal gaz, fueloil, motorin, LPG, nafta ve yenilenebilir+atıklar gibi yakıtlar kullanılmaktadır. Bu tür yakıtlar çoğu fosil yakıtlar sınıfına girmekte olup, 2009 itibariyle elektrik üretimimizin % 80'ini bu fosil yakıtlar ile sağlanmaktadır. Türkiye'de 2009 yılında 324 termik santralin 29339.1 MW kurulu güç kapasitesiyle ürettiği elektrik miktarı 156923.5 GWh'dir. 1975 yılında elektrik üretiminin termik payı % 62.2 iken, 2009'da % 80.1 gibi önemli bir orana yükselmiştir (Tablo 2.35, Tablo 2.36 ve Tablo 2.37).

⁴⁴2009 yılında adet olarak en çok hidroelektrik santrallere lisans verilmiş, bunu doğal gaz yakıtlı tesisler izlemiştir. Bununla birlikte lisans verilen termik santrallerin kurulu gücü lisans verilen hidroelektrik santrallerinin toplam kurulu gücünden daha fazladır (Bkz: ETKB, 2010m: 227).

Tablo 2.37. Elektrik Üretiminde Kullanılan Enerji Kaynaklarının % Payları (1980-2009)

Enerji Kaynakları	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Taşkömürü*	16.0	9.1	3.9	2.1	1.1	2.6	3.1	3.3	3.1	6.1	7.9	8.1	8.0	7.9	8.0	8.5
Linyit	16.7	17.2	21.7	41.8	34.0	29.9	27.5	28.0	21.7	16.8	14.9	18.5	18.4	20.0	21.1	20.1
Kömür Toplamı	32.7	26.3	25.7	43.9	35.1	32.5	30.6	31.3	24.8	22.9	22.8	26.6	26.4	27.9	29.1	28.6
Fuel-Oil	27.1	30.1	22.4	20.5	6.8	6.4	6.0	7.2	7.4	5.8	4.4	3.2	2.4	3.4	3.6	2.4
Motorin	3.1	4.4	2.6	0.2	0.0	0.3	0.8	0.7	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
LPG							0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Nafta							0.4	0.4	0.7	0.8	0.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0
Sıvı Yakıtlar Topl.	30.2	34.5	25.0	20.7	6.8	6.7	7.5	8.4	8.3	6.6	5.0	3.4	2.4	3.4	3.7	2.5
Yenilenebilir+Atık	1.9	1.4	0.6	-	-	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
Doğal gaz	-	-	-	0.2	17.7	19.2	37.0	40.4	40.6	45.2	41.3	45.3	45.8	49.6	49.7	49.3
Toplam Termik	64.8	62.2	51.2	64.8	59.6	58.7	75.2	80.3	73.8	74.8	69.2	75.4	74.8	81.0	82.7	80.1
Toplam Hidrolik	35.2	37.8	48.8	35.2	40.2	41.2	24.7	19.6	26.0	25.1	30.6	24.4	25.1	18.7	16.8	18.5
Jeotermal+Rüzgâr				0.0	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.5	1.0
Genel Toplam	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

* İthal kömür dâhil.

Kaynak: TEİAŞ, EÜAŞ

1970 yılında termik elektrik üretimi içinde en fazla kullanılan yakıt kömür iken (% 32.7), 1986 ve sonrasında kömür kullanımı azalmaya başlamış ve 2009 yılı itibariyle kömürün elektrik üretimi içindeki payı % 28.6'ya gerilemiştir. 1970 ve 1975 yıllarında toplam elektrik üretiminde, sırasıyla, % 30.2 ve % 34.5'lik kullanım oranına sahip olan sıvı yakıtlar, ülkemizde az bulunan rezerv olması ve ithalat maliyetinin yüksek olması nedeniyle günümüzde neredeyse yok denecek bir oranda elektrik üretiminde katkıda bulunmaktadır (2009 yılında % 2.5, başka bir ifadeyle 4803.6 GWh). 1990'da toplam elektrik üretimi içinde % 17.7'lik kullanım oranına sahip olan doğal gaz ise, bu tür santrallerin kurulum sürelerinin kısalığı, üretim maliyetlerinin düşük olması, teminindeki kolaylık, temiz ve çevreci olması nedeniyle yıldan yıla elektrik üretimindeki payını artırarak 2009 yılında % 32.5 oranında katkı sağlamıştır (Tablo 2.37). Doğal gaz 2009'da ülkemizin elektrik üretimine 14547.7 GWh'lık katkıda bulunmuştur (EÜAŞ, 2010: 19). Dolayısıyla, Türkiye'deki elektrik üretiminde doğal gazın, özellikle petrol ve petrol ürünleri ile kömür yerine ikame yakıt olarak kullanıldığı ve kullanılmaya da devam edeceği söylenebilir.

b) Hidrolik santraller

Ülkemizde termik santrallerden sonra önemli bir yere sahip olan elektrik üretim tesisi hidrolik santrallerdir. Türkiye önemli bir hidrolik (su gücü) potansiyeline sahiptir. Bu hidroelektrik enerji potansiyeli ile Dünya genelinde sekizinci sırada iken, Avrupa'da Rusya ve Norveç'in ardından üçüncü sırada yer almaktadır. Ancak bu potansiyelini yeterince kullanamamaktadır. 2009 yıl sonu itibariyle hidroelektrik santrallerimiz 14550.2 MW kurulu gücüyle ürettiği elektrik miktarı 35958.4 GWh olarak gerçekleşmiştir (Tablo 2.35 ve Tablo 2.36).

1980'lerin başlarında elektrik üretiminin hidrolik payı % 50'lilere dayanmış iken, son yıllarda doğal gaz kullanımının yaygınlaşması ile hidrolik santrallerde üretilen elektriğin payı azalmakta olup, bu oran 2009'da % 18.5 gibi çok düşük seviyelere kadar gerilemiştir (Tablo 2.37). Bununla birlikte, 2009 yılında Türkiye'de en çok hidroelektrik santrallerine lisans verilmiş⁴⁵ ve toplamda 678 adet hidroelektrik santrali mevcuttur. Bu santrallerin 106 tanesi EÜAŞ tarafından işletilmekte ve 89.454 TWh elektrik enerjisi üretilmiştir. Bu miktar, toplam üretimin % 45.9'una karşılık gelmektedir.

⁴⁵ETKB tarafından onay verilen 176 adet santralin 136 adeti hidroelektrik santralidir.

Sonuç olarak, çeşitli enerji kaynakları içerisinde hidroelektrik enerji santralleri çevre dostu olmaları ve düşük potansiyel risk taşımaları sebebiyle tercih edilmektedir. Hidroelektrik santraller; çevreye uyumlu, temiz, yenilenebilir, yüksek verimli, yakıt gideri olmayan, enerji fiyatlarında sigorta rolü üstlenen, uzun ömürlü, işletme gideri çok düşük dışa bağımlı olmayan yerli bir kaynaktır. İlk yatırım maliyetleri doğal gaz santrallerine göre yüksek olsa bile yerli bir kaynak olması ve yakıt maliyetinin olmaması nedeniyle hidrolik santraller Türkiye açısından son derece önemlidir.

c) Yenilenebilir (jeotermal+rüzgâr) enerji santralleri

Son yıllarda Dünya’da sınırlı olan fosil yakıt rezervlerinin tükenmesi kaygısıyla ve temiz enerji olarak da benimsenmesi ve ticari uygulamalara geçebilmesi nedeniyle özellikle jeotermal ve rüzgâr gibi yenilenebilir enerji kaynakları da enerji üretiminde göz önünde bulundurulmaktadır. Ancak bu tür enerji kaynakları kurulum maliyetlerinin yüksek olması gibi nedenlerle yeterince kullanılamamaktadır. 2009 yıl sonu itibariyle yenilenebilir enerji (jeotermal+rüzgâr) santrallerimiz 868.8 MW kurulu gücüyle ürettiği elektrik miktarı 1931.1 GWh olarak gerçekleşmiştir (Tablo 2.35 ve Tablo 2.36). Ulusal elektrik üretimine ilk kez 1985’te katkıda bulunan yenilenebilir enerji kaynakları, 1990 yılında elektrik üretimindeki payı % 0.2’lerde iken, 2009’da bu oran % 1.0 seviyesine yükselmiştir (Tablo 2.37). 2009 yılında biri jeotermal, üçü rüzgâr olmak üzere toplamda dört adet yenilenebilir enerji santrallerimize lisans verilmiş olup, toplamda bu tür santrallerimizin sayısı 99 yükselmiştir.⁴⁶

Türkiye elektrik enerjisi üretiminde kamu kurumlarının yanı sıra özel sektör kuruluşları da bulunmaktadır. Türkiye’de özelleştirme kavramı her ne kadar 1984 yılında 3096 sayılı kanunun yürürlüğe girmesi ile güncel hale geldiyse de bu tarih öncesinde elektrik üretiminde ÇEAŞ ve KEPEZ gibi imtiyazlı özel şirketler yer almıştır (DEK TMK, 2008: 79). 1970 yılından 2009 yılı sonuna kadar elektrik enerjisi üretici kuruluşlarının payları aşağıdaki Tablo 2.38’de görülmektedir. 1970 yılından bu yana elektrik enerjisi üretici kuruluşlarının paylarında da önemli değişikliklerin olduğu görülmektedir. Elektrik üretiminin üreticiler açısından değerlendirilmesi ele alındığında, aynı zamanda elektrik enerjisi üretiminde kamu ve özel sektör yapısı da ortaya konulabilmektedir.

⁴⁶Bu santrallerin 92’si rüzgâr, 7’si jeotermaldir (Bkz: ETKB, 2010m: 227).

Tablo 2.38. Elektrik Üretiminin Üretici Kuruluşlarına Göre Dağılımı (GWh)

Yıllar	Kamu Sektörü						Özel Sektör				Türkiye Toplamı
	EÜAŞ	Beld.ler	E. Bağlı Ortaklık	ÖKS*	Mobil	Toplam	Otop.+ İHD	Üretim Şirketler	A.Şirket*	Toplam	
1970	6272.9	784.9				7057.8	689.0		876.2	1565.2	8623.0
1975	12844.8	134.7				12979.5	913.2		1730.1	2643.3	15622.8
1980	19414.5	62.4				19476.9	2188.8		1609.7	3798.5	23275.4
1984	26685.7					26685.7	2233.4	3.3	1691.1	3927.8	30613.5
1985	30248.9					30248.9	2377.8	0.0	1592.2	3970.0	34218.9
1990	52854.2					52854.2	3361.3	23.0	1304.5	4688.8	57543.0
1995	71544.1		6650.8			78194.9	5624.9	126.2	2301.4	8052.5	86247.4
2000	73941.8		19292.2		643.5	93877.5	17102.6	12038.6	1902.9	31044.1	124921.6
2001	67468.5		18893.9		1117.1	87479.5	20620.5	13279.1	1345.6	35245.2	122724.7
2002	60075.2		17256.9		3208.8	80540.9	24651.4	19700.0	4507.2	48858.6	129399.5
2003	52169.5		8336.7	2590.7	2557.9	65654.8	27443.6	45461.0	2021.1	74925.7	140580.5
2004	58514.3		4124.3	5378.6	1288.0	69305.2	27693.4	53699.7		81393.1	150698.3
2005	61629.5		5301.4	6531.0	877.7	74339.6	21207.8	66408.8		87616.6	161956.2
2006	71082.4		13633.7		418.0	85134.1	18497.2	72668.5		91165.7	176299.8
2007	73839.2		18488.2		797.3	93124.7	19592.9	78840.5		98433.4	191558.1
2008	74919.1		22797.8		330.5	98047.4	20037.7	80332.9		100370.6	198418.0
2009	70785.1		18668.9		0.0	89454.0	18946.6	86412.4		105359.0	194813.0

*Ayrıcalıklı Şirketlerin 11.06.2003’de sözleşmesi feshedilerek, 2004 yılından itibaren EÜAŞ’a devredilmiştir.

Kaynak: TEİAŞ, EÜAŞ

Buna göre, EÜAŞ, EÜAŞ'ın bağlı ortaklıkları, belediyeler, mobil santraller ve özelleştirme kapsamına alınan santrallerin (ÖKS) üretimleri, kamu elektrik üretimini temsil etmektedir. Özel sektör olarak ele alacağımız üretim grubuna ise, ayrıcalıklı şirketler, üretim şirketleri, otoprodüktörler ve işletme hakkı devredilen şirketler girmektedir (Tablo 2.38).

Elektrik üretimi içinde üretici kuruluşların paylarına bakıldığında, özel sektörün elektrik üretiminde yer almaya başlaması ile 1970 yılında % 81.8 olan kamu sektörünün payı, 1990 yılında % 91.9'a çıkmış ve daha sonra yıldan yıla azalarak 2009 yılı sonunda % 45.9'a gerilemiştir. Kamu sektörünün üretim miktarı 1970 yılına göre 2009 yılında yaklaşık 12.7 kat büyümüştür. Buna karşılık özel sektör üretim miktarı aynı dönemde yaklaşık 67.3 kat, toplam üretim miktarı ise yaklaşık 22.6 kat büyümüştür (Tablo 2.38).

Özel sektör üretiminin rekabete açık olmayıp al ya da öde prensibi ile sözleşmelere bağlanarak bu kurulu güçlerin üretimlerine satın alma garantisi verilmesi ve özellikle 1998 yılından sonra otoprodüktörler, Yap İşlet Devret, Yap İşlet ve İşletme Hakkı Devri gibi tüketicisi belli olan üretim santrallerinin artış göstermesi söz konusu büyümelerdeki farklılığın temel nedenleri olarak sıralanabilir. 2009 yılında Türkiye toplam elektrik enerjisi üretiminin % 45.9'luk kısmı EÜAŞ ve bağlı ortaklıkları bünyesindeki üretim tesislerinden sağlanmıştır (Tablo 2.38). Diğer üretim tesislerinin aynı dönemdeki üretimlerine bakacak olursak; Yap İşlet modeli % 22.5, serbest üretim şirketleri ve İşletme Hakkı Devri modeli % 17.6, Yap İşlet Devret modeli % 7.1 ve otoprodüktörler % 6.3'lük katkı sağlamıştır (EÜAŞ, 2010: 20).

d) Türkiye'de Elektrik Enerjisi Talebi

Elektrik enerjisi, sanayiden, aydınlatmaya ve konuta kadar çok geniş bir tüketim alanına sahiptir. Elektrik enerjisi sektörü, kendisi de dâhil olmak üzere bütün sektörlerle dolaylı ve dolaysız olarak girdi sağlamaktadır. Herhangi bir sektörde yaratılan katma değeri incelediğimizde elektrik enerjisi sektörünün payı oldukça büyük olmaktadır. Buna bağlı olarak elektrik enerjisi sektörünün milli gelir içerisindeki payının büyük olduğunu söyleyebilir (Milli Prodüktivite Merkezi, 1988: 9).

Türkiye'deki elektrik enerjisinin kişi başı ve tüketici gruplarına göre kullanımı aşağıdaki Tablo 2.39'da yer almaktadır.

Tablo 2.39. Yıllar İtibariyle Türkiye’de Sektörel, Toplam ve Kişi Başı Elektrik Tüketimi

Yıllar	GWh								Artış (%)	KWh/kişi
	Konut	Köy*	Ticaret	Resmi Daire	Sanayi	Aydınlatma	Diğer	Toplam		Kişi Başı Tüketim
1970	1056.6	105.3	348.9	301.8	4689.7	193.0	612.5	7307.8	-	218
1975	1892.5	466.6	659.4	495.9	8745.3	250.6	981.4	13491.7	18.8	352
1980	3499.3	887.8	1146.7	609.2	13007.9	289.5	957.8	20398.2	3.7	490
1984	4304.9	1167.5	1569.9	766.7	18027.0	330.8	1468.4	27635.2	13.0	602
1985	4978.9	655.4	1620.5	891.5	19607.7	407.3	1547.3	29708.6	7.5	644
1990	9059.8	102.5	2557.8	1463.3	29211.8	1231.4	3193.4	46820.0	8.6	892
1995	14492.5		4195.2	3011.6	38007.4	3105.9	4581.2	67393.9	9.8	1164
2000	23887.6		9339.4	4107.9	48841.7	4557.7	7561.4	98295.7	7.8	1549
2001	23557.3		9907.8	4370.0	46989.0	4888.2	7357.7	97070.0	-1.2	1509
2002	23559.4		10867.3	4580.5	50489.4	5103.9	8347.3	102947.9	6.1	1560
2003	25194.0		12871.9	4554.0	55099.2	4974.8	9071.2	111766.1	8.6	1656
2004	27619.0		15656.2	4530.2	59565.9	4432.5	9337.5	121141.9	8.4	1766
2005	30935.0		18543.8	4662.7	62294.2	4143.0	.9684.1	130262.8	7.5	1898
2006	34466.0		20256.4	6044.8	68026.7	3950.4	10326.2	143070.5	10.6	2053
2007	36475.8		23141.2	6933.2	73794.5	4052.6	10737.9	155135.3	7.7	2325
2008	39583.6		23903.3	7344.3	74850.3	3970.2	12295.9	161947.5	4.4	2400
2009	39147.5		25018.9	6989.6	70470.1	3844.8	11423.2	156894.1	-3.1	2302

*1984 yılından itibaren 2705 sayılı yasa ile köyler Dağıtım Müesseselerine devir olunmaya başlamış ve devredilen köylerin aboneleri tüketim koduna göre bireysel aboneliğe dönüştürülmüştür.

Kaynak: TEDAŞ, IEA (1998, 2006b, 2007, 2008 ve 2010b)

Bir ekonomideki sanayileşme, şehirleşme ve altyapı yatırımları sonucunda yıllar itibariyle düzenli olarak artan elektrik tüketimi 1970 yılında 7307.8 GWh iken, 1990 yılında 46820.0 GWh'e, 2006 yılında 143070.5 GWh'e ulaşmıştır. Türkiye'deki elektrik tüketimi 2008 yılında 161947.5 GWh olarak gerçekleşirken 2009 yılında bir önceki yıla göre % 3.1 azalarak 156894.1 GWh (Tablo 2.39), elektrik üretimimiz ise bir önceki yıla göre (198085.2 GWh) % 2.02 azalarak 194077.0 GWh olarak gerçekleşmiştir (Tablo 2.36).

Sektörel elektrik enerjisi tüketimi incelendiğinde; yıldan yıla artış gösteren sanayi sektörü tüketiminin toplam tüketimindeki payı 1970 yılında % 64.2'den 2000'de % 49.7'ye, 2009'da ise % 46.2 seviyesine düştüğü görülmektedir. Aynı dönemlerde konutlardaki tüketim payı % 14.5'ten % 25.0'a yükselirken, ticarethanelerde bu pay % 4.8'den % 14.8'e ulaşmıştır (Tablo 2.39).

Günümüzde ülkelerin gelişmişliği kişi başına elektrik tüketimi ile ölçülmektedir ve elektrik keşfedildiği günden beri Dünya ekonomisinde önemli bir yere sahiptir. Türkiye'de sanayileşme ve gelir artışına paralel yaşam koşullarındaki iyileşme ve artan refah seviyesiyle Türkiye'de kişi başı elektrik tüketimi de artış göstermiştir. Mesela, kişi başına elektrik tüketimi 1970 yılında 218 KWh iken, bu rakam 2009 yılında 2302 KWh'e seviyesine yükselmiştir. Türkiye'de 1970-2009 yıllarını kapsayan 39 yıllık dönemde kişi başına elektrik tüketimi 10.6 kat artış gösterdiği görülmektedir (Tablo 2.39).

Türkiye'de kişi başına elektrik tüketimi Dünya ülkeleriyle kıyaslandığında çok da yüksek değildir. Çünkü ülkemiz kişi başına elektrik tüketiminde birçok AB ve OECD ülkesinin gerisinde bulunmaktadır. Türkiye'de yılda 2302 KWh olan kişi başına elektrik tüketimi (Tablo 2.39), ABD'de 12917, Avusturya 7943, Almanya'da 6757, İngiltere 5607 ve Yunanistan'da 4903 KWh'tır (IEA, 2010b: 38-150).

Sektör gruplarına göre Türkiye'nin net elektrik tüketimi ve abone sayısı 2009 yılı itibariyle Tablo 2.40'da yer almaktadır.

Tablo 2.40. Net Elektrik Tüketimi ve Abone Sayısının Sektörel Dağılımı

Sektörler	Tüketim (GWh)	Abone Sayısı
Konut	39147.5	26 596 875
Ticaret	25018.8	4 073 670
Resmi Daire	6989.6	164 932
Sanayi	70470.1	169 625
Aydınlatma	3844.8	199 014
Diğer	11423.2	1 079 220
Toplam	156894.1	32 283 336

Kaynak: TEDAŞ, 2009

2009 yılında tüketilen toplam 156894.1 GWh elektrik enerjisinin; yaklaşık 26.6 milyon konut abonesi % 25.0'ını, 4.1 milyon ticarethane % 14.8'ini, 169.6 bin sanayici % 46.2'sini, 164.9 bin resmi daire % 4.5'ini, 199 bin genel aydınlatma grubu % 2.4'ünü ve 1.1 milyon diğer sektörlerdeki aboneler % 7.1'ini tükettiği görülmektedir (Tablo 2.40).

Ülkemizin ekonomik gelişmesine paralel olarak hızla artan elektrik enerjisi talebi 2020 yılında yüksek senaryoya göre yıllık % 8.0 artışla 499 TWh'e, düşük senaryoya göre ise yıllık ortalama % 6.1 artışla 406 TWh'e ulaşması beklenmektedir (ETKB, 2010n). Talebin karşılanması için mevcut ve inşa halinde olan tesislere ilave olarak 2020 yılına kadar olan dönemde yaklaşık 50 bin MW'lık yeni santral yatırımının yapılması gerekliliği ortaya çıkmaktadır (ETKB, 2010m: 27).

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

3. ARAŞTIRMANIN METODOLOJİSİ VE TEMEL BULGULAR

Bu bölümde, araştırmanın metodolojisi ve kullanılan ekonometrik model hakkında bilgi verilecektir. Ayrıca, enerji talebi tahmin yöntemlerinden kısaca bahsedildikten sonra, konuyla ilgili bir literatür özetine yer verilecektir. Son olarak, analiz sonucunda elde edilen temel bulgulara yer verilecektir.

3.1. ARAŞTIRMANIN METODOLOJİSİ

Bu kısımda; araştırmanın önemi, amacı ve kapsamı üzerinde durulmakta, veri seti ve kaynakları hakkında bilgi verilmekte, veri setinin işlenmesi ve hazırlanması anlatılmakta, verilerin analiz edilmesinde kullanılacak olan ekonometrik model izah edilmektedir.

3.1.1. Araştırmanın Önemi, Amacı ve Kapsamı

Ekonomik kalkınmanın sağlanması veya kalkınmanın sürdürülebilmesi için enerjinin kesintisiz ve sürdürülebilir olarak temin edilmesi gerekmektedir. Enerji tüketimi ekonomik performansla yakından ilgilidir. Gelirin ve sosyal refahın artmasına paralel olarak enerjini tüketimi önemli ölçüde artmaktadır. Ekonomik büyümeyle enerji kullanan sermaye stokunun dönüşüm olanağı artmakta, enerjinin sermaye faktörü ile tamamlayıcılık ilişkisi içinde bulunması nedeniyle de enerji talebi artış göstermektedir. Bu artışa paralel olarak, daha sistemli ve etkin bir üretim plânlaması ve stratejisi kaçınılmaz bir hal almaktadır. Dolayısıyla, artan enerji talebi karşılayacak üretim politikaları ülkelerin önceliklerinden biri olmaktadır.

Türkiye ekonomisi, son yıllarda büyük bir yükseliş trendine girmiş ve enerji talebi de gün geçtikçe artış göstermektedir. Bu bağlamda; küresel rekabette, sanayimizin ve ekonomimizin gelişerek ayakta kalması için sürdürülebilir, güvenilir ve kaliteli enerji sağlanması şarttır. Bu ise, enerji arz ve talep yönünün belirlenmesine yönelik yapılan araştırmalar ve incelemelerle mümkündür. Bu bağlamda, ülke ekonomilerinin enerji arz

ve talep yönünün belirlenmesine yönelik araştırma ve incelemelerin yapılarak, yol gösterici bilgilerin sağlanması son derece önemlidir. Dolayısıyla ekonomik performans öngörülerine paralel olarak potansiyel enerji talebinin önceden belirlenmesi ve enerji arz güvenliğinin kontrol altına alınması gerekir. Aksi takdirde enerjide özellikle de elektrik ve doğal gaz enerjisindeki bir darboğaz ekonomik büyümeyi sınırlandırabilir.

Bu çalışmamız iki amaç doğrultusunda hazırlanmıştır. Bunlardan ilki, Türkiye'nin elektrik ve doğal gaz enerji taleplerini yapısal modeller oluşturarak tahmin etmek, hem toplam hem de sektör grupları itibarıyla kısa ve uzun dönem talep esnekliklerini ortaya koymaktır. İkinci amacımız, oluşturulan ekonometrik modelleri kullanarak üç ayrı senaryo çerçevesinde Türkiye'nin elektrik ve doğal gaz taleplerini 2010-2020 dönemi için öngöründe bulunmaktır.

Bu araştırmanın genel amacı, ülke ekonomisinde önemli bir yere sahip olan enerji ve enerji piyasasını irdeleyip, Türkiye'nin enerji talebini tahmin etmektir. Ancak, hem tüm enerji kaynaklarıyla ilgili verileri elde etme ve kullanılabilir hale getirme zorlukları hem de uygulamadaki zorluklar nedeniyle tüm enerji kaynaklarının taleplerini ayrı ayrı tahmin etmek ve geleceğe yönelik öngöründe bulunmak mümkün olmamıştır. Bu nedenle, enerji talep tahmini birincil enerji kaynaklarından doğal gaz enerjisi ve ikincil enerji kaynaklarından elektrik enerjisiyle sınırlandırılmış ve diğer enerji kaynakları araştırmanın kapsamına dâhil edilmemiştir. Türkiye'nin 1978-2009 ve 1988-2009 dönemleri, bu çalışmanın kapsamını oluşturmaktadır. Bunun nedeni, verilerin temin edildiği IEA'da elektrik fiyatları 1978-2009, doğal gaz fiyatları 1988-2009 dönemiyle sınırlı kalmasıdır.

3.1.2. Değişkenler ve Veriler

Analizde kullanılacak değişkenler iktisat teorisi ve ampirik çalışmalar ışığında belirlenmiştir. Veriler yıllık olup, elektrik talebi için 1978-2009, doğal gaz talebi için 1988-2009 dönemlerini kapsayan çalışmamızda değişkenler, sektörlere göre farklılık göstermekle birlikte temelde talep edilen miktarı etkileyen faktörlerden oluşmaktadır (söz konusu malın fiyatı, gelir, ilgili malların fiyatı, nüfus, vs.).⁴⁷ Buna göre, iktisat

⁴⁷Bu konuda gerekli açıklamalar birinci bölümde yer almaktadır (Bkz: Talep Teorisi).

teorisi ve literatür kısımda değinilen ampirik çalışmalar ışığında konut elektrik talebi (EH_d), sanayi elektrik talebi (EI_d) ve toplam elektrik talebi (ET_d) için önerilen modeller;

$$EH_d = f(EPH, PCY, UR),$$

$$EI_d = f(EPI, IVD) \text{ ve}$$

$$ET_d = f(EPT, Y, N)$$

olarak ifade edilebilir. Modellerin ekonometrik gösterimi ise;

$$ECH_t = \alpha_0 - \alpha_1 EPH_t + \alpha_2 PCY_t + \alpha_3 UR_t + u_t \quad (3.1)$$

$$ECI_t = \beta_0 - \beta_1 EPI_t + \beta_2 IVD_t + e_t \quad (3.2)$$

$$ECT_t = \delta_0 - \delta_1 EPT_t + \delta_2 Y_t + \delta_3 N_t + v_t \quad (3.3)$$

şeklinde yazılabilir. Diğer taraftan, Türkiye'nin doğal gaz talebi de benzer şekilde konut (NH_d), imalat (NI_d) ve elektrik enerjisi üretim (NE_d) sektörleri ile toplam doğal gaz talebini (NT_d) gösteren modeller;

$$NH_d = f(NPH, PCY, EP),$$

$$NI_d = f(NPI, IVD, EP) \text{ ve}$$

$$NE_d = f(NPE, IVD, CP)^{48}$$

$$NT_d = f(NPT, Y, N, EP)$$

olarak ifade edilebilir. Modellerin ekonometrik gösterimi ise;

$$NCH_t = \alpha_0 - \alpha_1 NPH_t + \alpha_2 PCY_t \pm \alpha_3 EP_t + u_t \quad (3.4)$$

$$NCI_t = \beta_0 - \beta_1 NPI_t + \beta_2 IVD_t \pm \beta_3 EP_t + e_t \quad (3.5)$$

$$NCE_t = \delta_0 - \delta_1 NPE_t + \delta_2 IVD_t \pm \delta_3 CP_t + v_t \quad (3.6)$$

$$NCT_t = \gamma_0 - \gamma_1 NPE_t + \gamma_2 Y_t + \gamma_3 N_t \pm \gamma_4 EP_t + \varepsilon_t \quad (3.7)$$

şeklinde yazılabilir. Burada ECH, ECI ve ECT ile EPH, EPI ve EPT sırasıyla; konut, sanayi ve toplam net elektrik tüketimi⁴⁹ ile fiyatlarını temsil etmektedir. Toplam elektrik

⁴⁸Elektrik üretim sektörü için oluşturulan modelde, ilgili malları temsilen elektrik fiyatları (EP) değil, kömür fiyatları (CP) alınmıştır. Çünkü elektrik üretim sektöründe kullanılan enerji kaynaklarının paylarına bakıldığında (*Bkz:* Tablo 2.37), özellikle doğal gaz ve kömürün öne çıktığı görülmektedir. Bu nedenle, elektrik üretim sektörü için oluşturulan modelde ilgili malları temsilen diğer sektörlerden farklı olarak elektrik fiyatları değil, kömür fiyatlarına yer verilmiştir.

ve doğal gaz taleplerinde geliri temsilen gayrisafi yurtiçi hâsıla (GSYİH) kullanılmış ve Y ile tanımlanmıştır. Sanayi sektörünün katma değeri (IVD) ve kişi başı GSYİH (PCY) sırasıyla, sanayi ve konut sektörlerinde geliri ifade etmektedir; UR, kentleşme oranı;⁵⁰ N, nüfus; EP ve CP sırasıyla, ilgili malları temsilen elektrik ve kömür fiyatları olup, doğal gaz talebi üzerinde etkisini görmek amacıyla modele dâhil edilmiştir. NCH, NCI, NCE ve NCT ile NPH, NPI NPE ve NPT, sırasıyla, konut sektörü, imalat sektörü, elektrik enerjisi üretim sektörü ve toplam doğal gaz tüketimi ile fiyatlarını göstermektedir. Diğer taraftan α_i , β_i , δ_i ve γ_i söz konusu değişkenlerin parametrelerini; u_t , e_t , v_t ve ε_t modellerin hata terimlerini temsil etmektedir. Böylece, hem Türkiye'nin her bir sektörü hem de toplamı için elektrik ve doğal gaz talebi ortaya konmuş olmaktadır.

Bu açıklamaların ışığında, çalışmamızda elektrik ve doğal gaz talep tahminleri için kullanılacak değişkenler ve kaynakları sırasıyla, EK 6 ve Ek 7'de yer almaktadır. Elektrik talebinin 1978-2009 dönemi için ABD doları şeklinde olan veriler (PCY, IVD, EPH, EPI ve EPT) reel döviz kuruyla⁵¹ çarpılıp " çevrildikten sonra, TÜFE'ye oranlanarak enflasyondan arındırılmıştır. Doğal gaz talebinin 1988-2009 dönemi için ise ABD doları şeklinde olan EPH, EPI, EPT, NPH, NPI, NPE, NPT, CPE ve FPE seriler de benzer şekilde reelleştirilmiştir. İktisadi değişkenler, gerçek değerleri üzerinde doğrusal değil, genellikle logaritmik değerleri üzerinde doğrusaldır. Bu yüzden, serilerin gerçek değerleri yerine logaritmik değerlerinin kullanılması önerilmektedir (Işığışık, 1994: 48). Bu nedenle birim kök testleri de dâhil bütün analizlerde, kentleşme oranı (UR) hariç tüm değişkenlerin logaritmik değerleri⁵² kullanılarak yapılmıştır.

EK 6 ve EK 7'de görüldüğü gibi veriler farklı kaynaklardan elde edilmiştir. Elektrik ve doğal gaz fiyatları (EPH, EPI, EPT, NPH, NPI, NPE ve NPT) IEA'dan; elektrik tüketim verileri (ECH, ECI, ECT) TEDAŞ'tan; doğal gaz tüketim verileri (NCH, NCI, NCE, NCT) BOTAŞ'tan; gayri safi yurtiçi hâsıla (Y), sanayi sektörü katma

⁴⁹Net elektrik tüketimi, brüt elektrik tüketiminden iletim ve dağıtım kayıpları ile kaçakların düşülmesiyle elde edilir. Brüt Elektrik Tüketimi= Yurtiçi Tüketim+İthalat-İhracat'tır.

⁵⁰Kentleşme oranı, konut elektrik talebi üzerinde anlamlı etkisinin olduğu varsayılarak bazı ampirik çalışmalara konu olmuştur (Bkz: Holtedahl ve Joutz, 2004; Halıcıoğlu, 2007).

⁵¹Reel Döviz Kuru= Nominal Döviz Kuru*(TÜFE_{ABD}/TÜFE_{TR}) şeklinde formüle edilebilir.

⁵²Ancak, bu çalışmamızda değişkenlerin isimlerin daha anlaşılır olması ve özellikle değişken sayısının fazla olduğu modellerde denklemlerin çok fazla yer kaplayıp karmaşık bir yapıya bürünmemesi amacıyla logaritmalarının alındığını belirtmek için değişkenlerin başında kullanılan "l" veya "ln" ifadelerine yer verilmemiştir.

değeri (IVD) ve nüfus (N) verileri Dünya Bankası (WB)’ndan; kentleşme oranı (UR) ise DPT (Devlet Planlama Teşkilatı) ve WB’den alınmıştır. ABD doları olarak elde edilen verilerin “”ye çevrilmesi ve enflasyondan arındırılması için kullanılan nominal döviz kuru ve (ABD ve Türkiye için) TÜFE Dünya Bankası’ndan elde edilmiştir. Diğer taraftan, bütün durağanlık ve eşbütünleşme testleri Eviews 6.0 programında, ARDL yaklaşımıyla talep tahmini ve öngörü analizleri ise Microfit 4.1 paket programında yapılmıştır.

3.1.3. Ekonometrik Model

Bu kısımda; çalışmada kullanılacak verilerin birim kök içerip içermediğini belirlemek üzere kullanılacak olan durağanlık testleri üzerinde durulmuş, daha sonra çalışmada kullanılan ekonometrik yöntem hakkında bilgi verilmiştir. Ekonometrik model olarak ise zaman serisi yöntemlerinden ARDL yaklaşımı tercih edilmiştir. Bu yaklaşım, hem yapısal talep modellerinin oluşturulup tahmin edilmesine uygun olması, hem de modelde yer alacak değişkenlerin durağanlık düzeylerinin $I(0)$ veya $I(1)$ olması nedeniyle tercih edilmiştir.

3.1.3.1. Zaman Serilerinde Durağanlık

Gözlenen veri setinden yararlanılarak serinin tahmin edilmesi stokastik bir süreçle gerçekleşmektedir. Böylelikle, geliştirilen bir zaman serisi modelinden yararlanılarak ulaşılan stokastik sürecin zamana bağlı olarak değişip değişmediğinin bilinmesi gerekmektedir. Eğer stokastik sürecin niteliği zaman boyunca aynı kalmayıp değişiklik gösteriyorsa; yani seri durağan değilse serinin geçmiş ve gelecek yapısını basit bir cebirsel modelle ifade etmek imkânsızlaşmaktadır (Kutlar, 2005: 251-252). Bir zaman serisinin birim kök (unit root) taşıması o zaman serisinin durağan olmadığını göstermektedir. Granger ve Newbold, durağan olmayan zaman serileriyle çalışılması halinde değişkenler arasında sahte regresyon problemiyle karşılaşılacağını göstermişlerdir (Granger ve Newbold, 1974: 111-120). Bu nedenle zaman serilerinin kullanıldığı çalışmalara bu serilerin durağanlığı araştırılarak başlanılmaktadır.

Bir zaman serisinin ortalaması ve varyansı zaman içinde değişmiyor ve iki dönem arasındaki kovaryansı, bu kovaryansın hesaplandığı döneme değil de yalnızca iki dönem arasındaki uzaklığa bağlı ise bu zaman serisi durağandır. Durağan olmayan zaman serileriyle yapılan analizler ise sadece bu seriler arasında bir eşbütünleşme ilişkisi varsa gerçek ilişkiyi yansıtabilmektedir (Gujarati, 1999: 713-726). Bu bağlamda durağan bir zaman serisinde; ardı sıra gelen iki gözlem değeri arasındaki fark, zamanın kendisinden kaynaklanmamakta, yalnızca zaman aralığından kaynaklanmaktadır. Durağan bir zaman serisinde bu ilişkinin doğal sonucu serinin ortalamasının zamanla değişmemesidir (Kutlar, 2005: 252). Ancak iktisadi zaman serilerinin genellikle veriyi ortaya çıkaran stokastik sürecin birim kök içerdiği, yani durağan olmadıkları bilinmektedir. Regresyon, nedensellik ve eşbütünleşme analiz sonuçlarının güvenilir olması açısından verilerin durağan olması önem teşkil etmektedir (Akgeyik ve Yavuz, 2006: 6). Durağan olmayan zaman serileri kullanılarak regresyon çalışması yapılması durumunda, sonuçlar sahte olabilmektedir. Sahte regresyondan kurtulmanın tek yolu ise ele alınan serilerin eşbütünleşik olduklarını gösterebilmektir (Uzgören ve Uzgören, 2005: 13). Bu çalışmada kullanılan serilerin durağanlık düzeylerine ait özellikleri, Genelleştirilmiş Dickey-Fuller (ADF) ve Phillips-Perron (PP) birim kök testleri ile gecikme uzunlukları da SIC (Schwarz Information Criterion) ile belirlenecektir.

3.1.3.2. Eşbütünleşme

Ampirik çalışmalar makroekonomik zaman serilerinin büyük çoğunluğunun durağan olmayan seriler olduğunu ortaya çıkarmıştır. Birim kök içeren bu seriler arasında sahte regresyon sorunuyla karşılaşıldığından bu soruna çözüm bulmak için çeşitli yöntemler önerilmiştir. Bunlardan bir tanesi serilerin farklarının alınıp regresyona sokulmasıdır. Ancak bu durumda da yeni bir problemle karşı karşıya kalınmaktadır. Bu yöntem uzun dönem dengesi için önemli olan bilgilerin kaybedilmesine yol açmaktadır. Çünkü değişkenlerin birinci farkları kullanıldığından, bu değişkenlerin arasında olması muhtemel uzun dönemli ilişkiyi görme olasılığı ortadan kalkmaktadır. Bu, eşbütünleşme analizinin çıkış noktası olmuştur (Karagöl, Erbaykal ve Ertuğrul, 2007: 75). Eşbütünleşme analizi, iktisadi değişkenlere ait seriler durağan olmasalar bile, bu serilerin durağan bir doğrusal kombinasyonunun olabileceğini ve eğer varsa, bunun

ekonometrik olarak belirlenebileceğini ileri sürmektedir. Bu durum, değişkenleri etkileyen kalıcı dışsal şoklara rağmen, değişkenler arasında uzun dönemli bir denge ilişkisinin varlığını göstermektedir (Tarı, 2010: 415).

Eşbütünleşme kavramı, ekonomide uzun dönem denge ilişkisinin varlığının saptanmasında ve test edilmesinde kullanılmaktadır. Bu kavram örnek bir model üzerinde basit olarak,

$$Y_t = \alpha + \beta X_t + u_t \quad (3.8)$$

şeklinde ifade edilebilir. Modelde yer alan Y_t ve X_t serileri durağan olmadıkları zaman bu seriler ile yapılan analiz değişkenler arasında sahte regresyon sonucunu ortaya çıkarmakta (Göktaş, 2005: 113-115) ve bu durumda t ve F istatistiklerinin sonuçları güvenilirliğini yitirmektedir.

Eşbütünleşme analizine yönelik en çok bilinen yaklaşımlar hata terimine dayalı iki aşamalı Engle&Granger (1974) yöntemi ile sistem yaklaşımına dayanan Johansen (1988) ve Johansen&Juselieus (1990) yöntemidir. Engle&Granger (1987) geliştirdikleri eşbütünleşme yaklaşımı sahte regresyon sorununu ortadan kaldırmıştır. Bu yaklaşıma göre, düzeyde durağan olmayan ancak birinci farkı durağan olan zaman serileri düzey halleri ile modellenenilmekte ve böylece uzun dönem bilgi kaybı engellenmiş olmaktadır. Ancak bu yaklaşım birden fazla eşbütünleşik vektör olması durumunda geçersiz olmaktadır. Bu noktadan hareketle Johansen (1988) geliştirdiği yaklaşımla, tüm değişkenlerin içsel olarak kabul edildikleri VAR modelinden yola çıkarak, değişkenler arasında kaç adet eşbütünleşik vektör olduğu test edilebilmektedir. Dolayısıyla, Engle&Granger (1987) metodunda olduğu gibi, testi tek bir eşbütünleşik vektör beklentisiyle sınırlandırmadan, daha gerçekçi bir sınama gerçekleştirilebilmektedir. Fakat Engle&Granger (1987), Johansen (1988) ve Johansen&Juselius (1990) tarafından gerçekleştirilen eşbütünleşme testleri birbirlerine göre avantajlı yönleri olmasına rağmen, bu yöntemleri kullanarak eşbütünleşme analizlerinin yapılabilmesi için, analize katılan tüm zaman serilerinin düzey değerlerinde durağan olmaları veya aynı derecede farkları alındığında durağan olmaları gerekmektedir. Bu bağlamda eğer ilgili çalışmada serilerden bir veya daha fazlası düzey halinde durağan yani $I(0)$ ise bu yöntemler ile seriler arasında eşbütünleşme ilişkisini araştırmak imkânsız hale gelmektedir. Bu

durumda Pesaran vd. (2001) tarafından geliştirilen sınır testi (bounds test) yaklaşımı devreye girmektedir.

3.1.3.2.1. Sınır Testi

Mah (2000), hata düzeltme modelinin (ECM); Johansen (1988) ve Johansen&Juselius (1990) yöntemlerinde, sınırlı bir döneme dayalı verilerle yapılan çalışmalar için güvenilir olmadığını belirtmekte, Kremers ve diğ. (1992) de sınırlı bir döneme ait zaman serisi verileri ile yapılan analizlerde birinci mertebeden durağan olan seriler arasında eşbütünleşme ilişkisinin varlığından söz edilemeyeceğini ifade etmektedir. Daha açık bir ifadeyle serilerden bir veya daha fazlası düzey halinde durağan, yani $I(0)$ ise bu testler ile eşbütünleşme ilişkisi araştırılamaz. Ancak Pesaran vd. (2001) tarafından geliştirilen sınır testi yaklaşımı ile bu sorun giderilebilmektedir. Sınır testi yaklaşımı iki aşamadan oluşmaktadır: İlk aşamada, modeldeki değişkenler arasında uzun dönemli bir ilişkinin bulunup bulunmadığı test edilecektir. İkinci aşamada, modelde yer alan değişkenler arasındaki kısa ve uzun dönem ilişkileri belirlenecektir (Şimşek, 2004: 8-9).

Sınır testi yaklaşımı ile modelde yer alan değişkenlerin hangi düzeyde durağan olduğuna bakılmaksızın, aralarında eşbütünleşme ilişkisinin var olup olmadığı araştırılabilmektedir (Karaca, 2005: 6). Sınır testi, bir kısıtlanmamış hata düzeltme modelinin (Unrestricted Error Correction Model, UECM) OLS yöntemi ile tahmin edilmesine dayanmaktadır. Y ve X gibi iki değişkenin olduğu bir model ele alacak olursak, kısıtlanmamış hata düzeltme modeli şu şekilde ifade edilebilir;

$$\Delta Y_t = \beta_0 + \sum_{i=1}^m \beta_{1,i} \Delta Y_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_{2,i} \Delta X_{t-i} + \beta_3 Y_{t-1} + \beta_4 X_{t-1} + \varepsilon_t \quad (3.9)$$

Burada β_0 sabit terimi, β_3 ve β_4 uzun dönem katsayılarını simgelemektedir. β_1 ve β_2 sırasıyla, ΔY_t 'nin gecikmeli değerleri ile ΔX_t 'nin cari ve gecikmeli değerlerini temsil etmekte ve kısa dönem dinamiklerini yansıtmak amacıyla modele eklenmektedir (Kasman, Turgutlu ve Konyalı, 2005: 90). Bununla birlikte, modeldeki m optimal gecikme uzunluğunu ifade etmektedir. Sınır testinin uygulanması sırasında ilk olarak optimal gecikme uzunluğunun belirlenmesi gerekmektedir. Gecikme uzunluğunun

belirlenmesi için Akaike Bilgi Kriteri (AIC), Schwarz Bilgi Kriteri (SIC) ve Hannan-Quinn Kriteri (HQC) gibi model seçim kriterleri yardımı ile belirlenmekte ve en küçük kritik değeri sağlayan gecikme uzunluğu modelin gecikme uzunluğu (m) olarak belirlenmektedir. Ancak analizin sağlıklı sonuç vermesi için, seçilen gecikme uzunluğunda, denklemin hata terimlerinde ardışık bağımlılık (otokorelasyon) olmaması gerekmektedir (Karagöl ve diğ., 2007: 76; Yamak ve Tanrıöver, 2007: 6). Bu nedenle, en küçük AIC, SIC ve HQC değerini veren gecikme uzunluğu ile oluşturulan model ardışık bağımlılık sorunu içeriyorsa, bu durumda ikinci en küçük kritik değeri sağlayan gecikme uzunluğu alınmakta, eğer ardışık bağımlılık sorunu hala devam ediyorsa sorun giderilene kadar bu işleme devam edilmektedir.

Değişkenler arasındaki eşbütünleşme ilişkisi, (3.9) nolu eşitlikteki β_1 ve β_2 katsayılarının F testi (Wald Testi) ile topluca anlamlılığının test edilmesi yoluyla belirlenmektedir. F istatistiği; kısıtsız hata düzeltme modelinde, değişkenlerin gecikmeli düzey değerlerinin katsayılarına sıfır kısıtı getirilerek hesaplanmaktadır. Ancak bu süreçte kullanılan F istatistiğinin asimptotik dağılımı, incelenen değişkenlerin bütүнleşme derecesini hesaba katmaksızın eşbütünleşme ilişkisinin olmadığını belirten sıfır hipotezi altında standart F dağılımına uymamaktadır. Bu nedenle Pesaran vd. (2001), çeşitli güven düzeyleri için alt ve üst sınır değerlerinden oluşan kritik değerler seti türetmişlerdir. Alt sınır değeri, değişkenlerin tamamının $I(0)$; üst sınır değeri ise değişkenlerin tamamının $I(1)$ olduğunu varsaymaktadır (Pesaran, Shin ve Smith, 2001: 290).

(3.9) nolu eşitlik esas alındığında kısıtsız hata düzeltme modeline ilişkin sıfır hipotezi, $H_0: \beta_3=\beta_4=0$ şeklinde kurulmakta olup, değişkenler arasında eşbütünleşme (uzun dönemli ilişki) olmadığını ifade etmektedir. Eşbütünleşmenin varlığını ifade eden alternatif hipotez ise $H_1: \beta_3; \beta_4 \neq 0$ şeklinde kurulmaktadır. Değişkenler arasında eşbütünleşme ilişkisinin olup olmadığına, hesaplanan F istatistiği ile Pesaran vd. (2001)'deki kritik sınır değerlerinin karşılaştırılması sonucunda karar verilmektedir. Bu karşılaştırma yapılırken öncelikle serilerin bütүнleşme derecelerinin aynı olup olmadığı dikkate alınmaktadır. İlk durumda olduğu gibi değişkenlerin bazılarının $I(0)$, bazılarının $I(1)$ olması durumunda hesaplanan F istatistiği; üst kritik değerden büyükse, incelenen değişkenler arasında eşbütünleşme olmadığını ifade eden sıfır hipotezi reddedilmekte ve eşbütünleşme ilişkisinin varlığı kabul edilmektedir. Hesaplanan F istatistiği, alt kritik

değerden küçükse sıfır hipotezi kabul edilmekte, dolayısıyla değişkenler arasında eşbütünleşme ilişkisinin olmadığı sonucuna varılmaktadır. Hesaplanan F istatistiğinin alt ve üst kritik değerler arasına düşmesi durumunda ise kesin bir yorum yapılamamaktadır. Bu durumda değişkenlere ilişkin birim kök testlerinin daha dikkatli bir şekilde yapılması ve değişkenlerin bütünleşme derecelerini hesaba katan diğer yöntemlere başvurulması gerekmektedir. Modelde yer alan değişkenlerin tümünün $I(0)$ olması durumunda hesaplanan F istatistiği; alt kritik tablo değerinden büyükse, değişkenler arasında eşbütünleşik ilişkinin olduğuna, alt kritik tablo değerinden küçük olması durumunda ise eşbütünleşik ilişkinin olmadığına karar verilmektedir. Değişkenlerin tümünün $I(1)$ olması durumunda ise F istatistiği sadece üst kritik tablo değeri ile karşılaştırılmakta ve F istatistiğinin üst kritik tablo değerinden büyük olması durumunda sıfır hipotezi reddedilerek, değişkenler arasında eşbütünleşme ilişkisinin varlığından söz edilebilmektedir (Yamak ve Tanrıöver, 2007: 6-7; Karaca, 2005: 6).

3.1.3.2.2. ARDL Yaklaşımı

Aralarında eşbütünleşik ilişki olduğuna karar verilen değişkenler arasındaki uzun ve kısa dönemli ilişkileri belirlemek için Gecikmesi Dağıtılmış Otopregresif Model (ARDL)⁵³ kurulmaktadır. Bu amaçla, öncelikle uzun dönem ilişkiyi test etmek için en uygun ARDL modeli belirlenir. Uygun ARDL modeli (3.9) nolu eşitlikten hareketle aşağıdaki şekilde ifade edilebilir.

$$Y_t = \beta_0 + \sum_{i=1}^p \beta_{1,i} Y_{t-i} + \sum_{i=0}^q \beta_{2,i} X_{t-i} + u_t \quad (3.10)$$

Buradaki p ve q ilgili değişkenlere ilişkin uygun gecikme uzunluğunu göstermekte olup, söz konusu gecikme uzunluklarının belirlenmesinde AIC, Schwartz Bayesian Kriteri (SBC) veya HQC gibi kriterlerden yararlanılmaktadır.⁵⁴ Buna göre, tahmin edilecek model ARDL (p,q) olarak tanımlanmaktadır. ARDL (p,q) modelinde uzun dönem katsayıları; bağımsız değişkenlerin katsayılarının, gecikmeli bağımlı değişkenin

⁵³ ARDL, Autoregressive Distributed Lag Model.

⁵⁴ Öncelikle bağımlı değişkenin optimal gecikme uzunluğu, daha sonra bağımlı değişkenin gecikme uzunluğuna bağlı olarak bağımsız değişkenin gecikme uzunluğu belirlenmektedir.

katsayılarının birden çıkarılması suretiyle elde edilen farka bölünmesi yoluyla hesaplanmaktadır. Yani;

$$\text{Uzun dönem katsayısı} = \sum_{i=0}^q \beta_{2,i} / \left(1 - \sum_{i=1}^p \beta_{1,i} \right) \quad (3.11)$$

formülüne göre tahmin edilmektedir. Buna göre, hesaplanan uzun dönem katsayılarının istatistikî olarak anlamlılığına bakılarak söz konusu değişkenler arasındaki uzun dönem ilişkisi hakkında yorum yapılabilmektedir. ARDL modelinde uzun dönem katsayılarını elde etmek için kullanılacak modelin belirlenmesinde $(m+1)k$ adet denklem tahmin edilmektedir. m maksimum gecikme uzunluğunu, k ise bağımlı değişken dâhil modeldeki değişken sayısını ifade etmektedir (Akmal, 2007: 94).

Değişkenler arasındaki kısa dönemli ilişki ise, ARDL yöntemine dayalı hata düzeltme modeli (ECM) oluşturularak araştırılmaktadır. ARDL yöntemine dayalı hata düzeltme modeli aşağıdaki (3.12) nolu denklemdeki gibi ifade edilmektedir.

$$\Delta Y_t = \beta_0 + \beta_1 u_{t-1} + \sum_{i=1}^p \beta_{2,i} \Delta Y_{t-i} + \sum_{i=0}^q \beta_{3,i} \Delta X_{t-i} + \mu_t \quad (3.12)$$

Kısa dönem ilişkinin araştırıldığı ARDL (p,q) modelinde p ve q ilgili değişkene ait optimal gecikme uzunluğu olup, belirlenmesinde (3.10) ve (3.11) nolu modellerdeki gecikme uzunluklarının elde edilmesindeki yöntem kullanılmaktadır. Denklemdeki u_{t-1} uzun dönem ilişkinin araştırıldığı (3.11) nolu denkleme ait hata terimleri serisinin bir dönem gecikmeli değeridir. Hata düzeltme modelinin çalışması için, hata düzeltme teriminin katsayısı negatif (0 ile -1 arasında değerler)⁵⁵ ve istatistikî olarak anlamlı olması gerekmektedir (Yamak ve Tanrıöver, 2007: 8). Negatif ve istatistikî olarak anlamlı bir hata düzeltme terimi, söz konusu değişkenler arasındaki uzun dönem ilişkisinde meydana gelebilecek bir sapmanın ne kadar zamanda düzeleceğini ifade etmektedir.

⁵⁵Hata düzeltme teriminin katsayısı bazen -1 ile -2 arasında değerler de alabilmektedir. Hata düzeltme teriminin bu aralıkta bir değer alması sistemin dalgalanarak uzun dönem dengesine geldiğini ifade etmektedir ve bu dalgalanma her seferinde azalarak uzun dönemde dengeye dönüşü sağlayacaktır (Bkz: Narayan ve Smyth, 2006: 339).

3.1.3.2.3. Tanısal Testler

Sınır testi denklemlerinin sonuçlarının güvenilebilir olması için modellerin bazı özellikleri taşıması gerekmektedir. Değişen varyans, otokorelasyon, modelin doğru kurulması ve normalliğin sağlanması için çalışmamızda Breush&Godfrey (LM), Ramsey Reset, Jacque Bera ve White testi gibi tanısal testlere yer verilmiştir.

Breush&Godfrey (LM) Testi

Breush&Godfrey testi hem yüksek mertebeden otokorelasyon hem de birinci derecede otokorelasyonu analiz etmek için kullanılabilen bir testtir. Bu teste Lagrange Çarpanı (Lagrange Multiplier) testi de denilmektedir. Otoresif model ve genel regresyon denklemleri için kullanılabilen Ki-kare (χ^2) dağılımına sahip ve serbestlik derecesi incelenen otokorelasyonun derecesiyle aynı olan bir testtir.

Orijinal model (k bağımsız değişkenli regresyon modeli),

$$Y_t = \alpha_0 + \alpha_1 X_{i1} + \dots + \alpha_k X_{ik} + u_t \quad (3.13)$$

ise oluşturulacak yardımcı model,

$$u_t = \alpha_0 + \alpha_1 X_{i1} + \dots + \alpha_k X_{ik} + \rho_1 u_{t-1} + \rho_2 u_{t-2} + \dots + \rho_p u_{t-p} + \varepsilon_t \quad (3.14)$$

şeklinde ifade edilir ve $\varepsilon_t \sim N(0, \sigma^2)$ olduğu varsayılır. Buradaki, ρ_1 birinci dereceden otokorelasyonu, ρ_2 ikinci dereceden otokorelasyonu ve ρ_p p'inci dereceden otokorelasyonu ifade etmektedir. Bu durumda hipotezler,

$$H_0: \rho_1 = \rho_2 = \dots = \rho_p = 0 \text{ (otokorelasyon yok)}$$

$$H_1: \rho_1 \neq \rho_2 \neq \dots \neq \rho_p \neq 0 \text{ (otokorelasyon var)}$$

olarak kurulabilir. Orijinal denklemde bağımlı değişkenin gecikmeli değer(ler)i bağımsız değişkenler arasında olması durumunda da Breush&Godfrey testi uygulanabilir.

Test istatistiğinin hesaplanması için (3.13) nolu orijinal modelden hata terimleri (u_t) tahmin edilir. Daha sonra bu artıkların bağımlı değişken olduğu (3.13) nolu modeldeki bağımsız değişken ile gecikmeli hata teriminin bağımsız değişken olduğu yeni bir model [(3.14) nolu yardımcı model gibi] oluşturulur. Hata teriminin gecikme

sayısı test edilmek istenen otokorelasyonun sayısal değerine eşittir. Yani kaçınıcı derecen otokorelasyon test edilecek ise o sayıda gecikmeli hata terimine modelde yer verilmektedir (Güriş ve Çağlayan, 2010: 512; Tarı, 2010: 203-204).

(3.14) nolu model tahmin edildikten sonra modelde bağımsız değişken olarak yer alan gecikmeli hata terimlerinin katsayıları bir bütün olarak anlamlılığı F testi ile test edilir. Büyük örnekler için kullanılan LM test istatistiğiyle de bu test edilebilir. LM test istatistiği;

$$LM=n(R^2) \text{ ile hesaplanır.}$$

Burada; n gözlem sayısı, R^2 ise yardımcı modelin belirlilik katsayısıdır. Hesaplanan LM test istatistiği, Ki-kare tablo değerinden küçük ise H_0 hipotezi kabul edilir ve (p dereceden) otokorelasyon olmadığına karar verilir.

Ramsey Reset

Modelde yer alması gerekli değişkenler için yapılacak testlerde değişkenlerin değerlerinin bilinmesi gerekiyor. Eğer değişkenlerin değeri bilinmiyorsa temsili değişkenler kullanılabilir. Ramsey Reset testi bu mantığa dayanmaktadır. Ramsey Reset testinde değeri bilinmeyen değişken yerine $\hat{Y}_i^2$, $\hat{Y}_i^3$, ($\hat{Y}_i^4$ de olabilir) temsili değişken olarak önerilmektedir. Bu test için;

$$Y_i = \alpha_0 + \alpha_1 X_{i1} + \alpha_2 Z_{i2} + u_i \quad (3.15)$$

şeklinde bir modelimiz olduğunu varsayalım. Bu modelden $\hat{Y}_i$ elde edilir. Elde edilen $\hat{Y}_i$ 'lerin kuvvetlerini, (3.15) nolu modele bağımsız değişken olarak ilave edilir. Şöyle ki;

$$Y_i = \delta_0 + \delta_1 X_{i1} + \delta_2 Z_{i2} + \delta_3 \hat{Y}_i^2 + \delta_4 \hat{Y}_i^3 + \varepsilon_i \quad (3.16)$$

Buradaki (3.15) nolu denklem kısıtlı model, (3.16) nolu denklem ise kısıtsız model olarak ifade edilir. Daha sonra her iki model tahmin edilir ve kısıtsız modeldeki $\hat{Y}_i^2$ ve $\hat{Y}_i^3$ katsayılarının anlamlılığı F testiyle test edilir. Şöyle ki;

$$H_0: \delta_3=\delta_4=0 \text{ (Model kurma hatası yoktur)}$$

$$H_1: \delta_3; \delta_4 \neq 0 \text{ (Model kurma hatası vardır)}$$

şeklinde hipotezler oluşturulduktan sonra F test istatistiği,

$$F = \frac{(SSE_R - SSE_U)/h}{SSE_U/(n - k)} \quad (3.17)$$

formülü ile hesaplanır.⁵⁶ Burada SSE_R kısıtlı modelin hata kareleri toplamını, SSE_U kısıtsız modelin hata kareleri toplamını, n gözlem sayısı, k kısıtsız modelin parametre sayısı ve h ise kısıt sayısını temsil etmektedir (Güriş ve Çağlayan, 2010: 442-443).

Hesaplanan F test istatistiği, α önem düzeyi, h ve $n-k$ serbestlik derecesiyle bulunan F tablo değeri ($F_{\alpha;h,n-k}$) karşılaştırılır. Hesaplanan F değeri, F tablo değerinden küçük ise H_0 kabul edilir ve model kurma hatasının olmadığına karar verilir.

Jarque-Bera Testi

Jarque-Bera (JB) testi, hata terimlerinin normal dağılıp dağılmadığını gösteren bir testtir. OLS en önemli varsayımlarından birisi hata terimlerinin normal dağılıma sahip olmasıdır. OLS tahminçileri en iyi doğrusal sapmasız tahminci olsa bile t ve F testlerinin geçerli olabilmesi için hata terimlerinin normal dağılıma sahip olması zorunludur. Aksi halde katsayıların anlamlılık testleri geçersizdir.

OLS artıklarına dayanan bir testtir. Bu testte OLS artıklarının eğiklik ve basıklık ölçülerinin hesaplanması ile elde edilen test istatistiğinin Ki-kare tablo değeriyle karşılaştırması sonucu normallik sınaması yapılır. Buna göre;

H_0 : Hata terimleri normal dağılıma sahiptir.

H_1 : Hata terimleri normal dağılıma sahip değildir.

şeklinde hipotezler oluşturulduktan sonra JB test istatistiği,

$$JB = n \left[\frac{\left(\frac{\mu_3}{\sigma^3} \right)^2}{6} + \frac{\left(\frac{\mu_4}{\sigma^4} - 3 \right)^2}{24} \right] \quad (3.18)$$

olarak hesaplanır. Burada, $\mu_2 = \frac{\sum \hat{e}_t^2}{n} = \sigma^2$, $\mu_3 = \frac{\sum \hat{e}_t^3}{n}$ ve $\mu_4 = \frac{\sum \hat{e}_t^4}{n}$ olarak ifade edilir.

Hesaplanan JB test istatistiği, 2 serbestlik derecesi ve α önem düzeyine göre bulunan Ki-kare tablo değeri ile karşılaştırılır. JB test istatistiği, Ki-kare tablo

⁵⁶F test istatistiği belirlilik katsayılarını kullanarak $F = \frac{(R_U^2 - R_R^2)/h}{(1 - R_U^2)/(n - k)}$ formülüyle de hesaplanabilir.

değerinden küçük ise H_0 kabul edilir ve hata terimlerinin normal dağılım sergilediğine karar verilir.

White Testi

White testi ise hata terimlerinin değişen varyanslı olup olmadığını araştırmada kullanılan bir testtir. Sabit varyans varsayımının geçerli olup olmamasının belirlenmesinde yaygın olarak kullanılan testlerden biridir. Normallik varsayımına dayanmayan ve yardımcı regresyon modelinin tahminini gerektirir. Testin uygulanması için kurulan model tahmin edilerek artıklar belirlenir. Belirlenen artıkların karelerinin bağımlı değişken olduğu, bağımsız değişkenlerin ise modelin bağımsız değişkenleri, bağımsız değişkenlerin kareleri ve bağımsız değişkenlerin birbiri ile çarpımlarının olduğu yardımcı regresyon modeli tahmin edilir. Yardımcı regresyon modele bağımsız değişkenlerinin daha yüksek kuvvetleri de dâhil edilebilir (Güriş ve Çağlayan, 2010: 556; Tarı, 2010: 181-182). Bu testi k bağımsız değişkenli bir model üzerinden açıklamaya çalışalım, ele alınan model;

$$Y_t = \alpha_0 + \theta_1 X_{i1} + \theta_2 X_{i2} + \dots + \theta_k X_{ik} + u_t \quad (3.19)$$

ise oluşturulacak yardımcı model,

$$u_t^2 = \alpha_0 + \alpha_1 X_{i1} + \alpha_2 X_{i2} + \dots + \alpha_k X_{ik} + \beta_1 X_{i1}^2 + \beta_2 X_{i2}^2 + \dots + \beta_k X_{ik}^2 + \delta_1 X_{i1} X_{i2} + \delta_2 X_{i2} X_{i3} + \dots + \delta_k X_{ik-1} X_{ik} + \varepsilon_t \quad (3.20)$$

şeklinde olacaktır. Bu durumda hipotezler;

$$H_0: \theta_1 = \theta_2 = \dots = \theta_k = 0 \quad (\text{Değişen varyans yoktur})$$

$$H_1: \theta_1 \neq \theta_2 \neq \dots \neq \theta_k \neq 0 \quad (\text{Değişen varyans vardır})$$

White test istatistiği, yardımcı regresyon modelinin belirlilik katsayısı (R^2)'nın örneklem büyüklüğü (n) çarpımıyla elde edilir. Yani, nR^2 'dir. White test istatistiği, yardımcı regresyondaki bağımsız değişken sayısına (sabit terim hariç) eşit olan serbestlik derecesi, Ki-kare dağılımına sahiptir. Hesaplanan White test istatistiği, α önem düzeyi ve serbestlik derecesine (yardımcı regresyondaki bağımsız değişken sayısı) göre bulunan Ki-kare tablo değeri ile karşılaştırılır. Hesaplanan test istatistiği, Ki-kare tablo değerinden küçük ise H_0 kabul edilir ve değişen varyansın olmadığına karar

verilir. Tersi durum da ise H_0 hipotezi red edilir ve değişen varyansın olduğu sonucuna varılır.

Modelde çok sayıda bağımsız değişken varsa, değişkenlerin kendisi, değişkenlerin karesi (ya da bunların daha yüksek üslerini), çapraz çarpımlarını hesaba katmak serbestlik derecesi problemine yol açabilir. Gerekirse çapraz çarpımlar dışlanabilir. Test istatistiğinin anlamlı çıktığı bazı durumlarda bunun nedeni değişen varyans değil, model kurma hataları olabilir. Başka bir ifadeyle, White testi değişen varyans veya model kurma ya da her ikisi için bir sınama olabilir (Gujarati, 1999: 380).

3.2. ENERJİ TALEBİ TAHMİN YÖNTEMLERİ

Talep tahmini sadece ekonomi değil, diğer bütün bilim dallarında merak edilen üzerinde durulan konudur. Dünya genelinde enerji alanında birçok alanda talep tahmini yapılmıştır. Ancak özellikle enerji alanında yapılan tahminler genelde elektrik enerjisi üzerinde yoğunlaşmıştır. Enerji talebinin belirlenmesine yönelik çalışmalar çok disiplinli bir niteliğe sahip olup; bu çalışmaların ülkenin stratejisi, hedefleri ve politikaları ile uyumlu olması gerekmektedir. Bu nedenle söz konusu çalışmalar bugüne kadar ülkemizin kalkınma planlarının yapılmasından ve makroekonomik dengelerinden sorumlu olan DPT ile koordinasyon içerisinde, ETKB tarafından yürütülmüştür.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Türkiye'nin genel enerji talebini simülasyona dayalı olan MAED (Model for Analysis of Energy Demand) modelini kullanarak belirlemektedir. Bu paket model ekonomik, sosyal, teknik ve teknolojik yapıya ilişkin çok geniş bir yelpazede girdi gerektirmektedir. Bu girdiler kapsamında kalkınma ve sanayileşme politikaları, ulaştırma ve teknolojik gelişmelerle ilgili olarak benimsenen politikalar ile tüketici eğilimleri modele girilmektedir. GSYİH'nın sektörel yapısı gibi ekonomik veriler, nüfus ve işgücü potansiyeli gibi demografik-sosyal veriler, sektörlerin enerji tüketimleri gibi teknik veriler de yer almaktadır (Elmas, 2006: 114).

Talep tahmininde MAED paket programı dışında, uygulanan pek çok yöntem vardır. Bunlardan mühendislik alanında uygulanan yapay sinir ağlar (nöral ağ) ve bulanık mantık yaklaşımları ile çeşitli değişkenler kullanılarak bilgisayar ortamında tahminler yapılabilmektedir. Ekonometrik olarak da pek çok tahmin yöntemleri ile talep tahminleri yapılabilmektedir. Literatürde zaman serisi verilerine dayanarak ekonomik

öngöründe bulunmanın beş farklı türü vardır. Bunlar; üstsel düzeltilmiş modeller, Regresyon analizi, eşanlı denklem sistemi modelleri, Box Jenkins modelleri ve Otoregresif modellerdir. Bu yöntemlerin hepsine değinilmeyecektir, sadece bu tezde kullandığımız ARDL yaklaşımına yer verilmiştir.

3.3. LİTERATÜR ÖZETİ

Dünya nüfusunun artması ve teknolojinin gelişimi ile birlikte enerji tüketiminin de artışı, enerji sektöründe oluşan gelişme ve değişimlerin yakından izlenip bu konuda araştırma ve inceleme yapılmasını zorunlu kılmaktadır. Özellikle, 1970’li yıllardan itibaren tüm Dünya’da enerji ve enerji talebi merak konusu olmuş ve dolayısıyla bu yönde birçok yerli ve yabancı çalışmalar yapılmış ve yapılmaya da devam edilmektedir.

Ancak, bu kısımda sadece 2000 yılı sonrasında özellikle elektrik ve doğal gaz enerji kaynaklarını konu alan çalışmalardan bahsedilecektir. Mesela, Akdeniz ve Demir (1991), Şahin (1991, 1994), Soysal (1994), Şengün (1994), Yamak ve Güngör (1998) çalışmaları 2000 yılı öncesi enerji talebini konu alan yerli literatüre örnek olarak verilebilir. Mesela, yerli çalışmalardan Akdeniz ve Demir (1991); Türkiye’nin konut elektrik talebini tahmin ederek, kısa ve uzun dönem fiyat esneklikleri sıfır, gelir esneklikleri ise kısa dönem için 0.55, uzun dönem için 2.05 olarak hesaplamışlardır. Şahin (1994) il bazında Türkiye’nin kısa ve uzun dönem konut elektrik talebi fiyat elastikiyetlerini Akdeniz ve Demir (1991) gibi sıfır olarak tahmin ederken, gelir esnekliklerini sırasıyla, 0.34 ve 0.74 olarak tahmin etmiştir. Bu iki çalışmanın ortak yönü; Türkiye’nin konut elektrik talebinin kısa dönemde hem elektrik fiyatlarına hem de gelire karşı inelastik, uzun dönemde ise sadece elektrik fiyatlarına karşı inelastik olmasıdır. Farklı yönü ise, konut elektrik talebinin uzun dönemde gelir esnekliği ile ilgilidir. Akdeniz ve Demir (1991) konut elektrik talebinin gelire elastik, Şahin (1994) ise inelastik bulmuştur. Konut elektrik talebinin çift logaritmik bir yapıda oluşturulduğu bu iki çalışmada talep analizi OLS yaklaşımıyla yapılmıştır.

Şengün (1994) çalışmasında, konut ve sanayi sektörü ile toplam elektrik talebini OLS yaklaşımıyla tahmin etmiştir. Konut sektörü için 1968-1991, sanayi ve toplam elektrik talebi için 1950-1991 dönemine ait veriler kullanılmıştır. Yapılan analiz sonucunda, 1992-2000 yılı için sektörel ve toplam elektrik enerjisi talebi öngörüsünde

bulunulmuştur. Yamak ve Güngör (1998), Türkiye’de konut elektrik talebinin fiyat ve gelir esnekliklerini araştırmışlardır. Söz konusu çalışmada Engel-Granger eşbütünleşme testi ve hata düzeltme modeli kullanılmıştır. Analizde, konutlardaki elektrik fiyatı, reel GSYİH, konut elektrik tüketim miktarı, konut fueloil fiyatları ve kömür fiyatlarının 1950-1991 dönemine ait yıllık verileri kullanılmıştır. Eşbütünleşme sonucunda üzerinde çalışılan değişkenlerin uzun dönemde birlikte hareket ettikleri tespit edilmiştir. Ayrıca, kısa dönem konut elektrik talebinin fiyat ve gelire karşı inelastik; uzun dönemde ise, gelire karşı elastik, fiyata karşı inelastik olduğu ortaya konmuştur.

Balestra ve Nerlove (1966), Anderson (1972), Halvorsen (1973a, 1973b), Acton vd. (1976), Boughman vd. (1979), Pindyck (1979), Drollas (1984), Micklewright (1989), Al Sahlawi (1990), Dahl ve Sterner (1991), Donatos ve Mergos (1991), Harvey ve Marshall (1991), Elkhafif (1992), Nan ve Murry (1992), Kokkelenberg ve Mount (1993), Rothman vd. (1994), Lee ve Singh (1994), Al-Zayer ve Al-Ibrahim (1996), Abdel-Aal ve Al-Garni (1997), Eltony ve Hajeesh (1999) çalışmaları ise 2000 öncesi enerji talebini konu alan yabancı literatüre örnek olarak verilebilir. Bu çalışmalardan Donatos ve Mergos (1991), Yunanistan’ın konut elektrik talebini ele almışlar ve kısa ve uzun dönem fiyat elastikiyetleri sırasıyla -0.21 ve -0.58, gelir esneklikleri ise 0.53 ve 1.50 olarak tahmin edilmiştir.

Abdel-Aal ve Al-Garni (1997) araştırmalarında ARIMA yöntemini kullanarak (Doğu) Suudi Arabistan için aylık elektrik talebini öngörmeye çalışılmışlardır. Bu, Doğu Suudi Arabistana ait sosyo-ekonomik değişkenlerin 1987:08-1992:08 dönemine ait verileri kullanılarak yapılmaya çalışılmıştır. Yapılan analiz sonucu, Suudi Arabistan’ın elektrik talebi için (1992:08-1993:07) 12 aylık öngöründe bulunulup; regresyon ve Dışarıdan Tümevarım Mekanizması (AIM) ile yapılan öngörü sonuçlarıyla karşılaştırılmıştır. Buna göre, ARIMA modeliyle yapılan öngörülerde sapma oranı % 3.8, AIM’de % 5.6 ve OLS yönteminde ise % 8.1 olduğu belirlenmiştir. Eltony ve Hajeesh (1999) ise, Kuveyt’in sanayi sektörü elektrik talebini tahmin etmişlerdir. Bu amaçla, 1975-1995 dönemine ait sanayi sektörü elektrik tüketimi ve fiyatı, sanayi sektörü katma değer verileri ile savaş yıllarına ait kukla değişkenler kullanılmıştır. Yapılan analiz sonucu, sanayi sektörünün kısa ve uzun dönem fiyat esneklikleri sırasıyla, -0.33 ve -0.98; gelir esneklikleri ise 0.34 ve 0.81 olarak bulunmuştur. Bununla birlikte, Kuveyt’in 1996-2010 dönemi için üç farklı senaryo göre elektrik talebi

öngörölmeye çalışılmıştır. Buna göre, 2010 yılında Kuveyt'in sanayi elektrik talebi birinci senaryo için 1.2 milyon varil petrol eşdeğeri, ikinci (ılımlı) senaryo için 0.6 mboe ve üçüncü senaryo için 0.4 milyon varil petrol eşdeğeri olacağı öngörölmüştür.

2000 yılı sonrasında enerji talebini konu alan yabancı çalışmalardan Fatai vd. (2004), Yeni Zelanda'nın elektrik talebi Engle-Granger'ın hata düzeltme modeli, Phillip-Hansen'in Full Modified LS (Full MOLS veya MLS) ve ARDL yaklaşımları kullanılarak öngörölmeye çalışılmıştır. Bu amaçla, sektörel (sanayi, ticari-hizmet, konut) ve toplam elektrik tüketimi ile fiyatı, GSYİH, elektrik yerine kullanılabilecek ikame malların fiyat indeksi (CPI) ve sıcak gün sayısı değişkenlerinin 1960-1999 periyoduna ait verileri kullanılmıştır. Yapılan analiz sonucu, 1963-1995 yılları için dönem içi öngörüde bulunulmuş olup, tahmin sonuçları karşılaştırıldığında ARDL yöntemiyle yapılan öngörülerin daha iyi olduğu ortaya konmuştur.

Holtedahl ve Joutz (2004), Tayvan'ının konut elektrik talebini VAR yöntemi kullanılarak analiz etmişlerdir. Bu bağlamda; konut elektrik tüketimi, reel kişi başı harcanabilir gelir, nüfus, reel konut elektrik fiyatı ve kentleşme oranı değişkenlerinin 1957-1995 periyoduna ait yıllık verileri kullanılmıştır. Yapılan analiz sonucu; uzun dönem konut elektrik talebinin fiyat esnekliği inelastik, gelir ise birim esnek olduğu görölmüştür.

Hondroyiannis (2004), Johansen&Juselius eşbütünleşme yaklaşımıyla Yunanistan'ın konut elektrik talebi analiz etmiştir. Bu analiz; konut elektrik tüketimi, reel gelir, reel konut elektrik fiyatı, ağırlıklı ortalama sıcaklık değişkenlerinin 1986:1-1999:12 periyoduna ait aylık veriler kullanılarak yapılmaya çalışılmıştır. Yapılan analiz sonucu, Yunanistan için konut elektrik talebinin fiyat esnekliği -0.41, gelir esnekliği 1.56 olarak tahmin edilmiştir.

Filippini ve Pachauri (2004) çalışmalarında Hindistan'nın bütün eyaletleri için konut elektrik talebi OLS yaklaşımıyla tahmin etmeyi amaçlamışlardır. Bu amaçla; Hindistan'ın 30 bin hanehalkı anketlerinden elde edilen konut elektrik tüketimi, hanehalkı kişisel gelir veya harcaması, konut elektrik fiyatı, gazyağı ve LPG fiyatı, konutun bulunduğu bölge ve hanehalkına özgü bazı demografik veriler kullanılarak yaz, kış ve muson mevsimleri olmak üzere üç konut elektrik talebi modeli oluşturulmuştur. Yapılan analiz sonucu, her üç mevsim için konut elektrik talebinin fiyat ve gelir

esnekliklerinin yüksek olmadığı görülmüştür. Ayrıca hanehalkı büyüklüğü, demografik ve coğrafik değişkenler elektrik talebini etkileyen önemli faktörler olduğu belirlenmiştir.

Kamerschen ve Porter (2004), eşanlı denklem sistemiyle ABD'nin hem toplam hem de konut ve sanayi sektörleri itibarıyla elektrik talebi analiz etmişlerdir. Bu amaçla; kişi başı konut elektrik tüketimi, sanayi sektöründeki elektrik tüketimi, toplam elektrik tüketimi, reel konut, sanayi ve toplam elektrik fiyatı, reel GSYİH, reel konut doğal gaz fiyatı, sıcak gün sayısı, soğuk gün sayısı, işgücü ve sermaye maliyeti değişkenlerinin 1973-1998 dönemine ait verileri kullanılmıştır. Yapılan analiz sonucu, konut sektörünün elektrik talebi sanayi göre fiyata karşı daha duyarlı oldukları görülmüştür (sanayi sektörü elektrik fiyat esnekliği -0.34 ile -0.55; konut sektörü ise -0.85 ile -0.94 arasında). Toplam elektrik talebi ise her iki sektör talebinden çok daha düşük değerlere sahiptir (-0.13 ile -0.15). Ayrıca, hava sıcaklığı konut sektörünün talebi üzerinde daha etkili olduğu; yani, konut sektöründeki tüketicilerin havaların soğuk olduğu günlerde, elektriğe olan taleplerinin daha yüksek olduğunu ortaya koyan bulgulara ulaşılmıştır.

Narayan ve Smyth (2005), Avustralya'nın konut elektrik talebini ARDL yöntemini kullanarak tahmin etmeye çalışmışlardır. Bu amaçla, 1969-2000 dönemine ait kişi başı konut elektrik tüketimi, konut sektörü elektrik ve doğal gaz fiyatı (ikame malı), kişi başı gelir, hava sıcaklığı (sıcak gün sayısı, soğuk gün sayısı) verileri kullanılmıştır. Yapılan analiz sonucunda, uzun dönemde konut elektrik talebinin en önemli belirleyicilerinin fiyat ve gelir olduğu görülmüştür. Uzun dönem konut elektrik talebinin fiyat ve gelir elastikiyetleri ise çok düşük tahmin edilmiştir.

Mohamed ve Bodger (2005) çalışmalarında, Yeni Zelanda'nın ekonomik ve demografik faktörlerin elektrik talebi üzerindeki etkisi araştırılmış ve 1965-2015 dönemler için elektrik talep öngörüsünde bulunulmuştur. GSYİH, ortalama elektrik tüketimi (yurtiçi, yurtdışı ve toplam) ile fiyatı ve nüfus değişkenlerinin 1965-1999 dönemine ait yıllık verileri klasik OLS yaklaşımıyla analize tabi tutulmuştur. Yapılan analiz sonucu, bütün değişkenlerin elektrik talebi üzerinde etkili olduğu ortaya konmuştur. Ayrıca, Yeni Zelanda için yapılan OLS öngörü tahmin sonuçları, resmi

kurum ve kuruluşların (CAE ve MED)⁵⁷ öngörü modelleriyle ve literatürdeki Logit Model öngörülerıyla karşılaştırılmıştır. Buna göre, OLS öngörü sonuçları, CAE ve MED öngörü modellerine benzer; Logit Model öngörülerinden ise yüksek olduğu bulgusuna ulaşılmıştır. Bianco vd. (2009) da, benzer amaçla, İtalya elektrik talebini tahmin etmeye çalışmışlardır. GSYİH, yurtiçi-yurtdışı-toplam elektrik tüketimi ile fiyatı, kişi başı GSYİH ve nüfus değişkenlerinin 1970-2007 dönemine ait yıllık veriler kullanılarak klasik OLS yaklaşımıyla analize tabi tutulmuştur. Yapılan analiz sonucu, uzun dönem yurtiçi ve yurtdışı elektrik talebinin fiyat esnekliği, sırasıyla, -0.24 ve -0.09 iken; kısa dönem elastikiyet ise hem yurtiçi hem yurt dışı için -0.06 olarak hesaplanmıştır. Talebin gelir elastikiyetleri ise bilakis çok yüksek değerler aldığı görülmektedir (kısa dönem için 1.41, uzun dönem için 2.20). Daha sonra, OLS yöntemiyle İtalya'nın 2008-2030 dönemi için elektrik talebi öngörülmüş ve Markal-Time gibi karma ekonometrik modellere dayanan İtalya'nın resmi öngörü tahmin sonuçlarıyla karşılaştırılmıştır. Yüksek ve düşük senaryolara esas alınarak yapılan öngörüler arasında % 1 ile % 11 arası değişen sapmalar olmak birlikte, resmi kurumlarca yapılan öngörülerle benzer sonuçlar elde edildiği ortaya konmuştur.

De Vita vd. (2006) çalışmalarında ARDL yöntemini kullanarak Namibya için enerji talebini analiz etmek istemişlerdir. Bu amaçla; toplam enerji tüketimi ve fiyatı, GSYİH, HIV/AIDS oranı, hava sıcaklığı ve elektrik, petrol, dizel yakıtın tüketim miktarları ile fiyatların 1980q1-2002q4 dönemine ait verileri kullanılmıştır. Namibya'da elektrik, petrol ve dizel yakıtlardan alınan vergiler arasında büyük farklılıklar olduğundan bu tür enerji kaynaklarının fiyat elastikiyetleri de farklılık göstermektedir. Mesela, Dizel talebinin fiyat ve gelir esnekliği (-1.12 ve 1.96), petrol (-0.86 ve 1.08) ve elektrik (-0.30 ve 0.59) taleplerinden çok daha yüksek olduğu görülmüştür.

Zachariadis ve Pashourtidou (2007) çalışmalarında, toplam ve sektör grupları itibariyle Kıbrıs Rum kesiminin elektrik talebi analiz edilmiştir. Söz konusu çalışmada; tarım, sanayi, hizmet (ticari işler dâhil) ve konut sektörlerindeki elektrik tüketimi ile fiyatı, reel özel sektör tüketim giderleri, hizmet sektörü katma değeri, kişi başı gelir, sıcak ve soğuk gün sayısı gibi değişkenlerin 1960-2004 dönemine ait aylık veriler kullanılarak Johansen eşbütünleşme, VEC modeli ve Granger nedensellik testleri

⁵⁷ CAE (Centre for Advanced Engineering) Modern Mühendislik Merkezi'ni, MED (Ministry of Economic Development) ise Ekonomi Bakanlığı'nı ifade etmektedir.

uygulanmıştır. Yapılan analiz sonucu, uzun dönem elektrik talebinin fiyat esnekliği -0.3 ile -0.4 aralığında, gelir esnekliği ise birin üzerinde değerler aldığı görülmüştür. Kısa dönem elastikiyetler ise (hava şartlarından daha çok etkilenmiş olmalı ki) daha inelastik olarak tahmin edilmiştir. Ayrıca, ticaret sektörünün elektrik talebinin konut sektörü göre daha az esnek olduğu sonucuna varılmıştır.

Boonekamp (2007) çalışmasında, Hollanda'nın 1990-2000 dönemine ait anketlerden yararlanarak hanehalklarının enerji talebi tahmin edilmiştir. Söz konusu çalışmada Simülasyon yöntemi kullanılmış olup, enerji talebinin fiyat esnekliği -0.30 ile -0.40 arasında değerler aldığı tahmin edilmiştir.

Agnolucci (2009), Almanya ve İngiltere'nin sanayi sektörlerindeki faaliyet kolları açısından enerji talebi zaman serisi (ARDL) ve panel yaklaşımlarıyla irdelenmiştir. Bu amaçla, enerji tüketimi, ekonomik aktivite ve enerji fiyatı değişkenlerinin 1978-2004 ve 1991-2004 dönemlerine ait verileri kullanılmıştır. Yapılan panel analiz sonucunda, ekonomik aktivite ve fiyat elastikiyetleri 0.52 ve -0.64 olarak tahmin edilmiştir.

Amusa vd. (2009), çalışmalarında Güney Afrika'nın ortalama elektrik talebi analiz edilmiştir. Söz konusu çalışmada; elektrik tüketimi, reel GSYİH ve ortalama reel elektrik fiyat değişkenlerinin 1960-2007 dönemlerine ait verileri ARDL yöntemi analiz edilmiştir. Yapılan analiz sonucu, kısa dönem fiyat ve gelir esnekliği sırasıyla, -0.039 ve 0.217; uzun dönem fiyat ve gelir esnekliği -0.298 ve 1.673 olarak hesaplanmıştır. Yapılan analiz sonucu, uzun dönem elektrik talebinin temel belirleyicisinin gelir olduğu ortaya konmuştur. Fiyatlar ise ortalama elektrik talebi üzerinde önemli etkiye sahip olmamakla birlikte, maliyetlere aracılığıyla elektrik kullanımı ve politikalarını etkilediğinde fiyatlandırma politikaları açısından önemli bir yere sahip olduğu vurgulanmıştır.

Bianco vd. (2010) çalışmalarında, Romanya'nın konut dışı elektrik talebi analiz edilmiştir. Ayrıca, konut dışı elektrik talebinin 2008-2020 dönemlerinde alacağı değerlerle ilgili öngöründe bulunulmuştur. Bu doğrultuda, elastikiyet tahminleri için OLS, öngörü için Holt-Winters Model ve Gri Model kullanılmıştır. Bu amaçla; Romanya'nın 1975-2008 ait konut dışı elektrik tüketimi, GSYİH, konut dışı elektrik fiyatı ve nüfus verileri kullanılmıştır. Yapılan ampirik analiz sonucu, konut dışı

elektriğin uzun dönem gelir ve fiyat elastikiyet, sırasıyla, 0.496 ve -0.274 olarak tahmin edilmiş iken, kısa dönem elastikiyetler ise 0.136 ve -0.0752 olarak bulunulmuştur. İki modelin öngörü tahmin sonuçları arasındaki sapma ortalama % 5'ten daha az olup, tahmin sonuçlarının benzer olduğu söylenebilir. Benzer şekilde, Zhou vd. (2006) çalışmalarında; bu yöntemleri kullanılarak Çin'in elektrik talebi analiz edip, öngöründe bulunmuşlardır.

Kumar ve Jain (2010), üç zaman serisi (Gri-Markov model, inişli-çıkışlı Gri modeli ve Tekli Spektrum Analiz-SSA) modelleriyle Hindistan'ın geleneksel enerji kaynaklarının talepleri tahminin edilmeye çalışılmıştır. 1970-2006 dönemine ait veriler kullanılarak Gri model ile kömür ve elektrik, SSA modeliyle doğal gaz ve Markow'un Gri modeliyle ham petrol talebi öngörüsünde bulunulmuştur. Yapılan analiz sonucunda bu üç zaman serisi modelinin 2006-2016 yılları enerji tüketim öngörülerinde başarılı sonuçlar verdiği bulgusuna ulaşılmıştır.

Athukorala ve Wilson (2010), Sri Lanka'nın konut elektrik talebi ile konut talebini etkileyen faktörler (kişi başı gelir, elektrik fiyatı, gazyağı fiyatı ve LPG fiyatı) arasındaki kısa ve uzun dönem ilişki irdelenmiştir. Bu amaçla, söz konusu değişkenlerin 1960-2007 dönemine ait verileri İki Aşamalı Engle-Granger eşbütünleşme testiyle analiz edilmiştir. Konut elektrik talebinin uzun dönem gelir, fiyat ve gazyağı fiyat elastikiyetleri, sırasıyla, 0.78, -0.62 ve 0.14 iken; kısa dönem elastikiyetler ise 0.32, -0.16 ve 0.16 olarak tahmin edilmiştir. Ayrıca, LPG'nin, kısa dönemde 0.09'luk bir elastikiyete sahip olması elektriğin bir ikame malı olduğunu göstermektedir.

Bakırtaş, vd. (2000) araştırması, 2000 yıllarda enerji talebini konu alan ilk yerli çalışmalardandır. Bakırtaş vd. (2000), Türkiye'de elektrik talebinin ekonometrik analizini yaptıkları çalışmalarında 1962-1996 yıllık verilerden yararlanarak Johansen eşbütünleşme analizi ve ARMA modeli kullanarak analiz edilmiştir. Modelde kişi başına elektrik tüketimi, kişi başına gelir ve elektrik fiyatları değişkenleri kullanılmıştır. Eşbütünleşme analizi sonucunda elektrik tüketimi ile gelir uzun dönemde eşbütünleşik olduğu tespit edilmiştir. Hata düzeltme mekanizmasının sonucunda elektrik tüketimin gelir esnekliğinin oldukça yüksek olduğu görülmektedir. Ayrıca, ARMA modeliyle elektrik talebinin 1997-2010 dönemi için öngöründe bulunulmuştur.

Ediger ve Tatlıdıl (2002), Winter'in üstel düzeltme modeli kullanılarak Türkiye'nin enerji talebi tahmin etmeye çalışmışlardır. Yapılan analiz sonucu; toplam enerji tüketimi, GSMH ve nüfus değişkenlerinin 1950-1999 dönemine ait veriler kullanılarak Türkiye'nin enerji talebi 2000-2010 dönemleri için öngörülme çalışılmış ve 2010 yılındaki enerji talebinin 130.5 milyon TEP olacağı ileri sürülmüştür.

Akan ve Tak (2003) çalışmalarında, Türkiye'nin toplam ve sektör grupları itibariyle elektrik talebinin belirleyicilerini ortaya koymak ve beş yıllık bir dönem için üç senaryo göre öngöründe bulunmak istemişlerdir. Bu amaçla; 1970-2000 dönemine ait yıllık veriler kullanılarak, toplam ve sektörler (konut, sanayi, ticarethane, resmi daireler ve genel aydınlatma) için elektrik talebi OLS ve Engel&Granger eşbütünleşme yöntemleriyle irdelenmiştir. Yapılan analizler, elektrik talebinin gelire karşı fiyattan daha duyarlı olduğunu ortaya koymuştur. Gelir esneklikleri sanayi ve konut sektörleri dışında önemli ölçülerde birden büyük, fiyat esneklikleri ise sifıra yakın değerler almaktadır. Ayrıca, VEC modeli kullanılarak elektrik talebiyle ilgili 2001-2005 dönemi için öngöründe bulunulmuştur.

Yumurtacı ve Asmaz (2004) tarafından, doğrusal regresyon modeli kullanılarak Türkiye'nin enerji talebi analiz edilmiştir. Ayrıca, Türkiye'nin elektrik talebi 2003-2050 dönemi için öngörülme çalışılmıştır. Bu, Türkiye'nin kişi başı enerji tüketimindeki artış oranı ve nüfus değişkenlerinin 1980-2002 periyoduna ait yıllık verileri kullanılarak araştırılmıştır. Ampirik analiz sonucu, 2050 yılında Türkiye'nin toplam elektrik talebinin 1.173 milyar KWh; kişi başı elektrik talebinin ise 10.197 KWh seviyesinde olacağı tahmin edilmiştir.

Tezekici (2005) çalışmasında, OLS yaklaşımını kullanarak Türkiye'nin toplam elektrik talebini tahmin edip ve öngöründe bulunmak etmiştir. Bu amaçla; Türkiye'nin toplam elektrik tüketimi ve fiyatı, GSYİH ve nüfus değişkenlerinin 1970-2000 dönemine ait verileri kullanılmıştır. Yapılan analiz sonucu, toplam elektrik talebinin fiyat esnekliği -0.034, gelir esnekliği ise 0.808 olarak tahmin edilmiştir. Bununla birlikte, Türkiye nüfusunda meydana gelecek % 1'lik bir artışın, toplam elektrik talebini % 2.28 oranında artıracığı tespit edilmiştir. Ayrıca, bir trend denklemi oluşturularak Türkiye'nin 2000-2010 dönemi için toplam elektrik talebi öngörülmüştür.

Akay ve Atak (2007), Türkiye'nin sanayi sektörü ve toplam elektrik talebi Gri model ile öngörülme çalışılmıştır. Bu amaçla Türkiye'nin sanayi sektöründeki ve toplam elektrik tüketimi değişkenlerinin 1970-2004 periyoduna ait verileri kullanılmıştır. Analiz sonucu, Türkiye'nin sanayi sektörü ve toplam elektrik talebi 2006-2015 yılları için öngörü yapılmıştır. Buna göre, 2015 yılındaki sanayi sektörü elektrik talebi 140.37 TWh, toplam elektrik talebi ise 265.7 TWh olarak tahmin edilmiştir. Öngörü sonuçları, MEAD tahmin sonuçlarıyla karşılaştırıldığında Gri modeli daha iyi sonuç verdiği ifade edilmiştir.

Halıcıoğlu (2007), Türkiye'de konut elektrik talebinin analiz edildiği çalışmada 1968-2005 dönemine ait veriler kullanılmıştır. Analiz ARDL ve Engle Granger nedensellik testinden oluşmaktadır. Modelde; kişi başı konut elektrik tüketimi, kişi başına reel gelir, reel konut elektrik fiyatı ve kentleşme oranı değişkenleri kullanılmıştır. Analiz sonucunda, uzun dönem gelir ve fiyat esneklikleri kısa dönem esnekliklerinden daha büyük olduğu ortaya konmuştur. Ayrıca, reel gelir ve fiyattan elektrik tüketimine doğru tek yönlü nedensellik söz konusudur.

Erdoğan (2007), 1984-2004 dönemine ait üçer aylık verileri kullanılarak eşbütünleşme yaklaşımıyla Türkiye'nin elektrik talebi analiz edilmiş ve ARIMA modeliyle öngöründe bulunulmuştur. Modelde reel elektrik fiyatları, kişi başı reel GSYİH ve kişi başı net elektrik tüketimi verileri kullanılmıştır. Analiz sonucunda, Eşbütünleşme analizi sonucunda değişkenler arasında eşbütünleşme ilişkisinin varlığı saptanmış ve elektriğin uzun dönem fiyat-gelir esnekliklerinin kısa döneme göre daha esnek olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca, 2005-2014 dönemi için öngörü yapılmış ve 2014 yılında Türkiye'nin elektrik tüketimi 160.09 GWh olarak tahmin edilmiştir.

Toksarı (2007), Karınca Kolonisi Optimizasyon (ACO, Ant colony optimization,) yaklaşımıyla Türkiye'nin enerji talebini irdelenmiştir. Araştırmasında enerji tüketimi, GSYİH, nüfus, ihracat ve ithalat değişkenlerinin 1970-2005 periyoduna ait verileri kullanılmıştır. Ayrıca, Türkiye'nin enerji talebi üç senaryo varsayımıyla 2006-2025 dönemleri için öngörülmüştür. Öngörü tahmin sonuçları, ETKB'nin MEAD yöntemiyle yaptığı öngörülerle karşılaştırıldığında, ACO yöntemiyle yapılan tahminlerin daha iyi olduğu görülmüştür.

Ceylan vd. (2008) çalışmalarında Armoni Araştırması (Harmony Search, HS) yaklaşımı kullanarak Türkiye'nin ulaşım sektöründeki enerji talebini tahmin etmeye çalışmışlardır. Ayrıca, 2006-2025 yıllarında Türkiye'nin ulaşım sektöründeki enerji talebinin ne olacağıyla ilgili öngöründe bulunulmuştur. Bu doğrultuda; ulaşım sektöründeki enerji tüketimi, nüfus, GSYİH ve toplam yıllık araç sayısı değişkenlerinin 1970-2005 periyoduna ait yıllık verileri kullanılmıştır. Yapılan analiz sonucunda, resmi kurum ve kuruluşlar tarafından yapılan öngörülere göre, HSA yaklaşımıyla % 21 ile 26 oranında gerçek değerlere daha yakın sonuçlar elde edildiği görülmüştür.

Küçükbahar (2008), Türkiye'deki ortalama aylık elektrik tüketimi OLS, eşbütünleşme ve VEC modeli yaklaşımlarıyla irdelemiştir. Bunun amaçla; elektrik tüketim miktarı, sanayi üretim endeksi, ortalama sıcaklık, doğal gaz fiyatı, elektrik fiyatı, doğal gaz tüketimi ve ısıtma gün derece-soğutma gün derece değişkenleriyle analiz yapılmıştır. Türkiye'nin söz konusu değişkenlerin 1990-2006 dönemine ait aylık verileri kullanılmıştır. Yapılan analiz sonucunda, İlk aşamada elektriğin ikamesi olan doğal gaz tüketimi ve fiyatının, elektrik tüketimine olan etkisi basit regresyon modeli ile araştırılmış ve esneklikler tahmin edilmiştir (elektrik ve doğal gaz talebini fiyat esneklikleri -0.30 ve -0.046). Her ne kadar doğal gaz, elektriğin ikamesi olarak görülse de doğal gaz tüketimi ve doğal gaz fiyatının elektrik fiyatına oranının elektrik tüketimine karşı esnek olmadığı görülmüştür. İkinci aşamada ise iki farklı model kurularak elektrik talebi öngörülme çalışılmıştır. Bu modellerden ilkinde sanayi üretim endeksi, ortalama sıcaklık ve elektrik fiyatı bağımsız değişken olarak ele alınmış, durağan olmayan serilerde eşbütünleşme ilişkisi incelenmiş ve son olarak VEC modeli kullanılarak 12 aylık elektrik talep tahmininde bulunulmuştur. İkinci modelde ise ortalama sıcaklık değişkeni yerine ısıtma gün derece ve soğutma gün derece değişkenleri kullanılarak bir VEC modeli oluşturulmuştur. Yapılan analiz sonucu, iki modelin sonuçları birbirleriyle karşılaştırılmış ve ilk modelin daha uygun sonuçlar verdiği görülmüştür.

Sümer vd. (2009)'da, Türkiye'nin Kayseri ili için çeşitli Box Jenkins modelleriyle elektrik talebi öngörülme çalışılmıştır. Bu amaçla, 1997:1-2005:12 periyoduna ait verileri ARIMA, mevsimsel ARIMA ve mevsimsel gizli değişkenli regresyon modelleriyle Kayseri'nin elektrik enerjisi talebi öngörülme ve söz konusu modellerin avantajları ve dezavantajları belirlenmeye çalışılmıştır. Yapılan analiz

sonucu; 2006:01-2010:12 dönemi için elektrik talebi öngörülmüş olup, mevsimsel gizli değişkenli regresyon modelleri, mevsimsel etkiler ve yapısal kırılmalar hesaba katılabildiğinden dolayı, ARIMA ve SARIMA modellerine göre çok daha iyi sonuçlar elde edildiğine karar verilmiştir.

Mucuk ve Uysal (2009a)'da, Box-Jenkins metodolojisini kullanarak 2007-2015 dönemi için Türkiye'nin birincil enerji talebini öngörmeye çalışmışlardır. Araştırmada, birincil enerji tüketiminin 1970-2006 dönemine ait yıllık verileri kullanılmıştır. Ampirik analiz sonucu, söz konusu dönemde birincil enerji talebinin sürekli artış trendi içinde olacağı ve 2006'ya nazaran 2015 yılında birincil enerji talebi % 22 oranında artarak, 119.472 TEP olacağı tahmin edilmektedir.

Erdoğan (2010) çalışmasında Türkiye'nin doğal gaz talebini ARIMA modeli ile analiz etmiştir. Bu çalışmada; Türkiye'deki reel kişi başı GSYİH, konut, sanayi ve elektrik üretim sektörleri doğal gaz tüketimi ve fiyat değişkenlerinin 1987-2007 dönemine ait aylık ve üçer aylık verilerinden yararlanılmıştır. Yapılan ampirik analiz sonucunda, doğal gaz talebinin kısa ve uzun dönem fiyat ve gelir esnekliklerinin oldukça düşük olduğu görülmüştür. Bununla birlikte, Türkiye'nin doğal gaz talebi 2008-2030 periyodu için tahmin edilmiş ve 2015 için 55.33 milyon m³, 2020 ve 2030 yılları için sırasıyla, 65.78 ve 86.44 milyon m³ olarak öngörülmüştür. Bu tahmin sonuçları resmi kurum öngörülerıyla karşılaştırıldığında, sonuçların benzer olduğu bulgusuna ulaşılmıştır.

Dilaver (2010) çalışmasında, yapısal bir zaman serisi modeli kullanarak Türkiye'nin ortalama elektrik talebi tahmin etmeye çalışmıştır. Bu amaçla; 1960-2006 dönemine ait ortalama elektrik tüketimi, GSYİH ve elektrik fiyatı verileri kullanılmıştır. Ampirik analiz sonucu, kısa ve uzun dönem gelir esnekliği 0.12 ve 0.41 olarak hesaplanmış ve bir önceki yılın elektrik tüketiminin, cari yıl tüketimi üzerinde % 35 üzerinde bir etkiye sahip olduğu ortaya konmuştur. Ayrıca, düşük, baz ve yüksek senaryolara göre 2007-2020 dönemi için öngöründe yapılmış ve 2020 yılında ortalama elektrik talebinin düşük senaryo göre 138 TWh, yüksek senaryo göre 463 TWh olacağı tahmin edilmiştir.

Dilaver ve Hunt (2011a); sanayi sektöründeki elektrik tüketimi, sanayi katma değeri ve sanayi sektörü elektrik fiyatına ait veriler kullanılarak, Türkiye'nin sanayi

sektörü elektrik talebi tahmin edilip, ileriye yönelik öngörüler yapmayı amaçlamışlardır. Değişkenlerinin 1960-2008 dönemine ait yıllık verileriyle düşük, baz ve yüksek olmak üzere üç senaryo göre 2009-2020 dönemi için elektrik talebi öngörülmüştür. Yapılan analiz sonucu, sanayi talebinin fiyat ve gelir esnekliği, sırasıyla -0.16 ve 0.15 olarak tahmin edilmiştir. Ayrıca, 2020 yılında Türkiye'nin sanayi sektörünün elektrik talebi düşük senaryo için 94 TWh, yüksek senaryo için 148 TWh olacağı öngörülmüştür. Dilaver ve Hunt (2011b) bir diğer çalışmada, Türkiye'nin konut sektörü elektrik talebi analiz etmişlerdir. Bu doğrultuda, Türkiye'nin 1971-2006 dönemine ait konut elektrik tüketimi, hanehalkı tüketim harcaması ve konut elektrik fiyatları kullanılmıştır. Yapılan analiz sonucu, kısa ve uzun dönem gelir esnekliği 0.41 ve 2.29 olarak tahmin edilmişken, kısa ve uzun dönem fiyat esnekliği -0.10 ve -0.57 olarak tahmin edilmiştir. Ayrıca, 2007-2020 dönemi için konut elektrik talebi öngörüsünde bulunup, 2020 yılında talebinin düşük senaryo göre 84 TWh, yüksek senaryo göre 248 TWh olacağı belirtilmiştir.

Literatürde Yapay Sinir Ağlar (ANN) yaklaşımı kullanılarak enerji talebini konu alan yerli ve yabancı öngörü çalışmaları da mevcuttur. Mesela, yabancı çalışmalardan Ekonomou (2010) Yunanistan için enerji talebini 1992-2008 dönemine ait veriler kullanılarak bu yöntemle analiz etmiştir. Söz konusu çalışmada GSYİH, hava sıcaklığı, kurulu elektrik gücü ve yıllık konut başı elektrik tüketimine ait veriler kullanılmıştır. Yapılan analiz sonucu, Yunanistan'ın 2005-2008, 2010, 2012 ve 2015 yılları için enerji tüketim öngörüsünde bulunulmuştur. Buna göre, 2012 ve 2015 yıllarında enerji talebi, sırasıyla, 28.410 milyon TEP ve 31.963 milyon TEP olarak tahmin edilmiştir. Benzer şekilde Nasr vd. (2002) Lübnan, Geem ve Roper (2009) Güney Afrika ve Pao (2006) Tayvan için enerji talebiyle ilgili öngöründe bulunan çalışmalardan bazılarıdır.

Kankal vd. (2011) araştırması ise, ANN yöntemini kullanarak Türkiye için enerji talep öngörüsünde bulunan çalışmalardan biridir. Bu çalışmada, sosyo-ekonomik ve demografik değişkenlerin (GSYİH, nüfus, ihracat, ithalat miktarı ve istihdam) 1980-2007 periyoduna ait yıllık verileri kullanılarak her yöntem için dört farklı model oluşturulmuştur. Bu modellerden, nüfus, ihracat, ithalat ve GSYİH değişkenlerinin bulunduğu ANN ait model II, regresyon analizi modellerinden ve diğer üç ANN modellerinden daha iyi öngöründe bulunduğu ortaya konmuştur. Önerilen bu model II'ye göre üç farklı senaryo dayanılarak Türkiye'nin enerji talebi öngörülmeye çalışılmıştır.

Buna göre, Türkiye'nin 2014 yılındaki enerji talebi 117.0 ile 175.4 MTEP arasında bir değer alacağı öngörülmektedir. Bununla birlikte, Öztürk (2008) çalışmasında, Fonksiyonel Bağ Ağları (FLN) tekniğiyle Türkiye'nin elektrik talebi tahmin edilip, farklı doğrusal olmayan modeller aracılığıyla ANN performansını ölçülmüş ve TEİAŞ'ın MAED modeliyle yaptığı öngörü tahmin sonuçlarıyla karşılaştırılmıştır. Bu analizde, elektrik tüketimi, enerji fiyat indeksi, GSYİH değişkenlerine ait veriler kullanılmış olup, çalışma 1987:01-2005:12 periyoduyla sınırlandırılmıştır. Ampirik analiz sonucu, FLN tekniğinin diğer talep tahmin yöntemlere göre (AR, OLS, CRM⁵⁸, MAED) daha iyi sonuç verdiği bulgusuna ulaşılmıştır. ANN yaklaşımı kullanılarak Türkiye'nin enerji talebini tahmin etmeye çalışan başka öngörü çalışmaları da mevcuttur [Murat ve Ceylan (2006), Sözen ve Arcaklioğlu (2007a, 2007b), Hamzaçebi (2007), Kavaklioğlu vd. (2009), Sözen (2009)].

Diğer taraftan, ANN yaklaşımının gelişmesinde önemli katkıları olduğu savunulan Bulanık Mantık (FL) metodolojisiyle Küçükali ve Barış (2010), Türkiye'nin elektrik talebini tahmin etmeye çalışmışlardır. Bu amaçla, yurtiçi elektrik tüketimi ile GSYİH değişkeninin 1970-2008 dönemine ait verileri kullanılmıştır. Yapılan analiz sonucu, ülkemizdeki elektrik talebiyle ilgili 2009-2014 yılları için öngöründe bulunulmuş olup, 2009'da elektrik talebi ortalama % 4.5 oranında azalacağı ve 2010-2014 döneminde ise yaklaşık % 4 oranında artış gerçekleşeceği tahmin edilmektedir. Ayrıca, söz konusu artışının olabilmesi için elektrik kurulu gücünde 30 TWh'lık artışın olması gerektiği de belirtilmiştir.

Enerji talebini ANN yaklaşımı dışında, stokastik bir tahmin yöntemi olan Genetik Algoritma (GA) yaklaşımıyla öngörmeye çalışan yerli çalışmaların sayısı da oldukça fazladır. Mesela, Öztürk vd. (2005), Türkiye'nin elektrik talebini GA yaklaşımıyla öngörmeye çalışmışlardır. Toplam enerji tüketimi, GSMH, üretim, nüfus, ithalat, ihracat gibi yurtiçi temel göstergelere dayandırılarak sanayi sektörü ve toplam elektrik talebi tahmin edilmiştir. Ayrıca, söz konusu değişkenlerin 1996-2001 periyoduna ait verileri kullanılarak doğrusal olmayan iki farklı GA modeliyle öngöründe bulunulmaya çalışılmıştır. Yapılan analiz sonucu, bu iki model sonuçları, Türkiye'nin 2002-2025 periyodu için resmi kurum tarafından yapılan öngörülerle

⁵⁸Klasik yenilenebilir model (CRM, classical recursive model), yapısal olarak FLN benzeyen bir tahmin yöntemidir.

karşılaştırıldığında, GA modellerinin gerçekleşen değerlere çok daha yakın olduğu görülmüştür. Bu nedenle, ileriye yönelik elektrik talep öngörülerini için GA yaklaşımının kullanılmasının daha uygun olduğu sonucuna varılmıştır. Bu çalışma dışında Ceylan ve Öztürk (2004), Canyurt vd. (2004), Ceylan vd. (2005), Haldenbilen ve Ceylan (2005) çalışmaları da GA yaklaşımını kullanarak Türkiye için enerji talebini öngörmeye çalışmışlardır.

3.4. TEMEL BULGULAR

Araştırmanın bu son kısmında; öncelikle ele alınan değişkenlerin birim kök içerip içermediği belirlenmeye çalışılacak, sonra Türkiye için toplam sektör grupları itibariyle elektrik ve doğal gaz talepleri ARDL yöntemiyle tahmin edilmeye çalışılacaktır. Ayrıca, üç senaryo (düşük, baz ve yüksek senaryo) çerçevesinde Türkiye'nin elektrik ve doğal gaz talebi ARDL yaklaşımıyla öngörülme çalışılacak ve 2010-2020 döneminde elektrik ve doğal gaz enerji kaynakları için bir enerji arz güvenliği problemi yaşanıp yaşanmayacağı ele alınacaktır. Aynı zamanda hem resmi kurum ve kuruluşların (BOTAŞ, TEİAŞ) hem de özel şahıslar tarafından Türkiye ekonomisiyle ilgili yaptıkları öngörü (forecasting) sonuçlarına yer verilecektir.

3.4.1. Türkiye'nin Elektrik Talebinin Analizi

Çalışmanın bu bölümünde, Türkiye'nin elektrik talebi toplam ve sektör grupları itibariyle analiz edilecektir. Bu bağlamda Türkiye'nin konut ve sanayi sektörü ile toplam elektrik talepleri, yapısal modeller oluşturularak 1978-2009 dönemi için modern zaman serisi yöntemlerinden ARDL yaklaşımı kullanılarak tahmin edilecektir. Ancak, ARDL yaklaşımı kullanılmadan önce birim kök testleri yapılarak, serilerin durağanlık derecelerinin tespit edilmesi yararlı olacaktır. Bu amaçla, uygulamaya geçmeden önce değişkenlerin durağanlık durumu araştırılmıştır. Ayrıca, iktisat teorisi ve ampirik çalışmalar ışığında oluşturulan yapısal ARDL modelleriyle konut, sanayi ve toplam elektrik talepleri tahmin edilip, 2010-2020 dönemleri için öngöründe bulunulacaktır.

3.4.1.1. Durağanlık Tahmin Sonuçları

İncelenen zaman dönemi boyunca serinin ortalaması ve varyansı sistematik bir değişme göstermiyorsa veya seri periyodik dalgalanmalardan arınmış ise, başka bir deyişle seride istatistiksel bir denge söz konusu ise bu tür seriler durağan zaman seriler olarak tanımlanır. Durağan olmayan serilerde, serinin bir bölümü diğer bölümüne göre büyük dalgalanmalar gösterir. Bu tip dalgalanmalar gösteren seriler durağan olmayan zaman serileri olarak adlandırılır. İktisadi zaman serileri genel olarak birim kök içerir (Işığınçok, 1994: 47). Bu nedenle, ekonometrik analizlere başlamadan önce ilk aşamada

yapılması gereken, ilgili modelleme sürecinde kullanılacak değişkenler için birim kök testleri gerçekleştirilmelidir.

ARDL yaklaşımında, modelde yer alacak değişkenlerin birim kök taşıyıp taşımadıklarını tespit etmek için bir ön test yapılması zorunlu olmamakla birlikte, modeldeki bağımlı değişkenin $I(1)$ olması ve ayrıca değişkenlerden hiçbirinin $I(2)$ olmaması gerekliliği de bulunmaktadır. Çünkü, Pesaran ve diğ. (2001) tarafından verilen alt ve üst kritik değerler, serilerin $I(0)$ ve $I(1)$ olma kriterlerine göre türetilmiştir. Dolayısıyla, en azından bu bahsedilen şartların sağlanıp sağlanmadığından emin olmak için, ARDL yaklaşımı kullanılmadan önce birim kök testleri yapılarak, serilerin durağanlık derecelerinin tespit edilmesi yararlı olacaktır. Bu amaçla; uygulamaya geçmeden önce değişkenlerin durağanlık durumu, ADF ve PP birim kök testlerine göre araştırılmıştır.

ADF ve PP birim kök testlerinde hangi denklem türünün (sadece sabitli, sabitli-trendli ve sabitsiz-trendsiz) tercih edileceği önem arz etmektedir. Çünkü Cheremza ve Deadman (1997) sabit terimli ADF denklemlerinin çok fazla anlam ifade etmediğini belirtmektedirler. Benzer şekilde Dolado vd. (1990), zaman serisinin durağanlığını belirlemede ADF testine ait sabitli ve trendli denklemin tahmin edilerek başlanmasının daha doğru bir yaklaşım olacağını ifade etmişlerdir. Bu nedenle durağanlık analizlerinde sabitli ve trendli denklem türü tercih edilmiştir. Değişkenlere ait durağanlık test sonuçları aşağıdaki Tablo 3.1’de verilmiştir.

Tabloda görüldüğü gibi düzey değerleri itibariyle konut (*REPH*) ve sanayi (*REPI*) sektörü elektrik fiyatları, sektörler toplamı ortalama elektrik fiyatı (*REPT*) ve sanayi sektörü katma değeri (*RIVD*) değişkenleri için ADF ve PP test istatistiklerinin mutlak değerleri, kritik tablo değerlerinin mutlak değerlerinden büyük olduklarından değişkenler düzey değerleriyle durağandır. Bu *REPH*, *REPI*, *REPT* ve *RIVD* değişkenlerinin düzey değerleri itibariyle durağan olduğunu, yani $I(0)$ göstermektedir.

Tablo 3.1. Elektrik Talebinin ADF ve PP Birim Kök Test Sonuçları

	Değişkenler	Düzy Değerleri		1. Farkları	
		ADF	PP	ADF	PP
Test İstatistiği* (sabitli&trendli)	<i>ECH</i>	-1.23(0)	-1.23(0)	3.55(0)	-3.55(2)
	<i>ECI</i>	-1.11(0)	-1.01(1)	-4.38(6)	-5.20(1)
	<i>ECT</i>	-0.70(0)	-0.93(2)	-3.99(0)	-3.93(1)
	<i>REPH</i>	-7.89(6)	-6.18(3)	-	-
	<i>REPI</i>	-4.96(5)	-4.17(2)	-	-
	<i>REPT</i>	-4.62(2)	-5.39(2)	-	-
	<i>RY</i>	-2.38(3)	-0.78(0)	-3.51(3)	-3.80(0)
	<i>RIVD</i>	-6.46(1)	-7.60(4)	-	-
	<i>RPCY</i>	-2.33(3)	-0.74(4)	3.37(0)	-3.50(3)
	<i>N</i>	4.54(7)	-0.48(4)	-5.10(6)	-4.34(3)
	<i>UR</i>	-2.81(1)	-0.73(3)	-3.42(0)	-3.43(2)
Kritik Değerler**	% 1	-4.28		-4.30	
	% 5	-3.56		-3.57	
	% 10	-3.22		-3.22	

*Parantez içindeki değerler ADF için gecikme uzunluğunu, PP için bant genişliğini ifade etmektedir. Gecikme uzunluğunun seçiminde Schwarz Bilgi Kriteri (SIC) kullanılmıştır. Bant genişliği ise Bartlett Kernel modeli kullanılarak Newey-West otomatik seçim kriterine göre belirlenmiştir.

**ADF ve PP için %1, %5 ve %10 önem düzeylerindeki MacKinnon (1996) kritik değerleridir. GLS için ise %1, %5 ve %10 önem düzeylerinde Elliott-Rothenberg-Stock (1996) tarafından geliştirilen kritik tablo değerleridir.

Düzy değerleri itibariyle durağan olmayan sektörel (*ECH* ve *ECI*) ve sektörler toplamı (*ECT*) elektrik tüketimi, reel gelir (*RY*), kişi başı gelir (*RPCY*), nüfus (*N*) ve kentleşme oranı (*UR*) değişkenlerinin birinci farkları alındığında mutlak değer olarak ADF ve PP test istatistiği değerleri tüm önem düzeylerindeki kritik değerlerinden büyük olup, bu değişkenlerin ilk farklarının durağan olduğu, yani $I(1)$ anlamına gelmektedir. Dolayısıyla, ARDL yaklaşımı gereği, modelde yer alacak değişkenlerin $I(0)$ veya $I(1)$ olduğu ve ayrıca değişkenlerden hiçbirinin $I(2)$ olmadığı görülmektedir.

3.4.1.2. Eşbütünleşme Testi

Pesaran vd. (2001) tarafından geliştirilen sınır testi yaklaşımına göre serilerin $I(0)$ veya $I(1)$ olmalarına bakılmaksızın seriler arasında eşbütünleşme ilişkisinin varlığı araştırılabilir. Bunun için ilk önce kısıtlanmamış hata düzeltme modeli (UECM) oluşturulur. Eşbütünleşme analizi gecikme sayısına duyarlı olduğundan (Bahmani-Oskooee ve Brooks, 1999: 156-165; Bahmani-Oskooee ve Harvey, 2006: 1279-1286; Bahmani-Oskooee, Economidou ve Goswami, 2006: 879-888), gecikme sayısı seçme sürecinde sistematik bir süreç izlemek gerekmektedir. Bu çalışmada, maksimum gecikme sayısı bazı yapısal talep modeller için üç, bazıları için dört olarak

belirlenmiştir. Eşbütünleşme analizinde bir diğer önemli mesele eşbütünleşme denklemlerinde bir zaman trendinin olup olmayacağıdır (Pesaran ve diğ., 2001: 296-301). Bu nedenle, eşbütünleşme ilişkisinin test edilmesi aşamasında standart bilgi kriterlerinin (AIC ve SBC) yanında deterministik trendin yer aldığı ve yer almadığı UECM tahminleri yapılmıştır. Eşbütünleşmenin test edilmesi aşamasında deterministik trendin, elektrik talebiyle ilgili bütün modellerde anlamlı olduğu görülmüş ve böylece analize dâhil edilmesine karar verilmiştir. UECM'ye dayanan bu testin bizim çalışmamıza (sırasıyla, konut sektörü, sanayi sektörü ve toplam elektrik talebine göre) uyarlanmış şekli aşağıdaki gibidir.

$$\begin{aligned}\Delta ECH_t = & \alpha_0 + \alpha_1 trend + \sum_{i=1}^m \alpha_{2,i} \Delta ECH_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{3,i} \Delta REPH_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{4,i} \Delta RPCY_{t-i} \\ & + \sum_{i=0}^m \alpha_{5,i} \Delta UR_{t-i} + \alpha_6 ECH_{t-1} + \alpha_7 REPH_{t-1} + \alpha_8 RPCY_{t-1} \\ & + \alpha_9 UR_{t-1} + \varepsilon_t\end{aligned}\quad (3.21)$$

$$\begin{aligned}\Delta ECI_t = & \beta_0 + \beta_1 trend + \sum_{i=1}^m \beta_{2,i} \Delta ECI_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_{3,i} \Delta REPI_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_{4,i} \Delta RIVD_{t-i} + \beta_5 ECI_{t-1} \\ & + \beta_6 InREPI_{t-1} + \beta_7 RIVD_{t-1} + \varepsilon_t\end{aligned}\quad (3.22)$$

$$\begin{aligned}\Delta ECT_t = & \gamma_0 + \gamma_1 trend + \sum_{i=1}^m \gamma_{2,i} \Delta ECT_{t-i} + \sum_{i=0}^m \gamma_{3,i} \Delta REPT_{t-i} + \sum_{i=0}^m \gamma_{4,i} \Delta RY_{t-i} \\ & + \sum_{i=0}^m \gamma_{5,i} \Delta N_{t-i} + \gamma_6 ECT_{t-1} + \gamma_7 REPT_{t-1} + \gamma_8 RY_{t-1} \\ & + \gamma_9 N_{t-1} + \varepsilon_t\end{aligned}\quad (3.23)$$

Burada ECH , ECI ve ECT sırasıyla konut sektörü, sanayi sektörü ve sektörler toplamı net elektrik tüketim değerlerini ifade etmektedir. (3.21), (3.22) ve (3.23) nolu denklemlerde yer alan değişkenler arasındaki eşbütünleşme ilişkisinin bulunmadığı trendli model için temel ve alternatif hipotezler aşağıdaki şekilde kurulabilir:

Trendli Model	$(H_0: \alpha_6 = \alpha_7 = \alpha_8 = \alpha_9 = 0)$	$(H_0: \beta_5 = \beta_6 = \beta_7 = 0)$	$(H_0: \gamma_6 = \gamma_7 = \gamma_8 = \gamma_9 = 0)$
	$(H_1: \alpha_6 \neq \alpha_7 \neq \alpha_8 \neq \alpha_9 \neq 0)$	$(H_1: \beta_5 \neq \beta_6 \neq \beta_7 \neq 0)$	$(H_1: \gamma_6 \neq \gamma_7 \neq \gamma_8 \neq \gamma_9 \neq 0)$

Bu çalışmada, yıllık veriler kullanıldığından, konut sektörü, sanayi sektörü ve toplam elektrik talepleri için öngörülen, sırasıyla, (3.21), (3.22) ve (3.23) nolu modeller maksimum 3 veya 4 gecikmeyle ve trendli tahmin edilmiştir. Yapılan hesaplamalar sonucunda eşbütünleşme ilişkisinin test edilmesiyle ilgili F istatistiği sonuçları Tablo 3.2’de özetlenmiştir.

Tablo 3.2. Elektrik Talebinin Eşbütünleşme Test Sonuçları

Modeller	m	k	F -İstatistiği	Alt Kritik Değer-Üst Kritik Değer
(3.13) nolu	3	3	7.1888 (0.0127)	5.17-6.36* 4.01-5.07** 3.47-4.45**
(3.14) nolu	4	2	7.0295 (0.0047)	6.34-7.52* 4.87-5.85** 4.19-5.06***
(3.15) nolu	3	3	8.8197 (0.0072)	5.17-6.36* 4.01-5.07** 3.47-4.45***

*, ** ve *** sırasıyla % 1, % 5 ve % 10 anlamlılık düzeylerini ifade etmektedir. m maksimum gecikme sayısını, k ilgili modellerde yer alan bağımsız değişken sayısıdır. Kritik değerler, Pesaran vd. (2001:301) çalışmalarında yer alan Tablo CI(v)’de sunulan $k=2$ ve $k=3$ durumuna ait değerlerdir. Parantez içerisindeki değerler p istatistiğini ifade etmektedir.

Tablodan anlaşıldığı gibi, hesaplanan F istatistikleri konut sektörü ve toplam elektrik talebi modelleri için bütün önem düzeylerinde (% 1, % 5 ve % 10), sanayi sektörü elektrik talebi için % 5 ve 10 önem düzeylerinde üst kritik değerden yüksek olduğu görülmektedir. Dolayısıyla söz konusu konut ve toplam elektrik talepleri için üç, sanayi sektörünün elektrik talebi için dört gecikmeli trendli modellerdeki değişkenler arasında uzun dönemli eşbütünleşme ilişkisi bulunmadığını öngören sıfır hipotezi reddedilir. Diğer bir deyişle, analize konu olan dönemde, her üç elektrik talep modelinde de değişkenler arasında uzun dönemli eşbütünleşmenin mevcut olduğu görülmektedir. Bu durumda, değişkenlerin düzey değerleri ile yapılacak analizde sahte regresyon problemiyle karşılaşmayacaktır. Seriler arasında bir eşbütünleşme ilişkisi tespit edildiğinden artık uzun ve kısa dönem ilişkileri belirlemek için ARDL modeli kurulabilir.

3.4.1.3. ARDL Modeli

Değişkenler arasında uzun dönemli bir ilişkinin olduğunun tespit edilmesi durumunda, ikinci safhada değişkenler arasındaki uzun dönemli ilişkinin incelenmesi için ARDL modeli tahmin edilmelidir. Bu amaçla, öncelikle konut sektörünün elektrik talebi için ARDL modelini ele alalım. Söz konusu sektör için uygun ARDL modeli aşağıdaki gibi kurulmuştur.

$$ECH_t = \alpha_0 + \alpha_1 trend + \sum_{i=1}^m \alpha_{2,i} ECH_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{3,i} REPH_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{4,i} RPCY_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{5,i} UR_{t-i} + \vartheta_t \quad (3.24)$$

Microfit programı ile en uygun ARDL modelini belirlemek için ilk olarak (3.24) numaralı denklem; $p= 1, 2, \dots, m$; $q= 1, 2, \dots, m$ ve $i=1, 2, \dots, k$ nın bütün muhtemel değerleri için OLS yaklaşımıyla tahmin edilmektedir.⁵⁹ Bu tahminde maksimum gecikme uzunluğu üç olarak alınmıştır. Daha sonra tahmin edilen modeller arasından model seçim kriterleri olan; R^2 , AIC, SBC veya HQC'den birisine göre model seçimi yapılabilmektedir. Konut sektörünün elektrik talebi için öngörülen (3.24) nolu denklem için en uygun ARDL (1,0,0,1) modelinin AIC'ye göre tahmin sonuçları aşağıdaki Tablo 3.3'de⁶⁰ yer almaktadır.

Breusch-Godfrey hata terimlerinde ardışık bağımlılık olup olmadığını belirlemek için kullanılan LM testidir. Ramsey model kurma hatası olup olmağı hakkında bilgi veren, Jarque-Bera hata terimlerinin normal dağılıp dağılmadığını gösteren ve White testi ise hata terimlerinin değişen varyanslı olup olmadığını araştırmada kullanılan bir testtir.

⁵⁹Burada tahmin edilecek farklı ARDL modellerinin toplam sayısı; $(m+1)^{k+1}$ ile elde edilebilir. Burada m , maksimum gecikme uzunluğu ve k , bağımsız değişken sayısıdır. Örneğin; $m=3$ ve $k=3$ için toplam ARDL modeli sayısı $(3+1)^{3+1}=4^4=256$ olacaktır.

⁶⁰Bu tahmin sonuçlarındaki bütün katsayı ve testler bu kısımda yorumlanmayacaktır. Sadece tahmin edilen ARDL modelinin ardışık bağımlılık, model kurma hatası, normal dağılım ve değişen varyans problemlerinin olup olmadığı hakkında bize bilgi veren Tanısal Testler (Diagnostic Testler) yorumlanacaktır. Tablo 3.3'ün üst kısmında yer alan katsayılar (ki bunlar kısa dönem katsayılar olarak bilinmektedir) ise hem karmaşık bir yapıya sahip olmaması hem sektör grupları itibarıyla bir bütün olarak ele almak amacıyla kısa dönem katsayıları ayrı bir başlık altında ayrıntılı olarak değerlendirilip, yorumlanacaktır.

Tablo 3.3. Konut Sektörünün ARDL (1,0,0,1) Modelinin Tahmin Sonuçları

Değişkenler	Katsayı	<i>t</i> istatistiği	<i>p</i> -olasılık
<i>ECH</i> (-1)	0.563	6.895	0.000
<i>REPH</i>	-0.222	-6.579	0.000
<i>RPCY</i>	0.207	6.043	0.000
<i>UR</i>	-0.188	-5.007	0.000
<i>UR</i> (-1)	0.191	5.473	0.000
<i>c</i>	3.955	2.013	0.056
<i>trend</i>	0.011	1.893	0.072
Tanısal Testler			
R^2	0.998	DW	1.882
$\bar{R}^2$	0.997	<i>F</i>	5419.6 [0.000]
χ^2_{BG}	0.095[0.757]	χ^2_{NORM}	1.319[0.517]
χ^2_{RAMSEY}	0.363[0.547]	χ^2_{WHITE}	1.112[0.292]

$\chi^2_{BG}, \chi^2_{RAMSEY}, \chi^2_{NORM}, \chi^2_{WHITE}$ sırasıyla, Breusch-Godfrey ardışık bağımlılık, Ramsey regresyonda model kurma hatası, Jarque-Bera normallik ve White değişen varyans sınaması için kullanılan testlerdir. Köşeli parantez içindeki değerler bu tanısal testlere ait *p*-olasılık değerlerini göstermektedir.

Buna göre tahmin edilen ARDL (1,0,0,1) modeli için hesaplanan tanısal testleri ele alındığında; ardışık bağımlılık, değişen varyans, normallik ve model kurma hatasıyla ilgili *p* (olasılık) değerleri, bütün α önem düzeylerinden büyük olduğundan (mesela 0.05 önem düzeyi esas alındığında, yani $p > \alpha$ olduğundan), söz konusu tanısal test probleminin olmadığı söylenebilir (Tablo 3.3).

Diğer taraftan, sanayi sektörünün elektrik talebi için uygun ARDL modeli aşağıdaki (3.25) nolu denklem şeklinde tahmin edilmiştir.

$$ECI_t = \beta_0 + \beta_1 trend + \sum_{i=1}^m \beta_{2,i} ECI_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_{3,i} REPI_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_{4,i} RIVD_{t-i} + \mu_t \quad (3.25)$$

Microfit programı ile sanayi sektörü elektrik talebine en uygun ARDL modelini belirlemek için ilk olarak (3.25) nolu denklem, bütün muhtemel değerler (toplamda 125 değer) için OLS ile tahmin edilmektedir. Bu tahminde de maksimum gecikme uzunluğu dört olarak alınmıştır. Sanayi sektörünün elektrik talebi için öngörülen (3.25) nolu denklemin AIC'ye göre en uygun ARDL (1,1,0) modelinin tahmin sonuçları Tablo 3.4'de özetlenmektedir.

Tablo 3.4. Sanayi Sektörünün ARDL (1,1,0) Modelinin Tahmin Sonuçları

Değişkenler	Katsayı	<i>t</i> istatistiği	<i>p</i> -olasılık
<i>ECI</i> (-1)	0.243	2.029	0.056
<i>REPI</i>	-0.109	-5.508	0.000
<i>REPI</i> (-1)	0.221	2.197	0.040
<i>RIVD</i>	0.068	3.105	0.006
<i>c</i>	16.570	6.300	0.000
<i>trend</i>	0.032	3.795	0.001
Tanısal Testler			
R^2	0.997	DW	1.833
$\bar{R}^2$	0.996	<i>F</i>	1175.5 [0.000]
χ^2_{BG}	0.015[0.840]	χ^2_{NORM}	2.410[0.300]
χ^2_{RAMSEY}	0.505[0.477]	χ^2_{WHITE}	0.231[0.631]

$\chi^2_{BG}, \chi^2_{RAMSEY}, \chi^2_{NORM}, \chi^2_{WHITE}$ sırasıyla, Breusch-Godfrey ardışık bağımlılık, Ramsey regresyonda model kurma hatası, Jarque-Bera normallik ve White değişen varyans sınaması için kullanılan testlerdir. Köşeli parantez içindeki değerler bu tanısal testlere ait *p*-olasılık değerlerini temsil etmektedir.

Tablo 3.4'teki tanısal test sonuçlarına bakıldığında; ardışık bağımlılık, değişen varyans, model kurma hatası ve normal dağılım testlerine ait *p* değerleri, bütün α önem düzeylerinden büyük olduğundan dolayı, sanayi sektörünün elektrik talebinin en uygun model olan ARDL (1,1,0) için tanısal test problemlerinin söz konusu olmadığı ifade edilebilir.

Son olarak, Türkiye'nin toplam elektrik talebine uygun ARDL modeli aşağıdaki (3.26) nolu denklem şeklinde kurulmuştur.

$$ECT_t = \delta_0 + \delta_1 trend + \sum_{i=1}^m \delta_{2,i} ECT_{t-i} + \sum_{i=0}^m \delta_{3,i} REPT_{t-i} + \sum_{i=0}^m \delta_{4,i} RY_{t-i} + \sum_{i=0}^m \delta_{5,i} N_{t-i} + \varphi_t \quad (3.26)$$

Bu tahminde de maksimum gecikme uzunluğu üç olarak alınmıştır. Microfit programı ile Türkiye'nin toplam elektrik talebi için ARDL yaklaşımıyla en uygun modeli belirlemek amacıyla, bütün muhtemel değerler (toplam 256 değer) için OLS ile tahmin edilmektedir. Toplam elektrik talebi için öngörülen (3.26) nolu denklemin AIC'ye göre en uygun ARDL (1,0,0,0) modelinin tahmin sonuçları Tablo 3.5'te yer almaktadır.

Tablo 3.5. Toplam Elektrik Talebinin ARDL (1,0,0,0) Modeli Tahmin Sonuçları

Değişkenler	Katsayı	<i>t</i> istatistiği	<i>p</i> -olasılık
<i>ECT</i> (-1)	0.482	4.539	0.056
<i>REPT</i>	-0.152	-5.883	0.000
<i>RY</i>	0.134	5.815	0.000
<i>N</i>	2.671	5.643	0.000
<i>c</i>	-38.164	-5.334	0.000
<i>trend</i>	0.016	2.561	0.017
Tanısal Testler			
R^2	0.997	<i>DW</i>	2.338
$\overline{R}^2$	0.996	<i>F</i> İst.	6554.9[0.000]
χ^2_{BG}	1.512[0.219]	χ^2_{NORM}	0.267[0.875]
χ^2_{RAMSEY}	0.203[0.653]	χ^2_{WHITE}	2.318[0.128]

χ^2_{BG} , χ^2_{RAMSEY} , χ^2_{NORM} , χ^2_{WHITE} sırasıyla, Breusch-Godfrey ardışık bağımlılık, Ramsey regresyonda model kurma hatası, Jarque-Bera normallik ve White değişen varyans sınaması için kullanılan testlerdir. Köşeli parantez içindeki değerler bu tanısal testlere ait *p*-olasılık değerlerini temsil etmektedir.

ARDL (1,0,0,0) modelinin tanısal test tahmin sonuçları incelendiğinde; Türkiye'nin toplam elektrik talebi, sanayi ve konut sektörlerinin elektrik taleplerinde olduğu gibi ardışık bağımlılık, değişen varyans, model kurma hatası ve normal dağılım sorunlarının olmadığı ifade edilebilir. Çünkü söz konusu tanısal testlere ait *p* değerleri, bütün α önem düzeylerinden (% 1, % 5 ve % 10) büyüktür (Tablo 3.5).

3.4.1.4. Elektrik Talebinin Uzun Dönem Analizi

Değişkenler arasında eşbütünleşme tespit edilip en uygun ARDL modeliyle tahminde bulunulduktan sonra ikinci aşamada değişkenler arasındaki uzun dönemli ilişkinin katsayıları tahmin edilir ve katsayılar hakkında değerlendirmeler yapılır (Pesaran ve Pesaran, 2009: 319). Elektrik tüketimlerinin bağımlı değişken olması durumunda, konut sektörü, sanayi sektörü ve toplam elektrik taleplerinin uzun dönem katsayıları aşağıdaki Tablo 3.6'da özetlenmektedir.

Tablo 3.6. Türkiye'nin Sektörel ve Toplam Elektrik Talebinin Uzun Dönem Katsayıları

Konut Sektörünün ARDL (1,0,0,1) Modeli			Sanayi Sektörünün ARDL (1,1,0) Modeli			Toplam Elektrik Talebinin ARDL (1,0,0,0) Modeli		
Bağımlı Değişken: <i>ECH</i>			Bağımlı Değişken: <i>ECI</i>			Bağımlı Değişken: <i>ECT</i>		
B.Değ.*	Katsayı	<i>T</i> İstatistiği	B.Değ.	Katsayı	<i>T</i> İstatistiği	B.Değ.	Katsayı	<i>T</i> İstatistiği
<i>REPH</i>	-0.508	-4.303[0.000]	<i>REPI</i>	-0.149	-3.120[0.005]	<i>REPT</i>	-0.293	-4.174[0.000]
<i>RPCY</i>	0.474	3.860[0.000]	<i>RIVD</i>	0.091	3.574[0.002]	<i>LRY</i>	0.259	4.022[0.000]
<i>UR</i>	0.008	0.768[0.451]	<i>c</i>	21.897	54.715[0.000]	<i>N</i>	5.161	6.045[0.000]
<i>c</i>	9.052	2.983[0.007]	<i>trend</i>	0.042	4.899[0.000]	<i>c</i>	-73.739	-4.642[0.000]
<i>trend</i>	0.024	2.300[0.031]				<i>trend</i>	0.032	2.010[0.056]

*Bağımsız değişkenleri ifade etmektedir. Köşeli parantez içerisindeki değerler, *t* testinin olasılık (*p*) istatistiğidir.

Konut sektörü elektrik talebini etkileyen faktörlerden kentleşme oranı (*ur*)⁶¹ hariç, tüm faktörlerin katsayıları istatistikî olarak % 5 ve % 10 önem düzeylerinde anlamlı ve işaretleri kuramsal beklentilere⁶² uygun olduğu görülmektedir. Başka bir ifadeyle, konut sektörünün uzun dönem elektrik talebini; malın (elektriğin) kendi fiyatı negatif, gelirin ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Buna göre, analize konu olan dönem içerisinde, konut sektörünün uzun dönem elektrik talebinin fiyat esnekliği -0.508, gelir esnekliği 0.474 olarak tahmin edilmiştir. Başka bir ifadeyle, 1978-2009 dönemi içerisinde, konut sektörü elektrik fiyatında meydana gelen % 1'lik bir artış (veya azalış), uzun dönem elektrik tüketim miktarında % 0.51 oranında azalışa (veya artışa) yol açtığı söylenebilir. Bununla birlikte, hanehalklarının kişi başı gelirlerinde meydana gelen % 1'lik bir artış (veya azalış), konut sektörünün uzun dönem elektrik talebini % 0.47 oranında artırdığı (veya azalttığı) ortaya konmuştur.

Sanayi sektörü elektrik talebinin tahmin sonuçları ele alındığında, tüm katsayılar istatistikî olarak % 1 önem düzeyinde anlamlı ve işaretleri iktisat teorisi beklentilerine uygun olduğu tespit edilmiştir. Yani, sanayi sektörünün uzun dönem elektrik talebini; üretim faktörünün (elektriğin) kendi fiyatı negatif, gelirin ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu⁶³ belirlenmiştir. Ayrıca, sanayi sektörünün uzun dönem elektrik talebinin fiyat esnekliği -0.149, gelir esnekliği 0.091 olarak hesaplanmıştır. Buna göre, analize konu olan dönem içerisinde, sanayi sektöründe üretim faktörü olarak kullanılan elektrik fiyatlarında meydana gelen % 1'lik bir artış (veya azalış), uzun dönem sanayi elektrik miktarında % 0.15 civarında azalışa (veya artışa) yol açtığı görülmektedir. Bununla birlikte, sanayi sektörünün katma değerinde (gelirinde) meydana gelen % 1'lik bir artış (veya azalış), uzun dönem elektrik talebini % 0.09 oranında artırdığı (veya azalttığı) belirlenmiştir (Tablo 3.6).

⁶¹ Kentleşme oranı (*ur*) konut elektrik talebi üzerinde beklenen yönde (yani pozitif) bir etkiye sahip olmasına rağmen, istatistikî olarak anlamsızdır. Bu durum, esneklik katsayısının rakamsal olarak çok düşük bir değer almasına (0.008) bağlanabilir.

⁶² Kuramsal beklentilerden kasıt söz konusu değişkenlerin işaretlerinin iktisat teorisine uygun olmasıdır. Mesela konut sektörü için fiyat değişkeni (REPH) hariç, diğer bütün değişkenlerin (RPCY, UR) işaretleri pozitif olması beklenmektedir [*Bkz:* Araştırmanın Metodolojisi-Değişkenler ve Veriler; (3.1) nolu model]. Sanayi sektörü için (3.2) nolu modele, toplam elektrik talebi için (3.3) nolu modele bakılabilir.

⁶³ Değişkenlere ait tüm katsayılar % 1 önem düzeyinde istatistiksel olarak anlamlı olduğundan (*Bkz:* Tablo 3.6).

Toplam elektrik talebinin tahmin sonuçlarında sabit terim (c) hariç, tüm katsayılar istatistikî olarak % 1 önem düzeyinde anlamlı⁶⁴ ve işaretleri iktisat teorisi beklentilerine uygun olduğu belirlenmiştir. Başka bir ifadeyle, uzun dönem toplam elektrik talebini; malın (elektriğin) kendi fiyatı negatif, gelir ve nüfusun ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Toplam elektrik talebinin uzun dönem fiyat esnekliği -0.293, gelir esnekliği 0.259 olarak tahmin edilmiştir. Buna göre, analize konu olan dönem içerisinde, Türkiye'nin ortalama elektrik fiyatındaki % 1'lik bir artış (veya azalış), toplam elektrik tüketim miktarında % 0.29 oranında bir düşüş (veya artış) meydana getirdiği; Türkiye'nin reel GSYİH'da meydana gelen % 1'lik bir artış (veya azalış), uzun dönemde toplam elektrik talebini % 0.26 oranında arttırdığı (veya azalttığı) söylenebilir. Bununla birlikte, Türkiye nüfustaki % 1'lik bir artış (veya azalış), uzun dönemde toplam elektrik talebini % 5.16 oranında arttırdığı (veya azalttığı) görülmektedir (Tablo 3.6).

Ayrıca, zamanla teknolojik gelişmelere paralel olarak elektrikli ürünlerin çeşitlerinin ve elektrik kullanım alanlarının çoğalması da elektrik tüketimini önemli ölçüde artırmaktadır. Bu gelişmelere ilave olarak gerçekleştirilen yatırımlar sonucunda 1970'te ülke nüfusunun sadece % 52'si elektrik kullanma imkânına sahipken, günümüzde elektriksiz yerleşim birimi kalmaması da bu artış eğilimine destek olmaktadır. Bu çerçevede yapılan modellemede bu durumu temsil edecek bir trend değişkeni ilave edilmesi gereksinimi doğmuştur. Bu amaçla yapılan tahmin sonucunda trend parametresi; toplam elektrik talebi modelinde % 6 ve % 10 önem düzeylerinde, konut ve sanayi sektörü elektrik talebi modellerinde % 3, % 5 ve % 10 önem düzeylerinde istatistikî olarak anlamlı ve işaretleri iktisat teorisi beklentilerine uygun olarak pozitif olmasına rağmen, elektrik talebi üzerindeki etkisi 0.02 ile 0.04 arasında değerlerle sınırlı kaldığı tespit edilmiştir (Tablo 3.6).

Uzun dönem fiyat esneklikleri genel olarak değerlendirildiğinde, esneklik değerleri 1'in altında olduğundan dolayı, mevcut literatüre uygun olarak Türkiye'de uzun dönem elektrik talebinin fiyata karşı esnek olmadığı (*inelastik* olduğu) söylenebilir. Dolayısıyla elektrik talebinin fiyat esnekliği 1'den küçük (*inelastik*) olduğundan, elektrik fiyatındaki bir artış (azalış); Türkiye genelinde toplam harcamaları

⁶⁴Ancak, trend değişkeni tüm önem düzeylerinde değil, % 6 ve % 10 önem düzeylerinde istatistikî olarak anlamlıdır.

artacağı (azalacağı) söylenebilir. Sektörel anlamda bir karşılaştırma yapacak olursak uzun dönemde konut elektrik talebinin, sanayi sektörüne göre daha esnek olduğu görülmektedir. Bu, elektrik fiyatlarında meydana gelen bir artış (azalış) karşısında, sanayi sektöründeki karar birimlerinin toplam harcamaları konut sektöründeki hanehalklarına göre, daha fazla artacağı (azalacağı) anlamına gelmektedir.

Diğer taraftan, uzun dönem elektrik talebinin gelir esneklik değeri pozitif işaretli olması, elektrik enerjisinin Türkiye’deki tüm bireyler için bir *normal mal* olduğunu; sıfır ile bir arasında değerler ($0 < E_1 < 1$) alması ise elektrik enerjisinin aynı zamanda normal malın *zorunlu ihtiyaç malı* niteliğinde olduğunu göstermektedir. Ancak, elektrik enerjisi diğer sektörlerden farklı olarak sanayi sektörü için bir mal veya hizmet değil, her hangi bir mal veya hizmet elde etmek için üretim sürecinde kullandığı bir üretim faktörü (veya girdi)’dir.

3.4.1.5. Elektrik Talebinin Kısa Dönem Analizi

Değişkenler arasındaki uzun dönemli ilişkinin katsayıları tahmin edilip ve katsayılar hakkında değerlendirmeler yapıldıktan sonra, son olarak hata düzeltme modeli ile kısa dönem dinamik parametreler tahmin edilir. Bu amaçla sırasıyla; konut sektörü, sanayi sektörü ve toplam elektrik talepleri için ARDL yaklaşımına dayalı hata düzeltme modelleri aşağıdaki gibi kurulmuştur.

$$\begin{aligned} \Delta ECH_t = & \alpha_0 + \alpha_1 trend + \sum_{i=1}^m \alpha_{2,i} \Delta ECH_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{3,i} \Delta REPH_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{4,i} \Delta RPCY_{t-i} \\ & + \sum_{i=0}^m \alpha_{5,i} \Delta UR_{t-i} + \alpha_6 ECM_{t-1} + \vartheta_t \end{aligned} \quad (3.27)$$

$$\begin{aligned} \Delta ECI_t = & \beta_0 + \beta_1 trend + \sum_{i=1}^m \beta_{2,i} \Delta ECI_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_{3,i} \Delta REPI_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_{4,i} \Delta RIVD_{t-i} \\ & + \beta_5 ECM_{t-1} + \mu_t \end{aligned} \quad (3.28)$$

$$\begin{aligned} \Delta ECT_t = & \delta_0 + \delta_1 trend + \sum_{i=1}^m \delta_{2,i} \Delta ECT_{t-i} + \sum_{i=0}^m \delta_{3,i} \Delta REPT_{t-i} + \sum_{i=0}^m \delta_{4,i} \Delta RY_{t-i} \\ & + \sum_{i=0}^m \delta_{5,i} \Delta N_{t-i} + \delta_6 ECM_{t-1} + \varphi_t \end{aligned} \quad (3.29)$$

Buradaki, ecm_{t-1} hata düzeltme terimlerini ifade etmekte olup, sırasıyla (3.27), (3.28), (3.29) numaralı denklemlerde yer alan hata terimleri serisinin bir dönem gecikmeli değerleridir. Bu hata düzeltme terimlerinin katsayıları (α_6 , β_5 ve δ_6) herhangi bir şok nedeniyle (enerji piyasasında politika değişikliği, deprem, sel, savaş gibi iç ve dış etmenler) değişkenler arasındaki uzun dönem denge ilişkisinden sapmaların ne kadarının, ne kadar zaman içinde düzeltileceğini gösterir ve işaretinin negatif olması beklenir.

(3.27), (3.28) ve (3.29) nolu modeller uzun dönem ilişkilerinin araştırılması sırasında kullanılan ARDL yaklaşımıyla ve AIC'e göre belirlenmiştir. Kısa dönem parametreleri uzun dönemde olduğu gibi konut sektörü için ARDL (1,0,0,1) modeli, sanayi sektörü için ARDL (1,1,0) modeli ve sektörler toplamından oluşan toplam elektrik talebi için ARDL (1,0,0,0) modeli ile araştırılmıştır. Bu modellerin kısa dönem tahmin sonuçları aşağıdaki Tablo 3.7'de yer almaktadır.

Konut sektörünün kısa dönem elektrik talebinin tahmin sonuçları ele alındığında, tüm katsayılar⁶⁵ % 1 önem düzeyinde istatistikî olarak anlamlı ve kentleşme oranı (ur) hariç tüm katsayıların işaretleri iktisat teorisi beklentilerine uygun olduğu belirlenmiştir. Başka bir ifadeyle, konut sektörünün kısa dönem elektrik talebini; malın (elektriğin) kendi fiyatı negatif, kişi başı gelirin ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Buna göre, analize konu olan dönem içerisinde, konut sektörünün kısa dönem elektrik talebinin fiyat esnekliği -0.222, gelir esnekliği 0.207 olarak tahmin edilmiştir. Dolayısıyla, söz konusu dönem (1978-2009) içerisinde konut sektörünün elektrik fiyatında meydana gelen % 1'lik bir artış (veya azalış), elektriğin talep edilen miktarını kısa dönemde % 0.22 oranında azalttığı (veya arttırdığı) ifade edilebilir. Bununla birlikte, hanehalklarının kişi başı gelirlerinde meydana gelen % 1'lik bir artış (veya azalış), konut sektörünün kısa dönem elektrik talebini % 0.21 oranında arttırdığı (veya azalttığı) ortaya konmuştur (Tablo 3.7).

⁶⁵ Ancak, sabit terim ve trend katsayıları % 10 önem düzeyinde istatistiki olarak anlamlıdır.

Tablo 3.7. Türkiye'nin Sektörel ve Toplam Elektrik Talebinin Kısa Dönem Katsayıları

Konut Sektörünün ARDL (1,0,0,1) Modeli			Sanayi Sektörünün ARDL (1,1,0) Modeli			Toplam Elektrik Talebinin ARDL (1,0,0,0) Modeli		
Bağımlı Değişken: <i>ECH</i>			Bağımlı Değişken: <i>ECI</i>			Bağımlı Değişken: <i>ECT</i>		
B.Değ.*	Katsayı	<i>t</i> istatistiği	B.Değ.	Katsayı	<i>t</i> istatistiği	B.Değ.	Katsayı	<i>t</i> istatistiği
<i>AREPH</i>	-0.222	-6.579[0.000]	<i>AREPI</i>	-0.109	-5.508[0.000]	<i>AREPT</i>	-0.152	-5.883[0.000]
<i>ARPCY</i>	0.207	6.043[0.000]	<i>ARIVD</i>	0.068	3.105[0.006]	<i>ARY</i>	0.134	5.815[0.000]
<i>AUR</i>	-0.188	-5.007[0.000]	<i>c</i>	16.570	6.300[0.000]	<i>AN</i>	2.671	5.643[0.000]
<i>c</i>	3.955	2.013[0.056]	<i>trend</i>	0.032	3.795[0.001]	<i>c</i>	-38.164	-5.334[0.000]
<i>trend</i>	0.011	1.893[0.072]	<i>ECM_{t-1}</i>	-0.757	-6.312[0.000]	<i>trend</i>	0.016	2.561[0.017]
<i>ECM_{t-1}</i>	-0.437	-5.350[0.000]				<i>ECM_{t-1}</i>	-0.518	-4.870[0.000]

*Bağımsız değişkenleri ifade etmektedir. Köşeli parantez içerisindeki değerler, *t* testinin olasılık (*p*) değerleridir.

Diğer taraftan, konut sektörünün hata düzeltme teriminin (-0.437) işareti beklenildiği gibi negatif ve istatistiksel olarak % 1 önem düzeyinde anlamlı bulunmuştur. Bu, konut sektörünün kısa dönem elektrik talebinde meydana gelecek bir dengesizliğin (mesela hükümetin enerji politikasındaki değişiklik, sel, deprem, savaş gibi iç veya dış etmenler nedeniyle oluşan dengesizliğin) her yıl % 43.7'lik kısmı düzeltilerek uzun dönem dengesine ulaşılabilirliğini ifade etmektedir. Buna göre, bu dönemde yaşanacak bir dengesizlik yaklaşık 2.3 yıl⁶⁶ sonra giderilecektir.

Sanayi sektörünün kısa dönem elektrik talebinin tahmin sonuçlarına bakıldığında, tüm katsayılar istatistikî olarak % 1 önem düzeyinde anlamlı ve işaretleri iktisat teorisi beklentilerine uygun olduğu görülmektedir. Yani, sanayi sektörünün kısa elektrik talebini; üretim faktörünün (elektriğin) kendi fiyatı negatif, gelirin ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu belirlenmiştir. Sanayi sektörünün kısa dönem elektrik talebinin fiyat esnekliği -0.109, gelir esnekliği 0.068 olarak hesaplanmıştır. Buna göre, analize konu olan dönem içerisinde, sektörde üretim faktörü olarak kullanılan elektriğin fiyatında meydana gelen % 1'lik bir artış (veya azalış), sanayi elektriğinin talep edilen miktarını kısa dönemde % 0.11 civarında azalışa (veya artışa) yol açtığı görülmektedir. Bununla birlikte, sanayi sektörü katma değerinde (gelirinde) meydana gelen % 1'lik bir artış (veya azalış), kısa dönem elektrik talebini % 0.07 oranında arttırdığı (veya azalttığı) ortaya konmuştur. Diğer taraftan, sanayi sektörünün hata düzeltme terimi (-0.757) de beklenildiği gibi işareti negatif ve istatistiksel olarak % 1 önem düzeyinde anlamlıdır. Bu, sanayi sektörünün kısa dönem elektrik talebinde meydana gelecek bir sapma (mesela hükümetin enerji politikasındaki değişiklik, sel, deprem, savaş gibi iç veya dış etmenler nedeniyle oluşan sapma) her yıl % 75.7'lik kısmı giderilerek uzun dönem dengesine ulaşılabilirliğini ortaya koymaktadır. Buna göre, bu dönemde yaşanacak bir sapma yaklaşık 1.3 yıl sonra düzelmektedir (Tablo 3.7).

Toplam elektrik talebinin tahmin sonuçları ele alındığında tüm katsayılar, % 1 önem düzeyinde istatistikî olarak anlamlı ve işaretleri kuramsal beklentilere uygun görülmektedir. Başka bir ifadeyle, kısa dönem toplam elektrik talebini; malın (elektriğin) kendi fiyatı negatif, gelir ve nüfusun ise pozitif yönde etkilediği ve bu

⁶⁶Bu tür sayılar $[1/\text{ecm}(-1)]$ formülü yardımıyla hesaplanmaktadır. Şöyle ki; verilerimiz yıllık olduğundan $[1/\text{ecm}(-1)]=[1/0.437]=2.3$ yıl olarak tahmin edilmiştir.

etkilerin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Toplam elektrik talebinin kısa dönem fiyat esnekliği -0.152, gelir esnekliği 0.134 olarak tahmin edilmiştir. Buna göre, analize konu olan dönem içerisinde Türkiye'nin ortalama elektrik fiyatındaki % 1'lik bir artış (veya azalış), kısa dönemde toplam elektrik miktarında % 0.15 oranında bir düşüş (veya artış) meydana getirdiği; reel GSYİH'da meydana gelen % 1'lik bir artış (veya azalış), kısa dönemde Türkiye'nin toplam elektrik talebini % 0.13 oranında arttırdığı (veya azalttığı) ifade edilebilir. Ayrıca, Türkiye nüfusundaki % 1'lik bir artış (veya azalış), kısa dönemde toplam elektrik talebini % 2.67 oranında arttırdığı (veya azalttığı) bulgusuna ulaşılmıştır. Toplam elektrik modelinin hata düzeltme terimi (-0.518) olarak tahmin edilmiş olup, diğer sektörlerde olduğu gibi işareti beklentilere uygun ve istatistiksel olarak % 1 önem düzeyinde anlamlıdır. Bu, kısa dönemde toplam elektrik talebinde meydana gelecek bir dengesizliğin (mesela hükümetin enerji politikasındaki değişiklik, sel, deprem, savaş gibi iç veya dış etmenler nedeniyle oluşan dengesizliğin) her yıl % 51.8'lik kısmı giderilerek uzun dönem dengesine ulaşılabileceğini göstermektedir. Buna göre, bu yıl yaşanacak bir sapma 1.9 yıl (yaklaşık 2 yıl) sonra giderilmektedir (Tablo 3.7).

Kısa ve uzun dönem fiyat esneklikleri genel olarak değerlendirildiğinde; konut sektörünün elektrik talebi, elektriğin üretim girdisi olarak kullanıldığı sanayi sektörünün elektrik talebine göre, daha esnek olduğu söylenebilir. Bununla birlikte toplam elektrik talebi kısa dönemde de esnek değildir (-0.152). Dolayısıyla, Türkiye'de elektrik talebinin inelastik olduğu söylenebilir, fakat elektrik talebinin tamamen inelastik olduğu söylenemez. Başka bir ifadeyle, Türkiye'deki elektrik fiyatlarında meydana gelen bir artış karşısında; elektriğin talep edilen miktarı çok fazla düşmemekte⁶⁷, ancak bu elektriğin talep edilen miktarının hiç azalmadığı anlamına gelmemelidir.

Diğer taraftan, elektrik talebinin gelir esneklik değerleri genel olarak değerlendirildiğinde; gerek sektörel gerek toplam talebin esneklik değerleri *pozitif* işaretli ve sıfır ile bir arasında değer aldıkları görülmektedir. Dolayısıyla hem konut sektöründe hanehalkları için hem de Türkiye'deki tüm bireyler için elektrik enerjisi bir *normal mal* ve normal malın ise *zorunlu ihtiyaç malı* niteliğindedir. Ancak, konut

⁶⁷Bu düşüş; toplam talep edilen miktarda ve dolayısıyla fiyat artışını gerçekleştirenlerin toplam gelirinde önemli oranda azalma meydana getirerek, fiyat artışı konusunda karar birimlerine geri adım attıracak düzeyde değildir.

sektöründeki hanehalkları ile Türkiye genelindeki tüm bireylerden farklı olarak, elektrik enerjisi sanayi sektörü için bir mal veya hizmet değildir, üretim sürecinde girdi olarak kullanılan bir üretim faktörüdür. Başka bir ifadeyle, sanayi sektöründe elektrik enerjisinin kendisi doğrudan kıymetli değil, üretim sürecinde daha değerli mal ve hizmete dönüştüğü için kıymetli olan bir üretim faktörü (veya girdi)'dir.

Sonuç olarak, Türkiye'nin toplam elektrik talebini; elektrik enerjisinin kendi fiyatı negatif, gelir ve nüfus ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu⁶⁸ bulgusuna ulaşılmıştır. Bununla birlikte, hata düzeltme terimlerinin işaretleri beklenildiği gibi negatif ve istatistiksel olarak % 1 önem düzeyinde anlamlı bulunmuştur. Ayrıca, kısa dönem elektrik talebinde görülecek bir dengesizliği (mesela hükümetin enerji politikasında bir değişiklik, sel, deprem, savaş gibi iç veya dış etmenler nedeniyle oluşan dengesizliği) sanayi sektörü; hem konut hem de sektörler toplamından daha kısa sürede gidererek uzun dönem dengesine ulaşılabilceği tespit edilmiştir. Diğer taraftan, esneklik değerleri beklentilere uygun olarak uzun dönemde, kısa döneme kıyasla daha yüksek tahmin edilmiştir. Çünkü fiyatı artan bir mal veya hizmetin ikame imkânı uzun dönemde, kısa döneme göre daha kolaydır. Bu nedenle uzun dönem esneklik katsayıları, kısa döneme kıyasla daha yüksektir (*Bkz:* Tablo 3.6 ve Tablo 3.7).

3.4.1.6. Türkiye'nin Elektrik Enerjisi Talep Öngörü Sonuçları

Bu kısımda ARDL yaklaşımıyla toplam ve sektör grupları itibariyle Türkiye'nin elektrik talebiyle ilgili 2010-2020 dönemleri için öngörülerde bulunulmuştur. Çalışmamızda öngörüler baz (referans), düşük ve yüksek senaryo varsayımından hareketle yapılmıştır.

Bu öngörülerden *baz senaryo*; DPT tarafından 2008 yılında tarım, maden, imalat, enerji, inşaat, ulaştırma ve diğer hizmetler sektörlerinin her birisi için 2030 yılına kadar GSYİH'ya sağladıkları katkı ve dolayısıyla bunların toplamından oluşan 1998 yılı fiyatları ile GSYİH verilerinin kullanılmasıyla hesaplanmış olan kalkınma programı ve IMF (2011)'nin ülke ekonomileriyle ilgili projeksiyonları esas alınarak

⁶⁸Değişkenlere ait tüm katsayılar, hem kısa hem de uzun dönemde % 1 önem düzeyinde istatistiksel olarak anlamlı olduğundan dolayı (*Bkz:* Tablo 3.6 ve Tablo 3.7).

hesaplanmıştır. Ayrıca, 2008 krizinin Türkiye ekonomisi üzerindeki etkilerini de hesaba katıp doğru öngöründe bulunmak amacıyla DPT tarafından yayınlanan Temel Makroekonomik Göstergeler göz önünde bulundurulmuştur. Dolayısıyla baz senaryo; GSYİH'nın 2010 yılında % 9.0, 2011 yılından 2013 yılına kadar % 5.5, 2014 yılından 2016'ya ve 2017'den 2020 yılına kadar sırasıyla, % 5.0 ve % 4.0 oranında artacağı varsayımıyla yapılmıştır. Düşük ve yüksek senaryolar ise, baz senaryonun öngördüğü büyüme oranlarından sırasıyla, % 1.5 daha az ve daha fazla olması varsayımıyla hesaplanmıştır.⁶⁹

Sanayi sektörü katma değeri (*ivd*) için baz senaryo; 9. Kalkınma Planı Stratejisi (2007-2013) ile DPT tarafından 2008 yılında tarım, maden, imalat, enerji, inşaat, ulaştırma ve diğer hizmetler sektörlerinin her birisi için 2030 yılına kadar GSYİH'ya sağladıkları katkının hesaplandığı kalkınma programı ve 2008 krizi sonrası mevcut durumu görmek amacıyla Temel Makroekonomik Göstergeler göz önünde bulundurulmuş ve oluşturulmuştur. Buna göre baz senaryo; sanayi sektörü katma değerinin 2010 yılında % 12.0, 2011 yılından 2013 yılına kadar % 7.0, 2014 yılından 2016'ya kadar % 5.5 ve 2017'den 2020 yılına kadar % 4.5 oranında artacağı varsayımıyla hesaplanmıştır. Düşük ve yüksek senaryolar ise, GSYİH'daki benzer mantıkla tahmin edilmiştir.⁷⁰ Konut sektörü için kişi başı gelir (*pcy*) ise, üç farklı senaryo için öngörülen GSYİH serilerinin, 2008 yılında TÜİK tarafından 2050 yılına kadar yapılmış olan nüfus öngörü değerlerine bölünerek hesaplanmıştır.

Öngöründe bulunulacak olan elektrik enerjisi fiyatları ise, baz senaryo ve düşük senaryo için 2010 yılından sonra her yıl sırasıyla, % 1 ve % 2 oranında artış olacağı, diğer taraftan yüksek senaryo için sabit kalacağı varsayılmıştır.⁷¹ Kentleşme oranı serisi ise son 11 yıla (1999-2009) ait ortalama yıllık artış miktarı (0.0075) dikkate alınarak 2010-2020 dönemi için projeksiyonda bulunulmuştur.

⁶⁹Buna göre, düşük senaryo; GSYİH'nın 2010 yılında % 7.5, 2011-2013 yıllarında % 4.0, 2014-2016 döneminde % 3.5 ve 2017 yılından sonra ise % 2.5 oranında artacağı varsayımıyla tahmin edilmiştir. Benzer mantıkla, yüksek senaryo ise; GSYİH'nın 2010 yılında % 10.5, 2011-2013 yıllarında % 7.0, 2014-2016 döneminde % 6.5 ve 2020 yılına kadar ise % 5.5 oranında artacağı varsayımıyla yapılmıştır.

⁷⁰Buna göre, düşük senaryo; IVD'nin 2010 yılında % 10.5, 2011-2013 yıllarında % 5.5, 2014-2016 döneminde % 4.0 ve 2017 yılından sonra ise % 3.0 oranında artacağı varsayımıyla oluşturulmuştur. Yüksek senaryo ise; 2010 yılında % 13.5, 2011-2013 yıllarında % 8.5, 2014-2016 döneminde % 7.0 ve 2017'den 2020 yılına kadar ise % 6.0 oranında artacağı varsayımıyla tahmin edilmiştir.

⁷¹Bu konuda, Dilaver ve Hunt (2011a, 2011b) çalışmalarına bakılabilir. *Bkz:* Dilaver ve Hunt, 2011a: 433-435; Dilaver ve Hunt, 2011b: 3124.

Tablo 3.8. Sektörel ve Toplam Elektrik Talebi Öngörü Sonuçları (GWh)

Yıllar	Konut Sektörü Elektrik Talebi			Sanayi Sektörü Elektrik Talebi			Toplam Elektrik Talebi		
	Düşük Senaryo	Baz Senaryo	Yüksek Senaryo	Düşük Senaryo	Baz Senaryo	Yüksek Senaryo	Düşük Senaryo	Baz Senaryo	Yüksek Senaryo
2009*	39147.5	39147.5	39147.5	70470.1	70470.1	70470.1	156894.1	156894.1	156894.1
2010	39363.3	39560.6	39758.9	76175.1	76350.5	76533.9	161585.5	162135.8	162671.7
2011	40102.3	40627.1	41158.7	80297.2	80683.5	81071.7	167190.6	168600.9	170006.1
2012	41150.4	42095.2	43057.4	84152.8	84752.4	85356.3	173232.4	175709.9	178222.8
2013	42390.9	43826.3	45305.8	88052.6	88884.2	89723.6	179295.3	182990.5	186761.8
2014	43743.1	45729.1	47800.4	92004.2	93096.3	94201.3	185292.2	190344.2	195514.4
2015	45165.5	47762.2	50493.0	96113.9	97478.7	98872.8	191202.7	197696.7	204390.9
2016	46648.2	49905.7	53374.6	100387.2	102067.5	103765.6	197006.0	205046.0	213371.4
2017	48107.3	52072.4	56347.3	104787.5	106786.8	108824.3	202417.9	212073.8	222145.9
2018	49557.5	54278.8	59432.1	109358.8	111713.1	114106.7	207376.1	218707.3	230611.4
2019	51020.8	56544.9	62641.9	114129.6	116855.0	119657.6	211967.8	225030.1	238873.5
2020	52511.6	58893.7	66018.4	119096.5	122245.9	125465.9	216314.7	231188.7	247036.0
2010-2020**	2.7	3.8	4.9	4.9	5.1	5.4	3.0	3.6	4.2

*Gerçekleşen değerlerdir.

**Yıllık ortalama artış miktarı, %

Bu varsayımlar ışığı altında Türkiye'nin konut sektörü, sanayi sektörü ve toplam elektrik talebi için yapılan öngörü sonuçları yukarıdaki Tablo 3.8'de yer almaktadır.

Tablodaki elektrik talebinin sektörler bazındaki miktarları ve artış hızlarını ele aldığımızda 2010-2020 yılları arasında düşük senaryo için ortalama % 2.7, yüksek senaryo için % 4.9 oranında artması beklenen konut sektörü, 2009 yılında 39147.5 GWh olarak gerçekleşen elektrik enerjisi talebinin; 2015 yılında düşük senaryo için 45165.5 GWh, yüksek senaryo için 50493.0 GWh'e, 2020 yılında ise sırasıyla, 52511.6 veya 66018.4 GWh seviyesine ulaşacağı öngörülmektedir. Böylece, 2009 yılı itibariyle toplam elektrik talebi içerisinde % 25.0 olan konut sektörünün payı, düşük senaryo esas alındığında 2015 yılında % 23.6'ya düşeceği, sonra 2020 yılında ise % 24.3'e yükseleceği öngörülmekte; yüksek senaryo esas alındığında yine 2015 yılında % 24.7'ye ineceği, 2020 yılında ise tekrar yükselip % 26.7'ye çıkacağı tahmin edilmektedir. Artış miktarı fazla olmamasına rağmen, gerek ülke nüfusunun ve buna paralel olarak konut yapımının hızla artması ve halkın yaşam standartlarında olumlu gelişmelerin olması, gerekse elektrikli ev aletlerinin çeşitliliğinin ve kullanımının hızla artmasına bağlı olarak konut sektörü elektrik talebinin artması beklenmektedir. Aynı sektör ile ilgili yapılan öngörü çalışmalarından Hamzaçebi (2007), konut elektrik talebinin 2015 yılında 162.8 TWh, 2020 yılında 257.1 TWh olacağını; Dilaver ve Hunt (2011b) ise 2020 yılında söz konusu talebin düşük senaryo için 84 TWh, yüksek senaryo için 248 TWh olacağını öngörmüşlerdir.

Elektrik enerjisi en fazla talep yine sanayi sektöründen gelmesi beklenmekte olup, 2010-2020 yıllarında düşük senaryo için yıllık ortalama % 4.9, yüksek senaryo için % 5.4 artış ile elektrik talebinin; 2015 yılında 96113.9 GWh ile 98872.8 GWh arasında, 2020 yılında ise 119096.5 GWh ile 125465.9 GWh arasında bir değer alması beklenmektedir. 2009 yılı itibariyle toplam elektrik talebi içerisinde % 44.9 olan sanayi sektörünün payı; 2015 yılında % 48.4 ile % 50.3 arasında, 2020 yılında ise % 50.8 ile % 55.1 arasında bir değer alacağı tahmin edilmektedir (Tablo 3.8). Dolayısıyla, sanayi sektörünün önümüzdeki yıllarda da (2010-2020) elektrik enerjisini en çok talep eden sektör olacağı söylenebilir. Türkiye'nin sanayi sektörü ilgili öngöründe bulunan Akay ve Atak (2007), sektörün elektrik talebinin 2015 yılında 140.4 TWh; Hamzaçebi (2007) ise 2015 yılında 143.7 TWh, 2020 yılında 219.2 TWh olacağını öngörmüştür. Dilaver ve

Hunt (2011a) çalışmalarında söz konusu sektörün elektrik talebini, 2015 yılında düşük senaryo için 90.0 TWh, yüksek senaryo için 106.0 TWh; 2020 yılında ise düşük senaryo için 97.1 TWh, yüksek senaryo için 148.0 TWh olacağını tahmin etmişlerdir.⁷²

Toplam elektrik talebi ise 2010-2020 döneminde düşük senaryo için yıllık ortalama % 3.0, yüksek senaryo için % 4.2 oranında bir artış ile 2009 yılında 156894.1 GWh olarak gerçekleşen talebin, 2015 yılında düşük senaryo için 191202.7 GWh'e, yüksek senaryo için 204390.9 GWh'e yükseleceği; 2020 yılında ise düşük senaryo dikkate alındığında 216314.7 GWh'e, yüksek senaryo dikkate alındığında 247036.0 GWh'e yükseleceği öngörülmektedir (Tablo 3.8).⁷³

Öngörülen bu değerler Türkiye'nin net elektrik tüketim miktarları esas alınarak tahmin edilmiştir (*Bkz:* EK 6). Daha sağlıklı bir değerlendirme yapabilmek için kayıp, kaçak ve iletim hatalarından kaynaklanan kayıp-kaçak miktarlarının⁷⁴ öngörülen toplam net elektrik değerlerine eklenmesi gerekmektedir. Bu söz konusu miktarlara kayıp ve kaçakları eklendiğinde, böylece Türkiye'nin brüt elektrik talebi öngörülmüş olmaktadır. Dolayısıyla, Türkiye'nin brüt elektrik talebi; 2015 yılında 218629.3 GWh ile 231817.5 GWh arasında, 2020 yılında ise 243741.3 GWh ile 274462.6 GWh arasında bir değer alacağı tahmin edilmektedir (EK 9). Buna karşılık, 2009 yılı itibariyle Türkiye'nin toplam 44758.0 MW'lık bir kurulu güce sahip olduğu bilinmektedir (*Bkz:* Tablo 2.35). Bu durumda, Türkiye'nin 2020 yılı için öngörülen toplam elektrik talebini karşılamak için yaklaşık 18000 MW'lık ilave kurulu gücüne ihtiyaç duyulmaktadır. Dolayısıyla, önümüzdeki 11 yıllık dönemde 18000 MW'lık ilave kurulu güç meydana getirebilmek için çeşitli tiplerde (termik, hidrolik veya nükleer) elektrik üretim tesisi için en az yaklaşık 36 milyar dolar⁷⁵ yatırım yapılması gerektiği ifade edilebilir. Aksi halde, 2009 yılı kurulu gücü dikkate alındığında 2013 yılı, 2010 yılı kurulu gücü⁷⁶ esas alındığında

⁷²Çalışmalarda kullanılan zaman aralığı ve 2008 krizinin sonuçları dikkate alındığında diğer öngörüler arasındaki fark kabul edilebilir düşüncesindeyim.

⁷³Toplam elektrik talebiyle ilgili olarak Türkiye'yi konu alan Erdoğan (2007) ARIMA yaklaşımıyla 2014 yılında talebin 160.1 TWh; aynı yıl için Küçükali ve Barış (2010) toplam elektrik talebini OLS yaklaşımıyla 247.0 TWh, Bulanık Mantık yaklaşımıyla 230.0 TWh olacağını öngörmüştür. Akay ve Atak (2007) söz konusu elektrik talebini 2015 yılında 265.7 TWh; Hamzaçebi (2007) 2015 yılında 321.1 TWh, 2020 yılında ise 499.6 TWh olacağını tahmin etmişlerdir. Dilaver (2010) çalışmasında ise toplam talebin 2020 yılında düşük senaryo için 138.0 TWh, yüksek senaryo için 463.0 TWh seviyesinde olacağını öngörmüştür.

⁷⁴Türkiye'nin yıllar itibariyle şebeke kaybı ve kaçak miktarları için EK 8'e bakınız.

⁷⁵ 2009 yılı itibariyle 1 MW elektrik enerjisi elde etmek için 2 milyon dolar yatırım yapmak gerektiğine göre (*bkz:* Yazar, 2010: 1-24), 18000 MW*2 milyon \$ = 36 milyar \$ etmektedir.

⁷⁶2010 yılı itibariyle Türkiye'nin kurulu elektrik enerjisi gücü 49500 MW'dır (*Bkz:* TEİAŞ, 2012).

2015 yılı itibariyle toplam elektrik talebinin karşılanamayacağı, yani önümüzdeki yıllarda Türkiye'nin elektrik enerjisinde bir arz sıkıntısı (daha doğru bir ifadeyle bir arz güvenliği problemi) yaşayacağı açık bir şekilde görülmektedir (EK 9).

Sonuç olarak, Türkiye'nin 1978-2009 dönemine ait veriler kullanılarak ARDL yaklaşımıyla elektrik talebinin toplam ve sektör grupları itibariyle 2010-2020 döneminde alacağı değerle ilgili yapılan tahminler sonucunda, elektrik enerjisi ilgili olarak Türkiye'yi 2015 yılı itibariyle bir *arz güvenliği problemi* beklediği ortaya konmuştur. Dolayısıyla, oluşturulan öngörü modellerinin genel olarak başarılı olduğu söylenebilir.

3.4.2. Türkiye'nin Doğal Gaz Talebinin Analizi

Çalışmanın bu kısmında ise, Türkiye'nin doğal gaz talebi toplam ve sektör grupları itibariyle analiz edilecektir. Bu bağlamda, Türkiye'nin konut, imalat ve elektrik üretim sektörü ile toplam doğal gaz talepleri yapısal modeller oluşturularak 1978-2009 dönemi için ARDL yaklaşımıyla tahmin edilecektir. Ayrıca, iktisat teorisi ve ampirik çalışmalar ışığında oluşturulan yapısal ARDL modelleriyle konut sektörü, imalat sektörü, elektrik üretim sektörü ve toplam doğal gaz talepleri 2010-2020 dönemleri için öngörülenecektir. Ancak, ARDL yaklaşımı kullanılmadan önce birim kök testleri yapılarak, serilerin durağanlık dereceleri tespit edilecektir.

3.4.2.1. Durağanlık Tahmin Sonuçları

ARDL yaklaşımı kullanılmadan önce birim kök testleri yapılarak, doğal gaz talebi için serilerin durağanlık derecelerinin tespit edilmesi yararlı olacaktır. Bu amaçla, uygulamaya geçmeden önce değişkenlerin durağanlık durumu, ADF ve PP birim kök testlerine göre araştırılmıştır. Değişkenlere ait durağanlık test sonuçları aşağıdaki Tablo 3.9'da yer almaktadır.

Tablo 3.9'da görüldüğü gibi, düzey değerleri itibariyle sektörel (*NCH*, *NCI*, *NCE*) ve toplam doğal gaz tüketimi (*NCT*), reel GSYİH (*RY*) ve kişi başı GSYİH (*RPCY*) değişkenleri için ADF ve PP test istatistiklerinin mutlak değerleri, kritik tablo değerlerinin mutlak değerlerinden büyük olduklarından değişkenler düzey değerleriyle

durağandır. Bu *NCH*, *NCI*, *NCE*, *NCT*, *RY* ve *RPCY* değişkenlerinin düzey değerleri itibariyle durağan, yani $I(0)$ olduğunu göstermektedir.

Tablo 3.9. Doğal Gaz Talebinin ADF ve PP Birim Kök Test Sonuçları

	Değişkenler	Düzey Değerleri		1. Farkları	
		ADF	PP	ADF	PP
Test İstatistiği* (sabitli&trendli)	<i>NCH</i>	-26.10(0)	-22.88(2)	-	-
	<i>NCI</i>	-13.85(0)	-15.34(1)	-	-
	<i>NCE</i>	-4.61(0)	-4.46(2)	-	-
	<i>NCT</i>	-11.47(0)	-11.47(0)	-	-
	<i>RNPH</i>	-0.12(0)	-0.15(2)	-3.83(0)	-3.86(1)
	<i>RNPI</i>	-0.16(0)	-0.18(5)	-3.99(1)	-4.09(6)
	<i>RNPE</i>	-0.44(0)	-0.15(4)	-4.06(0)	-4.36(6)
	<i>RNPT</i>	-0.18(0)	-0.19(4)	-4.02(0)	-4.06(4)
	<i>RY</i>	-3.89(0)	-3.89(0)	-	-
	<i>RIVD</i>	-2.24(0)	-2.33(1)	-4.26(0)	-4.26(0)
	<i>RPCY</i>	-4.88(4)	-127.74(73)	-	-
	<i>N</i>	-1.18(3)	-1.34(3)	-3.59(3)	-4.39(4)
	<i>REPH</i>	-0.62(0)	-0.63(0)	-3.41(0)	-3.41(0)
	<i>REPI</i>	-0.70(0)	-1.02(2)	-4.09(0)	-4.10(1)
	<i>RCPE</i>	-1.89(4)	-0.68(1)	-3.64(0)	-3.65(1)
	<i>RFPE</i>	-0.28(0)	-0.82(5)	-3.97(1)	-3.68(6)
	<i>REPT</i>	-0.63(0)	-0.66(1)	-3.64(0)	-3.64(0)
Kritik	% 1		-4.61		-4.49
Değerler**	% 5		-3.71		-3.65
	% 10		-3.29		-3.26

*Parantez içindeki değerler ADF için gecikme uzunluğunu, PP için bant genişliğini ifade etmektedir. Gecikme uzunluğunun seçiminde Schwarz Bilgi Kriteri (SIC) kullanılmıştır. Bant genişliği ise Bartlett Kernel modeli kullanılarak Newey-West otomatik seçim kriterine göre belirlenmiştir.

**ADF ve PP için % 1, % 5 ve % 10 önem düzeylerindeki MacKinnon (1996) kritik değerleridir. GLS için ise % 1, % 5 ve % 10 önem düzeylerinde Elliott-Rothenberg-Stock (1996) tarafından geliştirilen kritik tablo değerleridir.

Düzey değerleri itibariyle durağan olmayan doğal gazın konut, imalat ve elektrik enerjisi üretim sektörleri ile toplam reel fiyatları (*RNPH*, *RNPI*, *RNPE*, *RNPT*), sanayi sektörü katma değeri (*RIVD*), nüfus (*N*) ve ilgili malların reel fiyatları (*REPH*, *REPI*, *RCPE*, *RFPE*, *REPT*) değişkenlerinin birinci farkları alındığında mutlak değer olarak ADF ve PP test istatistiği değerleri tüm önem düzeylerindeki kritik değerlerinden büyük olup, bu değişkenlerin ilk farklarının durağan olduğu, yani $I(1)$ anlamına gelmektedir. Dolayısıyla, ARDL yaklaşımı gereği, modelde yer alacak değişkenlerin $I(0)$ veya $I(1)$ olduğu ve ayrıca değişkenlerden hiçbirinin $I(2)$ olmadığı görülmektedir.

3.4.2.2. Eşbütünleşme Testi

Sınır testi yaklaşımına göre seriler arasında eşbütünleşme ilişkisinin varlığı araştırılabilmek için ilk önce UECM'ler oluşturulur. Doğal gaz talebi analizinde maksimum gecikme sayısı imalat sektörü (üç) hariç, tüm yapısal modeller için iki olarak belirlenmiştir. Ayrıca, eşbütünleşme ilişkisinin test edilmesi aşamasında deterministik trendin yer aldığı ve yer almadığı UECM tahminleri yapılmıştır. Ancak deterministik trend bütün modellerde % 10 önem düzeyinde bile anlamsız olduğundan analize dâhil edilmemiştir. UECM'ye dayanan bu testin bizim çalışmamıza uyarlanmış şekli (sırasıyla konut sektörü, imalat sektörü, elektrik üretim sektörü ve toplam doğal gaz talebine göre) aşağıdaki gibidir.

$$\begin{aligned} \Delta NCH_t = & \alpha_0 + \sum_{i=1}^m \alpha_{1,i} \Delta NCH_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{2,i} \Delta RNPH_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{3,i} \Delta RPCY_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{4,i} \Delta REPH_{t-i} \\ & + \alpha_5 NCH_{t-1} + \alpha_6 RNPH_{t-1} + \alpha_7 RPCY_{t-1} + \alpha_8 REPH_{t-1} + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (3.30)$$

$$\begin{aligned} \Delta NCI_t = & \beta_0 + \sum_{i=1}^m \beta_{1,i} \Delta NCI_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_{2,i} \Delta RNPI_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_{3,i} \Delta RIVD_{t-i} \\ & + \sum_{i=0}^m \beta_{4,i} \Delta REPI_{t-i} + \beta_5 NCI_{t-1} + \beta_6 RNPI_{t-1} + \beta_7 RIVD_{t-1} \\ & + \beta_8 REPI_{t-1} + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (3.31)$$

$$\begin{aligned} \Delta NCE_t = & \delta_0 + \sum_{i=1}^m \delta_{1,i} \Delta NCE_{t-i} + \sum_{i=0}^m \delta_{2,i} \Delta RNPE_{t-i} + \sum_{i=0}^m \delta_{3,i} \Delta RIVD_{t-i} + \sum_{i=0}^m \delta_{4,i} \Delta RFPE_{t-i} \\ & + \delta_5 NCE_{t-1} + \delta_6 RNPE_{t-1} + \delta_7 RIVD_{t-1} + \delta_8 RCPE_{t-1} + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (3.32)$$

$$\begin{aligned} \Delta NCT_t = & \gamma_0 + \sum_{i=1}^m \gamma_{1,i} \Delta NCT_{t-i} + \sum_{i=0}^m \gamma_{2,i} \Delta RNPT_{t-i} + \sum_{i=0}^m \gamma_{3,i} \Delta RY_{t-i} \\ & + \sum_{i=0}^m \gamma_{4,i} \Delta REPT_{t-i} + \sum_{i=0}^m \gamma_{5,i} \Delta N_{t-i} + \gamma_6 NCT_{t-1} + \gamma_7 RNPT_{t-1} + \gamma_8 RY_{t-1} \\ & + \gamma_9 REPT_{t-1} + \gamma_{10} N_{t-1} + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (3.33)$$

Burada NCH , NCI , NCE ve NCT sırasıyla konut sektörü, imalat sektörü, elektrik enerjisi üretim sektörü ve toplam doğal gaz tüketim değerlerini ifade etmektedir. (3.30), (3.31), (3.32) ve (3.33) nolu denklemlerde yer alan değişkenler arasındaki eşbütünleşme

ilişkisinin bulunmadığı sıfır ve alternatif hipotezler trendsiz model için aşağıdaki şekilde kurulabilir:

<u>Konut Sektörü</u>	<u>İmalat Sektörü</u>	<u>Elektrik Üretim S.</u>	<u>Sektörler Toplamı</u>
$(H_0: \alpha_5 = \alpha_6 = \alpha_7 = \alpha_8 = 0)$	$(H_0: \beta_5 = \beta_6 = \beta_7 = \beta_8 = 0)$	$(H_0: \delta_5 = \delta_6 = \delta_7 = \delta_8 = 0)$	$(H_0: \gamma_6 = \gamma_7 = \gamma_8 = \gamma_9 = \gamma_{10} = 0)$
$(H_1: \alpha_5 \neq \alpha_6 \neq \alpha_7 \neq \alpha_8 \neq 0)$	$(H_1: \beta_5 \neq \beta_6 \neq \beta_7 \neq \beta_8 \neq 0)$	$(H_1: \delta_5 \neq \delta_6 \neq \delta_7 \neq \delta_8 \neq 0)$	$(H_1: \gamma_6 \neq \gamma_7 \neq \gamma_8 \neq \gamma_9 \neq \gamma_{10} \neq 0)$

Eşbütünleşme ilişkisinin varlığının test edilmesi için bağımlı ve bağımsız değişkenlerin her bir gecikmesine göre F testi yapılmıştır. Bu çalışmada, yıllık veriler kullanıldığından, konut sektörü, imalat sektörü, elektrik üretim sektörü ve toplam doğal gaz talepleri için öngörülen, sırasıyla, (3.30), (3.31), (3.32) ve (3.33) nolu modeller maksimum iki veya üç gecikmeyle ve trendsiz tahmin edilmiştir. Yapılan hesaplamalar sonucunda eşbütünleşme ilişkisinin test edilmesiyle ilgili F istatistiği sonuçları Tablo 3.10'da özetlenmiştir.

Tablo 3.10. Doğal Gaz Talebinin Eşbütünleşme Test Sonuçları

Modeller	m	k	F-İstatistiği	Alt Kritik Değer-Üst Kritik Değer
(3.22) nolu	2	3	23.5124 (0.0002)	4.29-5.61* 3.23-4.35** 2.72-3.77**
(3.23) nolu	3	3	11.8759 (0.0349)	4.29-5.61* 3.23-4.35** 2.72-3.77**
(3.24) nolu	2	3	11.8804 (0.0019)	4.29-5.61* 3.23-4.35** 2.72-3.77**
(3.25) nolu	2	4	66.1436 (0.0001)	3.74-5.06* 2.86-4.01** 2.45-3.52***

*, ** ve *** sırasıyla % 1, % 5 ve % 10 anlamlılık düzeylerini ifade etmektedir. m maksimum gecikme sayısı, k ise ilgili modellerde yer alan bağımsız değişken sayısıdır. Kritik değerler, Pesaran ve diğ. (2001: 300) çalışmalarında yer alan Tablo CI(iii)'de sunulan $k=3$ ve $k=4$ durumuna ait değerlerdir. Parantez içerisindeki değerler p istatistiğini ifade etmektedir.

Tabloda görüldüğü üzere, (3.30), (3.31), (3.32) ve (3.33) nolu modeller için hesaplanan F istatistikleri bütün önem düzeylerinde (% 1, 5 ve 10) üst kritik değerden yüksektir. Dolayısıyla konut, imalat ve elektrik üretim sektörleri ile toplam doğal gaz talepleri için iki gecikmeli trendsiz modellerdeki değişkenler arasında uzun dönemli

eşbütünleşme ilişkisi bulunduğunu öngören alternatif hipotezi kabul edilir. Başka bir ifadeyle analize konu olan dönemde, her dört doğal gaz talep modelinde de, değişkenler arasında uzun dönemli bir eşbütünleşmenin mevcut olduğu söylenebilir. Bu durumda bu değişkenlerin düzey değerleri ile yapılacak analizde sahte regresyon problemiyle karşılaşılmayacaktır. Seriler arasında bir eşbütünleşme ilişkisi tespit edildiğinden, artık söz konusu talep modellerinin kısa ve uzun dönem ilişkilerini belirlemek için ARDL modeli kurulabilir.

3.4.2.3. ARDL Modeli

Değişkenler arasında uzun dönemli bir ilişkinin olduğunun tespit edilmesinden sonra, ikinci safhada değişkenler arasındaki uzun dönemli ilişkinin incelenmesi için ARDL modeli tahmin edilmelidir. Bu amaçla, öncelikle konut sektörünün doğal gaz talebi için ARDL modelini ele alalım. Söz konusu sektör için uygun ARDL modeli aşağıdaki (3.34) nolu denklem şeklinde kurulmuştur.

$$\begin{aligned} \Delta NCH_t = \alpha_0 + \sum_{i=1}^m \alpha_{1,i} NCH_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{2,i} RNPH_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{3,i} RPCY_{t-i} \\ + \sum_{i=0}^m \alpha_{4,i} REPH_{t-i} + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (3.34)$$

Microfit programı ile en uygun ARDL modelini belirlemek için ilk olarak (3.34) nolu denklem; toplam seksenbir muhtemel değerleri için OLS ile tahmin edilmektedir. Bu tahminde maksimum gecikme uzunluğu iki olarak alınmıştır. Konut sektörünün doğal gaz talebi için öngörülen (3.34) nolu denklem için AIC'ye göre en uygun ARDL (1,0,0,0) modelinin tahmin sonuçları Tablo 3.11'da yer almaktadır.

Tablo 3.11. Konut Sektörünün ARDL (1,0,0,0) Modelinin Tahmin Sonuçları

Değişkenler	Katsayı	<i>t</i> istatistiği	<i>p</i> -olasılık
<i>NCH</i> (-1)	0.525	11.965	0.000
<i>RNPH</i>	-0.178	-2.039	0.061
<i>RPCY</i>	0.468	5.501	0.000
<i>REPH</i>	-0.405	-3.630	0.003
<i>c</i>	-15.887	-5.318	0.000
Tanısal Testler			
R^2	0.996	<i>DW</i>	1.939
$\overline{R}^2$	0.995	<i>F</i>	1115.2 [0.000]
χ^2_{BG}	0.016[0.901]	χ^2_{NORM}	0.339[0.844]
χ^2_{RAMSEY}	0.317[0.287]	χ^2_{WHITE}	1.923[0.165]

χ^2_{BG} , χ^2_{RAMSEY} , χ^2_{NORM} , χ^2_{WHITE} sırasıyla, Breusch-Godfrey ardışık bağımlılık, Ramsey regresyonda model kurma hatası, Jarque-Bera normallik ve White değişen varyans sınaması için kullanılan testlerdir. Köşeli parantez içindeki değerler bu tanısal testlere ait *p*-olasılık değerlerini temsil etmektedir.

Konut sektörünün ARDL (1,0,0,0) modelinin tanısal test sonuçları ele alındığında; zaman serilerinde araştırmacıların karşılaşmak istemediği ardışık bağımlılık ve değişen varyans gibi sorunlarının yanı sıra model kurma hatası ile normallik problemlerinin olmadığı Tablo 3.11’de açık bir şekilde görülmektedir. Çünkü tanısal testlere ait *p* (olasılık) değerleri, bütün α önem düzeylerinden (% 1, 5 ve 10) büyüktür.

Diğer taraftan, imalat sektörünün doğal gaz talebi için uygun ARDL modeli aşağıdaki (3.35) nolu denklem şeklinde tahmin edilmiştir.

$$\begin{aligned}
 NCI_t = & \beta_0 + \sum_{i=1}^m \beta_{1,i} NCI_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_{2,i} RNPI_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_{3,i} RIVD_{t-i} \\
 & + \sum_{i=0}^m \beta_{4,i} REPI_{t-i} + \mu_t
 \end{aligned} \tag{3.35}$$

Microfit programı ile söz konusu sektörün doğal gaz talebine en uygun ARDL modelini belirlemek için de ilk olarak, (3.35) nolu denklem bütün muhtemel değerler, yani toplam 256 model denemesi yapıp, OLS yaklaşımıyla tahmin edilmiştir. Bu tahminlerde maksimum gecikme uzunluğu üç olarak alınmıştır. İmalat sektörünün doğal gaz talebi için öngörülen (3.35) nolu denklemin AIC’ye göre uygun ARDL (2,3,0,0) modelinin tahmin sonuçları Tablo 3.12’de görülmektedir.

Tablo 3.12. İmalat Sektörünün ARDL (2,3,0,0) Modelinin Tahmin Sonuçları

Değişkenler	Katsayı	<i>t</i> istatistiği	<i>p</i> -olasılık
<i>NCI</i> (-1)	0.906	3.143	0.010
<i>NCI</i> (-2)	-0.525	-2.320	0.043
<i>RNPI</i>	-0.562	-1.889	0.088
<i>RNPI</i> (-1)	0.123	0.512	0.620
<i>RNPI</i> (-2)	-0.077	-0.326	0.751
<i>RNPI</i> (-3)	-0.349	-1.722	0.116
<i>RIVD</i>	1.310	2.997	0.013
<i>REPI</i>	-0.547	-2.027	0.070
<i>c</i>	-39.973	-2.999	0.013
Tanısal Testler			
R^2	0.969	<i>DW</i>	2.257
$\bar{R}^2$	0.945	<i>F</i>	39.3537 [0.000]
χ^2_{BG}	1.323[0.250]	χ^2_{NORM}	0.665[0.717]
χ^2_{RAMSEY}	0.007[0.931]	χ^2_{WHITE}	0.737[0.391]

$\chi^2_{BG}, \chi^2_{RAMSEY}, \chi^2_{NORM}, \chi^2_{WHITE}$ sırasıyla, Breusch-Godfrey ardışık bağımlılık, Ramsey regresyonda model kurma hatası, Jarque-Bera normallik ve White değişen varyans sınaması için kullanılan testlerdir. Köşeli parantez içindeki değerler bu tanısal testlere ait *p*-olasılık değerlerini temsil etmektedir.

Tablo 3.12'deki tanısal test sonuçları irdelendiğinde; ardışık bağımlılık, değişen varyans, model kurma hatası ve normal dağılım testlerine ait *p* değerleri, bütün α önem düzeylerinden büyük olduğundan dolayı, imalat sektörünün doğal gaz talebinin en uygun modeli olan ARDL (2,3,0,0) için tanısal test problemlerinin söz konusu olmadığı ifade edilebilir.

Aşağıdaki (3.36) nolu denklem ise elektrik üretim sektörünün doğal gaz talebi için oluşturulmuş olan yapısal ARDL modelidir.⁷⁷

$$\begin{aligned}
 NCE_t = & \delta_0 + \sum_{i=1}^m \delta_{1,i} NCE_{t-i} + \sum_{i=0}^m \delta_{2,i} RNPE_{t-i} + \sum_{i=0}^m \delta_{3,i} RIVD_{t-i} \\
 & + \sum_{i=0}^m \delta_{4,i} RCPE_{t-i} + \vartheta_t
 \end{aligned} \tag{3.36}$$

Elektrik üretim sektörünün doğal gaz talebine en uygun ARDL modelini belirlemek için de (3.36) nolu denklem konut ve imalat sektörlerine benzer şekilde bütün muhtemel değerler (81), OLS yöntemiyle tahmin edilmiştir. Bu tahminlerde maksimum gecikme uzunluğu bu sektör için iki olarak alınmıştır. Söz konusu doğal gaz talebi için öngörülen (3.36) nolu denkleminin AIC esas alınarak yapılan tahminlerden

⁷⁷Bu modelde ilgili malları temsilen kömür fiyatları (*RCPE*) yer almaktadır.

en uygun olanın ARDL (1,0,2,0) modeli olduğuna karar verilmiştir. Tablo 3.13'te ARDL (1,0,2,0) modelinin tahmin sonuçları özetlenmektedir.

Tablo 3.13. Elektrik Üretim Sektörü ARDL (1,0,2,0) Modelinin Tahmin Sonuçları

Değişkenler	Katsayı	<i>t</i> istatistiği	<i>p</i> -olasılık
<i>NCE</i> (-1)	0.275	2.501	0.027
<i>RNPE</i>	-0.777	-5.708	0.000
<i>RIVD</i>	0.860	2.864	0.013
<i>RIVD</i> (-1)	-0.221	-0.607	0.554
<i>RIVD</i> (-2)	0.061	0.186	0.855
<i>RCPE</i>	0.682	5.550	0.000
<i>c</i>	-7.479	-1.685	0.116
Tanısal Testler			
R^2	0.985	<i>DW</i>	2.461
$\bar{R}^2$	0.978	<i>F</i>	139.137 [0.000]
χ^2_{BG}	2.268[0.132]	χ^2_{NORM}	0.013[0.993]
χ^2_{RAMSEY}	0.705[0.401]	χ^2_{WHITE}	0.677[0.411]

$\chi^2_{BG}, \chi^2_{RAMSEY}, \chi^2_{NORM}, \chi^2_{WHITE}$ sırasıyla, Breusch-Godfrey ardışık bağımlılık, Ramsey regresyonda model kurma hatası, Jarque-Bera normallik ve White değişen varyans sınaması için kullanılan testlerdir. Köşeli parantez içindeki değerler, tanısal testlere ait *p*-olasılık değerlerini temsil etmektedir.

Kömürün ilgili mal olarak kabul edildiği elektrik üretim sektörünün doğal gaz talebinde; ardışık bağımlılık, değişen varyans, model kurma hatası ve normal dağılım testlerine ait *p* değerleri, % 1, % 5 ve % 10 önem düzeylerinden daha büyüktür (Tablo 3.13). Dolayısıyla, bütün önem düzeylerinde elektrik üretim sektörünün doğal gaz talebi için tanısal test problemlerinin söz konusu olmadığı söylenebilir.

Son olarak, Türkiye'nin toplam doğal gaz talebine uygun yapısal ARDL modeli aşağıdaki (3.37) nolu denklem formunda kurulmuştur.

$$\begin{aligned}
 NCT_t = \gamma_0 + \sum_{i=1}^m \gamma_{1,i} NCT_{t-i} + \sum_{i=0}^m \gamma_{2,i} RNPT_{t-i} + \sum_{i=0}^m \gamma_{3,i} RY_{t-i} + \sum_{i=0}^m \gamma_{4,i} REPT_{t-i} \\
 + \sum_{i=0}^m \gamma_{5,i} N_{t-i} + \varphi_t
 \end{aligned} \quad (3.37)$$

Bu tahminde de maksimum gecikme uzunluğu iki olarak alınmıştır. Microfit programı ile toplam doğal gaz talebine uygun ARDL modelini belirlemek amacıyla ilk olarak (3.37) nolu denklem, bütün muhtemel değerleri (toplam 243) için OLS ile tahmin edilmektedir. Ayrıca, AIC göre model seçimi yapılmıştır. Toplam doğal gaz talebi için öngörülen (3.37) nolu yapısal denklemin en uygun modeli, ARDL (1,2,2,1,2) şeklinde olup, tahmin sonuçları Tablo 3.14'de yer almaktadır.

Tablo 3.14. Toplam Doğal Gaz Talebinin ARDL (1,2,2,1,2) Modeli Tahmin Sonuçları

Değişkenler	Katsayı	<i>t</i> İstatistiği	<i>p</i> -olasılık
<i>NCT</i> (-1)	-0.280	-4.374	0.003
<i>RNPT</i>	-0.251	-3.371	0.012
<i>RNPT</i> (-1)	-0.569	-4.497	0.003
<i>RNPT</i> (-2)	0.188	4.279	0.004
<i>RY</i>	0.063	5.077	0.001
<i>RY</i> (-1)	0.080	5.267	0.001
<i>RY</i> (-2)	0.044	4.858	0.002
<i>REPT</i>	-0.203	-2.459	0.044
<i>REPT</i> (-1)	-0.598	-6.231	0.000
<i>N</i>	401.152	5.059	0.001
<i>N</i> (-1)	-698.889	-5.051	0.001
<i>N</i> (-2)	301.781	5.078	0.001
<i>c</i>	-50.994	-3.905	0.006
Tanısal Testler			
R^2	0.998	<i>DW</i>	2.595
$\overline{R}^2$	0.995	<i>F</i>	2342.0[0.000]
χ^2_{BG}	2.382[0.123]	χ^2_{NORM}	0.974[0.615]
χ^2_{RAMSEY}	0.608[0.436]	χ^2_{WHITE}	1.219[0.270]

χ^2_{BG} , χ^2_{RAMSEY} , χ^2_{NORM} , χ^2_{WHITE} sırasıyla, Breusch-Godfrey ardışık bağımlılık, Ramsey regresyonda model kurma hatası, Jarque-Bera normallik ve White değişen varyans sınaması için kullanılan testlerdir. Köşeli parantez içindeki değerler bu tanısal testlere ait *p*-olasılık değerlerini temsil etmektedir.

Tablo 3.14'deki ARDL (1,2,2,1,2) modelinin tahmin sonuçları irdelendiğinde; Türkiye'nin toplam doğal gaz talebi, sektörel doğal gaz taleplerinde olduğu gibi ardışık bağımlılık, değişen varyans, model kurma hatası ve normal dağılım sorunlarının olmadığı söylenebilir. Çünkü söz konusu tanısal testlere ait *p* değerleri, bütün α önem düzeylerinden (% 1, % 5 ve % 10) daha büyüktür (Tablo 3.14).

3.4.2.4. Doğal Gaz Talebinin Uzun Dönem Analizi

Değişkenler arasında eşbütünleşme tespit edilip en uygun ARDL modeliyle tahminde bulunulduktan sonra ikinci aşamada değişkenler arasındaki uzun dönem katsayıları tahmin edilip, katsayılar ile ilgili değerlendirmeler yapılır. Doğal gaz tüketiminin bağımlı değişken olması durumunda; konut, imalat ve elektrik üretim sektörü ile toplam doğal gaz taleplerinin uzun dönem katsayıları Tablo 3.15'te sunulmuştur.

Tablo 3.15. Türkiye'nin Sektörel ve Toplam Doğal Gaz Taleplerinin Uzun Dönem Katsayıları

Konut Sektörünün ARDL (1,0,0,0) Modeli			İmalat Sektörünün ARDL (2,3,0,0) Modeli			Elektrik Üretim Sektörü ARDL (1,0,2,0) Modeli			Toplam Doğal Gaz Talebinin ARDL (1,2,2,1,2) Modeli		
Bağımlı Değişken: <i>NCH</i>			Bağımlı Değişken: <i>NCI</i>			Bağımlı Değişken: <i>NCE</i>			Bağımlı Değişken: <i>NCT</i>		
B.Değ.*	Katsayı	<i>t</i> istatistiği	B.Değ.	Katsayı	<i>t</i> istatistiği	B.Değ.	Katsayı	<i>t</i> istatistiği	B.Değ.	Katsayı	<i>t</i> istatistiği
<i>RNPH</i>	-0.375	-2.088[0.056]	<i>RNPI</i>	-1.398	-2.700[0.022]	<i>RNPE</i>	-1.073	-6.599[0.000]	<i>RNPT</i>	-0.394	-5.440[0.001]
<i>RPCY</i>	0.986	4.717[0.000]	<i>RIVD</i>	2.116	3.286[0.008]	<i>RIVD</i>	0.966	2.078[0.058]	<i>RY</i>	0.146	6.293[0.000]
<i>REPH</i>	-0.852	-3.449[0.004]	<i>REPI</i>	-0.883	-2.115[0.061]	<i>RCPE</i>	0.941	5.350[0.000]	<i>REPT</i>	-0.626	-6.044[0.001]
<i>c</i>	-33.443	-4.694[0.000]	<i>c</i>	-64.586	-3.271[0.008]	<i>c</i>	-10.319	-1.626[0.128]	<i>N</i>	3.159	3.263[0.014]
									<i>c</i>	-39.832	-4.085[0.005]

*Bağımsız değişkenleri ifade etmektedir. Köşeli parantez içerisindeki değerler, *t* testinin olasılık (*p*) değerini temsil etmektedir.

Konut sektörünün uzun dönem doğal gaz talebinin tahmin sonuçları ele alındığında doğal gaz fiyatı hariç,⁷⁸ tüm katsayılar % 1 önem düzeyinde istatistikî olarak anlamlı ve işaretleri kuramsal beklentilere⁷⁹ uygun olduğu görülmektedir. Başka bir ifadeyle, konut sektörünün uzun dönem doğal gaz talebini; malın (doğal gazın) kendi fiyatı ile ilgili malın (elektriğin) fiyatı negatif, gelirin ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Buna göre; analize konu olan dönem (1988-2009) içerisinde konut doğal gaz talebinin fiyat esnekliği -0.375, gelir esnekliği 0.986 olarak tahmin edilmiştir. Daha açık bir ifadeyle, 1988-2009 dönemi içerisinde, konut sektörünün doğal gaz fiyatında meydana gelen % 1'lik bir artış (veya düşüş), doğal gazın talep edilen miktarında yaklaşık % 0.38 birim düşüşe (veya artışa) yol açtığı belirlenmiştir. Bununla birlikte, hanehalklarının kişi başı gelirlerinde meydana gelen % 1'lik bir artış (veya düşüş), konut sektörünün uzun dönem doğal gaz talebini % 0.99 oranında arttırdığı (veya azalttığı) görülmektedir. Diğer taraftan, uzun dönem doğal gaz talebinin çapraz esnekliği konut sektörü için -0.852 olarak hesaplanmıştır. Bu, söz konusu dönem içerisinde, konut sektörünün elektrik fiyatında meydana gelen % 1'lik bir artış (veya düşüş), uzun dönem doğal gaz talebini % 0.85 oranında düşürdüğü (veya arttırdığı) anlamına gelmektedir (Tablo 3.15).

İmalat sektörünün uzun dönem doğal gaz talep tahmin sonuçları ele alındığında, tüm katsayılar istatistikî olarak anlamlı⁸⁰ ve işaretleri iktisat teorisi beklentilerine uygun olduğu görülmektedir. Yani, imalat sektörünün uzun dönem doğal gaz talebini; üretim faktörünün (doğal gazın) kendi fiyatı ile ilgili üretim faktörünün (elektriğin) fiyatı negatif, gelirin ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Ayrıca, sektörün doğal gaz talebinin fiyat ve gelir esneklikleri sırasıyla, -1.398 ve 2.116 olarak tahmin edilmiştir. Buna göre, analize konu olan dönem içerisinde, sektörün üretim faktörü (doğal gaz) fiyatında meydana gelen % 1'lik bir artış (veya azalış), doğal gazın talep edilen miktarını uzun dönemde % 1.40 civarında azalttığı (veya arttırdığı) söylenebilir. Bununla birlikte, imalat sektörünün katma

⁷⁸ % 6 ve % 10 önem düzeylerinde istatistiki olarak anlamlıdır.

⁷⁹Kuramsal beklentilerden kasıt söz konusu değişkenlerin işaretlerinin iktisat teorisine uygun olmasıdır. Mesela konut sektörü için fiyat değişkenin (RNPH) negatif, gelir değişkenin (RPCY) pozitif, ilgili malların fiyatının ise pozitif (veya negatif) işaretli olması beklenmektedir [Bkz: Araştırmanın Metodolojisi-Değişkenler ve Veriler; (3.4) nolu model]. Ayrıca, imalat sektörü için (3.5) nolu, elektrik üretim sektörü için (3.6) nolu ve toplam doğal gaz talebi için (3.7) nolu modele bakılabilir.

⁸⁰Ancak, sektörün doğalgaz fiyatı % 3, % 5 ve % 10; ilgili üretim faktörünün-elektrik- fiyatı % 7 ve % 10; imalat sektörü katma değeri (geliri) % 1 önem düzeyinde istatistiki olarak anlamlıdır.

değerinde (gelirinde) meydana gelen % 1'lik bir artış (veya azalış), doğal gaz talebini uzun dönemde % 2.12 oranında arttırdığı (veya azalttığı) ifade edilebilir. Doğal gaz talebinin çapraz esnekliği ise Türkiye'nin imalat sektörü için -0.883 olarak hesaplanmıştır. Bu, imalat sektöründe ilgili üretim faktörü olan elektrik fiyatında meydana gelen % 1'lik bir artış (veya düşüş), diğer ilgili üretim faktörünün (doğal gazın) talebini uzun dönemde % 0.88 oranında düşürdüğü (veya arttırdığı) anlamına gelmektedir (Tablo 3.15).

Elektrik üretim sektörünün doğal gaz talep tahmin sonuçları ele alındığında, sabit terim hariç, tüm katsayılar istatistikî olarak % 1 önem düzeyinde anlamlı⁸¹ ve işaretleri beklentilere uygun olduğu görülmektedir. Başka bir ifadeyle, elektrik üretim sektörünün uzun dönem doğal gaz talebini; üretim faktörünün (doğal gazın) kendi fiyatı negatif, gelir ile ilgili üretim faktörünün (kömürün) fiyatı ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Buna göre, analize konu olan dönem içerisinde, uzun dönem doğal gaz talebinin fiyat ve gelir esneklikleri elektrik üretim sektörü için -1.073 ve 0.966 olarak tahmin edilmiştir. Daha açık bir ifadeyle, 1988-2009 dönemi içerisinde, elektrik üretim sektöründe girdi olarak kullanılan doğal gazın fiyatında meydana gelen % 1'lik bir artış (veya düşüş), doğal gazın talep edilen miktarını uzun dönemde % 1.07'lik bir düşüşe (veya artışa) yol açtığı; sektörün gelirlerinde meydana gelen % 1'lik bir artış (veya düşüş) ise, doğal gaz talebini uzun dönemde % 0.97 oranında arttırdığı (veya azalttığı) belirlenmiştir. Elektrik üretim sektöründe doğal gaz talebinin çapraz esnekliği ise 0.941 olarak hesaplanmıştır. Bu değer, söz konusu dönem içerisinde elektrik üretim sektöründe ilgili üretim faktörü (kömür) fiyatlarında meydana gelen % 1'lik bir artış (veya düşüş), diğer ilgili üretim faktörünün (doğal gazın) talebini uzun dönemde % 0.94 oranında arttırdığı (veya düşürdüğü) anlamına gelmektedir (Tablo 3.15).

Toplam doğal gaz talebinin tahmin sonuçları ele alındığında, tüm katsayılar işaret açısından beklentilere uygun ve istatistikî olarak % 1 önem düzeyinde anlamlı olduğu görülmektedir. Yani, uzun dönem toplam doğal gaz talebini; malın (doğal gazın) kendi fiyatı ile ilgili malın (elektriğin) fiyatı negatif, gelir ve nüfusun ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu belirlenmiştir. Toplam doğal gaz talebinin uzun

⁸¹Sadece, sektörün katma değeri (geliri) % 6 ve % 10 önem düzeylerinde istatistiki olarak anlamlıdır. Diğer tüm katsayılar % 1 önem düzeyinde anlamlıdır.

dönem fiyat ve gelir esneklikleri sırasıyla, -0.394 ve 0.146 olarak tahmin edilmiştir. Buna göre, analize konu olan dönem içerisinde Türkiye'nin ortalama doğal gaz fiyatındaki % 1'lik bir artış (veya azalış), toplam doğal gaz tüketim miktarında % 0.39 oranında bir düşüş (veya artış) meydana getirdiği; reel GSYİH'da meydana gelen % 1'lik bir artış (veya azalış) ise, toplam doğal gaz talebini uzun dönemde % 0.15 oranında arttırdığı (veya azalttığı) ortaya konmuştur. Toplam doğal gaz talebinin çapraz esnekliği ise -0.626 olarak hesaplanmıştır. Bu değer, söz konusu dönem içerisinde Türkiye'nin ortalama elektrik fiyatında meydana gelen % 1'lik bir artış (veya düşüş), toplam doğal gaz talebini uzun dönemde % 0.63 oranında düşürdüğü (veya arttırdığı) anlamına gelmektedir. Bununla birlikte, Türkiye nüfustaki % 1'lik bir artış (veya azalış), uzun dönemde toplam doğal gaz talebini yaklaşık % 3.16 oranında arttırdığı (veya azalttığı) görülmektedir (Tablo 3.15).

Doğal gazın uzun dönem fiyat esneklikleri genel olarak değerlendirildiğinde; imalat ve elektrik üretim sektörlerinde esneklik değerleri, diğer sektörlerden farklı olarak birin (1) üzerinde değerler aldığı ve bu nedenle bu sektörlerde girdi olarak kullanılan doğal gazın talebi esnek iken, konut sektörü ile toplam doğal gaz taleplerinin ise esnek olmadığı belirlenmiştir. Talebin fiyat esnekliği ile harcama arasındaki ilişkiden hareketle doğal gaz fiyatlarında görülen bir artış (azalış) karşısında; imalat ile elektrik üretim sektörlerinde toplam harcamaların azalacağı (artacağı), konut sektörü ile Türkiye genelinde toplam harcamaların artacağı (azalacağı) söylenebilir. Bununla birlikte, fiyat esneklikleri sektörel anlamda hem birin altında hem de birin üstünde değerler almasına rağmen, toplam doğal gaz talebinin fiyata karşı esnek olmadığı (-0.394), yani *inelastik* olduğu ifade edilebilir.

Doğal gazın uzun dönem gelir esneklikleri genel olarak değerlendirildiğinde, esneklik değerlerinin pozitif işaretli olması nedeniyle doğal gaz enerji kaynağı; konut sektörü ile Türkiye geneli için bir *normal mal* ve sıfır ile bir arasında değerler ($0 < E_l < 1$) aldığından, hem hanehalkları hem de Türkiye'deki tüm bireyler için aynı zamanda *zorunlu ihtiyaç malı* niteliğindedir. Ancak, imalat sektörü ile elektrik üretim sektörleri için doğal gaz bir mal veya değil, üretim sürecinde kullanılan bir üretim girdisidir. Uzun dönem gelir esneklik değerleri ise, sıfır ile bir arasında ($0 < E_l < 1$) değerler aldığı görülmektedir (Tablo 3.15).

Son olarak, doğal gaz talebinin uzun dönem çapraz esneklik değerleri genel değerlendirildiğinde, konut ve imalat sektörü ile Türkiye geneli için esneklik değerleri *negatif* işaretli olmasına rağmen *elektrik ile doğal gaz*; konut sektöründeki hanehalkları ile Türkiye genelindeki tüm bireyler için *tamamlayıcı mallar*, imalat sektöründeki karar birimleri için *tamamlayıcı üretim faktörleri* oldukları tespit edilmiştir. Diğer taraftan, elektrik üretim sektöründe esneklik değerinin *pozitif* işaretli olması nedeniyle, *kömür ile doğal gaz* enerji kaynakları elektrik üretim sürecinde birbirine rakip olan *ikame üretim faktörleri* olduğu belirlenmiştir (Tablo 3.15).

3.4.2.5. Doğal Gaz Talebinin Kısa Dönem Analizi

Değişkenler arasındaki uzun dönem katsayıları tahmin edildikten sonra, hata düzeltme modeli ile kısa dönem parametreleri tahmin edilip, değerlendirmeler yapılır. Bu amaçla; konut, imalat ve elektrik üretim sektörü ile toplam doğal gaz talepleri için ARDL yaklaşımına dayalı hata düzeltme modelleri aşağıdaki gibi kurulmuştur.

$$\Delta NCH_t = \alpha_0 + \sum_{i=1}^m \alpha_{1,i} \Delta NCH_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{2,i} \Delta RNPH_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{3,i} \Delta RPCY_{t-i} + \sum_{i=0}^m \alpha_{4,i} \Delta REPH_{t-i} + \alpha_5 ECM_{t-1} + \varepsilon_t \quad (3.38)$$

$$\Delta NCI_t = \beta_0 + \sum_{i=1}^m \beta_{1,i} \Delta NCI_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_{2,i} \Delta RNPI_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_{3,i} \Delta RIVD_{t-i} + \sum_{i=0}^m \beta_{4,i} \Delta InREPI_{t-i} + \beta_5 ECM_{t-1} + \mu_t \quad (3.39)$$

$$\Delta NCE_t = \delta_0 + \sum_{i=1}^m \delta_{1,i} \Delta NCE_{t-i} + \sum_{i=0}^m \delta_{2,i} \Delta RNPE_{t-i} + \sum_{i=0}^m \delta_{3,i} \Delta RIVD_{t-i} + \sum_{i=0}^m \delta_{4,i} \Delta RCPE_{t-i} + \delta_5 ECM_{t-1} + \vartheta_t \quad (3.40)$$

$$\Delta NCT_t = \gamma_0 + \sum_{i=1}^m \gamma_{1,i} \Delta NCT_{t-i} + \sum_{i=0}^m \gamma_{2,i} \Delta RNPT_{t-i} + \sum_{i=0}^m \gamma_{3,i} \Delta RY_{t-i} + \sum_{i=0}^m \gamma_{4,i} \Delta REPT_{t-i} + \sum_{i=0}^m \gamma_{5,i} \Delta N_{t-i} + \gamma_6 ECM_{t-1} + \varphi_t \quad (3.41)$$

Buradaki ecm_{t-1} hata düzeltme terimini ifade etmekte olup, sırasıyla (3.38), (3.39), (3.40) ve (3.41) nolu denklemlerde yer alan hata terimleri serisinin bir dönem

gecikmeli değerleridir. Bu hata düzeltme terimlerinin katsayıları (α_5 , β_5 , δ_5 ve γ_6) herhangi bir şok nedeniyle (politika değişikliği, sel, deprem, savaş gibi iç ve dış etmenler) değişkenler arasındaki uzun dönem denge ilişkisinden sapmaların ne kadarının, ne kadar zaman içinde düzeltileceğini gösterir ve işaretinin negatif olması beklenir. Hata düzeltme katsayısı, mutlak değer olarak yüksek olursa, herhangi bir şok nedeniyle yaşanacak bir daralma karşısında ülke ekonomisinin eski, yani uzun dönem dengesine dönmesi o kadar hızlı olacaktır (Pesaran ve Pesaran, 2009: 320).

(3.38), (3.39), (3.40) ve (3.41) nolu modeller uzun dönem ilişkilerinin araştırılması sırasında kullanılan yöntemle benzer şekilde AIC vasıtasıyla belirlenmiştir. Kısa dönem parametreleri konut sektörü için ARDL (1,0,0,0) modeli, imalat sektörü için ARDL (2,3,0,0) modeli, elektrik üretim sektörü için ARDL (1,0,2,0) modeli ve toplam doğal gaz talebi için ARDL (1,2,2,1,2) modeli ile araştırılmıştır. Bu modellerin kısa dönem tahmin sonuçları Tablo 3.16’da yer almaktadır.

Konut sektörünün kısa dönem doğal gaz talebinin tahmin sonuçları ele alındığında, tüm katsayılar⁸² istatistikî olarak % 1 önem düzeyinde anlamlı ve işaretleri beklentilere uygun olduğu görülmektedir. Başka bir ifadeyle, konut sektörünün kısa dönem doğal gaz talebini; malın (doğal gazın) kendi fiyatı ile ilgili malın (elektriğin) fiyatı negatif, gelirin ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Buna göre, analize konu olan dönem içerisinde kısa dönem doğal gaz talebinin fiyat ve gelir esnekliği sırasıyla, -0.178 ve 0.468 olarak tahmin edilmiştir. Daha açık bir ifadeyle, 1988-2009 dönemi içerisinde, konut sektörünün doğal gaz fiyatlarında meydana gelen % 1’lik bir artış (veya düşüş), doğal gazın talep edilen miktarını kısa dönemde yaklaşık % 0.18’lik bir düşüşe (veya artışa) yol açtığı tespit edilmiştir. Bununla birlikte, hanehalklarının kişi başı gelirlerinde meydana gelen % 1’lik bir artış (veya düşüş), konut sektörünün doğal gaz talebini kısa dönemde % 0.47 oranında arttırdığı (veya azalttığı) görülmektedir. Diğer taraftan, konut sektörünün kısa dönem doğal gaz talebinin çapraz esnekliği -0.405 olarak tahmin edilmiştir. Bu, söz konusu dönem içerisinde konut sektörünün elektrik fiyatında meydana gelen % 1’lik bir artışın (veya düşüşün), kısa dönem doğal gaz talebini kısa dönemde % 0.41 oranında düşürdüğü (veya arttırdığı) anlamına gelmektedir (Tablo 3.16).

⁸²Sadece konut sektörünün doğal gaz fiyatı % 7 ve % 10 önem düzeyinde istatistiki olarak anlamlıdır.

Tablo 3.16. Türkiye'nin Sektörel ve Toplam Doğal Gaz Taleplerinin Kısa Dönem Katsayıları

Konut Sektörünün ARDL (1,0,0,0) Modeli			İmalat Sektörünün ARDL (2,3,0,0) Modeli			Elektrik Üretim Sektörü ARDL (1,0,2,0) Modeli			Toplam Doğal Gaz Talebinin ARDL (1,2,2,1,2) Modeli		
Bağımlı Değişken: NCH			Bağımlı Değişken: NCI			Bağımlı Değişken: NCE			Bağımlı Değişken: NCT		
B.Değ.*	Katsayı	t İstatistiği	B.Değ.	Katsayı	t İstatistiği	B.Değ.	Katsayı	t İstatistiği	B.Değ.	Katsayı	t İstatistiği
$\Delta RNPH$	-0.178	-2.039[0.061]	$\Delta NCII$	0.525	2.320[0.041]	$\Delta RNPE$	-0.777	-5.708[0.000]	$\Delta RNPT$	-0.252	-3.371[0.006]
$\Delta RPCY$	0.468	5.501[0.000]	$\Delta RNPI$	-0.562	-1.889[0.086]	$\Delta RIVD$	0.860	2.864[0.013]	$\Delta RNPTI$	-0.188	-4.279[0.001]
$\Delta REPH$	-0.405	-3.630[0.003]	$\Delta RNPII$	0.426	2.581 [0.026]	$\Delta RIVD1$	0.061	0.186[0.855]	ΔRY	0.063	5.077[0.000]
c	-15.887	-5.318[0.000]	$\Delta RNPI2$	0.349	1.722[0.113]	$\Delta RCPE$	0.682	5.550[0.000]	ΔRYI	0.044	4.858[0.001]
ECM_{t-1}	-0.475	-10.828[0.000]	$\Delta RIVD$	1.310	2.997[0.012]	c	-7.479	-1.685[0.114]	$\Delta REPT$	-0.203	-2.459[0.032]
			$\Delta REPI$	-0.547	-2.027[0.068]	ECM_{t-1}	-0.725	-6.587[0.000]	ΔN	401.152	5.059[0.000]
			c	-39.973	-2.999[0.012]				ΔNI	-309.781	-5.078[0.000]
			ECM_{t-1}	-0.619	-3.916[0.002]				c	-50.994	-3.905[0.002]
									ECM_{t-1}	-1.280	-19.982[0.000]

*Bağımsız değişkenleri ifade etmektedir. Köşeli parantez içerisindeki değerler, t testinin olasılık (p) değerlerini temsil etmektedir.

Söz konusu sektörün hata düzeltme terimi ise -0.475 olarak tahmin edilmiş olup, işareti beklenildiği gibi negatif ve istatistiksel olarak % 1 önem düzeyinde anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Bu, konut sektörünün kısa dönem doğal gaz talebinde meydana gelecek bir dengesizliğin (mesela hükümetin enerji politikasındaki değişiklik, sel, deprem, savaş gibi iç veya dış etmenler nedeniyle oluşan dengesizliğin), her yıl % 47.5’lik kısmı düzeltilerek, uzun dönem dengesine ulaşılabileceğini ifade etmektedir. Buna göre, bu dönemde yaşanacak bir dengesizlik yaklaşık 2.1 yıl⁸³ sonra giderilecektir (Tablo 3.16).

İmalat sektörünün doğal gaz talep tahmin sonuçlarına bakıldığında, işaret açısından doğal gaz fiyatının birinci ve ikinci gecikmeli (bir ve iki yıl önceki doğal gaz fiyatlarının) değerleri hariç, tüm katsayılar iktisat teorisi beklentilerine uygun olduğu görülmektedir. Anlamlılık açısından ise doğal gaz fiyatının iki yıl önceki değeri hariç, tüm parametreler % 10 önem düzeyinde istatistikî olarak anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Yani, imalat sektörünün kısa dönem doğal gaz talebini; üretim faktörünün (doğal gazın) kendi fiyatı ile ilgili üretim faktörünün (elektriğin) fiyatı negatif, gelirin ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu belirlenmiştir. Ayrıca, sektörünün kısa dönem doğal gaz talebinin fiyat ve gelir esneklikleri sırasıyla, -0.562 ve 1.310 olarak tahmin edilmiştir. Buna göre, analize konu olan dönem içerisinde sektörün üretim girdisi (doğal gaz) fiyatında meydana gelen % 1’lik bir artış (veya azalış); doğal gazın talep edilen miktarını fiyatın cari-şimdiki değeri % 0.56 civarında azalttığı (veya arttırdığı), ancak doğal gaz fiyatının bir yıl önceki değeri ise % 0.43 civarında arttırdığı (veya azalttığı) bulgusuna ulaşılmıştır.⁸⁴ Bununla birlikte sektörün katma değerinde (gelirinde) meydana gelen % 1’lik bir artış (veya azalış), sektörün doğal gaz talebini kısa dönemde % 1.31 oranında arttırdığı (veya azalttığı) görülmektedir. Türkiye’nin imalat sektörü için doğal gaz talebinin kısa dönem çapraz esnekliği -0.547 olarak hesaplanmıştır. Bu değer, söz konusu dönem içerisinde imalat sektörünün elektrik fiyatlarında meydana gelen % 1’lik artış (veya düşüş), diğer ilgili üretim faktörünün (doğal gazın) talebini kısa dönemde % 0.55 oranında düşürdüğü (veya arttırdığı) anlamına gelmektedir. Diğer taraftan, imalat sektörünün hata düzeltme terimi (-0.619)

⁸³Bu tür sayılar $[1/\text{ecm}(-1)]$ formülü yardımıyla hesaplanmaktadır. Şöyle ki; verilerimiz yıllık olduğundan $[1/\text{ecm}(-1)]=[1/0.475]=2.11$ yıl olarak tahmin edilmiştir.

⁸⁴Doğal gaz fiyatının iki yıl önceki değerinin ise kısa dönem doğal gaz talebini % 0.35 civarında arttırdığı (veya azalttığı), ama istatistikî olarak anlamsız olduğu görülmektedir (Tablo 3.16).

ise, beklenildiği gibi işareti negatif ve istatistiksel olarak % 1 önem düzeyinde anlamlıdır. Bu, imalat sektörünün kısa dönem doğal gaz talebinde meydana gelecek bir dengesizliğin (mesela hükümetin enerji politikasındaki değişiklik, sel, deprem, savaş gibi iç veya dış etmenler nedeniyle oluşan dengesizliğin), her yıl % 61.9'lük kısmı giderilerek uzun dönem dengesine ulaşılabileceğini ortaya koymaktadır. Buna göre, bu yıl içerisinde yaşanacak bir sapma yaklaşık 1.6 yıl sonra düzelecektir (Tablo 3.16).

Elektrik üretim sektörünün doğal gaz talep tahmin sonuçlarının yer aldığı Tablo 3.16'ya bakıldığında, gelirin bir yıl önceki değeri hariç tüm katsayılar % 1 önem düzeyinde istatistikî olarak anlamlı ve işaretleri iktisat teorisi beklentilerine uygun olduğu görülmektedir. Daha açık bir ifadeyle, elektrik üretim sektörünün kısa dönem doğal gaz talebini; doğal gazın kendi fiyatı negatif, gelir ile ilgili üretim faktörünün (kömürün) fiyatı ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Buna göre, analize konu olan dönem içerisinde elektrik üretim sektörünün kısa dönem doğal gaz talebinin fiyat ve gelir esneklikleri sırasıyla, -0.777 ve 0.860 olarak tahmin edilmiştir. Başka bir ifadeyle, 1988-2009 dönemi içerisinde, elektrik üretim sektöründe doğal gaz fiyatında meydana gelen % 1'lik bir artış (veya düşüş), doğal gazın talep edilen miktarında yaklaşık % 0.78'lik bir düşüşe (veya artışa) yol açar iken; elektrik üretim sektörünün gelirinde meydana gelen % 1'lik bir artış (veya düşüş) ise kısa dönem doğal gaz talebini % 0.86 oranında arttırdığı (veya azalttığı) ortaya konmuştur. Doğal gaz talebinin çapraz esnekliği ise elektrik üretim sektörü için 0.682 olarak hesaplanmıştır. Bu, söz konusu dönem içerisinde elektrik üretim sektöründe ilgili üretim faktörü (kömür) fiyatında meydana gelen % 1'lik artış (veya düşüş), diğer ilgili üretim faktörünün (doğal gazın) talebini kısa dönemde % 0.68 oranında arttırdığı (veya düşürdüğü) anlamına gelmektedir. Diğer taraftan, elektrik üretim sektörünün hata düzeltme terimi -0.725 olarak tahmin edilmiş olup, beklenildiği gibi işareti negatif ve istatistiksel olarak % 1 önem düzeyinde anlamlıdır. Dolayısıyla, elektrik üretim sektörünün kısa dönem doğal gaz talebinde meydana gelecek bir sapma (mesela hükümetin enerji politikasındaki değişiklik, sel, deprem, savaş gibi iç veya dış etmenler nedeniyle oluşan sapma), her yıl % 72.5'lik kısmı giderilerek uzun dönem dengesine ulaşılabileceği savunulabilir. Buna göre, bu yıl içerisinde yaşanacak bir sapma yaklaşık 1.4 yıl sonra giderilecektir (Tablo 3.16).

Toplam doğal gaz talebinin kısa dönem tahmin sonuçları ele alındığında, katsayılar ve tüm gecikmeli değerleri işaret açısından iktisat teorisi beklentilere uygun olduğu ve istatistikî olarak % 1 önem düzeyinde⁸⁵ anlamlı olduğu görülmektedir. Yani, kısa dönem toplam doğal gaz talebini; malın (doğal gazın) kendi fiyatı ile ilgili malın (elektriğin) fiyatı negatif, gelir ve nüfusun ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu belirlenmiştir. Analize konu olan dönem içerisinde toplam doğal gaz talebinin kısa dönem fiyat ve gelir esneklikleri, sırasıyla -0.252 ve 0.063 olarak tahmin edilmiştir. Buna göre, Türkiye'nin ortalama doğal gaz fiyatındaki % 1'lik bir artış (veya azalış) karşısında, doğal gazın toplam talep edilen miktarını; doğal gaz fiyatının cari -şimdiki- değeri % 0.25, doğal gaz fiyatının bir yıl önceki değeri ise % 0.19 oranında bir düşüş (veya artış) meydana getirdiği görülmektedir. Bununla birlikte, Türkiye'nin reel GSYİH'da meydana gelen % 1'lik bir artış (veya azalış), toplam doğal gaz talebini; reel GSYİH'nın cari -şimdiki- değeri % 0.06, reel GSYİH'nın bir yıl önceki değeri ise % 0.04 oranında arttırdığı (veya azalttığı) ifade edilebilir. Diğer taraftan, Türkiye'nin kısa dönem doğal gaz talebinin çapraz esnekliği -0.203 olarak hesaplanmıştır. Bu, söz konusu dönem içerisinde Türkiye'nin ortalama elektrik fiyatında meydana gelen % 1'lik artışın (veya düşüşün), toplam doğal gaz talebini kısa dönemde % 0.20 oranında düşürdüğü (veya arttırdığı) anlamına gelmektedir. Ayrıca, Türkiye nüfusundaki % 1'lik bir artış (veya azalış), kısa dönemde toplam doğal gaz talebini; nüfusun cari -şimdiki- değeri % 401.15 oranında arttırdığı (veya azalttığı), nüfusun bir yıl önceki değeri ise % 309.78 oranında azalttığı (veya arttırdığı) görülmektedir. Toplam doğal gaz talebinin hata düzeltme terimi ise -1.280 olarak tahmin edilmiş olup;⁸⁶ konut, imalat ve elektrik üretim sektörlerinde olduğu gibi işareti beklentilere uygun ve % 1 önem düzeyinde istatistiksel olarak anlamlıdır. Dolayısıyla, kısa dönem toplam doğal gaz talebinde meydana gelecek bir dengesizliğin (mesela hükümetin enerji politikasındaki değişiklik, sel, deprem, savaş gibi iç veya dış etmenler nedeniyle oluşan dengesizliğin), aynı yıl içerisinde giderilerek uzun dönem dengesine çok çabuk ulaşılabilir demektir. Buna göre, bu yıl içerisinde yaşanacak bir sapma yaklaşık (verilerimiz yıllık olduğundan $1/1.280=$) 0.8 yıl sonra, yani aynı yıl içerisinde giderilmektedir (Tablo 3.16).

⁸⁵ Sadece ilgili malları temsilen modele dâhil edilen elektrik fiyatı % 3 ve üstü önem düzeylerinde istatistiki olarak anlamlı olduğu görülmektedir.

⁸⁶ Narayan ve Smyth (2006) çalışmalarında ifade ettiği gibi hata düzeltme teriminin katsayısı 1'den büyük olması sistemin dalgalanarak uzun dönem dengesine geldiğini ifade etmektedir ve bu dalgalanma her seferinde azalarak uzun dönemde dengeye dönüşünü sağlayacaktır (Bkz: Narayan ve Smyth, 2006: 339).

Doğal gaz talebinin fiyat esneklik değerleri genel olarak değerlendirildiğinde (kısa ve uzun dönemde); imalat ve elektrik üretim sektörlerinde doğal gaz talebi, konut sektörü ile Türkiye'nin toplam doğal gaz talebine göre daha esnek olduğu söylenebilir (Tablo 3.15 ve Tablo 3.16). Dolayısıyla, talebin fiyat esnekliği ile harcama arasındaki ilişkiden hareketle hükümet doğal gaz fiyatlarını arttırarak (veya azaltarak) özellikle uzun dönemde; imalat ile elektrik üretim sektörlerinde toplam harcamaları azaltıp (veya arttırıp), konut sektörü ile Türkiye genelinde ise toplam harcamaları arttırabilir (veya azaltabilir).

Doğal gaz talebinin hem kısa hem de uzun dönem gelir esneklik değerleri genel olarak değerlendirildiğinde; esneklik değerlerinin pozitif işaretli olması nedeniyle doğal gaz, konut sektörü ile Türkiye geneli için bir *normal mal* olduğu sonucuna varılmıştır. Bununla birlikte esneklik değerleri sıfır ile bir arasında değerler ($0 < E_1 < 1$) aldığından, doğal gaz enerji kaynağı hem hanehalkları hem de Türkiye'deki tüm bireyler için *zorunlu ihtiyaç malı* niteliğindedir. Ancak, imalat sektörü ile elektrik üretim sektörleri için doğal gaz bir mal veya hizmet değil, üretim sürecinde kullandıkları bir üretim girdisidir. Gelir esneklik değerleri ise imalat sektöründe birden büyük ($E_1 > 1$), elektrik üretim sektöründe sıfır ile bir arasında ($0 < E_1 < 1$) değerler aldığı görülmektedir (Tablo 3.15 ve Tablo 3.16).

Doğal gaz talebinin çapraz esneklik değerleri genel olarak değerlendirildiğinde (kısa ve uzun dönemde), esneklik değerleri konut ve imalat sektörü ile Türkiye genelinde esneklik değerleri *negatif* işaretli olmasına rağmen, elektrik ve doğal gaz enerji kaynakları; konut sektöründeki hanehalkları ile Türkiye'deki tüm bireyler için *tamamlayıcı mallar* iken, imalat sektöründeki karar birimleri için üretim sürecinde kullanılan *tamamlayıcı üretim girdileri* oldukları söylenebilir. Diğer taraftan, elektrik üretim sektöründe esneklik değerlerinin *pozitif* işaretli olması nedeniyle, *kömür ile doğal gaz* elektrik üretiminde birbirine rakip olan *ikame üretim faktörleri* olduğu tespit edilmiştir (Tablo 3.15 ve Tablo 3.16).

Son olarak, toplam doğal gaz talebiyle ilgili yapılan analizler genel olarak değerlendirildiğinde; Türkiye'de *elektrik enerjisiyle doğal gazın* sanılanın aksine birbirinin *ikamesi* değil, *tamamlayıcısı* olduğu söylenebilir. Bu durum, Türkiye'de elektrik enerjisi üretiminde doğal gaz payının çok yüksek olmasına bağlanabilir. Çünkü

2009 yılı itibariyle elektrik enerjisi üretiminde enerji kaynaklarının payı Türkiye’de; % 49.3 doğal gaz, % 28.6 kömür, % 18.5 hidrolik, % 2.5 sıvı yakıtlar ve geriye kalan % 1.0 ise jeotermal+rüzgar enerjisi şeklindedir (Bkz: Tablo 2.37). Dolayısıyla, elektrik enerjisi üretiminde neredeyse % 50 oranında bir paya sahip olan doğal gaz (B malı) fiyatlarında meydana gelen bir artış; ister istemez maliyetler aracılığıyla elektrik fiyatlarına da (artış yönünde) yansımakta ve talep kanunu gereği elektrik enerjisinin (A malı) talep edilen miktarını düşürmektedir. Böylece, bir malın (B malı-doğal gaz) fiyatı ile diğer malın (A malı-elektrik) talep edilen miktarı farklı yönde seyir izlediğinden; talebin çapraz esnekliği *negatif* olmakta ve dolayısıyla mal çiftlerinin (elektrik ile doğal gaz) Türkiye’de sanılanın aksine birbirinin *ikamesi değil, tamamlayıcısı* olduğu söylenebilir.

3.4.2.6. Türkiye’nin Doğal Gaz Enerjisi Talep Öngörü Sonuçları

Son olarak, bu kısımda ise ARDL yaklaşımıyla toplam ve sektör grupları itibariyle Türkiye’nin doğal gaz talepleriyle ilgili 2010-2020 dönemleri için öngörülerde bulunulmuştur. Öngörüler, elektrik enerji öngörülerinde olduğu gibi baz (referans), düşük ve yüksek senaryo varsayımından hareketle yapılmıştır.

Baz ve düşük senaryoları göre reel doğal gaz fiyatları, reel elektrik enerji fiyatlarında olduğu gibi hesaplanmıştır. Yani, reel doğal gaz fiyatları, baz senaryo ve düşük senaryo göre 2010 yılından sonra her yıl sırasıyla, % 1 ve % 2 oranında artış göstereceği varsayılmıştır. Ancak, doğal gaz enerjisi, elektrik enerjine göre neredeyse tamamen ithal olduğundan, yüksek senaryoya göre reel doğal gaz fiyatları 2014 yılına kadar sabit, 2015 yılından sonra ise her yıl % 0.05 oranında artacağı varsayılmıştır. İlgili malları temsilen reel kömür ve elektrik fiyatları ise, baz senaryo ve düşük senaryoya göre 2010 yılından sonra her yıl sırasıyla, % 1 ve % 2 oranında artış olacağı, yüksek senaryoya göre sabit kalacağı varsayılmıştır.

Bu varsayımlar ışığı altında Türkiye’nin konut sektörü, imalat sektörü, elektrik üretim sektörü ve toplam doğal gaz talebi için yapılan öngörü (forecasting) sonuçları Tablo 3.17’de verilmektedir.

Tablo 3.17. Toplam ve Sektörel Doğal Gaz Talebi Öngörü Sonuçları (Milyar m³)

Yıllar	Konut Sektörü Doğal Gaz Talebi			İmalat Sektörü Doğal Gaz Talebi			Elektrik Üretim Sek. Doğal Gaz Talebi			Toplam Doğal Gaz Talebi		
	Düşük Senaryo	Baz Senaryo	Yüksek Senaryo	Düşük Senaryo	Baz Senaryo	Yüksek Senaryo	Düşük Senaryo	Baz Senaryo	Yüksek Senaryo	Düşük Senaryo	Baz Senaryo	Yüksek Senaryo
2009*	7.374	7.374	7.374	4.881	4.881	4.881	19.880	19.880	19.880	32.135	32.135	32.135
2010	7.324	7.414	7.505	3.942	4.056	4.173	19.959	19.993	20.029	31.225	31.463	31.707
2011	7.348	7.580	7.819	4.520	4.910	5.331	18.254	18.273	18.293	30.122	30.763	31.443
2012	7.411	7.818	8.246	6.012	6.955	8.040	19.206	19.420	19.637	32.629	34.193	35.923
2013	7.495	8.100	8.752	7.559	9.294	11.417	20.182	20.687	21.200	35.236	38.081	41.369
2014	7.574	8.395	9.301	8.196	10.648	13.816	21.181	22.030	22.906	36.951	41.073	46.023
2015	7.651	8.701	9.890	8.008	10.940	14.926	22.294	23.533	24.816	37.953	43.174	49.632
2016	7.727	9.018	10.489	7.691	11.041	15.737	23.196	24.856	26.586	38.614	44.915	52.812
2017	7.767	9.305	11.061	7.588	11.466	17.029	24.044	26.157	28.380	39.399	46.928	56.470
2018	7.789	9.579	11.628	7.740	12.334	19.098	24.951	27.555	30.329	40.480	49.468	61.055
2019	7.800	9.850	12.204	8.020	13.495	21.789	25.682	28.801	32.156	41.502	52.146	66.149
2020	7.806	10.121	12.799	8.288	14.718	24.777	26.380	30.036	34.025	42.474	54.875	71.601
2010-2020**	1.0	2.9	5.2	5.8	11.6	17.2	2.6	3.8	5.1	1.7	4.1	6.7

*Gerçekleşen değerlerdir.

**Yıllık ortalama artış miktarı, %

2010-2020 yılları arasında konut sektörünün doğal gaz talebi düşük senaryo için yıllık ortalama % 1.0, yüksek senaryo için % 5.2 oranında artması öngörülmektedir. Konut sektörü 2009 yılında 7.374 milyar m³ olarak gerçekleşen doğal gaz talebinin, 2015 yılında düşük senaryo esas alındığında 7.651 milyar m³, yüksek senaryo esas alındığında 9.890 milyar m³'e; 2020 yılında ise düşük senaryo esas alındığında 7.806 milyar m³, yüksek senaryo esas alındığında 12.799 milyar m³ seviyesine ulaşacağı görülmektedir (Tablo 3.17). Böylece, 2009 yılı itibariyle toplam doğal gaz talebi içerisinde % 22.9 olan konut sektörünün payı, 2015 yılında % 19.9 ile % 20.2 arasında, 2020 yılında ise % 17.9 ile % 18.4 arasında bir değer alacağı tahmin edilmektedir.

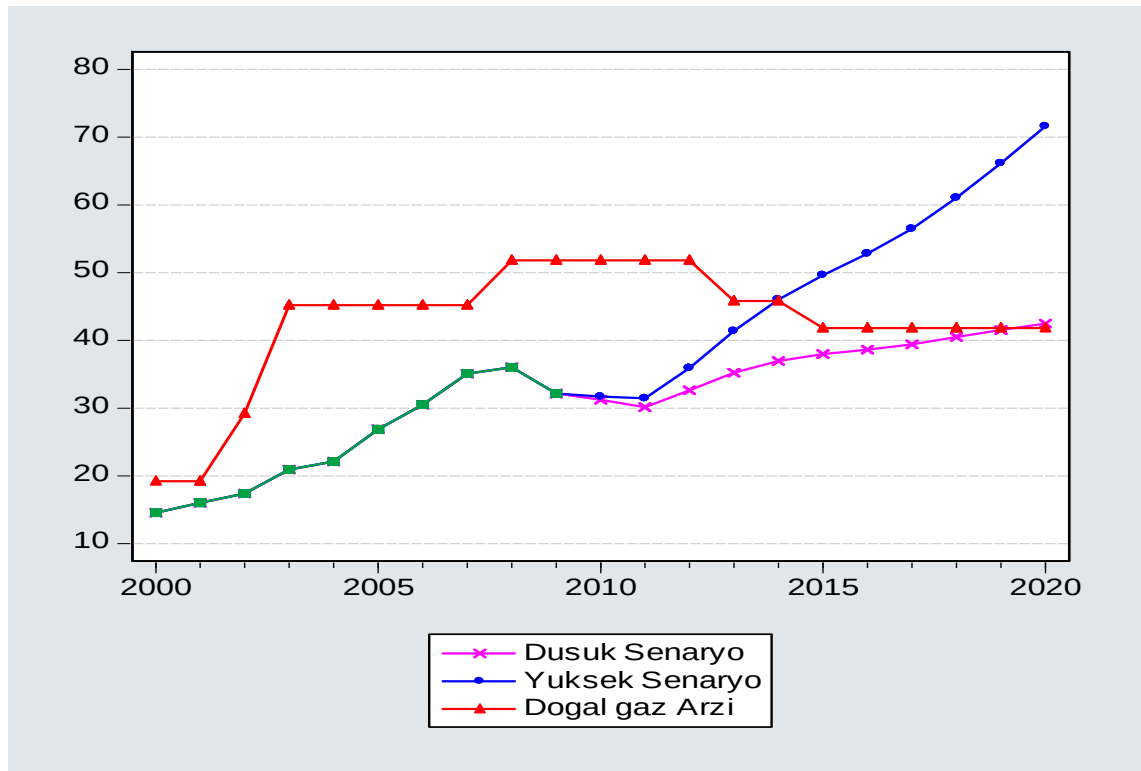
İmalat sektöründe 2010-2020 yıllarında (düşük senaryoya göre) ortalama % 5.8 ile % 17.2 (yüksek senaryoya göre) arasında bir artış oranıyla doğal gaz talebinin; 2015 yılında 8.008 milyar m³ ile 14.926 milyar m³, 2020 yılında ise 8.288 milyar m³ ile 24.777 milyar m³ arasında bir değer olması öngörülmektedir. 2009 yılı itibariyle toplam doğal gaz talebi içerisinde % 15.1'lik paya sahip olan imalat sektörünün, 2015 yılında % 21.1 ile % 30.1 arasında, 2020 yılında ise % 19.5 ile % 34.6 arasında bir seviyeye yükseleceği tahmin edilmektedir (Tablo 3.17). Bununla birlikte, doğal gaz talebinin 2010-2015 döneminde % 22.5'lik artış öngörüsü, imalat sektörünün ülke doğal gaz talebinde belirleyici rol oynamaya başlayacağını işaretleyebilir. Bu durum; diğer tüm sektörlerde olduğu gibi, imalat sektörü için de doğal gaz kullanımının kolay, çevre dostu, verimliliğinin yüksek olmasına bağlanabilir.

Elektrik üretim sektörü 2009 yılında 19.880 milyar m³ olarak gerçekleşen doğal gaz talebinin, 2015 yılında düşük senaryo için 22.294 milyar m³'e, yüksek senaryo için 24.816 milyar m³'e çıkması; 2020 yılında ise düşük senaryo için 26.38 milyar m³'e, yüksek senaryo için 34.025 milyar m³ seviyesine yükseleceği öngörülmektedir. Aynı zamanda, 2009 yılı itibariyle toplam doğal gaz talebi içerisinde % 61.8 olan elektrik üretim sektörünün payı, 2020 yılında yüksek senaryoya göre % 47.5'e ineceği tahmin edilmektedir. Dolayısıyla, toplam doğal gaz talebi içerisinde en büyük pay yine elektrik üretim sektörünün olacağı görülmekle birlikte; önümüzdeki yıllarda (2010-2020) özellikle imalat sektörünün üretim sürecinde doğal gazı daha fazla kullanacağı öngörülmesi nedeniyle, elektrik üretim sektörü payının düşeceği ifade edilebilir (Tablo 3.17).

Toplam doğal gaz talebinde ise düşük senaryo esas alındığında 2010-2015 ile 2015-2020 dönemlerinde sırasıyla, ortalama % 1.2 ile % 2.4, yüksek senaryo esas alındığında aynı dönemler için % 6.0 ile % 7.7 oranında bir artış öngörülmektedir. Türkiye’de 2009 yılında 32.135 milyar m³ olarak gerçekleşen doğal gaz talebinin; 2015 yılında (düşük ile yüksek senaryo için) 37.953 milyar m³ ile 49.632 milyar m³, 2020 yılında ise 42.474 milyar m³ ile 71.601 milyar m³ arasında bir değer alacağı tahmin edilmektedir (Tablo 3.17 ve Şekil 3.1).

Diğer taraftan, Türkiye’nin uzun vadeli doğal gaz alım anlaşmaları esas alındığında; 2012 yılı sonrası toplam 45.8 milyar m³, 2014 sonrasında ise 41.8 milyar m³ doğal gaz satın alınabileceği (yani ithal edileceği) görülmektedir (Bkz: EK 4 ve Şekil 3.1). Bu değerler, Türkiye’de 2012 yılı sonrası maksimum 45.8 milyar m³, 2014 sonrasında ise 41.8 milyar m³ doğal gaz arz edilebileceği anlamına gelmektedir.

Türkiye’nin 2010-2020 dönemi için öngörülen *toplam doğal gaz talebi* ile uzun vadeli doğal gaz alım anlaşmalarından yararlanarak elde edilen *toplam doğal gaz arzının* yer aldığı aşağıdaki Şekil 3.1 ile doğal gaz arz-talep karşılaştırılması yapılabilir.



Şekil 3.1. Türkiye İçin Öngörülen Doğal Gaz Talebi ve Doğal Gaz Arzı

Bu maksimum arz rakamları, bizim 2010-2020 dönemi için öngördüğümüz Türkiye'nin toplam doğal gaz talebiyle karşılaştırıldığında; 2015 yılı itibariyle 7.8 milyar m³, 2020 yılı itibariyle 29.8 milyar m³'lik bir *arz açığı* oluşacağı görülmektedir (Şekil 3.1). Dolayısıyla 2014 yılı itibariyle yeni doğal gaz anlaşmaları yapılmadığı takdirde, Türkiye'de bir arz sıkıntısı yaşanacağı, yani 2015-2020 döneminde Türkiye'yi ciddi oranda bir doğal gaz arz güvenliği problemi beklediği söylenebilir.

Türkiye'de sektörel doğal gaz talebiyle ilgili öngörü çalışması bulunmamaktadır. Bu yönüyle çalışmamız ilk niteliği taşımaktadır. Genellikle toplam doğal gaz talebiyle ilgili çalışmalar mevcuttur. Mesela ETKB (2002), toplam doğal gaz talebini 2015 yılında 66.56 milyar m³, 2020 yılında 82.00 milyar m³ olarak; BOTAŞ (2004) ise aynı yıllar için doğal gaz talebini sırasıyla, 56.92 ve 66.60 milyar m³ olarak öngörmüştür. Erdoğan (2010) çalışmasında⁸⁷ toplam doğal gaz talebinin 2015 yılında 53.33 milyar m³, 2020 yılında 65.78 milyar m³ ve 2030 yılında 86.44 milyar m³ olacağını öngörmüştür.

⁸⁷Erdoğan (2010) sektörel anlamda analiz yapmasına rağmen, çalışmasında toplam doğal gaz talebiyle ilgili öngörü sonuçlarına yer vermiştir.

SONUÇ VE ÖNERİLER

İlk çağlardan günümüze enerji, sosyal ve ekonomik gelişmenin temel girdilerinden birisidir. Ekonomik kalkınmanın sağlanması veya sürdürülebilmesi için enerjinin kesintisiz ve sürdürülebilir olarak temin edilmesi gerekmektedir. Gelirin ve sosyal refahın artmasına paralel olarak enerji tüketimi önemli ölçüde artmaktadır.⁸⁸ Ekonomik büyümeyle, enerji kullanan sermaye stokunun dönüşüm olanağı artmakta, enerjinin sermaye faktörü ile tamamlayıcılık ilişkisi içinde bulunması nedeniyle de enerji talebi artış göstermektedir. Bu talep artışına paralel olarak, arz güvenliğinin sağlanabileceği daha sistemli ve etkin bir üretim plânlaması⁸⁹ kaçınılmaz bir hal almaktadır.

Son yıllarda Türkiye ekonomisinin büyük bir yükseliş trendine girdiği ve bu yükselişe paralel olarak enerji talebi de gün geçtikçe artış gösterdiği görülmektedir. Bu bağlamda; küresel rekabette, sanayimizin ve ekonomimizin gelişerek ayakta kalması için sürdürülebilir, güvenilir ve yerli enerji kaynaklarının sağlanması şarttır. Bu ise, enerji arz ve talep yönünün belirlenmesine yönelik yapılan araştırmalar ve incelemelerle mümkündür. Dolayısıyla ülke ekonomilerinin enerji arz ve talep yönünün belirlenmesine yönelik araştırma ve incelemelerin yapılarak, yol gösterici bilgilerin sağlanması son derece önemlidir. Böylece ekonomik performans projeksiyonlarına paralel olarak potansiyel enerji talebinin önceden belirlenmesi ve enerji arz güvenliğinin kontrol altına alınması gerekir. Aksi takdirde enerjide özellikle de elektrik ve doğal gaz enerjisindeki bir darboğaz ekonomik büyümeyi sınırlandırabilir. Bu gelişmeler, gerek sektörel gerek toplam enerji talebinin zaman içerisindeki gelişimleri dikkate alınarak doğru tahmin edilip, arz güvenliğinin sağlanması gerektiğini göstermektedir. Bu sebeple çalışmada, Türkiye'nin elektrik ve doğal gaz taleplerinin tahmin edilmesi ve ileriye yönelik öngörülerde bulunulması esas alınmıştır.

Tez çalışmasının amacı; Türkiye'nin elektrik ve doğal gaz enerji kaynaklarını gerek sektörel gerek toplam taleplerini, oluşturulan yapısal modellerle tahmin ederek, söz konusu enerji kaynaklarına olan taleplerde dönemsel anlamda bir farklılık olup

⁸⁸Örneğin, Türkiye'yi konu alan Erbaykal (2008), Mucuk ve Uysal (2009b), Aydın (2010), Yanar ve Kerimoğlu (2011) çalışmalarında bu olguyu destekleyen bulgulara ulaşmışlardır.

⁸⁹Mesela, yerli, yenilenebilir ve temiz enerji kaynaklarının esas alındığı kısa, orta ve uzun vadede arz güvenliğinin sağlanabildiği bir enerji üretim planlaması.

olmadığını analiz etmek için kısa ve uzun dönem talep esneklik katsayılarını elde etmek ve söz konusu yapısal modelleri kullanarak Türkiye'nin 2010-2020 dönemi için elektrik ve doğal gaz enerji kaynaklarının taleplerini öngörmektir (forecasting).

Tez araştırmanın genel amacı, aslında ülke ekonomisinde önemli bir yere sahip olan enerji ve enerji piyasasını irdeleyip, Türkiye'nin enerji talebini tahmin etmektir. Ancak, hem tüm enerji kaynaklarıyla ilgili verileri elde etme ve kullanılabilir hale getirme zorlukları hem de uygulamadaki zorluklar nedeniyle tüm enerji kaynaklarının taleplerini ayrı ayrı tahmin etmek ve geleceğe yönelik öngöründe bulunmak mümkün olmamıştır. Bu nedenle enerji talep tahmini, birincil enerji kaynaklarından doğal gaz enerjisi ve ikincil enerji kaynaklarından elektrik enerjisiyle sınırlandırılmış ve diğer enerji kaynakları araştırmanın kapsamına dâhil edilmemiştir. Türkiye'nin 1978-2009 ve 1988-2009 dönemleri⁹⁰ çalışmanın kapsamını oluşturmaktadır. Bunun nedeni, verilerin temin edildiği IEA'da elektrik fiyatları 1978-2009, doğal gaz fiyatları 1988-2009 dönemiyle sınırlı kalmasıdır.

Analizde kullanılacak değişkenler iktisat teorisi, daha açık bir ifadeyle talep teorisi çerçevesinde belirlenmiştir. Veriler yıllık olup, elektrik talebi için 1978-2009, doğal gaz talebi için 1988-2009 dönemlerini kapsayan çalışmamızda değişkenler, sektörlere göre farklıymış gibi görünse de, temelde talep edilen miktarı etkileyen faktörlerden oluşmaktadır. Yani; malın kendi fiyatı, gelir, ilgili malların (ikame ve tamamlayıcı malların fiyatları, tüketici sayısı (nüfus), vs. Ekonometrik yöntem olarak ise Pesaran vd. (2001) tarafından geliştirilen ARDL yaklaşımı tercih edilmiştir. Bu yaklaşım, hem yapısal talep modellerinin oluşturulup tahmin edilmesine uygun olması hem de modelde yer alacak değişkenlerin durağanlık düzeylerinin $I(0)$ veya $I(1)$ olması nedeniyle tercih edilmiştir.

Araştırmada kullanılan veriler farklı kaynaklardan elde edilmiştir. Elektrik ve doğal gaz fiyatları IEA'dan; elektrik tüketim verileri TEDAŞ'tan; doğal gaz tüketim

⁹⁰Zaman serisi analizlerinde elde bulgular beklentilere (iktisadi, istatistiki ve ekonometrik açıdan) uygun olduğu sürece ne kadar çok veri ile çalışılır ise o kadar iyi olduğundan, elde edilen verilerin tümü analizlerimizde kullanılmıştır. Ayrıca, Türkiye'nin elektrik ve doğal gaz talepleri ayrı ayrı ele alınmıştır. Bu nedenle uygulama kısmında elektrik ve doğal gaz için, sırasıyla, 1978-2009 ve 1988-2009 dönemleri esas alınarak analiz yapılmıştır. Elektrik ve doğal gaz enerji kaynaklarının birlikte ele alınıp bir kıyaslama yapmak gerektiğinde ise (mesela, ikame veya tamamlayıcı mal konusunda) uygulama kısmında görüleceği üzere her iki enerji kaynağı için ortak tek bir dönem, yani 1988-2009 dönemi esas alınarak analiz yapılmıştır.

verileri BOTAŞ'tan; GSYİH, sanayi sektörü katma değeri ve nüfus verileri WB'dan; kentleşme oranı ise DPT ve WB'dan alınmıştır. Nominal dolar olarak elde edilen verilerin "ye çevrilmesi ve enflasyondan arındırılması için kullanılan nominal döviz kuru ve (ABD ve Türkiye için) TÜFE WB'dan elde edilmiştir. Diğer taraftan, bütün durağanlık ve eşbütünleşme testleri Eviews 6.0 programında, ARDL yaklaşımıyla talep tahmini ve öngörü analizleri ise Microfit 4.1 paket programında yapılmıştır.

1978-2009 dönemine ait veriler kullanılarak ARDL yaklaşımıyla yapılan analiz sonucu Türkiye'nin elektrik talebiyle ilgili şu temel bulgulara ulaşılmıştır:

➤ Konut sektörü elektrik talebini etkileyen faktörlerden kentleşme oranı⁹¹ hariç, tüm faktörlerin katsayıları her iki dönemde de (kısa ve uzun dönemlerde), istatistikî olarak % 1 önem düzeyinde anlamlı ve işaretleri iktisat teorisi beklentilere uygun olduğu tespit edilmiştir. Yani sektörün elektrik talebini; malın (elektriğin) kendi fiyatı negatif, gelirin ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu ortaya konmuştur. Buna göre; konut sektörünün kısa dönem fiyat esnekliği -0.222, uzun dönem fiyat esnekliği -0.508 olarak tahmin edilmiştir. Dolayısıyla, her iki dönemde konut elektrik talebinin fiyat esnekliği 1'in altında değerler aldığından (inelastik); talebin fiyat esnekliği ile toplam harcama arasındaki ilişkiden hareketle, elektrik fiyatlarında meydana gelen bir azalış (artış), konut sektöründe hanehalklarının toplam harcamasını azaltacağı (arttıracacağı) söylenebilir. Talebin gelir esnekliği ise kısa dönem için 0.207, uzun dönem için 0.474 olarak bulunmuştur. Konut elektrik talebinin gelir esneklik değerleri *pozitif* işaretli olması nedeniyle, elektrik enerjisi konut sektörü için bir *normal mal* ve sıfır ile bir arasında değerler ($0 < E_l < 1$) alması nedeniyle *zorunlu ihtiyaç malı* niteliğindedir. Diğer taraftan, söz konusu sektördeki hata düzeltme terimi (ecm_{t-1}) -0.437 olarak tahmin edilmiş olup, işareti beklenildiği gibi negatif ve istatistiksel olarak % 1 önem düzeyinde anlamlı bulunmuştur. Bu, kısa dönem konut elektrik talebinde meydana gelen bir dengesizliğin (mesela hükümetin enerji politikasındaki değişiklik, sel, deprem, savaş gibi iç veya dış etmenler nedeniyle oluşan dengesizliğin), her yıl % 43.7'lik kısmı düzeltilerek uzun dönem dengesine ulaşılabilceğini göstermektedir.

⁹¹Kentleşme oranı özellikle uzun dönem konut elektrik talebi üzerinde (iktisat teori beklentilerine göre) beklenen yönde, yani pozitif yönde bir etkiye sahiptir. Ancak istatistiki olarak bütün önem düzeylerinde (% 1, % 5 ve % 10) anlamsız olduğu görülmektedir. Bu durum, katsayı değerinden de (0.008) anlaşılacağı üzere, kentleşme oranının konut elektrik talebi üzerinde önemli bir etkisinin olmamasına bağlanabilir.

► Sanayi sektörü elektrik talebinin tahmin sonuçları ele alındığında, her iki dönemde de (kısa ve uzun dönem) tüm katsayılar istatistikî olarak % 1 önem düzeyinde anlamlı ve işaretlerinin iktisat teorisi beklentilerine uygun olduğu tespit edilmiştir. Başka bir ifadeyle, sanayi sektörünün elektrik talebini; üretim faktörünün (elektriğin) kendi fiyatı negatif, gelirin ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu belirlenmiştir. Bununla birlikte, sanayi sektörünün kısa ve uzun dönem fiyat esneklikleri sırasıyla, -0.109 ve -0.149; gelir esneklikleri ise 0.068 ve 0.091 olarak hesaplanmıştır. Dolayısıyla, elektrik enerjisinin girdi olarak kullanıldığı sanayi talebinin fiyat esnekliği inelastik olduğundan; elektrik fiyatlarında meydana gelen bir azalış (artış), sanayi sektöründeki karar birimlerinin toplam harcamasını azaltacağı (arttıracacağı) savunulabilir. Ayrıca, sanayi sektörünün gelir esneklik değerleri hem kısa hem de uzun dönemde sıfır ile bir arasında değerler ($0 < E_1 < 1$) aldığı tespit edilmiştir. Diğer taraftan, sanayi sektörünün hata düzeltme terimi (-0.757) de beklenildiği gibi işareti negatif ve istatistiksel olarak % 1 önem düzeyinde anlamlıdır. Bu, sektörün kısa dönem elektrik talebinde meydana gelen bir sapmayı (mesela hükümetin enerji politikasındaki değişiklik, sel, deprem, savaş gibi iç veya dış etmenler nedeniyle oluşan sapmayı), her yıl % 75.7'lik kısmı giderilerek uzun dönem dengesine ulaşılabileceğini ortaya koymaktadır.

► Toplam elektrik talebinin tahmin sonuçları ele alındığında ise; her iki dönemde de (kısa ve uzun dönem) katsayılar % 1 önem düzeyinde istatistikî olarak anlamlı ve işaretleri kuramsal beklentilere uygun olduğu görülmektedir. Yani Türkiye'nin toplam elektrik talebini; malın -elektrik enerjisinin- kendi fiyatı negatif, gelir ve nüfus değişkenlerinin ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Toplam elektrik talebinin kısa ve uzun dönem fiyat esneklikleri sırasıyla, -0.152 ve -0.293; gelir esneklikleri ise 0.134 ve 0.259 olarak tahmin edilmiştir. Dolayısıyla, her iki dönemde (kısa ve uzun dönem) toplam elektrik talebinin fiyat esnekliği inelastik olduğundan ($E_D < 1$); hükümetin karar birimleri Türkiye genelindeki toplam harcamaları fazla bulup azaltmak (arttırmak) istediğinde -talebin fiyat esnekliği ile harcama arasındaki ilişkiden hareketle- elektrik fiyatlarını azaltabilir (arttırabilir). Bununla birlikte, sektörün gelir esneklik değerleri *pozitif* işaretli olması nedeniyle, hem kısa hem de uzun dönemde elektrik enerjisi Türkiye için bir *normal mal* ve değerler $0 < E_1 < 1$ olması nedeniyle normal malın *zorunlu ihtiyaç malı* niteliğindedir. Ayrıca,

Türkiye nüfusundaki % 1'lik bir artış (veya azalış), toplam elektrik talebini kısa dönemde % 2.67 oranında, uzun dönemde ise % 5.16 oranında arttırdığı (veya azalttığı) bulgusuna ulaşılmıştır. Başka bir ifadeyle, yasal veya yasal olmayan yollardan gelen göçmen ve mültecilerin yurda girişiyle kısa dönemde Türkiye nüfusunda görülecek olan % 1'lik bir artış toplam elektrik talebini % 2.67 oranında, nüfus artış hızı yoluyla uzun dönemde nüfusta görülecek olan % 1'lik bir artış toplam elektrik talebini % 5.16 oranında attırdığı tespit edilmiştir. Diğer taraftan, toplam elektrik talebinin hata düzeltme terimi ise -0.518 olarak tahmin edilmiş olup, konut ve sanayi sektörlerinde olduğu gibi işareti beklentilere uygun ve istatistiksel olarak % 1 önem düzeyinde anlamlıdır. Bu, kısa dönemde toplam elektrik talebinde meydana gelen bir sapma (mesela hükümetin enerji politikasındaki değişiklik, sel, deprem, savaş gibi iç veya dış etmenler nedeniyle oluşan sapma), her yıl % 51.8'lik kısmı giderilerek uzun dönem dengesine ulaşabileceğini göstermektedir.

➤ Ayrıca, zamanla teknolojik gelişmelere paralel olarak elektrikli ürünlerin çeşitlerinin ve elektrik kullanım alanlarının çoğalması da elektrik tüketimini önemli ölçüde artırmaktadır. Bu gelişmelere ilave olarak gerçekleştirilen yatırımlar sonucunda 1970'te ülke nüfusunun sadece % 52'si elektrik kullanma imkânına sahipken, günümüzde elektriksiz yerleşim birimi kalmaması da bu artış eğilimine destek olmaktadır. Bu çerçevede, yapılan modellemede bu durumu temsil etmek üzere bir trend değişkeni ilave edilmiştir. Bu amaçla yapılan tahmin sonucunda trend parametresi; her iki dönemde de (kısa ve uzun dönem) istatistikî olarak anlamlı⁹² ve işareti iktisat teorisi beklentilerine uygun olarak pozitif olmasına rağmen, elektrik talebi üzerindeki etkisi 0.02 ile 0.04 arasında değerlerle sınırlı kaldığı görülmektedir.

➤ Elektrik talebinin hem kısa hem de uzun dönem fiyat esneklikleri genel olarak değerlendirildiğinde; konut sektörünün elektrik talebi, sanayi sektörü ve toplam elektrik talebine göre daha esnektir, ancak esneklik değeri bir (1)'in altında kalmaktadır. Dolayısıyla, fiyat esnekliği ile harcama arasındaki ilişkiden hareketle; talebin fiyat esnekliği bir (1)'in altında iken elektrik fiyatlarında görülen bir artış (azalış) karşısında, hem sektörel alanda hem de Türkiye genelinde toplam harcamaların azalacağı (artacağı) söylenebilir. Bununla birlikte, Türkiye'nin elektrik talebinin inelastik olduğu

⁹²Toplam elektrik talebi için modele eklenen trend parametresinin kısa dönem katsayısı % 2, % 5 ve % 10 önem düzeylerinde; uzun dönem katsayısı ise % 6 ve % 10 önem düzeylerinde istatistikî olarak anlamlıdır (Bkz: Tablo 3.6 ve Tablo 3.7).

söylenbilir, fakat elektrik talebin tamamen inelastik olduğu söylenemez. Başka bir ifadeyle, Türkiye'deki elektrik fiyatlarında meydana gelen bir artış karşısında; gerek hanehalkları ve karar birimleri gerek Türkiye'deki tüm bireyler elektriğin talep edilen miktarını çok fazla düşürmemekte,⁹³ ancak bu elektriğin talep edilen miktarının hiç azaltmadıkları anlamına gelmemelidir. Diğer taraftan, elektrik talebinin gelir esneklik değerleri *pozitif* işaretli olduğundan elektrik enerjisi; konut sektöründe hanehalkları ile Türkiye'deki tüm bireyler için bir *normal mal* ve sıfır ile bir arasında değerler alması ($0 < E_1 < 1$) nedeniyle aynı zamanda *zorunlu ihtiyaç malı* niteliğindedir. Ancak, konut sektörü ile Türkiye genelinden farklı olarak elektrik enerjisi, sanayi sektörü için bir mal veya hizmet değildir, üretim sürecinde girdi olarak kullanılan bir üretim faktörüdür..⁹⁴ Gelir esneklik değerleri ise hem kısa hem de uzun dönemde sıfır ile bir arasında değerler ($0 < E_1 < 1$) aldığı tespit edilmiştir.

1988-2009 dönemine ait veriler kullanılarak ARDL yaklaşımıyla yapılan analiz sonucu Türkiye'nin doğal gaz talebiyle ilgili şu temel bulgulara ulaşılmıştır:

➤ Konut sektöründe doğal gaz talebinin tüm katsayıları, hem kısa hem de uzun dönemde istatistikî olarak % 10 önem düzeyinde⁹⁵ anlamlı ve işaretleri iktisat teorisi beklentilerine uygundur. Başka bir ifadeyle, konut sektörünün doğal gaz talebini; malın (doğal gazın) kendi fiyatı ile ilgili malların (elektriğin) fiyatı negatif, kişi başı gelir ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu belirlenmiştir. Buna göre, konut sektörünün doğal gaz talebinin kısa ve uzun dönem fiyat esneklikleri sırasıyla, -0.178 ve -0.375; gelir esneklikleri 0.468 ve 0.986 olarak tahmin edilmiştir. Dolayısıyla, her iki dönemde de (kısa ve uzun dönem) konut doğal gaz talebinin fiyat esnekliği bir (1)'in altında (inelastik) olduğundan; talebin fiyat esnekliği ile harcama arasındaki ilişkiden hareketle doğal gaz fiyatlarında meydana gelen bir artış (azalış), hanehalklarının toplam harcamasını arttıracak (azaltacak) ifade edilebilir. Ayrıca, konut sektörünün gelir esneklik değerlerinin *pozitif* işaretli olması nedeniyle doğal gaz, konut sektörü için bir *normal mal* olduğu ve sıfır ile bir arasında değerler alması nedeniyle *zorunlu ihtiyaç*

⁹³Bu düşüş; toplam talep edilen miktarda ve dolayısıyla fiyat artışını gerçekleştirenlerin toplam gelirinde önemli oranda azalma meydana getirerek, fiyat artışı konusunda karar birimlerine geri adım attıracak düzeyde değildir.

⁹⁴Başka bir ifadeyle, sanayi sektöründe elektrik enerjisinin kendisi doğrudan kıymetli değil, üretim sürecinde daha değerli mal ve hizmete dönüştüğü için kıymetli olan bir üretim faktörü (girdi)'dir.

⁹⁵Daha açık ifadeyle, konut sektörünün doğal gaz fiyatları % 6 ve % 10 önem düzeyinde anlamlıdır. Diğer tüm katsayılar ise % 1 önem düzeyinde istatistiki olarak anlamlıdır.

malı niteliği taşıdığı ifade edilebilir. Diğer taraftan, kısa ve uzun dönem çapraz esneklik değerleri -0.405 ve -0.852 olarak hesaplanmıştır. Bu esneklik değerlerinin *negatif* işaretli olması, *elektrik ile doğal gazın* konut sektörü için birbirini *tamamlayıcı mallar* olduklarına göstermektedir. Ayrıca, söz konusu malların tamamlayıcılık dereceleri göz önüne alındığında; mesela uzun dönem çapraz esneklik değeri (-0.852) -1'e yakın değer aldığından, elektrik ile doğal gaz enerji kaynakları konut sektörü için *tam tamamlayıcı mal* oldukları söylenebilir.

► İmalat sektörünün doğal gaz talep tahmin sonuçları ele alındığında, işaret açısından⁹⁶ tüm katsayılar hem kısa hem de uzun dönemde iktisat teorisi beklentilerine uygundur. Anlamlılık açısından ise kısa dönem doğal gaz fiyatının iki yıl önceki değeri hariç, tüm parametreler istatistikî olarak % 10 önem düzeyinde⁹⁷ anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Başka bir ifadeyle, imalat sektörünün doğal gaz talebini; doğal gazın kendi fiyatı ile ilgili üretim faktörünün (elektriğin) fiyatı negatif, gelirin ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu belirlenmiştir. Buna göre, doğal gaz talebinin kısa ve uzun dönem fiyat ve gelir esneklikleri sırasıyla, -0.562 ve -1.398; gelir esneklikleri 1.310 ve 2.116 olarak tahmin edilmiştir. Dolayısıyla -talebin fiyat esnekliği ile harcama arasındaki ilişkiden hareketle- doğal gaz fiyatlarında meydana gelen bir artış (azalış), imalat sektöründeki karar birimlerinin toplam harcamasını; kısa dönemde talebinin fiyat esnekliği bir (1)'in altında olduğundan arttıracığı (azaltacağı), uzun dönemde ise talebinin fiyat esnekliği bir (1)'in üzerinde olduğundan azaltacağı (arttıracığı) ifade edilebilir. Ayrıca, imalat sektöründe her iki dönemde de (kısa ve uzun dönem) esneklik değerleri birden büyük ($E_1 > 1$) olduğun tespit edilmiştir. Diğer taraftan, kısa ve uzun dönem çapraz esneklik değerleri ise -0.547 ve -0.883 olarak hesaplanmıştır. Bu esneklik değerleri *negatif* işaretli olduğundan, imalat sektöründe *elektrik ile doğal gaz* enerji kaynakları üretim sürecinde birbirlerini *tamamlayıcı üretim faktörleri* oldukları söylenebilir. Bununla birlikte, söz konusu üretim faktörlerinin tamamlayıcılık dereceleri göz önüne alındığında; mesela uzun dönem çapraz esneklik değeri (-0.883) -1'e yakın değer aldığından dolayı, imalat sektöründe elektrik ile doğal gaz enerji kaynaklarının *tam tamamlayıcı üretim faktörleri* oldukları ifade edilebilir.

⁹⁶Kısa dönem doğal gaz fiyatının bir ve iki yıl önceki değerleri hariç.

⁹⁷İmalat sektöründe üretim faktörü olarak kullanılan doğal gaz fiyatları ve ilgili üretim faktörlerini temsilen modele dâhil edilen elektrik fiyatı hariç, diğer tüm katsayılar % 1 önem düzeyinde istatistikî olarak anlamlıdır.

➤ Elektrik üretim sektörünün doğal gaz talep tahmin sonuçları ele alındığında, gelirin bir yıl önceki değeri hariç, tüm katsayılar her iki dönemde (kısa ve uzun dönem) istatistikî olarak % 1 önem düzeyinde anlamlı ve işaretleri kuramsal beklentilere uygun olduğu tespit edilmiştir. Başka bir ifadeyle, sektörün doğal gaz talebini; üretim faktörünün (doğal gazın) kendi fiyatı negatif, gelir ile ilgili üretim faktörünün (kömürün) fiyatı ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin istatistiki olarak anlamlı olduğu belirlenmiştir. Buna göre, sektörün doğal gaz talebinin kısa ve uzun dönem fiyat esneklikleri sırasıyla, -0.777 ve -1.073; gelir esneklikleri ise 0.860 ve 0.966 olarak tahmin edilmiştir. Dolayısıyla, doğal gaz fiyatlarında meydana gelen bir artış (azalış) karşısında; elektrik üretim sektöründe karar birimlerinin toplam harcaması kısa dönemde talebinin fiyat esnekliği bir (1)'in altında olduğundan artacağı (azalacağı), uzun dönemde ise talebinin fiyat esnekliği bir (1)'in üzerinde olduğundan azalacağı (artacağı) ifade edilebilir. Ayrıca; sektörün gelir esneklik değerleri hem kısa dönemde hem de uzun dönemde, sıfır ile bir arasında değerler aldığı ($0 < E_l < 1$) belirlenmiştir. Diğer taraftan, kısa ve uzun dönem çapraz esneklik değerleri sırasıyla, 0.682 ve 0.941 olarak hesaplanmıştır (kömür ile doğal gaz için). Esneklik değerleri hem kısa hem de uzun dönemde *pozitif* işaretli olması nedeniyle, elektrik enerjisi üretmek için söz konusu sektörde girdi olarak kullanılan *kömür ile doğal gaz* birbirine rakip olan *ikame üretim faktörleri* olduğu ifade edilebilir. Bununla birlikte, söz konusu üretim faktörlerinin ikame dereceleri göz önüne alındığında; mesela uzun dönem çapraz esneklik değeri (0.941) 1'e çok yakın değer aldığından, kömür ile doğal gaz elektrik üretim sektörü için *tam ikame üretim faktörleri* oldukları söylenebilir.

➤ Toplam doğal gazın talep tahmin sonuçları ele alındığında, tüm katsayılar her iki dönemde (kısa ve uzun dönem) işaret açısından iktisat teorisine uygun ve istatistikî olarak % 1 önem düzeyinde anlamlı olduğu tespit edilmiştir. Başka bir ifadeyle Türkiye'nin toplam doğal gaz talebini; malın (doğal gazın) kendi fiyatı ile ilgili malların (elektriğin) fiyatı negatif, gelir ve nüfusun ise pozitif yönde etkilediği ve bu etkilerin anlamlı olduğu belirlenmiştir. Buna göre, toplam doğal gaz talebinin kısa ve uzun dönem fiyat esneklikleri sırasıyla, -0.252 ve -0.394; gelir esneklikleri ise 0.063 ve 0.146 olarak tahmin edilmiştir. Dolayısıyla, hem kısa hem de uzun dönemde toplam doğal gaz talebinin fiyat esnekliği bir (1)'in altında olduğundan (inelastik), doğal gaz fiyatlarında meydana gelen bir artış (azalış); talebin fiyat esnekliği ile harcama arasındaki ilişkiden

hareketle Türkiye genelinde toplam harcamayı arttıracak (azaltacak) ifade edilebilir. Ayrıca, gelir esneklik değerlerinin her iki dönemde de (kısa ve uzun dönem) *pozitif* işaretli olması nedeniyle, doğal gaz enerji kaynağı (elektrik enerjisinde olduğu gibi) Türkiye genelindeki tüm bireyler için bir *normal mal* ve sıfır ile bir arasında değerler alması nedeniyle *zorunlu ihtiyaç malı* niteliğindedir. Diğer taraftan, toplam doğal gaz talebinin kısa ve uzun dönem çapraz esneklik değerleri ise sırasıyla, -0.203 ve -0.626 olarak hesaplanmıştır. Esneklik değerlerinin *negatif* işaretli olması nedeniyle, Türkiye’de elektrik ile doğal gaz enerji kaynaklarının birbirini *tamamlayıcı mallar* oldukları söylenebilir. Bununla birlikte, Türkiye nüfusundaki % 1’lik bir artış (veya azalış) uzun dönemde toplam doğal gaz talebini yaklaşık % 3.16 oranında arttırdığı (veya azalttığı) ortaya konmuştur. Ayrıca, toplam doğal gaz talebinin hata düzeltme terimi (ecm_{t-1}) -1.280 olarak tahmin edilmiş olup; konut, imalat ve elektrik üretim sektörlerinde olduğu gibi işareti beklentilere uygun ve % 1 önem düzeyinde istatistiksel olarak anlamlıdır. Buna göre, bu yıl içerisinde toplam doğal gaz talebinde yaşanacak bir sapma (mesela hükümetin enerji politikasındaki değişiklik, sel, deprem, savaş gibi iç veya dış etmenler nedeniyle oluşan sapma), yaklaşık 0.8 yıl sonra, yani aynı yıl içerisinde giderilmektedir.

➤ Doğal gaz talebinin fiyat esneklikleri genel olarak değerlendirildiğinde; her iki dönemde de (kısa ve uzun dönem) imalat ile elektrik üretim sektörlerinin doğal gaz talebi, hem konut sektörü hem de toplam doğal gaz talebine göre daha esnek olduğu tespit edilmiştir. Bununla birlikte, fiyat esneklikleri sektörel anlamda bir (1)’in altında ve üstünde değerler almasına rağmen; toplam doğal gaz talebinin fiyata karşı esnek olmadığı ve toplam elektrik talebi kadar olmasa da, doğal gaz talebinin *inelastik* olduğu söylenebilir. Dolayısıyla -talebin fiyat esnekliği ile harcama arasındaki ilişkiden hareketle- hükümetin karar birimleri doğal gaz fiyatlarını arttırarak (azaltarak) uzun dönemde; imalat ile elektrik üretim sektörlerinde toplam harcamaları azaltıp (arttırıp), konut sektörü ile Türkiye genelinde ise toplam harcamaları arttırabilir (azaltabilir).

➤ Doğal gaz talebinin hem kısa hem de uzun dönem gelir esneklik değerleri genel olarak değerlendirildiğinde; esneklik değerlerinin pozitif işaretli olması nedeniyle doğal gaz, konut sektörü ile Türkiye geneli için bir *normal mal* olduğu sonucuna varılmıştır. Bununla birlikte, esneklik değerleri konut sektörü ile Türkiye genelinde sıfır ile bir arasında değerler ($0 < E_1 < 1$) aldığından, doğal gaz enerji kaynağı hem hanehalkları

hem de Türkiye’deki tüm bireyler için aynı zamanda *zorunlu ihtiyaç malı* niteliğindedir. Ancak, imalat ile elektrik üretim sektörleri için doğal gaz bir mal veya hizmet değil, üretim sürecinde kullandıkları bir üretim girdisidir. Gelir esneklik değerleri ise imalat sektöründe birden büyük ($E_I > 1$), elektrik üretim sektöründe sıfır ile bir arasında ($0 < E_I < 1$) değerler aldığı belirlenmiştir.

➤ Doğal gaz talebinin çapraz esneklik değerleri genel değerlendirildiğinde, esneklik değerleri konut ve imalat sektörü ile Türkiye geneli için *negatif* işaretli olmasına rağmen *elektrik ile doğal gazın*; konut sektöründeki hanehalkları ile Türkiye genelindeki tüm bireyler için birbirlerini tamamlayarak kullanılan *tamamlayıcı mallar*, imalat sektöründeki karar birimleri için *tamamlayıcı üretim girdileri* olduğu tespit edilmiştir. Diğer taraftan, elektrik üretim sektöründe esneklik değerlerinin *pozitif* işaretli olması nedeniyle, *kömür ile doğal gaz* elektrik üretiminde birbirine rakip olan *ikame üretim faktörleri* olduğu belirlenmiştir.

Son olarak, çalışmamızda toplam ve sektör grupları itibariyle Türkiye’nin elektrik ve doğal gaz talepleriyle ilgili 2010-2020 dönemleri için öngörülerde bulunulmuştur. Çalışmamızdaki öngörüler, baz (referans), düşük ve yüksek senaryo varsayımından hareketle yapılmıştır. Buna göre Türkiye’nin konut sektörü, sanayi sektörü ve toplam elektrik talebi için yapılan öngörü (forecasting) sonuçları şöyle özetlenebilir:

➤ Konut sektöründe 2009 yılında 39.148 TWh olarak gerçekleşen elektrik talebinin; 2015 yılında 45.166 TWh ile 50.493 TWh arasında, 2020 yılında ise 52.512 TWh ile 66.018 TWh arasında bir seviyede olacağı öngörülmektedir. 2010-2020 yıllarında konut sektörünün elektrik talebinde % 2.7 ile % 4.9 arasında bir artış beklenmesine rağmen; ülke nüfusundaki artış⁹⁸, konut yapımının hızla artması, halkın yaşam standartlarında olumlu gelişmelerin⁹⁹ olması, elektrikli ev aletlerinin çeşitliliğinin ve kullanımının hızla artmasına bağlı olarak talebin daha fazla artış göstereceğini söyleyebiliriz.

⁹⁸2011 yılı için % 1.35 olarak gerçekleşmiştir (TÜİK, 2012).

⁹⁹Satın alma gücü paritesine göre kişi başı gelir 2000 yılında 5090 \$ iken, 2010 yılında 15287 \$ düzeyine yükselmiştir. 2012 itibariyle 17000 \$ üzerine çıkacağı öngörülmektedir (2023’te ise 25000 \$).

➤ Elektrik enerjisine en fazla talep yine sanayi sektöründen gelmesi beklenmekte¹⁰⁰ olup, elektrik talebinin; 2015 yılında 96.114 TWh ile 98.873 TWh arasında, 2020 yılında ise 119.097 TWh ile 125.466 TWh arasında bir değer alması öngörülmektedir. 2009 yılı itibariyle toplam elektrik talebi içerisinde yaklaşık % 45 olan sanayi sektörünün payı; 2015 yılında % 48.4 ile % 50.3 arasında, 2020 yılında ise % 50.8 ile % 55.1 arasında bir seviyede olacağı tahmin edilmektedir. Bu nedenle, 2020 yılında toplam elektrik talebi içinde sanayi sektörünün % 50 ile % 55 arasında değişen payı, diğer sektörlerin (konut, ticarethane, resmi daire, aydınlatma gibi) toplamıyla karşılaştırıldığında sanayi sektörünün tek başına, ülke elektrik talebi üzerinde çok önemli bir rol oynadığı ve oynamaya da devam edeceği söylenebilir.

➤ Toplam elektrik talebi ise 2009 yılında 156.894 TWh olarak gerçekleşen talebin 2010-2020 döneminde yıllık ortalama % 3.0 ile % 4.2 arasında bir artış oranıyla; 2015 yılında 191.203 TWh ile 204.391 TWh arasında, 2020 yılında ise 216.315 TWh ile 247.036 TWh arasında bir değer alacağı öngörülmektedir (Tablo 3.8). Öngörülen bu değerler Türkiye'nin net elektrik tüketim miktarları esas alınarak tahmin edilmiştir. Daha sağlıklı bir değerlendirme yapabilmek için kayıp, kaçak ve iletim hatalarından kaynaklanan kayıp-kaçak miktarlarının öngörülen net elektrik değerlerine eklenmesi gerekmektedir (ki böylece brüt elektrik talebi öngörülmüş olmakta). Bu nedenle söz konusu net öngörü değerlerine, Türkiye'deki kayıp-kaçak değerleri dâhil edilmiştir. Dolayısıyla, Türkiye'nin toplam brüt elektrik talebi; 2015 yılında 218.629 TWh ile 231.818 TWh arasında, 2020 yılında ise 243.741 TWh ile 274.463 TWh arasında bir değer alacağı öngörülmektedir (Bkz: EK 9).

Buna karşılık, 2009 yılı itibariyle Türkiye'nin toplam 44758.0 MW'lık bir kurulu güce sahip olduğu bilinmektedir (Bkz: Tablo 2.35). Bu durumda, Türkiye'nin 2020 yılı için öngörülen toplam elektrik talebini karşılamak için yaklaşık 18000 MW'lık¹⁰¹ ilave kurulu güce ihtiyaç duyulmaktadır. Dolayısıyla, önümüzdeki 11 yıllık dönemde 18000 MW'lık ilave kurulu güç meydana getirebilmek için çeşitli tiplerde

¹⁰⁰Çünkü Tablo 2.39'da da görüldüğü üzere özellikle 1990 sonrası sanayi sektörünün elektrik tüketimi her geçen yıl artmaktadır. En son 2009 yılı itibariyle toplam elektriğin % 45'ini tek başına tükettiği görülmektedir (Bkz: Tablo 2.39). Bizim yaptığımız öngörülere bakıldığında ise (bkz: Tablo 3.8), bu oranın daha da artarak % 55'i aşacağı öngörülmektedir.

¹⁰¹Türkiye'nin 2010-2020 dönemi için kurulu güç öngörülleri (düşük ve yüksek senaryoya göre), toplam brüt elektrik talebi öngörülerinden hareketle tahmin edilmiştir (Bkz: EK 9). 2020 yılına için öngörülen kurulu güç-2009 yılına ait kurulu güç=62662.7-44758.0= 17907.7 MW, yani yaklaşık 18000 MW'dır.

(termik, hidrolik veya nükleer) elektrik üretim tesisi için en az 36 milyar dolar¹⁰² yatırım yapılması gerektiği ifade edilebilir. Aksi halde, 2009 yılı kurulu gücü dikkate alındığında 2013, 2010 yılı kurulu gücü esas alındığında 2015 yılı itibariyle toplam elektrik talebinin karşılanamayacağı, yani önümüzdeki yıllarda Türkiye'nin elektrik enerjisinde bir arz sıkıntısı (bir arz güvenliği problemi) yaşayacağı açık bir şekilde görülmektedir.

1988-2009 dönemine ait veriler kullanılarak ARDL yaklaşımıyla Türkiye'nin sektörel ve toplam doğal gaz talebi için yapılan öngörü (forecasting) sonuçları şöyle özetlenebilir:

➤ Konut sektörünün 2009 yılında 7.374 milyar m³ olarak gerçekleşen doğal gaz talebinin 2015 yılında düşük senaryo esas alındığında 7.651 milyar m³'e, yüksek senaryo esas alındığında 9.890 milyar m³'e; 2020 yılında ise düşük senaryo için 7.806 milyar m³, yüksek senaryo için 12.799 milyar m³ seviyesine ulaşacağı öngörülmektedir. Konut sektörünün, önümüzdeki yıllarda toplam talep içerisindeki payında artış olacağı öngörülmekle birlikte bu oranın % 1.0 ile 5.2 ile sınırlı kalması, özellikle doğal gaz kullanımının Türkiye'nin tüm illerine yayılmamasına bağlanabilir. Çünkü 2009 yılı itibariyle Türkiye'nin 81 ilinin sadece 63'ünde doğal gaz arz edilmiştir (Bkz: EK 1).

➤ İmalat sektörünün doğal gaz talebi ortalama % 5.8 ile % 17.2 arasında bir artış oranıyla; 2015 yılında 8.008 milyar m³ ile 14.926 milyar m³ arasında, 2020 yılında ise 8.288 milyar m³ ile 24.777 milyar m³ arasında bir değere ulaşacağı öngörülmektedir. 2009 yılı itibariyle toplam doğal gaz talebi içerisinde % 15.1'lik paya sahip olan imalat sektörünün; 2015 yılında % 21.1 ile % 30.1 arasında, 2020 yılında ise % 19.5 ile % 34.6 arasında bir seviyeye çıkacağı tahmin edilmektedir. Dolayısıyla, 2010-2015 döneminde doğal gaz talebinin % 22.5'lik artış öngörüsü, mevcut duruma göre (2009 yılı itibariyle % 15.1), imalat sektörünün ülke doğal gaz talebinde daha belirleyici rol oynamaya başlayacağının işareti sayılabilir. Bu durum, doğal gaz enerji kaynağının imalat sektörü için üretim sürecinde kullanımının kolay, çevre dostu ve verimliliğinin yüksek bir üretim girdisi olmasına bağlanabilir.

¹⁰²Yazar (2010) çalışmasında ifade edildiği gibi 1 MW elektrik enerjisi elde etmek için 2 milyon dolar yatırım yapmak gerektiğine göre, 18000 MW*2 milyon \$ = 36 milyar \$ etmektedir (Bkz: Yazar, 2010: 1-24).

➤ Elektrik üretim sektöründe 2009 yılında 19.880 milyar m³ olarak gerçekleşen doğal gaz talebinin; 2015 yılında 22.294 milyar m³ ile 24.816 milyar m³, 2020 yılında ise 26.38 milyar m³ ile 34.025 milyar m³ arasında bir seviyeye yükselmesi öngörülmektedir. Toplam doğal gaz talebinde en büyük paya, yine elektrik üretim sektörü sahip olacak gibi; ancak, özellikle imalat sanayi sektöründeki talep artışıyla birlikte (mesela 2015 yılında yaklaşık % 21 ile 30, 2020’de % 20 ile 35 artış oranıyla), söz konusu sektörün payının düşeceği tahmin edilmektedir. 2009 itibariyle % 61.8’lik paya sahip olan elektrik üretim sektörünün, 2020 yılında % 47.5’lik bir seviyeye düşeceği tahmin edilmektedir (Tablo 3.17). Yine de, elektrik enerjisi üretiminde doğal gaza bu kadar (% 47.5) bağımlı olmamalıyız. Özellikle Dünya doğal gaz rezervleri içinde en büyük paya sahip olan Rusya Federasyonu’nun¹⁰³ bile elektrik üretiminde doğal gaza bu kadar bağlı olmadığı göz önüne alındığında, Türkiye’de bu bağımlılık düzeyinin ne kadar ürkütücü boyutlarda olduğu daha iyi anlaşılacağı kanaatindeyim.

➤ Son olarak toplam doğal gaz talebinde ise 2010-2015 ve 2015-2020 dönemlerinde düşük senaryo göre sırasıyla, % 1.2 ve % 2.4 oranında, yüksek senaryo esas alındığında % 6.0 ve % 7.7 oranında artış beklenmektedir. Türkiye’de 2009 yılında 32.135 milyar m³ olarak gerçekleşen toplam doğal gaz talebinin; 2015 yılında 37.953 milyar m³ ile 49.632 milyar m³, 2020 yılında ise 42.474 milyar m³ ile 71.601 milyar m³ arasında bir seviyeye çıkacağı öngörülmektedir.

Diğer taraftan, Türkiye’nin uzun vadeli doğal gaz alım anlaşmaları göz önüne alındığında (Bkz: EK 4); 2012 yılı sonrası toplam 45.8 milyar m³, 2014 sonrasında ise 41.8 milyar m³ doğal gaz satın alınabileceği (yani arz edilebileceği) görülmektedir. Bu değerler, Türkiye’de 2012 yılı sonrası maksimum 45.8 milyar m³, 2014 sonrasında ise 41.8 milyar m³ doğal gaz arz edilebileceği anlamına gelmektedir. Maksimum arz rakamları, bizim 2010-2020 dönemi için öngördüğümüz Türkiye’nin toplam doğal gaz talebiyle karşılaştırıldığında; 2015 yılı itibariyle 7.8 milyar m³, 2020 yılı itibariyle 29.8 milyar m³’lik bir *arz açığı* oluşacağı görülmektedir. Dolayısıyla, 2014 yılı itibariyle *yeni doğal gaz anlaşmaları yapılmadığı takdirde*, Türkiye’de bir arz sıkıntısı yaşanacağı, yani 2015-2020 döneminde Türkiye’yi ciddi oranda bir *doğal gaz arz güvenliği problemi* beklediği söylenebilir (Bkz: Şekil 3.1).

¹⁰³2009 yılı itibariyle % 23.4’lük paya sahiptir (Bkz: Tablo 2.11). Avrupa ülkeleriyle karşılaştırıldığında ise, Hollanda ve İtalya’dan sonra yine en yüksek paya sahip olduğumuz görülmektedir (Bkz: EK 3).

Teorik ve ampirik analiz sonucunda, bazı politika çıkarımlarının yapılması da mümkündür:

➤ *Ampirik analiz* sonucu, Türkiye’de elektrik ile doğal gaz enerji taleplerinin esnek olmadığı ($E_D < 1$ olduğu) söylenebilir. Dolayısıyla, hükümet Türkiye’deki toplam harcamayı düşürmek istediğinde -talebin fiyat esnekliği ile harcama arasındaki ilişkiden hareketle- elektrik veya doğalgaz fiyatlarını düşürebilir. Bununla birlikte, hükümetin sektörel anlamda bir toplam harcama politikası uygulaması gerektiğinde; sadece uzun dönemde imalat ve elektrik üretim sektörlerinde doğal gaz fiyatlarını yükselterek (veya düşürerek), geri kalan sektörlerde ise her iki dönemde de elektrik ve doğal gaz fiyatlarını düşürerek (veya yükselterek) toplam harcama düşürülebilir (veya yükseltilebilir). Bununla birlikte talebin gelir esnekliğinden hareketle; hükümet hem kısa dönemde hem de uzun dönemde hanehalklarının veya karar birimlerinin gelirlerini düşürerek (veya artırarak), elektrik ve doğal gaz enerji kaynaklarına olan talepler üzerinde aşağı (veya yukarı) doğru baskı oluşturabilir.

Talebin çapraz esnekliğinden hareketle, *elektrik ile doğal gaz* enerji kaynakları; konut sektöründeki hanehalklar ile Türkiye’deki tüm bireyler için ihtiyacın karşılanmasında biri olmadan diğeri kullanılamayan veya birbirlerini tamamlayarak kullanılan *tamamlayıcı mallar* olduğu, imalat sektöründeki karar birimleri için üretim faktörlerinin (elektrik ve doğal gaz) kendileri doğrudan kıymetli olmadığı ve üretim sürecinde daha değerli mal ve hizmete dönüştürüldükleri için kıymetli olan *tamamlayıcı üretim faktörleri* oldukları tespit edilmiştir. Diğer taraftan, elektrik üretim sektöründe elektrik üretmek için üretim faktörü olarak kullanılan *kömür ile doğal gaz* enerji kaynakları birbirine rakip olan *ikame üretim faktörleri* olduğu belirlenmiştir. Dolayısıyla, hükümet elektrik veya doğal gaz enerji kaynaklarının talebini düşürmek (veya arttırmak) için, tamamlayıcı mallardan birinin fiyatını (mesela elektriğin fiyatını) politika aracı olarak seçip arttırabilir (veya azaltabilir).

Son olarak, Türkiye’de *elektrik enerjisiyle doğal gazın* sanılanın aksine birbirinin *ikamesi* değil, *tamamlayıcısı* olduğu söylenebilir. Bu durum, Türkiye’de elektrik enerjisi üretiminde doğal gaz payının çok yüksek olmasına bağlanabilir. Çünkü 2009 yılı itibariyle elektrik enerjisi üretiminde enerji kaynaklarının payı Türkiye’de; % 49.3 doğal gaz, % 28.6 kömür, % 18.5 hidrolik, % 2.5 sıvı yakıtlar ve geriye kalan %

1.0 ise jeotermal+rüzgar enerjisi şeklindedir (Bkz: Tablo 2.37). Dolayısıyla, elektrik enerjisi üretiminde neredeyse % 50 oranında bir paya sahip olan doğal gaz (B malı) fiyatında meydana gelen bir artış; ister istemez maliyetler aracılığıyla elektrik fiyatlarına da (artış yönünde) yansımakta ve talep kanunu gereği elektrik enerjisinin (A malı) talep edilen miktarını düşürmektedir. Böylece, bir malın (B malı-doğal gaz) fiyatı ile diğer malın (A malı-elektrik) talep edilen miktarı farklı yönde seyir izlediğinden; talebin çapraz esnekliği *negatif* olmakta ve dolayısıyla mal çiftlerinin (elektrik ile doğal gaz) Türkiye’de sanılanın aksine birbirinin *ikamesi değil, tamamlayıcısı* olduğu ifade edilebilir.

Türkiye’nin 1978-2009 ve 1988-2009 dönemine ait veriler kullanılarak ARDL yaklaşımıyla yapılan öngörüler sonucunda; elektrik ile doğal gaz enerji kaynaklarıyla ilgili olarak Türkiye’nin enerji piyasasını 2015 yılı itibariyle bir *arz güvenliği problemi* beklediğini söyleyebiliriz. Bu durumda neler önerilebilir? Bu konuyla ilgili önerileri dört başlık altında toplayabiliriz:

Öneri I: Öncelikle *elektrik üretim sektöründeki* doğal gaza olan bağımlılık oranı *kademeli olarak düşürülmelidir*. Bu ise, doğal gaz yerine kömür gibi yerli enerji kaynaklarının kullanılması, kaya gazından doğal gaz üretimine geçilmesi ve nükleer enerji geçişine hız verilerek ile gerçekleştirilebilir. Örneğin Ülkemizde,

- ✓ Toplam 143 bin GWh/yıl olan Linyit potansiyelimizin sadece 45 bin GWh/yıl kısmının (% 37.5),
- ✓ 15 bin GWh/yıl’lık Taş kömürü potansiyelinin ise % 39.0’luk kısmının değerlendirilmesi
- ✓ Ve Türkiye’nin sahip olduğu 2 trilyon m³ Kaya Gazı rezervi *göz önüne alındığında bunu gerçekleştirmek pek güç olmasa gerek*.
- ✓ Nükleer enerjiye geçiş hız verilmelidir. Çünkü yıllık 80 bin GWh’lik elektrik enerjisini, elektrik üretim sektöründe gerçekleştirmek için Türkiye’nin yaklaşık 16 milyar m³ doğal gaz ithal etmesi gerekmektedir (maliyeti ETKB göre 7.2 milyar dolar). Bunun üç yıllık ödemesiyle Mersin-Akkuyu’da dört üniteli nükleer santral kurulabilir. Zaten nükleer enerji kurulduktan sonra elektrik enerjini üretmek için kullanılacak olan yakıtın maliyeti de çok düşüktür. Bununla birlikte, Fransa ekonomisi de tıpkı bizim gibi petrol (% 99) ve doğal

gazın (% 97) neredeyse tamamını ithal etmektedir. Ancak, Fransa'nın ithal enerji kaynaklarına olan bağımlılığı % 50 iken, Türkiye'nin % 70'in üzerindedir. Bunun temel nedeni, Fransa'nın elektrik ihtiyacının % 75'ini nükleer enerjiden karşılıyor olmasıdır.

Öneri II: Türkiye elektrik enerjisi ihtiyacını özellikle *yenilenebilir enerji kaynaklarına* yeni yatırımlar yapılarak karşılamalıdır. Mesela Ülkemizdeki,

- ✓ *Hidrolik enerjinin* elektrik üretimindeki payı artırılabilir (2009 yılı itibariyle % 18.5). Çünkü Türkiye 45000 MW'lık HES potansiyeliyle Dünya genelinde sekizinci, Avrupa'da ise Rusya Federasyonu ve Norveç'in ardından üçüncü sıradadır. Ancak, bu potansiyelin 14200 MW kısmı değerlendirilmektedir (% 31.6). *Değerlendirilmemiş HES potansiyeli % 68.4, yani 30800 MW'dır.*
- ✓ *Rüzgar enerjisinin* toplam potansiyeli 53600 MW'dır, ancak 2009 yılı itibariyle 801 MW'lık kurulu gücüne sahibiz. 558.2 MW ise proje halindedir (% 1.5). Proje halinde olanların toplam kurulu gücüne dâhil edilmesiyle bu oran % 2.5 çıkmaktadır. *Değerlendirilmemiş rüzgar enerjisi potansiyeli % 97.5, yani 52260 MW'dır.*
- ✓ *Güneş enerjisi* potansiyelimiz yıllık 380 milyar KWh'dir (43379 MW). Ancak IEA 2009 verilerine göre sadece 4 MW'lık bir kurulu gücüne sahibiz (Binde 0.09). Dolayısıyla değerlendirilmeye bekleyen *güneş enerjisi potansiyeli % 99.99, yani 43375 MW'dır.*
- ✓ *Jeotermal enerjinin* ısı potansiyeli yıllık 31500 MW'tır. Bu potansiyelin 100°C'nin altındaki jeotermal sahaları dikkate alındığında 650 MWe, 100°C ve üstündeki jeotermal sahaları dikkate alındığında ise 2000 MWe kısmı elektrik üretimine elverişlidir. 2009 yılı itibariyle ancak 29.0 MWe bir üretim gerçekleştirilebilmiştir (100°C küçük sahalar için % 4.5, 100°C büyük sahalar için % 1.5). *Değerlendirilmemiş jeotermal elektrik enerjisi % 95.5 ile 98.5 arasındadır (621 MW ile 1971 MW).*
- ✓ Karadeniz dip sularında bulunan hidrojen sülfürün % 100 ayrıştırılması sonucu 268.823 milyar ton *hidrojen enerjisi* elde edilebilir. Bu potansiyel ile Karadeniz

bölgesindeki 10 milyon konutun enerji ihtiyacı¹⁰⁴ 180 yıl boyunca diğer enerji kaynaklarına başvurmada karşılanabilir (Diğer enerji kaynaklarıyla birlikte bu süre 350 yıla yükselmektedir). Sahip olduğumuz bu potansiyelin ekonomik değeri 715 milyar dolardır.

Sonuç olarak, Türkiye'nin sahip olduğu bütün yenilenebilir enerji kaynaklarının değil, sadece hidrolik, rüzgâr, güneş ve jeotermal enerji kaynaklarının mevcut potansiyellerinden tam olarak yararlanılması durumunda; 128406 MW'lık ilave elektrik kurulu gücüne sahip olabiliriz. Bu miktar; 2009 yılındaki toplam elektrik kurulu gücünün (44758 MW) yaklaşık 3 katı, (enerjideki dışa bağımlılık oranının yüksek seyretmesinin temel nedenlerinden biri olan) termik kurulu gücünün ise (29339 MW) yaklaşık 4.5 katıdır.

Öneri III: Bir yandan *enerji verimliliği* yüksek ürünler geliştirir iken, diğer yandan ev veya iş yerlerindeki *verimliliği düşük ürünlerin değiştirilmesi* sağlanabilir.

Mesela, buzdolapları, enerji tüketiminde ilk sırada yer almakta ve yıllık 17 milyar KWh enerjiyi tüketmektedir. Hanehalklarında 24 milyon buzdolabı bulunmakta ve bu buzdolapların 15 milyonu enerji verimliliği düşük ürünlerdir.¹⁰⁵ Bu ürünler;

- ✓ A+ ile değiştirilirse 6 milyar KWh,
- ✓ A++ ile değiştirilirse 8.9 milyar KWh veya
- ✓ A+++ ile değiştirilirse 12 milyar KWh elektrik enerjisi tasarrufu sağlanabilir.

Bu oranlar göz ardı edilip, azımsanacak miktarlar değildir. Çünkü Türkiye'de tüketilen enerjinin % 12'si beyaz eşyada kullanılmaktadır. Türkiye ekonomisi enerji verimliliğinin önemini fark etmiş olacak ki; 2007 yılında "Enerji Verimliliği Kanunu" çıkarıp, ETKB'nin resmi internet sitesinde "Enerji Verimliliği" başlığı altında bir bölüm oluşturulmuştur.¹⁰⁶

¹⁰⁴Her konutun yıllık enerji ihtiyacının yaklaşık 3600 KWh olması varsayımı altında.

¹⁰⁵Bkz: BEYSAD (2012), <http://www.beyasad.org.tr/index.php>

¹⁰⁶Enerji verimliliği, sanki sahip olunan bir enerji kaynağıymış gibi (Bkz: <http://www.enerji.gov.tr>). Nitekim ABD ile Avrupa Birliği ülkelerinde *enerji verimliliği* bir enerji kaynağı olarak kabul edilmekte ve üzerinde önemle durulmaktadır.

Öneri IV: *Enerji tasarrufuna* sadece konut sektöründeki hanehalkları değil, diğer tüm enerji tüketim gruplarının (sanayi, ticaret, resmi daireler, aydınlatma, vs.) gereken önemi vermesi sağlanmalıdır. Çünkü ETKB tarafından, Ülkemizde konut sektöründe % 30, sanayi sektöründe % 20 ve ulaşım sektöründe % 15 olmak üzere önemli düzeyde enerji tasarruf potansiyeli olduğu tespit edilmiştir Bunun için, israfın azaltılıp tasarrufun gerekliliği vurgulanmalı ve her türlü alanda (konut, sanayi, ulaşım, vs.) enerji verimliliğini öğretici ve özendirici kampanyalar hem görsel hem de işitsel medyada gerçekleştirilmelidir. Bu bağlamda, gerek sivil toplum kuruluşları gerekse ETKB ve EİE gibi kamu kurum ve kuruluşları bu konuda öncülük ederek, tanıtıcı kampanya ve programlar ile yaygınlaştırılması sağlanabilir.

Sonuç olarak, tüm bu önerilerin gerçekleştirilmesi durumunda:

✓ Yurtiçi enerji talebi karşılanıp, *enerji arz güvenliği* problemi tamamen giderilebilir. Çünkü, Ülkemizin elektrik üretiminde değerlendirilebileceği 30800 MW hidrolik, 52260 MW rüzgâr, 43375 MW güneş ve 1971 MW jeotermal kaynaklı olmak üzere toplam 128406 MW yenilenebilir enerji potansiyeli değerlendirmeyi beklemektedir (Bkz: Öneri II). Bu potansiyelin yarısının (64203 MW) değerlendirilmesi durumunda, 2009 yılı itibariyle Türkiye'nin;

- a) mevcut elektrik kurulu gücünden (44758 MW), yaklaşık 19500 MW daha fazla kurulu güç¹⁰⁷ sağlanabilmekte,
- b) termik kurulu gücünden ise (29339 MW), iki kat daha fazla kurulu güç sağlanabilmektedir.

Dolayısıyla, Türkiye'de sadece Öneri II'nin gerçekleştirilmesi durumunda; elektrik ile doğal gaz enerji kaynaklarıyla ilgili olarak 2015 yılı itibariyle öngördüğümüz *arz güvenliği probleminin* tamamen ortadan kaldırılabilceğini söyleyebiliriz.

✓ 2010 yılı itibariyle % 70'in üzerinde olan *enerjide dışa bağımlılık oranının* ilk etapta % 50'nin, daha sonra % 35'in altına düşürülmesi sağlanabilir. Ayrıca, ETKB'nın 2023 yılındaki hedefler kapsamında, elektrik enerjisi üretiminde doğal gaza olan bağımlılığın % 30'un altına indirilmesi gayesi hiç de zor olmasa gerek.

¹⁰⁷Ki bu miktar, bizim öngörü çalışmasıyla ortaya koyduğumuz 18000 MW'lık kurulu güç açığının karşılanması anlamına da gelmektedir (2020 yılına kadar).

Teorik ve ampirik analiz sonucunda, enerji arz güvenliğinin sağlanması, dışa bağımlılıktan kaynaklanan risklerin azaltılması, enerjinin üretiminden tüketimine kadar olan süreçte verimliliğin artırılması, israfın önlenmesi ve yerli-yenilenebilir-temiz enerji kaynaklarına (hidrolik, rüzgâr, güneş, jeotermal, hidrojen, gibi) yönelmesi Türkiye'nin enerji politikası için hayati önem arz ettiğine göre; bu konu başlıkları¹⁰⁸ üzerinde önemle durulmalıdır. Bu nedenle, Türkiye ekonomisi sürdürülebilir kalkınma ilkelerini ulusal enerji politikalarında şekillendirmeli ve bu çerçevede *öncelikli* enerji kaynaklarını belirlemelidir. Mesela Türkiye'de değerlendirilmeyi bekleyen hidrolik, rüzgâr, güneş, jeotermal, hidrojen, biyokütle ve nükleer enerji kaynakları gibi (Bkz: Öneri I ve II). Ayrıca, Türkiye'de 2009 yılında 30 milyar dolar, 2010 yılında 40 milyar dolar ve 2011 yılı itibariyle 54.1 milyar dolar enerji ithalatına para harcandığını düşünecek olursak¹⁰⁹ bu enerji kaynaklarına (özellikle yenilenebilir enerjiye) yatırım yapmanın maliyetinin yüksek olduğunu söyleyemeyiz.

¹⁰⁸ Bu konu başlıkları; enerji arz güvenliği, yerli-yenilenebilir-temiz enerji kaynakları, elektrik üretim sektöründe doğal gaza olan dışa bağımlılık oranının düşürülmesi, enerji verimliliği ve tasarruftur.

¹⁰⁹ 2012 yılında ise 60 milyar doların üzerine çıkacağı tahmin edilmektedir.

KAYNAKÇA

- Abdel-Aal, R.E. and A.Z. Al-Garni (1997). "Forecasting Monthly Electric Energy Consumption in Eastern Saudi Arabia Using Univariate Time Series Analysis", *Energy*, 22, 1059-1069.
- Acaroğlu, M. (2000). "Türkiye’de Biyokütle (Biomass) Enerji Potansiyeli ve Değerlendirilmesi için Öneriler", *Türkiye VIII. Enerji Kongresi*, C.II, Ankara, DEK TMK, 08-12 Mayıs, 161-172.
- Acaroğlu, M. (2003). *Alternatif Enerji Kaynakları*. İstanbul: Atlas Yayınları.
- Acton, J.P., Mitchell, B.M. and Mowill, R.S. (1976). *Residential Demand for Electricity in Los Angeles: An Econometric Study of Disaggregated Data*, The Rand Corporation. R-1899-NSF, September, Santa Monica, Kaliforniya.
- AECL CANDU (1993). Akkuyu CANDU. The Natural Choice for Turkey. February.
- Agnolucci, P. (2009). "The Energy Demand in The British and German Industrial Sectors: Heterogeneity and Common Factors", *Energy Economics*, 31, 175-187.
- Akan, Y. ve Tak, S. (2003). "Türkiye’nin Elektrik Enerjisi Ekonometrik Talep Analizi", *Atatürk Üniversitesi İİBF Dergisi*, 17(1-2), Nisan, 21-49.
- Akay, D. and Atak, M. (2007). "Grey Prediction with Rolling Mechanism for Electricity Demand Forecasting of Turkey", *Energy*, 32(9), 1670-1675.
- Akdeniz, H.A. ve Demir, H. (1991). "Enerji-Ekonomi Etkileşiminin Analizi", *Dokuz Eylül Üniversitesi İİBF Dergisi*, 6, 97-111.
- Akgeyik, T. ve Yavuz, N.Ç. (2006). "Türkiye’de Asgari Ücret, Milli Gelir ve İşsizlik İlişkisi (Ekonometrik Bir Analiz)", *Maliye Araştırma Merkezi Konferansları*, 49. Seri, 1-16.
- Akgül, M. (2003). "Biyokütle’nin Yakıt Potansiyeli Olarak Değerlendirilmesi", *Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu*, 3-4 Ekim, Kayseri, 277-288.
- Akkuş, M.F. (1998). "Türkiye Açısından Petrol ve Doğal Gaz", *Enerji Dünyası*, Ayın Toplantısı, III(XII), Şura Özel Sayısı, Aralık, 66-72.

- Akmal, M.S. (2007). "Stock Returns and Inflation: An ARDL Econometric Investigation Utilizing Pakistani Data", *Pakistan Economic and Social Review*, 45, Summer, 89-105.
- Aktan, R. (1972). *Türkiye İktisadı (Turkish Economy)*. Ankara: Sevinç Matbaası.
- Al Sahlawi, M.A. (1990). "Forecasting the Demand for Electricity in Saudi Arabia", *The Energy Journal*, 11, 119-126.
- Alternaturk (2010a). "Türkiye’de Rüzgar Enerjisi", (Erişim tarihi, 15.04.2010), <http://www.alternaturk.org/turkiyede-ruzgar-enerjisi.php>
- Alternaturk (2010b). "Jeotermal Enerji", <http://www.alternaturk.org/termal.php> (Erişim tarihi, 12.08.2010).
- Altın, V. (2004). "Yeni Ufuklara Nükleer Enerji", *Bilim ve Teknik Dergisi*, Ağustos Eki, 1-23.
- Altun, İ.H. (1998). *Türkiye’nin Hidroelektrik Potansiyeli: Türkiye’nin Enerji Politikaları*. İstanbul: Yurt Madenciliği Vakfı Yayınları.
- Altun, İ.H. (2000). "Türkiye’de Büyük Hidroelektrik Santrallerinin Bugünü, Yarını", *Türkiye VIII. Enerji Kongresi Çağrılı Bildiriler Kitabı*, DEK TMK, Ankara, 08-12 Mayıs, 239-242.
- Al-Zayer, J. and Al-Ibrahim, A.A. (1996). "Modelling the Impact of Temperature on Electricity Consumption in the Eastern Province of Saudi Arabia", *Journal of Forecasting*, 15(2), March, 97-106.
- Amusa, H., Amusa, K. and Mabugu, R. (2009). "Aggregate Demand for Electricity in South Africa: An Analysis Using the Bounds Testing Approach to Cointegration", *Energy Policy*, 37(10), 4167-4175
- Anderson, K.P. (1972). "Residential Demand for Electricity: Econometric Estimates for California and United States", *Journal of Business*, 46(4), 526-553.
- Aras, H. ve Öztürk, Ö. (2002). "Rüzgar Enerjisinin Türkiye’deki Durumunun Dünya ile Karşılaştırılması", *IV. Ulusal Temiz-Enerji Sempozyumu Bildiriler Kitabı*, Cilt:II, İstanbul: Su Vakfı Yayınları, 16-18 Ekim, 437-453.

- Arı, M. (2011). “Temiz, Çevreyi Kirletmeyen Yenilenebilir Enerji ve Gölarmara Günişığı Projesi (Fotovoltaik Uygulamalar)”, *İdarecilerin Sesi Dergisi*, 143, Ocak-Şubat, 78-81.
- Athukorala, P.P.A.V. and Wilson, C. (2010). “Estimating Short and Long-Term Residential Demand for Electricity: New Evidence from Sri Lanka”, *Energy Economics*, 32, S34–S40.
- Ayan, M. (1998). “Türkiye Açısından Petrol ve Doğal Gaz”, *Enerji Dünyası*, Ayın Toplantısı, III(XII), Şura Özel Sayısı, Aralık, 66-72.
- Aybers, N. ve Bayülken, H.R. (1997). “Türkiye’nin Elektrik Enerjisi Tüketimi İçinde Nükleer Enerjinin Yeri”, *Türkiye VII. Enerji Kongresi*, DEK TMK, 3-8 Kasım, Ankara, 27-42.
- Aydın, F.F. (2010). “Enerji Tüketimi ve Ekonomik Büyüme”, *Erciyes Üniversitesi İİBF Dergisi*, 35, Ocak-Temmuz, 317-340.
- Bahmani-Oskooee, M. and Brooks, T.J. (1999). “Bilateral J–Curve Between US and her Trading Partners”, *Weltwirtschaftliches Archiv*, 135, pp.156-165.
- Bahmani-Oskooee, M. and Harvey, H. (2006). “How Sensitive are Malaysia’s Bilateral Trade Flows to Depreciation?”, *Applied Economics*, 38(11), 1279-1286.
- Bahmani-Oskooee, M., Economidou, C. and Goswami, G. (2006). “Bilateral J-curve between the UK vis-à-vis her Major Trading Partners”, *Applied Economics*, 38(8), 879-888.
- Bakırtaş, T., Karbuz, S. and Bildirici, M. (2000). “An Econometric Analysis of Electricity Demand in Turkey”, *METU Studies in Development*, 27(1-2), 23-34.
- Balestra, P. and Nerlove, M. (1966). “Pooling Cross-Section and Time-Series Data in the Estimation of a Dynamic Model: The Demand for Natural Gas”, *Econometrica*, 34(3), July, 585-612.
- Barbier, E. (1998). *Geothermal Resources, International Course on Economics of Integrated Geothermal Projects*. 16-18 September. Ponta Delgada. Azores.
- Başol, K. (1994). *Doğal Kaynaklar Ekonomisi*. İzmir: Anadolu Yayınları.

- Baumol, W.J. and Blinder, A.S. (1998). *Microeconomics: Principles and Policy*. 7th Edition. New York: The Dryden Press.
- Belgeler (2011). “4. Biyokütle Enerjisi”, (Erişim tarihi, 30.05.2011),
<http://www.belgeler.com/blg/2c5v/biokutleenerjisi>
- BEYSAD (2012). <http://www.beysad.org.tr/index.php> (Erişim tarihi, 16.05.2012).
- Bianco, V., Manca, O. and Nardini, S. (2009). “Electricity Consumption Forecasting in Italy Using Linear Regression Models”, *Energy*, 34(9), 1413–2141.
- Bianco, V., Manca, O., Nardini, S. and Minea, A.A. (2010). “Analysis and Forecasting of Nonresidential Electricity Consumption in Romania”, *Applied Energy*, 87(11), 3584–3590.
- Bilim ve Teknik Dergisi (2008). “Çevre Korumada Çözüm Nükleer Enerji Mi?”, *TÜBİTAK*, 493, Aralık, 9, (Erişim tarihi, 17.09.2010),
<http://www.ekoloji.biz/enerji/cevre-korumada-cozum-nukleer-enerji-mi.html>
- Bockris, J.O., Veziroğlu, T.N. ve Smith, D.L. (1993). *Güneş Enerjisi*. İstanbul: İletişim Yayınları.
- Bockris, J.O., Veziroğlu, T.N. ve Smith, D.L. (2001). *Geleceğin Enerjisi: Güneş ve Hidrojen*. (Çev. Ömer Faruk Noyan). İstanbul: Kaynak Yayınları.
- Bockris, J.O. (2002). “The Origin of Ideas on a Hydrogen Economy and Its Solution to the Decay of the Environment”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 27(7), 731-740.
- Boonekamp, P.G.M. (2007). “Price Elasticities, Policy Measures and Actual Developments in Household Energy Consumption-A Bottom up Analysis for the Netherlands”, *Energy Economics*, 29, 133-157.
- BOTAŞ (2004). *Natural Gas Market Activities*. (Erişim tarihi, 22.06.2008).
<http://www.botas.gov.tr>
- BOTAŞ (2008). *Yıllık Faaliyet Raporu*. (Erişim tarihi, 10.11.2009).
<http://www.botas.gov.tr/index.asp>
- BOTAŞ (2012). <http://www.botas.gov.tr> (Erişim tarihi, 10.06.2012).

- Boughman, M. L., Joskow, P.L. and Kamat, D.P. (1979). *Electric Power in the United States: Models and Policy Analysis*. The MIT Press. Cambridge. MA.
- Boyes, W. and Melvin, M. (1994). *Microeconomics*. 2nd Edition. Boston: Houghton Mifflin Company.
- BP (2008). *Statistical Review of World Energy*. June. (Erişim tarihi, 15.01.2010). www.bp.com
- BP (2009). *Statistical Review of World Energy*. June. (Erişim tarihi, 15.01.2010). www.bp.com
- Canyurt, O.E., Ceylan, H., Öztürk, H.K. and Hepbaşlı, A. (2004). “Energy Demand Estimation Based on Two-Different Genetic Algorithm Approaches”, *Energy Sources*, 26(14), 1313-1320.
- Cerit, B. ve Yılmaz, B. (2005). “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Rüzgâr Enerjisinin Elektrik Enerjisi Potansiyeli Üzerine Bir Araştırma”, *III. Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu*, 19-21 Ekim, Mersin, (Erişim tarihi, 16.04.2010), http://www.emo.org.tr/ekler/c3870fcad1cfc36_ek.pdf
- Ceylan H, and Öztürk, H.K. (2004). “Estimating Energy Demand of Turkey Based on Economic Indicators Using Genetic Algorithm Approach”, *Energy Convers Manage*, 45(15-16), 2525-2537.
- Ceylan, H., Öztürk, H.K., Hepbaşlı, A. and Utlu, Z. (2005). “Estimating Energy and Exergy Production and Consumption Values Using Three Different Genetic Algorithm Approaches”, Part 2: Application and Scenarios, *Energy Sources*, 27(7), 629-639.
- Ceylan, H., Ceylan, H., Haldenbilen, S. and Baskan, O. (2008). “Transport Energy Modeling with Meta-Heuristic Harmony Search Algorithm, an Application to Turkey”, *Energy Policy*, 36(7), 2527-2535.
- Cheremza, W.W. and Deadman, D. (1997). *New Directions in Econometric Practise*. Second Edition. İngiltere: Edward Elgar Pub.

- Çağlar, M. ve Canbaz, M. (2002). “Türkiye Rüzgar Enerjisi Potansiyeli”, *IV. Ulusal Temiz-Enerji Sempozyumu Bidiriler Kitabı*, Cilt: I, İstanbul: Su Vakfı Yayını, 16-18 Ekim, 347-557.
- Çağlayan, E., Ataç, Ö. ve Çoban, V. (2009). “Biyoenerji Her Yerde” *Bilim ve Teknik Dergisi*, 498, Mayıs, 40-45.
- Çakıroğlu, Ü.Ö. (2009). *Türkiye’nin Enerji Sektörünün Ekonomik Analizi*. (Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi). Gaziantep: Gaziantep Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü.
- Çalışkan, M. (2000). “Rüzgar Enerji Potansiyelinin Belirlenmesi ve Uygulama Örneği”, *Türkiye VIII. Enerji Kongresi*, Cilt:II, DEK TMK, 8-12 Mayıs, Ankara, 149-160.
- Çengel, Y.A. (2003). “Dünyada ve Türkiye’de Jeotermal, Rüzgâr ve Diğer Yenilenebilir Enerjilerin Kullanımı”, *Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu*, 3-4 Ekim, Kayseri, 1-14.
- Çetiner, C. (2010), “Biyo-Kütle Enerjisi”, (Erişim tarihi, 26.08.2010), <http://eng.harran.edu.tr/~ccetiner/ogrenci.htm>
- Çınar, M.A. ve Kuyumcu, F.E. (2007). “Elektrik Enerjisinin Üretimi ve Tüketiminin Küresel Isınmaya Etkileri ve Alınması Gereken Önlemler”, *I. Türkiye İklim Değişikliği Kongresi-TİKDEK*, 11-13 Nisan, İstanbul, 296-303.
- Çolak, M. (2009). “Güneş Enerjisinden Elektrik Üretimi: Fotovoltaik Dönüşüm”, *Bilim ve Teknik Dergisi*, 498, 32-35.
- Dağsöz, A.K. (1997). *Doğalgaz Tanımı-Cihazları-Devreleri-Hesabı*. İstanbul: Demirdöküm Teknik Yayınlar.
- Dahl, C. and Sterner, T. (1991). “Analysing Gasoline Demand Elasticities: A Survey”, *Energy Economics*, 13(3), 203-210.
- De Vita, G., Endresen, K. and Hunt, L.C. (2006). “An Empirical Analysis of Energy Demand in Namibia”, *Energy Policy*, 34(18), 3447-3463.
- DEK TMK (1997). *1997 Enerji Raporu*. Ankara.

- DEK TMK (2007a). *Hidrolik ve Yenilenebilir Enerji Çalışma Grubu: Jeotermal Enerji Alt Çalışma Grubu Raporu*. Aralık. Ankara.
- DEK TMK (2007b). *Hidrolik ve Yenilenebilir Enerji Çalışma Grubu: Hidrolik Enerji Alt Çalışma Grubu Raporu*. Aralık. Ankara.
- DEK TMK (2007c). *Elektrik Enerjisi Ticareti Çalışma Grubu Raporu: Elektrik Piyasasının Yapısı, Piyasanın Oluşumunun Önündeki Engeller, Sorunlar ve Çözüm Önerileri*. Aralık. Ankara.
- DEK TMK (2007d). *Elektrik Enerjisi Çalışma Grubu Raporu*. Aralık. Ankara.
- DEK TMK (2008). “2007-2008 Türkiye Enerji Raporu”, DEK TMK Yayın No: 0009/2009, Ankara.
- Demirbaş, A. (2006). “Turkey’s Renewable Energy Facilities in the Near Future”, *Energy Sources*, 28(6), 527-536.
- Dilaver, Z. (2010). “Turkish Aggregate Electricity Demand: A Structural Time Series Analysis”, 1-19, (Erişim tarihi, 02.05.2010),
<http://www.eprg.group.cam.ac.uk/wp-content/uploads/2010/03/Zafer-Dilaver.pdf>
- Dilaver, Z. and Hunt, L.C. (2011a). “Industrial Electricity Demand for Turkey: A Structural Time Series Analysis”, *Energy Economics*, 33(3), 426-436.
- Dilaver, Z. and Hunt, L.C. (2011b). “Modelling and Forecasting Turkish Residential Electricity Demand”, *Energy Policy*, 39(6), 3117-3127.
- DMİ (2010). “Yeni ve Yenilenebilir Enerji”, (Erişim tarihi, 09.04.2010)
<http://www.dmi.gov.tr/arastirma/yenilenebilir-enerji.aspx?s=ruzgaratlasi>
- Doğal Gaz Projesi (2010). Enerji ve Çevre Mersin Memorandumu (EÇM). (Erişim tarihi, 14.09.2010).
http://www.dogalgazprojesi.com/forum/forum_posts.asp?TID=5433&PN=2&ResetModules=True
- Doğanay, H. (1998). *Enerji Kaynakları*. Erzurum: Şafak Yayınevi.
- Dolado, J.J., Jenkinson, T. and Rivero, S.S. (1990). “Cointegration and Unit Roots”. *Journal Of Economic Surveys*, 4(3), 249-273.

- Dolun, L. (2002). *Türkiye’de Elektrik Enerjisi Üretimi ve Kullanılan Kaynaklar*. Ankara: Türkiye Kalkınma Bankası AŞ. Aralık.
- Donatos, G.S. and Mergos, G.J. (1991). “Residential Demand for Electricity: The Case of Greece”, *Energy Economics*, 13, January, 41-47.
- DPT (2001a). *Madencilik Özel İhtisas Komisyonu Raporu Enerji Hammaddeleri Alt Komisyonu Petrol-Doğalgaz Çalışma Grubu*. 8 Kalkınma Planı. DPT: 2606. ÖİK: 617. Ankara.
- DPT (2001b). *Madencilik ÖİK Raporu: Enerji Hammaddeleri Alt Komisyonu Kömür Çalışma Grubu*. 8 Kalkınma Planı. DPT: 2605. ÖİK: 616. Ankara.
- DPT (2001c). *Enerji Özel İhtisas Komisyonu Raporu*. 8 Kalkınma Planı. DPT: 2610. ÖİK: 621. Ankara.
- DPT (2001d). *Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporu*. 8 Kalkınma Planı. DPT: 2569. ÖİK: 585. Ankara.
- DPT (2001e). *Madencilik Özel İhtisas Komisyon Raporu: Enerji Hammaddeleri Alt Komisyonu Jeotermal Enerji Çalışma Grubu*. 8 Kalkınma Planı. DPT: 2609. ÖİK: 620. Ankara.
- DPT (2001f). *Suhavzaları, Kullanımı ve Yönetimi Özel İhtisas Komisyonu Raporu*. 8 Kalkınma Planı. DPT: 2555. ÖİK: 571. Ankara.
- Drollas, L.P. (1984). “The demand for Gasoline: Further Evidence”, *Energy Economics*, 6, 71-82.
- DSİ (2008). *2007 Yılı Faaliyet Raporu*. Ankara.
- DSİ (2010). “Hidroelektrik Enerji”, (Erişim tarihi, 20.08.2010), <http://www.dsi.gov.tr/hizmet/enerji.htm>
- Ediger, V.Ş. and Tatlıdil, H. (2002). “Forecasting The Primary-Energy Demand in Turkey and Analysis of Cyclic Patterns”, *Energy Convers Manage*, 43(4), 473–487.
- EİE (1992). *Rüzgar Enerjisi*. Ankara: EİE İdaresi Genel Müdürlüğü Yayınları.
- EİE (1993). *Rüzgâr Elektrik Dönüşüm Sistemleri*. Ankara: EİE İdaresi Genel Müdürlüğü Yayınları.

- EİE (1994). *Rüzgâr Gücüyle Elektrik Üretimi Sistem Tasarımı*, Ankara: EİE İdaresi Genel Müdürlüğü Yayınları.
- EİE (2000). *Güneş Enerjisi*. Ankara: EİE Genel Müdürlüğü Yayınları.
- EİE (2010a), “Rüzgâr Enerjisi: Rüzgâr Enerjisi Nedir?”, (Erişim tarihi, 07.04.2010), http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/ruzgar/ruzgar_en_hak.html
- EİE (2010b), “Güneş Enerjisi ve Teknolojileri”, (Erişim tarihi, 04.05.2010), <http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/gunes/gunes.html>
- EİE (2010c), “Güneş Pilleri”, <http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/gunes/gunes.html> (Erişim tarihi, 04.05.2010).
- EİE (2010d), “Türkiye’de Güneş Enerjisi”, (Erişim tarihi, 18.04.2010), <http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/gunes/tgunes.html>
- EİE (2010e). “Dünya’da Jeotermal Enerji”, (Erişim tarihi, 11.08.2010), http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/jeotermal/12dunyada_jeotermal.html
- EİE (2010f), “Türkiye’de Jeotermal Enerji”, (Erişim tarihi, 11.04.2010), http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/jeotermal/13turkiyede_jeotermal_enerji.html
- EİE (2010g), “Hidrojen”, (Erişim tarihi, 27.08.2010), http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/hidrojen/index_hidrojen.html
- Ekonomou, L. (2010). “Greek Long-Term Energy Consumption Prediction Using Artificial Neural Network”, *Energy*, 35(2), 512-517.
- Elam, C.C., Padro, C.E.G., Sandrock, G., Luzzi, A., Lindblad, P. and Hagen, E.F. (2003). “Realizing, the Hydrogen Future: The International Energy Agency’s Efforts to Advance Hydrogen Energy Technologies”, *International Journal of Hydrogen Energy*, 28(6), 601-607.
- Elkhafif, M.A. (1992). “Estimating Disaggregated Price Elasticities in Industrial Energy Demand”, *The Energy Journal*, 13(4), 209-217.
- Elmas, Y. (2006). *Türkiye’nin Avrupa Birliği’ne Tam Üyeliğinde Enerji Sektörünün Yapısal Uyum Sorunu*. (Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi). Bolu: Abant İzzet Baysal Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü.

- Eltony, M.N. and Hajeer, M. (1999). "Electricity Demand by the Commercial Sector in Kuwait: An Econometric Analysis", *OPEC Review, Energy Economics & Related Issues*, 23(1), March, 23-32.
- Enerji Enstitüsü (2012). "Türkiye'nin Yeni Umudu Kaya Gazı", (Erişim tarihi, 16.05.2012), <http://enerjiinstitutusu.com/2011/08/05/turkiyenin-yeni-umudu-kaya-gazi/#more-11818>
- Enerji Kaynakları (2010). "Biyokütle Enerjisinin Kaynakları", (Erişim tar., 25.08.2010), http://www.enerjikaynaklari.net/keyf/biyokutle_enerjisinin_kaynaklari-126.html
- Engel, R.F. and Granger, C.W.J. (1987). "Co-integration and Error Correction Representation, Estimation and Testing", *Econometrica*, 55(2), 251- 276.
- EPA (2006). "Global Anthropogenic Non-CO₂ Greenhouse Gas Emissions:1990-2020", http://www.epa.gov/nonco2/econ-inv/pdfs/global_emissions.pdf (Erişim tarihi, 28.08.2010).
- EPDK (2008). *Petrol Piyasası Sektör Raporu*. Ankara.
- Eral, M., Aslan, M.A.A. ve Akyıl, S. (1997). "Nükleer Enerji ve Çevre", *Ekoloji Çevre Dergisi*, 24, Temmuz-Ağustos-Eylül, 25-27.
- Erbaykal, E. (2008). "Disaggregate Energy Consumption and Economic Growth: Evidence from Turkey", *International Research Journal of Finance and Economics*, 20, 172-179.
- Erdem, S. (2009). "Hidrojen Depolamada Yeni Teknik", *Bilim ve Teknik Dergisi*, 498, Mayıs, 7.
- Erdener, H., Erkan, S., Eroğlu, E., Gür, N., Şengül, E. ve Baç, N. (2007). *Sürdürülebilir Enerji ve Hidrojen*. Ankara: ODTÜ Yayıncılık.
- Erdoğan, E. (2007). "Electricity Demand Analysis Using Cointegration and ARMA Modelling: A Case Study of Turkey", *Energy Policy*, 35(2), 1129-1146.
- Erdoğan, E. (2010). "Natural Gas Demand in Turkey", *Applied Energy*, 87, 211-219.
- Erkmen, E. ve Varol, G. (2009). "Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2009-2018)", *TMMOB VII. Enerji Sempozyumu Bildiri Kitabı*, Ankara, 85-98.

- ETKB (2002). *2002 Yılı Faaliyet Raporu*. Ankara.
- ETKB (2010a). “Kömür”, (Erişim tarihi, 02.04.2010), www.enerji.gov.tr
- ETKB (2010b). “Rüzgâr Potansiyeli”, (Erişim tarihi, 20.05.2010), www.enerji.gov.tr
- ETKB (2010c). “Rüzgâr”, (Erişim tr., 15.04.2010), www.enerji.gov.tr/bakanlikhaberleri
- ETKB (2010d). “Güneş Enerjisi”, (Erişim tarihi, 17.04.2010), <http://www.enerji.gov.tr>
- ETKB (2010e). “Hidrolik”, (Erişim tarihi, 11.07.2010), <http://www.enerji.gov.tr>
- ETKB (2010f). “Biyoyakıt”, (Erişim tarihi, 31.08.2010), www.enerji.gov.tr
- ETKB (2010g). “Biyogaz ve Biyogaz Üretimi Yan Ürünlerinin Kullanım Alanları”, (Erişim tarihi, 30.08.2010), www.enerji.gov.tr
- ETKB (2010h). “Hidrojen”, (Erişim tarihi, 27.08.2010), <http://www.enerji.gov.tr>
- ETKB (2010i). “Uranyum ve Toryum”, (Erişim, 20.05.2010), <http://www.enerji.gov.tr>
- ETKB (2010j). “Nükleer Enerji”, (Erişim tarihi, 07.09.2010), www.enerji.gov.tr
- ETKB (2010k). “Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu”, (Erişim tarihi, 21.10.2010), <http://www.epdk.gov.tr>
- ETKB (2010m). *Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Bağlı ve İlgili Kuruluşlarının Amaç ve Faaliyetleri*. Ankara.
- ETKB (2010n). “Elektrik”, (Erişim tarihi, 21.09.2010), <http://www.enerji.gov.tr>
- EÜAŞ (2010). *Yıllık Rapor*. Ankara.
- EÜAŞ (2011). <http://www.euas.gov.tr/> (Erişim tarihi, 21.12.2011).
- Fatai, K., Qxley, L. and Scrimgeour, F.G. (2004). “Modelling the Causal Relationship Between Energy Consumption and GDP in New Zealand, Australia, India, Indonesia, The Philippines and Thailand”, *Mathematics and Computers in Simulation*, 64(3-4), 431-445.
- Filippini, M. and Pachauri, S. (2004). “Elasticities of Electricity Demand in Urban Indian Households”, *Energy Policy*, 32(3), pp.429–436.
- Frank, R.H. (1994). *Microeconomics and Behavior*. 2nd Edition. New York: MacGrawHill. Inc.

- Geem, Z.W. and Roper, W.E. (2009). “Energy Demand Estimation of South Korea Using Artificial Neural Network”, *Energy Policy*, 37(10), 4049-4054.
- Gökçen, G. (2009). “Yerküre’nin Bize Armağanı Jeotermal Enerji”, *Bilim ve Teknik Dergisi*, 42(498), Mayıs, 46-49.
- Göktaş, Ö. (2005). *Teorik ve Uygulamalı Zaman Serileri Analizi*. İstanbul: Beşir Kitapevi.
- Granger, C.W.J. and Newbold, P. (1974). “Spurious Regressions in Econometrics”, *Journal of Econometrics*, 2(2), July, 111–120.
- Griffiths, A. and Wall, S. (2000). *Intermediate Microeconomics: Theory and Applications*, 2nd Edition, New Jersey: Prentice Hall.
- Gujarati, D.N. (1999). *Temel Ekonometri*. (Çev. Ü. Şenesen ve G.G. Şenesen). İstanbul: Literatür Yayınları.
- Güngör, M. ve Fırat, M. (2003). “Türkiye’de Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli ve Geliştirilmesi”, *I. Ege Sempozyumu ve Sergisi*, (Ed. Kemal Öztürk), Pamukkale Üniversitesi Mühendislik Fakültesi, Mayıs, 373-379.
- Güriş, S. ve E. Çağlayan (2010). *Ekonometri Temel Kavramlar*. (Genişletilmiş 3. Basım). İstanbul: Der Yayınevi.
- GWEC (2010a). “Total Installed Capacity”, (Erişim tarihi, 11.04.2010), www.gwec.net
- GWEC (2010b). “Turkey: Total Installed Capacity”, (Erişim tarihi, 12.04.2010), www.gwec.net
- Haldenbilen, S., and Ceylan, H. (2005). “Genetic Algorithm Approach to Estimate Transport Energy Demand in Turkey”, *Energy Policy*, 33, 89-98.
- Halıcıoğlu, F. (2007). “Residential Electricity Demand Dynamics in Turkey”, *Energy Economics*, 29(2), 199-210.
- Halvorsen, R.F. (1973a). *Long-run Residential Demand for Electricity*. University of Washington. Institute for Economic Research. Discussion Paper No:73-6.
- Halvorsen, R.F. (1973b). *Short-run Determinants of Residential Electricity Demand*. University of Washington. Institute for Economic Research. Discussion Paper No:73-10.

- Hamzaçebi, C. (2007). “Forecasting of Turkey’s Net Electricity Energy Consumption on Sectoral Bases”, *Energy Policy*, 35(3), 2009-2016.
- Harvey, A.C. and Marshall, P. (1991). “Inter-fuel Substitution, Technical Change and the Demand for Energy in the UK Economy”, *Applied Economics*, 23(6), June, 1077-1086.
- Hepbaşı, A. and Utlu, Z. (2004). “Evaluating the Energy Utilization Efficiency of Turkey’s Renewable Energy Sources During 2001”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 8(3), June, 237-255.
- Hepbaşı, A. ve Özgener, Ö. (2004). “Turkey’s Renewable Energy Sources: Part II, Potential and Utilization”, *Energy Sources*, 26(10), 971-982.
- HGD (2010a), “Temiz Enerji Yayınları: Güneşimizi Tanıyalım”, (Erişim, 25.08.2010), www.habitatingenclik.org.tr/dl/yayinlar/enerji/G_taniyalim.pdf
- HGD (2010b). “Temiz Enerji Yayınları: Biyokütle Enerjisi”, (Erişim tarihi, 19.04.2010), www.habitatingenclik.org.tr/dl/yayinlar/enerji/BiyoKutle.pdf
- Hirshleifer, J. and Hirshleifer, D. (1997). *Price Theory and Applications*. 6th Edition. New Jersey: Prentice Hall.
- Holtedahl, P. and Joutz, F.L. (2004). “Residential electricity demand in Taiwan”, *Energy Economics*, 26(2), March, 201-224.
- Hondroyannis, G. (2004). “Estimating residential demand for electricity in Greece”, *Energy Economics*, 26(3), May, 319-334
- IAEA (2010). *Annual Report 2009*. <http://www.iaea.org/Publications/index.html> (Erişim tarihi, 17.09.2010).
- IEA (1998). *Energy Balances of OECD Countries*. Paris.
- IEA (2003). *Renewables for Power Generations: Status and Prospects*. Paris.
- IEA (2004). *World Energy Outlook 2004*. Paris.
- IEA (2006a). *Natural Gas Market Review*. Paris.
- IEA (2006b). *Energy Balances of OECD Countries*. Paris.
- IEA (2007). *Energy Balances of OECD Countries*. Paris.

- IEA (2008). *Energy Balances of OECD Countries*. Paris.
- IEA (2009). *Trends in Photovoltaic Applications: Survey Report of Selected IEA Countries Between 1992 and 2008*. September. Paris.
- IEA (2010a). *Key World Energy Statistics*. Paris.
- IEA (2010b). *Energy Balances of OECD Countries*. Paris.
- IEA (2011). *World Economic Outlook*. April. Paris.
- IEA, www.iea.org (Erişim tarihi, 20.10.2010).
- IMF (2011), <http://www.imf.org/external/data.htm> (Erişim tarihi, 10.06.2011).
- Işığıçok, E. (1994). *Zaman Serilerinde Nedensellik Çözümlemesi*. Bursa: Uludağ Üniversitesi Basımevi.
- İder, S.K. (t.y.). “Hidrojen Enerji Sistemi”, (Erişim tarihi, 26.08.2010), www.metalurji.org.tr/dergi/dergi134/d134_101105.pdf
- İstanbul Enerji (2010). “Yenilenebilir Enerji Kaynakları: Güneş Enerjisi (Solar Energy)”, (Erişim tarihi, 13.07.2010), http://www.istanbulenerji.com.tr/haber_detay.asp?id=992&tur=266
- İTO (2007). *Enerji Sektörünün Geleceği, Alternatif Enerji Kaynakları ve Türkiye'nin Önündeki Fırsatlar*. İstanbul: İstanbul Ticaret Odası Yayınları. Yayın No: 2007-29.
- İTÜ (2007). *Türkiye’de Enerji ve Geleceği*. Nisan. İstanbul.
- Johansen, S. (1988). “Statistical Analysis of Cointegration Vectors”, *Journal of Economic Dynamics and Control*, 12 (2/3), 231-254.
- Johansen, S. and Juselius, K. (1990). “Maximum Likelihood Estimation and Inference on Cointegration-with Applications to the Demand For Money”, *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 52(2), 169-210.
- Kamerschen, D.R. and Porter, D.V. (2004). “The Demand for Residential, Industrial and Total Electricity, 1973-1998”, *Energy Economics*, 26, 87-100.

- Kankal, M., Akpınar, A., Kömürcü, M.İ. and Özşahin, T.Ş. (2011). “Modeling and Forecasting of Turkey’s Energy Consumption Using Socio-Economic and Demographic Variables”, *Applied Energy*, 88(5), 1927-1939.
- Karaca, O. (2005). “Türkiye’de Faiz Oranı ile Döviz Kuru Arasındaki İlişki: Faizlerin Düşürülmesi Kurları Yükseltir mi?”, *TEK Tartışma Metni*, No: 2005/14, Ekim, 1-18.
- Karadaş, F. (2008). *Sürdürülebilir Kalkınma Çerçevesinde Türkiye’de Enerji Sektörü ve Politikaları*. (Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi). Gaziantep: Gaziantep Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü.
- Karadeli, S. (2001). *Rüzgar Enerjisi*. Yayın No: 5. Ankara: Temiz-Enerji Vakfı.
- Karagöl, E., Erbaykal, E. ve Ertuğrul, H.M. (2007). “Türkiye’de Ekonomik Büyüme İle Elektrik Tüketimi İlişkisi: Sınır Testi Yaklaşımı”, *Doğuş Üniversitesi Dergisi*, 8, 72-80.
- Kasman, A., Turgutlu, E ve Konyalı, G. (2005). “Cari Açık Büyümenin mi Aşırı Değerli TL’nin mi Sonucudur?”, *İşletme Finans Dergisi*, 20(233), Ağustos, 88-98.
- Katz, M.L. and Rosen, H.S. (1998). *Microeconomics*. 3rd Edition. Boston: MacGraw-Hill. Inc.
- Kavaklioğlu K., Ceylan, H., Öztürk, H.K. and Canyurt, O.E. (2009). “Modeling and Prediction of Turkey’s Electricity Consumption Using Artificial Neural Networks”, *Energy Convers Manage*, 50(11), November, 2719-2727.
- Keleş, M.S. (2005). *Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri ve Türkiye Ekonomisine Olan Etkileri*. (Yayınlanmamış Uzmanlık Tezi). Ankara: Hazine Müsteşarlığı.
- Kıcıman, S. (1999). “Fosil Yakıtların Avrasya ve Orta Asya’daki Stratejik Değeri”, *Enerji Dünyası*, 25, Ağustos, 22.
- Kınık, E. (2008). *Türkiye’de Mesken Elektrik Talebi*. (Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi). Kahramanmaraş: Kahramanmaraş Sütçü İmam Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü.

- Klug, H.G. and Faass, R. (2001). "Cryoplane: Hydrogen Fuelled Aircraft-Status and Challenges", *Air and Space Europe*, III(3/4), 252-254.
- Koçak, A. (2001). "Türkiye’de Jeotermal Enerji Aramaları ve Potansiyeli", *III. TMMOB Enerji Sempozyumu*, 5-7 Aralık, 293-304.
- Koçak, S. (1994). *Elektrik Enerjisinde Marjinal Maliyetlere Dayalı Fiyatlandırma Modelleri*. (Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi). Ankara: Gazi Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü.
- Kokkelenberg, E.C. and Mount, T.D. (1993). "Oil Shocks and the Demand for Electricity", *The Energy Journal*, 14(2), 113-138.
- Koutsoyiannis, A. (1997). *Modern Mikro İktisat*. (Çev. Muzaffer Sarımeşeli). 2 Baskı. Ankara: Gazi Kitabevi.
- Köse, H. ve Şimşir, F. (1996). "Dünya Enerji Sektörünün Görünümü", *Egevizyon*, 13, Ağustos, 20.
- Kremers, J.J.M., Ericsson, N.R. and Dolada, J.J. (1992). "The Power of Cointegration Tests", *Oxford Bulletin of Economic and Statistics*, 54(3), 325-348.
- Kumar, U. and Jain, V.K. (2010). "Time Series Models (Grey-Markov, Grey Model with Rolling Mechanism and Singular Spectrum Analysis) to Forecast Energy Consumption in India", *Energy*, 35(4), April, 1709-1716.
- Kutlar, A. (2005). *Uygulamalı Ekonometri*. (2. Baskı). İstanbul: Nobel Yayın Dağıtım.
- Küçükali, S. and Barış, K. (2010). "Turkey’s Short-Term Gross Annual Electricity Demand Forecast by Fuzzy Logic Approach", *Energy Policy*, 38(5), May, 2438-2445.
- Küçükbahar, D. (2008). *Modeling Monthly Electricity Demand in Turkey For 1990-2006*, (No Publish Master Thesis), Ankara: Middle East Technical University.
- Lee, R.S. and Singh, N. (1994). "Patterns in Residential Gas and Electricity Consumption: An Econometric Analysis", *Journal of Business & Economics Statistics*, 12(2), 233-242.

- Mah, J.S. (2000). "An Empirical Examination of The Disaggregated Import Demand of Korea-The Case Of Information Tecnology Products" *Journal of Asian Economics*, 11(2), 237-244.
- Mankiw, N.G. (1998). *Principles of Microeconomics*. New York: The Dryden Press.
- Mansfield, E. (1997). *Applied Microeconomics*. 2nd Edition. New York: W.W. Norton Company.
- Micklewright, J. (1989). "Towards a Household Model of UK Domestic Energy Demand", *Energy Policy*, 12(3), June, 264-276.
- Miller, R.L. and Meiners, R.E. (1994). *Intermediate Microeconomics*. 3rd Edition. New York: MacGraw-Hill.
- Milli Prodüktivite Merkezi (1988). *Türkiye 'de Elektrik Enerjisi ve Verimlilik*. Yayın No: 367. Ankara.
- Mohamed, Z. and Bodger, P. (2005). "Forecasting Electricity Consumption in New Zealand Using Economic and Demographic Variables", *Energy*, 30(10), July, 1833-1843.
- MTA (2006). *Jeotermal Enerji Broşürü*.
- MTA (2009). "Türkiye Maden Rezervleri", (Erişim tarihi, 03.07.2009), <http://www.mta.gov.tr/madenler/turmaden/alan.asp>
- MTA (2010). "Türkiye'nin Önemli Linyit Yatakları Haritası", (Erişim tarihi, 02.04.2010), <http://www.mta.gov.tr/madenler/turmaden/linyit.htm>
- Mucuk, M. and Uysal, D. (2009a). "Turkey's Energy Demand", *Current Research Journal of Social Sciences*, 1(3), 123-128
- Mucuk, M. ve Uysal, D. (2009b). "Türkiye Ekonomisinde Enerji Tüketimi ve Ekonomik Büyüme", *Maliye Dergisi*, 157, Temmuz-Aralık, 105-115
- Murat, Y.S. and Ceylan, H. (2006). "Use of Artificial Neural Networks for Transport Energy Demand Modeling", *Energy Policy*, 34(17), November, 3165-3172.
- MÜSİAD (2008). *Enerji ve Maden Sektörü Raporu: Genel ve Bölgesel Tespitler ve Çözüm Önerileri*. Adana.

- Nan, G.D. and Murry, D.A. (1992). “Energy Demand with Flexible Double-Logarithmic Functional Form”, *The Energy Journal*, 13(4), 149-160.
- Narayan, P.K. and Smyth, R. (2005). “The Residential Demand for Electricity in Australia: An Application of the Bounds Testing Approach to Cointegration”, *Energy Policy*, 33(4), March, 467-474
- Narayan, P.K. and R. Smyth (2006). “What Determines Migration Flows From Low-Income To High-Income Countries? An Empirical Investigation of Fiji-US Migration: 1972-2001”, *Contemporary Economic Policy*, 24(2), 332-342.
- Nasr, G.E., Badr, E.A. and Younes, M.R. (2002). “Neural Networks in Forecasting Electrical Energy Consumption: Univariate and Multivariate Approaches”, *International Journal of Energy Research*, 26, January, 67-78.
- Natural Gas (2010). “History”, (Erişim tarihi, 10.02.2010), www.naturalgas.org
- Nicholson, W. (1998). *Microeconomics Theory: Basic Principles and Extensions*. 7th Edition. New York: The Dreyden Press.
- Norm Enerji (2010). “Türkiye’de Güneş Enerjisi”, (Erişim tarihi, 10.09.2010), <http://www.solar-bazaar.com/solar.asp?id=488>
- NREL (2010). “Renewable Energy Basics: Solar, Solar Hot Water”, (Erişim tarihi, 04.05.2010), www.nrel.gov/learning/re_solar_hot_water.html
- OBİTET (2010). “Alternatif Enerji: Hidrojen Enerjisi”, (Erişim tarihi, 27.08.2010), http://www.obitet.gazi.edu.tr/obitet/alternatif_enerji/Hidrojen_Enerjisi.htm
- OGM (2009). *Orman Genel Müdürlüğü’nde Biyoenerji Konusunda Yapılan Çalışmalar Biyoenerji Çalışma Grubu*. Ankara.
- Özdemir, N. ve Çobanoğlu, E.O. (2008). “Türkiye’de Nükleer Santrallerin Kurulması ve Nükleer Enerji Kullanımı Konusundaki Öğretmen Adayların Tutumları”, *Hacettepe Üniversitesi Eğitim Fakültesi Dergisi*, 34, 218-232.
- Özer, H. (2001). *Türkiye’de Hanehalkı Tüketim Harcamalarının Doğrusal Harcama Sistemi Yaklaşımıyla Analizi*. Ankara: Devlet İstatistik Enstitüsü Matbaası. Yayın No: 2463.

- Özgener, A. (2006). “Türkiye’de Nükleer Enerji, Alternatifleri ile Ekonomik Açıdan da Rekabet Edebilir”, *TİSK Dergisi*, Şubat, (Erişim tarihi, 17.09.2010), <http://www.tisk.org.tr/isveren.asp?id=73>
- Özsabuncuoğlu, İ.H. ve Uğur, A. (2005). *Doğal Kaynaklar Ekonomi. Yönetim ve Politika*. Ankara: İmaj Yayınevi.
- Öztürk, H.K., Ceylan, H., Canyurt, O.E., and Hepbasli, A. (2005). “Electricity Estimation Using Genetic Algorithm Approach: A Case Study of Turkey”, *Energy*, 30(7), 1003-1012.
- Öztürk, İ.E.Y. (2008). *The Application and Evaluation Of Functional Link Net Techniques in Forecasting Electricity Demand*. (No Publish Master Thesis). Ankara: Middle East Technical University.
- Öztürk, İ. ve Karbuz, S. (2006). *Türkiye’nin Enerji Ekonomisi ve Petrolün Geleceği*. MÜSİAD Araştırma Raporları.
- Öztürk, N., Bilgiç, M. ve Arslan, C. (t.y.). “Hidrojen Enerjisi ve Türkiye’deki Hidrojen Potansiyeli”, (Erişim tarihi, 26.08.2010), www.emo.org.tr/ekler/51c5ffd6b62cc21_ek.pdf
- Pao, H.T. (2006). “Comparing Linear and Nonlinear Forecasts for Taiwan’s Electricity Consumption”, *Energy*, 31(12), 2129-2141.
- Parfit, M. (2005). “Alternatif Enerji”, *National Geographic*, Ağustos, 76-106.
- Parkin, M. (1998). *Microeconomics*. 4th Edition. New York: Addison-Wesley.
- Pashigian, B.P. (1995). *Price Theory and Applications*. New York: MacGraw-Hill.
- Pervan, N. (2006). *Türkiye’de Doğal Gaz Piyasasının Yeniden Yapılandırılması ve Sonuçları*. (Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi). Ankara: Ankara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü.
- Pesaran, B. and Pesaran, M.H. (2009). *Time Series Econometrics Using Microfit 5.0*. New York: Oxford University Press Inc.
- Pesaran, M.H., Shin, Y. and Smith, R.J. (2001). “Bounds Testing Approaches to the Analysis of Level Relationships”, *Journal of Applied Econometrics*, 16(3), 289-326.

- PİGM (2008). *2008 Yılı Petrol ve Doğalgaz Sektör Raporu*. Ankara: Türkiye Petrolleri A.O. Genel Müdürlüğü.
- PİGM (2009). “Türkiye'nin Jeolojik Durumu ve Petrol Potansiyelimiz”, (Erişim tarihi, 08.01.2010), http://www.pigm.gov.tr/petrol_potansiyelimiz.php
- Pindyck, R.S. (1979). *The Structure of World Energy Demand*. MIT Press, Cambridge. MA.
- REN21-Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (2010). *Renewables 2010 Global Status Report*. Paris.
- Rothman, D.S., Ho Hong, J. and Mount, T.D. (1994). “Estimating Consumer Energy Demand Using International Data: Theoretical and Policy Implications”, *The Energy Journal*, 15(2), 67-88.
- Salvatore, D. (1986). *Microeconomics: Theory and Applications*. New York: Macmillan Publishing Company.
- Samsun Ticaret Odası (2008). *Türkiye ve Enerji*. Samsun. <http://www.samsuntso.org.tr>
- Selçuk, N. ve Arabul, H. (2000). *Elektrik Enerjisinde Ulusal Politika: 2000 Yılında Türkiye’de Elektrik Enerjisinde Mevcut Durum, Sorunlar ve Çözüm Önerileri*. ASO-İSO Ortak Yayını. Ekim.
- Soysal, A. (1994). *Elektrik Enerjisi Arz ve Talebi (Türkiye İçin Bir Deneme)*. (Yayınlanmamış Doktora Tezi). Ankara: Ankara Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü.
- Sözen, A. (2009). “Future Projection of The Energy Dependency of Turkey Using Artificial Neural Network”, *Energy Policy*, 37(11), November, 4827-4833.
- Sözen, A. and Arcaklioğlu, E. (2007a). “Prediction of Net Energy Consumption Based On Economic Indicators (GNP and GDP) in Turkey”, *Energy Policy*, 35(10), 4981-4992.
- Sözen, A. and Arcaklioğlu, E. (2007b). “Prospects for Future Projections of the Basic Energy Sources in Turkey”, *Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy*, 2(2), 183-201.

- Sümer, K.K., Göktaş, Ö. and Hepsağ, A. (2009). “The Application of Seasonal Latent Variable in Forecasting Electricity Demand as an Alternative Method”, *Energy Policy*, 37(4), April, 1317-1322.
- Şahin, V. (1991). *Bölgesel Nüfus, Katma Değer ve Elektrik Talep Modeli REDA ve Örnek Projeksiyon Çalışması*. Ankara.
- Şahin V. (1994). *Enerji Sektöründe Geleceğe Bakış: Arz, Talep ve Politikalar*. İstanbul: Türkiye Sanayiciler ve İşadamları Derneği. Yayın No.TÜSİAD-T/94.
- Şahin, H.M., Yıldız, K., Ubeyli, M. ve Altınok, T. (2002). “Nükleer Atıkların Yakıt Olarak Yeniden Değerlendirilmesi”, *IV. Ulusal Temiz-Enerji Sempozyumu Bildiriler Kitabı*, 16-18 Ekim İstanbul, 99-104.
- Şahin, İ. (2009). *Geleceğin Temiz Enerjisi Hidrojen Gazının Elektrolizle Eldesinde Tiyoüre ve Nikel Katodun Etkilerinin Araştırılması*. (Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi). Adana: Çukurova Üniversitesi Fen Bilimleri Enstitüsü.
- Şen, H.M. (2006). “Türkiye’nin Genel Enerji Durumu”, *İTÜ Enerji Çalıştayı ve Sergisi Bildiriler ve Sunumlar*, ENKÜS, Enerji Enstitüsü Yayınları, 23-26 Haziran, No: 2006/1, 10-23.
- Şengüler, İ. ve Şener, M. (1994). “Termik Santrallerde Bitümlü Şeyl Kullanımı“, *Türkiye VI. Enerji Kongresi Teknik Oturum Tebliğleri*, Cilt: II, 17-22 Ekim İzmir, 158-165.
- Şengün, M. (1994). *Türkiye Elektrik Enerjisi Ekonometrik Talep Tahmini*. (Yayınlanmamış Yüksek Lisans Tezi). İstanbul: İstanbul Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü.
- Şimşek, M. (2004). “Türkiye’de Reel Döviz Kurunu Belirleyen Uzun Dönemli Etkenler”, *Cumhuriyet Üniversitesi İİBF Dergisi*, 2, 1-24.
- TAEK (2010). *Günümüzde Nükleer Enerji*. Temmuz.
- Tarı, R. (2010). *Ekonometri*. (Genişletilmiş 6. Baskı). İzmit-Kocaeli: Umuttepe Yayınları.

- TASAM (2009). www.tasam.org/index.php/images/File/afrika/images/index.php?altid=1356 (Erişim tarihi, 03.09.2009).
- Taşman, C. (2008). “Petrolün Türkiye’de Tarihçesi”, <http://www.mta.gov.tr> (Erişim tarihi, 01.06.2008).
- TEDAŞ, <http://www.tedas.gov.tr/1.html>
- TEF (2001). *Türkiye’nin Yeni Enerji Stratejileri*. Ankara.
- TEİAŞ, <http://www.teias.gov.tr/>
- TEİAŞ (2009). *Elektrik İletimi Sektör Raporu*. (Erişim tarihi, 28.10.2010).
www.enerji.gov.tr/yayinlar_raporlar/Sektor_Raporu_TEIAS_2009.pdf
- TEİAŞ (2010a), “Türkiye Elektrik Kurumunun Kuruluşu”, (Erişim tarihi, 28.10.2010).
<http://www.teias.gov.tr/>
- TEİAŞ (2010b), “Türkiye Elektrik İstatistikleri”, <http://www.teias.gov.tr/> (Erişim, 25.10.2010).
- TEİAŞ (2010c). *Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2010–2019)*. Ekim. Ankara.
- TEİAŞ (2012). “Türkiye Elektrik İstatistikleri”, (Erişim tarihi, 25.06.2012),
<http://www.teias.gov.tr/>
- Temel Britannica (t.y.). *Doğalgaz nedir?*, 14, 62-63.
- TEMSAN (2009). *2009 Sektör Raporu*. Ankara.
- Temurçin, K. ve Aliağaoğlu, A. (2003). “Nükleer Enerji ve Tartışmalar Işığında Türkiye’de Nükleer Enerji Gerçeği”, *Coğrafi Bilimler Dergisi*, 1(2), 25-39.
- TETAŞ (2010). <http://www.tetas.gov.tr/Default.aspx?categorysid=0> (Erişim tarihi, 26.10.2010).
- Tezekici, S. (2005). *Türkiye’de Enerji Sektörü ve Elektrik Enerjisi Talep Projeksiyonu (Kaynaklar-Politikalar)*. (Yayınlanmamış Doktora Tezi). İstanbul: İstanbul Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü.
- The Geopolitics of Natural Gas (2005). “Baker Institute Study”, No: 25, March, 1-12.

- TJD (2010a). “Jeotermal Enerji Nedir?”, (Erişim tarihi, 12.08.2010), <http://www.jeotermaldernegi.org.tr/>
- TJD (2010b). “Türkiye’de Jeotermal”, (Erişim tarihi, 12.08.2010), <http://www.jeotermaldernegi.org.tr/>
- TKİ (2008). Faaliyet Raporu.
- TKİ (2009). Kömür Sektör Raporu (Linyit).
- TKİ (2010). “Kömür Nedir”, http://www.tki.gov.tr/dosyalar/komur_nedir.pdf (Erişim Tarihi, 22.09.2010).
- TMMOB (2009). www.mmo.org.tr (Erişim tarihi, 21.04.2009).
- TMMOB (2008). *Türkiye’nin Doğal Gaz Temin ve Tüketim Politikalarının Değerlendirilmesi Raporu*. Mart. Ankara.
- Toksarı, M.D. (2007). “Ant Colony Optimization Approach to Estimate Energy Demand of Turkey”, *Energy Policy*, 35(8), August, 3984–3990.
- Topal, M. ve Arslan, E.I. (2008). “Biyokütle Enerjisi ve Türkiye”, *VII. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu*, 17-19 Aralık İstanbul, 241-247.
- Trthaber (2012). “Türkiye’nin 50 Yıllık İhtiyacını Karşılacak”, (Erişim tarihi, 16.05.2012), <http://www.trthaber.com/haber/ekonomi/turkiyenin-50-yillik-ihciyacini-karsilayacak-41283.html>
- Tso, C. and Chang, S. (2002). “A Viable Niche Market-Fuel Cell Scooters in Taiwan”, 1-10, <http://www.tfc.org.tw/Uploadfile/DownFile/8/1023155544541.pdf> (Erişim tarihi, 25.08.2010).
- TTK (2009). *Taşkömürü Sektör Raporu*. TTKGM-Türkiye Taşkömürü Kurumu Genel Müdürlüğü. Mayıs. www.tki.gov.tr/dosyalar/komur_nedir.pdf (Erişim tarihi, 04.12.2009).
- TTK (2010). “Taşkömürü Üretimi”, (Erişim tarihi, 27.03.2010), www.tki.gov.tr
- TÜİK (1999). *İstatistiksel Göstergeler (1923-1998)*. Yayın No: 2252. Ankara.
- TÜİK (2007). *İşgücü, İstihdam ve İşsizlik İstatistikleri: Sorularla Resmi İstatistikler Dizisi-I*. Ankara: Türkiye İstatistik Kurumu Matbaası.

- TÜİK (2012). “Adrese Dayalı Nüfus Kayıt Sistemi Sonuçları, 2011”, Haber Bülteni, Sayı: 10736, Ankara.
- TÜPRAŞ (2010). “TÜPRAŞ Rafinerileri”, (Erişim tarihi, 27.01.2010), <http://www.tupras.com.tr/detailpage.tr.php?IPageID=831>
- TDK (2009). *Sözlük*. (Erişim tarihi, 03.09.2009). <http://tdkterim.gov.tr/bts/?kategori=veritbn&kelimesec=112777>
- Türkbal, A. (1983). *Mikroiktisat*. Erzurum: Atatürk Üniversitesi Basımevi.
- Türkbal, A. (1998). *İktisada Giriş*. Erzurum: Şafak Yayınları.
- US DOE (2008). *Geothermal Technologies Programs, Geothermal Tomorrow 2008*. US Department of Energy. (Erişim tarihi, 15.09.2009). http://www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/geothermal_tomorrow_2008.pdf
- US EIA (2010). *International Energy Outlook 2010*. (Erişim tarihi, 12.10.2010). http://www.eia.gov/oiaf/ieo/graphic_data_highlights.html
- Uyar, T.S. (2004). *Yenilenebilir Enerji*. 3. (Erişim tarihi, 04.11.2008). <http://www.bugday.org/article.php?ID=79>
- Uzören, N. ve Uzgören, E. (2005). “Zaman Serilerinde Sahte Regresyon Sorunu ve Reel Kamu Harcamalarına Yönelik Bir Ekonometrik model Uygulaması”, *Akademik Bakış Dergisi (E-Dergi)*, 5, Ocak, 1-14.
- Uzunoğlu, M., Yüksel, R. ve Ok, M. (2001). “Güneş Enerjisi ve Kullanım Alanları”, *Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu ve Sergisi, Bildiriler Kitabı*, MMO Yayınları, 12-13 Ekim Kayseri, 89-95.
- Ültanır, M.Ö. (1998). *21. Yüzyıla Girerken Türkiye'nin Enerji Stratejisinin Değerlendirilmesi*. İstanbul: TÜSİAD. Yayın No: TÜSİADT/98-12/239. Aralık.
- Ünver, Ö. (1998). *Türkiye'nin Enerji Politikaları*. İstanbul: Yurt Madenciliği Vakfı Yayınları.
- Vatansever, A. (2010). “Rüzgar Enerjisinin Tarihte İlk Kullanımı”, (Erişim tarihi, 07.04.2010), <http://www.vatanenerji.com/enerji/haberdetay.asp?ID=10>

- VÖA (2010a). “Jeotermal Enerji”, (Erişim tarihi, 12.08.2010), http://tr.wikipedia.org/wiki/Jeotermal_enerji
- VÖA (2010b). “Hydroelectricity”, (Erişim tarihi, 20.08.2010), <http://en.wikipedia.org/wiki/Hydroelectricity>
- WNA (2010). “Nuclear Century Outlook”, (Erişim tarihi, 17.09.2010), www.world-nuclear.org
- World Atlas&Industry Guide (2005). *The International Journal On Hydropower&Dams*. Aqua-Media Int.
- Yamak, N. ve Tanrıöver, B. (2007). “Türkiye’de Nominal Faiz Oranı-Fiyat Düzeyi İlişkisi: Gibson Paradoksu”, 8. *Türkiye Ekonometri ve İstatistik Kongresi Tebliğleri*, 24-25 Mayıs Malatya, 1-13.
- Yamak, R. ve Güngör, B., (1998). “Konut Elektrik Talep Denkleminin Tahmini: Türkiye Örneği, 1950-1991”, *Ekonomik Yaklaşım*, 31(9), 71-78.
- Yanar, R. ve Kerimoğlu, G. (2011). “Türkiye’de Enerji Tüketimi, Ekonomik Büyüme ve Cari Açık İlişkisi”, *Ekonomi Bilimleri Dergisi*, 3(2), 191-201.
- Yaylalı, M. (2003). *Mikroiktisat*. (3. Baskı). İstanbul: Beta Basım Yayım Dağıtım AŞ.
- Yazar, Y. (2010). “Türkiye’nin Enerjideki Durumu ve Geleceği”, *SETA Analiz*, Sayı:31, Aralık, 1-24.
- Yıldırım, M. ve Örnek, İ. (2007). “Enerjide Son Seçim: Nükleer Enerji”, *Gaziantep Üniversitesi Sosyal Bilimler Dergisi*, 6, 32-44.
- Yıldırım, R.G. (2003). “Dünyada ve Türkiye’de Biyokütle Enerji”, *Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu*, 3-4 Ekim Kayseri, 357-360.
- Yiğitgüden, Y. (1999). *Türkiye Elektrik Enerjisi Sektöründe Özelleştirme Politikaları ve Çalışmaları*, İstanbul: İstanbul Ticaret Odası, Yayın No:1999-57.
- Yumurtacı, Z. and Asmaz, E. (2004). “Electric Energy Demand of Turkey for the Year 2050”, *Energy Sources*, 26(12), October, 1157–1164.
- Yücel, F.B. (1994). *Enerji Ekonomisi*. Ankara: Febel Yayıncılık.

- Yücel, F.B. (1999). “Doğal Gazdaki Arz Güvensizliği Elektrik Üretimini Olumsuz Etkiliyor”, *Enerji*, IV(2), Şubat, 25.
- Zachariadis, T. and Pashourtidou, N. (2007). “An Empirical Analysis of Electricity Consumption in Cyprus”, *Energy Economics*, 29(2), March, 183-198.
- Zhou, P, Ang, B.W. and Poh, K.L. (2006). “A Trigonometric Grey Prediction Approach to Forecasting Electricity Demand”, *Energy*, 31(14), 2839-2847.

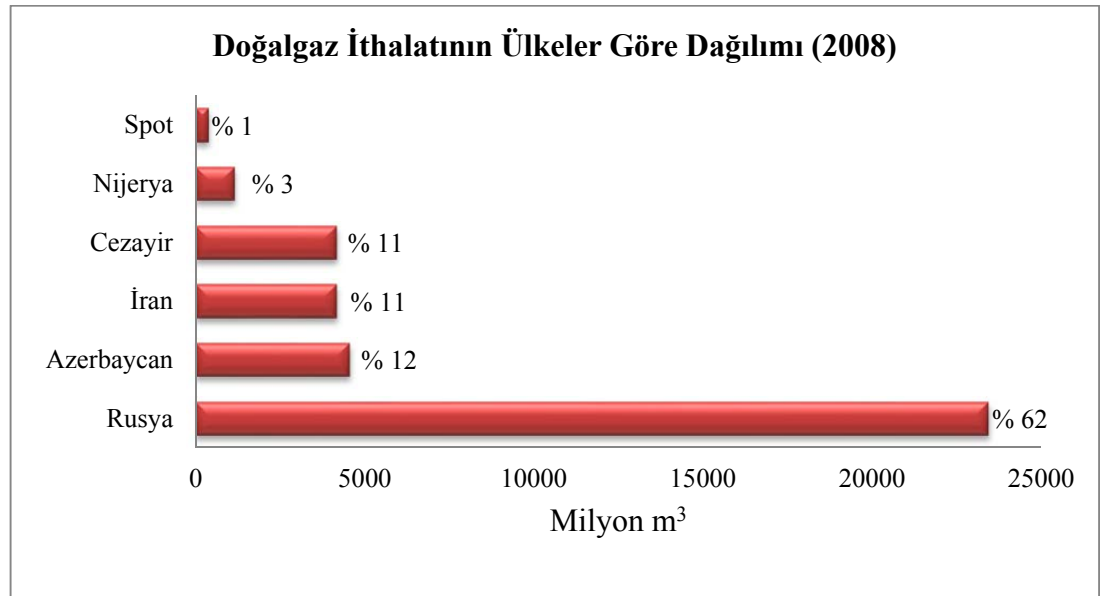
EKLER

EK 1. İllere Doğal Gaz Arzı



Kaynak: BOTAŞ, 2012

EK 2. Doğal Gaz İthalatının Ülkelere Göre Dağılımı



Kaynak: BOTAŞ, 2008

EK 3. Elektrik Enerjisi Üretiminde AB Ülkelerinin Doğal Gaz Payları (2007)

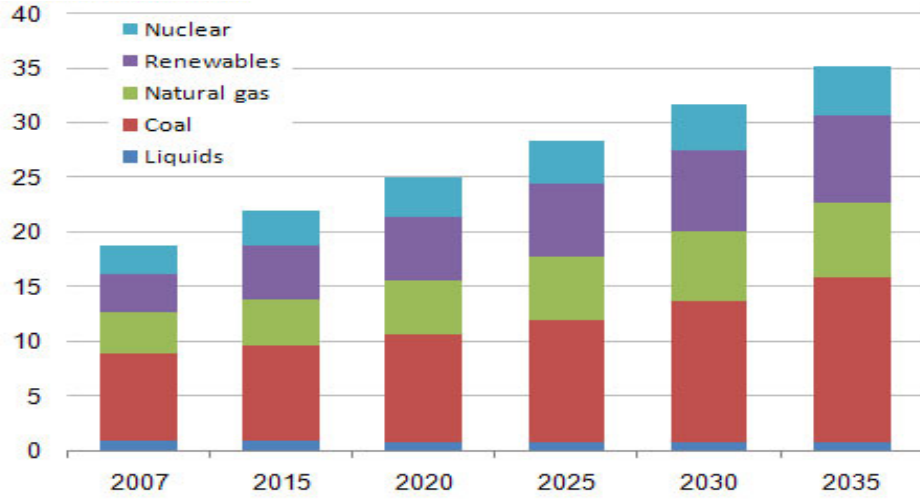
Ülkeler	GWh	% Pay
Hollanda	57856	57.7
İtalya	149262	49.1
Türkiye	73455	45.3
İrlanda	11574	44.6
Macaristan	12379	34.6
İspanya	79011	26.9
Belçika	22849	26.3
Danimarka	8818	24.3
Avusturya	13036	19.8
Romanya	9612	16.2
Finlandiya	11251	15.9
Yunanistan	8171	13.6
Almanya	69398	11.2
Çekoslovakya	3954	4.8
Fransa	22961	4.0
Bulgaristan	1729	3.9
Polonya	3570	2.3
Norveç	355	0.3

Kaynak: TMMOB (2008), a.g.e., s.40

EK 4. Türkiye'nin Doğal Gaz Alım Anlaşmaları

Anlaşmalar	İmzalanma Tarihi	İşletim Tarihi	Süre(Yıl)	Miktar (Plato) (Milyar m ³ /yıl)	Bitiş Tarihi
Rusya Fed. (Batı)	Şubat 1986	Haziran 1987	25	6.0	2012
Cezayir (LNG)	Nisan 1988	Ağustos 1994	20	4.0	2014
Nijerya (LNG)	Kasım 1995	Kasım 1999	22	1.2	2021
İran	Ağustos 1996	Aralık 2001	25	10.0	2026
Rusya Fed. (Mavi Akım)	Aralık 1997	Şubat 2003	25	16.0	2028
Rusya Fed. (Batı)	Şubat 1998	Mart 1998	23	8.0	2021
Türkmenistan	Mayıs 1999	Devrede Değil	30	16.0	-----
Azerbaycan	Mart 2001	Temmuz 2007	15	6.6	2022

Kaynak: BOTAŞ, 2012

EK 5. Enerji Kaynaklarına Göre Net Elektrik Üretim Öngörüsü (2007-2035)*

Kaynak: US EIA, 2010 *Bin TWh

EK 6. Elektrik Talebinde Kullanılan Değişkenler ve Kaynakları

Değişkenler	Açıklama	Kaynaklar
ECH	Konut Sektörü Net Elektrik Tüketimi*, KWh	TEDAŞ
ECI	Sanayi Sektörü Net Elektrik Tüketimi, KWh	TEDAŞ
ECT	Toplam Net Elektrik Tüketimi, KWh	TEDAŞ
EPH	Konut Sektörü Elektrik Fiyatı, US \$/KWh	IEA
EPI	Sanayi Sektörü Elektrik Fiyatı, US \$/KWh	IEA
EPT	Toplam (Ortalama) Elektrik Fiyatı**, US \$/KWh	IEA
Y	GSYİH, Sabit Fiyatlarla, "	WB
IVD	Sanayi Sektörünün Katma Değeri, Cari Fiyatlarla, \$	WB
PCY	Kişi başı GSYİH, Cari Fiyatlarla, \$	WB
UR	Kentleşme Oranı= Kentlerdeki Nüfus/Toplam Nüfus, %	DPT, WB
N	Nüfus, Bin Kişi	WB

*Net Elektrik Tüketimi= Brüt Elektrik Tüketimi-Kayıp ve Kaçaklar

Brüt Elektrik Tüketimi= Yurtiçi Tüketim+İthalat-İhracat

**Türkiye geneli ortalama elektrik fiyatı, konut ve sanayi sektörü elektrik fiyatlarının ortalaması alınarak hesaplanmıştır.

EK 7. Doğal Gaz Talebinde Kullanılan Değişkenler ve Kaynakları

Değişkenler	Açıklama	Kaynaklar
NCH	Konut Sektörü Doğal Gaz Tüketimi, Milyon m ³	BOTAŞ
NCI	İmalat Sektörü Doğal Gaz Tüketimi, Milyon m ³	BOTAŞ
NCE	Elektrik Üretim Sektörü Doğal Gaz Tüketimi, Milyon m ³	BOTAŞ
NCT	Toplam Doğal Gaz Tüketimi, Milyon m ³	BOTAŞ
NPH	Konut Sektörü Doğal Gaz Fiyatı, US \$/m ³	IEA
NPI	İmalat Sektörü Doğal Gaz Fiyatı, US \$/m ³	IEA
NPE	Elektrik Üretim Sektörü Doğal Gaz Fiyatı, US \$/m ³	IEA
NPT	Toplam (Ortalama) Doğal Gaz Fiyatı*, US \$/ m ³	IEA
EPH	Konut Sektörü Elektrik Fiyatı, US \$/KWh	IEA
EPI	İmalat Sektörü Elektrik Fiyatı, US \$/KWh	IEA
CPE	Elektrik Üretim Sektörü Kömür Fiyatı, US \$/unit	IEA
EPT	Toplam (Ortalama) Elektrik Fiyatı, US \$/KWh	IEA
Y	GSYİH, Cari Fiyatlarla, "	WB
IVD	Sanayi Sektörünün Katma Değeri, Cari Fiyatlarla, "	WB
PCY	Kişi başı GSYİH, Sabit Fiyatlarla, "	WB
N	Nüfus, Bin Kişi	WB

*Türkiye geneli ortalama doğal gaz fiyatı, konut, imalat ve elektrik üretim sektörü doğal gaz fiyatlarının ortalaması alınarak hesaplanmıştır.

EK 8. Türkiye’de Şebeke Kaybı ve Kaçak Miktarı

Yıllar	Kayıp ve Kaçak (GWh)	Yıllar	Kayıp ve Kaçak (GWh)
1970	866.8	1991	7561.2
1971	983.2	1992	8994.8
1972	1130.0	1993	10251.6
1973	1283.4	1994	11843.0
1974	1486.9	1995	13768.8
1975	1635.2	1996	15854.8
1976	1712.4	1997	18581.9
1977	2078.0	1998	20794.9
1978	2187.4	1999	21545.0
1979	2562.8	2000	23755.9
1980	2824.5	2001	23328.7
1981	2931.1	2002	23931.9
1982	3317.6	2003	24052.7
1983	3422.3	2004	23243.0
1984	3740.6	2005	24044.0
1985	4345.9	2006	23789.2
1986	5446.7	2007	26646.6
1987	5620.0	2008	27481.5
1988	6308.5	2009	28991.4
1989	6247.2	2010	30221.7
1990	6680.3		

Kaynak: TEİAŞ

EK 9. Türkiye'nin Elektrik Talebi ve Kurulu Güç Öngörülleri

Yıllar	Toplam Net Elektrik Talebi (GWh)		Kayıp-Kaçak (GWh) ¹	Toplam Brüt Elektrik Talebi (GWh) ²		Toplam Brüt Elektrik Talebi (MW) ³		Kurulu Güç Öngörüsü (MW) ⁴	
	Düşük Senaryo	Yüksek Senaryo		Düşük Senaryo	Yüksek Senaryo	Düşük Senaryo	Yüksek Senaryo	Düşük Senaryo	Yüksek Senaryo
	a	b		d=a+c	e=b+c	f	g	2*f	2*g
2009*	156894.1	156894.1	28991.4*	185885.5	185885.5	21219.8	21219.8	44758.0	44758.0
2010	161585.5	162671.7	30221.7*	191807.2	192893.4	21895.8	22019.8	43791.6	44039.6
2011	167190.6	170006.1	27426.6	194617.2	197432.7	22216.6	22538.0	44433.2	45076.0
2012	173232.4	178222.8	27426.6	200659.0	205685.4	22906.3	23480.1	45812.6	46960.1
2013	179295.3	186761.8	27426.6	206721.9	214188.4	23598.4	24450.7	47196.8	48901.5
2014	185292.2	195514.4	27426.6	212718.8	222941.0	24283.0	25449.9	48565.9	50899.8
2015	191202.7	204390.9	27426.6	218629.3	231817.5	24957.7	26463.2	49915.4	52926.4
2016	197006.0	213371.4	27426.6	224432.6	240798.0	25620.2	27488.4	51240.3	54976.7
2017	202417.9	222145.9	27426.6	229844.5	249572.5	26238.0	28490.0	52475.9	56980.0
2018	207376.1	230611.4	27426.6	234802.7	258038.0	26804.0	29456.4	53607.9	58912.8
2019	211967.8	238873.5	27426.6	239394.4	266300.1	27328.1	30399.6	54656.3	60799.1
2020	216314.7	247036.0	27426.6	243741.3	274462.6	27824.3	31331.3	55648.7	62662.7

*Gerçekleşen değerlerdir.

¹2009 ve 2010 yıllarına ait kayıp-kaçak değerleri gerçekleşen değerlerdir. 2011-2020 yılları için kayıp-kaçak miktarları ise son beş yılın (2006-2010) ortalaması esas alınarak 27426.6 GWh olarak öngörülmüştür (bkz: EK 8).

²Türkiye için toplam elektrik talep öngörüsünde bulunur iken Türkiye'nin net elektrik tüketimi esas alınarak analiz yapılmıştır (bkz: EK 6). Daha sağlıklı bir değerlendirme yapabilmek için kayıp, kaçak ve iletim hatalarından kaynaklanan kayıp-kaçak miktarlarının öngörülen toplam net elektrik talebi değerlerine (a ve b sütunları) eklenmesi gerekmektedir (ki böylece brüt elektrik talebi öngörülmüş olmaktadır). Bu nedenle, bu değerlere Türkiye'deki kayıp-kaçak değerleri dâhil edilmiştir.

³Karşılaştırmanın daha anlaşılır olması için öngörülen Toplam Elektrik Talebi birim olarak GWh'den MW'a çevrilmiştir. Bu çevrim işlemleri Birimler ve Dönüştürme Katsayıları'ndan yararlanılarak yapılmıştır (Bkz: Sayfa XIII'de).

⁴Kurulu Güç değerleri, Toplam Elektrik Talebi öngörülerinden (f ve g sütunları) hareketle hesaplanmıştır. Kurulu güç öngörülleri, söz konusu tarihlerde olması gereken maksimum değerlerdir [Bkz: TEİAŞ (2010c) ve Yazar (2010)].

ÖZGEÇMİŞ

1980 yılında Osmaniye’de doğdu. İlk, orta ve lise öğrenimini Osmaniye’de tamamladı. 1999 yılında Atatürk Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi İktisat Bölümü’nde lisans eğitime başladı. 2003 yılında bu bölümden birincilikle mezun oldu. Aynı yıl, Atatürk Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İktisat Anabilim Dalı’nda Yüksek Lisans eğitime başladı ve 2006 yılında Yüksek Lisans eğitimini tamamladı. 2006 yılında Atatürk Üniversitesi Sosyal Bilimler Enstitüsü İktisat Anabilim Dalı’nda Doktora eğitime başladı ve halen aynı Sosyal Bilimler Enstitüsü’nde eğitime devam etmektedir. 2007 yılında Bozok Üniversitesi İktisadi ve İdari Bilimler Fakültesi İktisat Politikası Anabilim Dalı’nda araştırma görevlisi olarak işe başladı ve halen bu görevde çalışmaktadır.