

**DÜNYADA ve TÜRKİYE'DE ENERJİ SEKTÖRÜNÜN
GENEL DURUMU ve TÜRKİYE'NİN ELEKTRİK
ENERJİSİ ÜRETİM ve TÜKETİM TAHMİNLERİ**

**T.C. YÜKSEKÖĞRETİM
DOKÜMANİZASYON**

YÜKSEK LİSANS TEZİ

Müh. Erinç ŞENER

(507980004011)

104083

104083

Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 8 Haziran 2001

Tezin Savunulduğu Tarih : 27 Haziran 2001

Tez Danışmanı :

Yrd.Doç.Dr. Suat KÜÇÜKÇİFÇİ

Diğer Jüri Üyeleri

Doç.Dr. Cengiz KAHRAMAN (İ.T.Ü.)

Doç.Dr. Burç ÜLENGİN (İ.T.Ü.)

KABUL
S.K.N.

Kabul

Kabul
F. H. Ç.

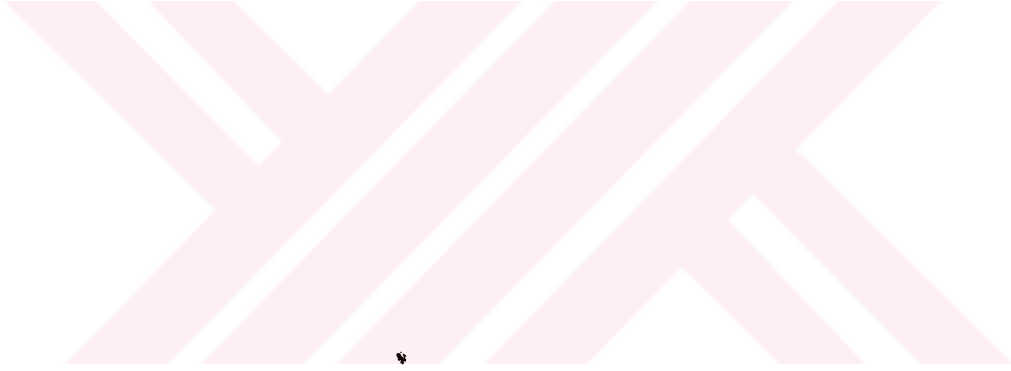
TEMMUZ 2001

ÖNSÖZ

Çalışmanın her aşamasında, konu seçiminden veri kaynaklarına ulaşılmasına ve bunların incelenmesinde değerli katkılarını esirgemeyen Yrd.Doç.Dr. Suat Küçükçifçi'ye, 'İleri Tahmin Teknikleri' isimli yüksek lisans dersini konuk öğrenci olarak izlememe izin veren, modelleme aşamasındaki sorunlarımı gideren Doç. Dr. Burç Ülengin'e ve çalışmaya katkısı olduğunu düşünen herkese teşekkürü bir borç bilirim.

Temmuz, 2001

Erinç ŞENER



İÇİNDEKİLER

KISALTMALAR	vii
TABLO LİSTESİ	ix
ŞEKİL LİSTESİ	xi
ÖZET	xiii
SUMMARY	xvii
1. GİRİŞ	1
2. DÜNYADA ENERJİ SEKTÖRÜNÜN GENEL GÖRÜNÜMÜ	5
2.1. Fosil Yakıtlar	5
2.1.1. Rezervler	5
2.1.1.1. Petrol	7
2.1.1.2. Doğal Gaz	9
2.1.1.3. Taşkömürü ve Linyit	11
2.1.2. Üretimler	15
2.1.2.1. Petrol	16
2.1.2.2. Doğal Gaz	18
2.1.2.3. Taşkömürü ve Linyit	20
2.1.3. Tüketimler	22
2.2. Hidrolik Enerji	24
2.3. Nükleer Enerji	26
2.4. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları	29
2.5. Dünya Enerji Üretim Tüketim Değerlendirmesi	34
2.6. Global Enerji Perspektifleri	38
3. TÜRK ENERJİ SEKTÖRÜNÜN GENEL GÖRÜNÜMÜ	41
3.1. Ekonomik Durum İle Enerji Arz ve Talebi	41
3.1.1. Ekonomik Durum	41
3.1.2. Enerji Arz ve Talebi	46
3.1.3. Enerji İthalatı ve İhracatı	53
3.2. Önümüzdeki Dönem Genel Enerji Planlaması	54
3.2.1. Genel Enerji Talepleri	54
3.2.2. Birincil Enerji Kaynakları Üretim Hedefleri	55
3.2.3. Enerji Kaynakları İthalatı	56

4. TÜRK ENERJİ SEKTÖRÜNÜN KAYNAKLAR BAZINDA İNCELENMESİ	58
4.1. Genel Görünüm	58
4.2. Fosil Yakıtlar	58
4.2.1. Petrol	58
4.2.1.1. Sektörün Yapısı	58
4.2.1.2. Üretim ve Tüketim	59
4.2.1.3. İthalat	61
4.2.1.4. Üretim ve Dağıtım Çalışmaları	62
4.2.1.5. Fiyatlandırma	64
4.2.2. Doğalgaz	64
4.2.2.1. Sektörün Yapısı	64
4.2.2.2. Üretim ve Tüketim	64
4.2.2.3. İthalat ve Arz Güvenliği	67
4.2.2.4. İletim ve Dağıtım Faaliyetleri	68
4.2.2.5. Fiyatlandırma	68
4.2.3. Kömür	69
4.2.3.1. Sektörün Yapısı	69
4.2.3.2. Üretim ve Tüketim	70
4.2.3.3. İthalat	76
4.2.3.4. Fiyatlandırma	76
4.2.4. Uranyum	77
4.2.5. Toryum	78
4.3. Elektrik Enerjisi	79
4.3.1. Sektörün Yapısı	79
4.3.2. Kurulu Güç	80
4.3.3. Üretim, Tüketim, İthalat ve İhracat	85
4.3.4. Fiyatlandırma	90
4.3.5. Sektörde Özelleştirme Faaliyetleri	90
4.4. Yenilenebilir Enerji Kaynakları	93
4.4.1. Hidrolik Enerji	93
4.4.2. Jeotermal Enerji	94
4.4.3. Güneş Enerjisi	96
4.4.4. Rüzgar Enerjisi	97
4.4.5. Biomas Enerjisi	98
4.4.6. Deniz Kökenli Yenilenebilir Enerji Kaynakları	99
4.5. Nükleer Enerji	100
4.6. Hidrojen Enerjisi	103

5. ZAMAN SERİSİ ANALİZİ İLE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM ve TÜKETİMİNİN İNCELENMESİ	105
5.1. Zaman Serileri Analizinin Bileşenleri ve Tarihçesi	105
5.2. Durağanlık Kavramı	107
5.2.1. Korelograma Bağlı Durağanlık Sınaması	109
5.2.2. Birim Kök Testi	113
5.3. ARIMA Modelleri	116
5.3.1. Otoregresif Süreç (AR Süreci)	117
5.3.2. Hareketli Ortalama Süreci (MA Süreci)	118
5.3.3. ARMA Süreci	118
5.3.4. Serinin Entegre Olması (I Süreci)	119
5.4. Box-Jenkins Yöntemi	120
5.4.1. Belirlenme	120
5.4.2. Tahmin	121
5.4.3. Tanı Koyma	121
5.4.4. Kestirim	122
5.5. Zaman Serilerinde Mevsimsellik	123
5.5.1. Mevsimsel Birim Kökler ve HEGY Testi	126
5.5.1.1. Mevsimsel Birim Köklerin Test Edilmesi	127
5.5.2. Artan Mevsimsel Dalgalanma	131
5.6. Zaman Serilerinde Aşırı Değerler	132
5.6.1. Toplamsal Aşırı Değer (Additive Outlier)	133
5.6.2. Yeni Usül Aşırı Değer (Innovation Outlier)	134
5.6.3. Kalıcı Düzey Değişimi (Permanent Level Shift)	136
5.6.4. Geçici Düzey Değişimi (Transient Level Shift)	136
5.6.5. Değişen Trend (Changing Trend)	137
5.6.6. Aşırı Değerler Durumunda Birim Kökler	138
5.6.6.1. Mevsimsel Olmayan Serilerde Additive Outlier Bulunması	138
5.6.6.2. Mevsimsel Olmayan Serilerde Düzey Değişimleri	139
5.6.6.3. Mevsimsel Olmayan Serilerde Değişen Trendler	139
5.6.6.4. Mevsimsel Serilerde Mevsimsel Düzey Değişimleri	140
5.7. Zaman Serilerinde İleriye Tahmin	141
5.7.1. Bir Adım Sonraki Değerin Tahmin Edilmesi (Static Forecast)	141
5.7.2. H Adım Sonraki Değerin Tahmin Edilmesi (Dynamic Forecast)	141
5.7.2.1. MA Modellerinde Tahmin	142
5.7.2.2. AR Modellerinde Tahmin	145
5.7.2.3. ARMA Modellerinde Tahmin	147
5.7.3. Tahminlerin Karşılaştırılması	148
5.8. Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketim Verileri İçin Zaman Serisi Analizi Uygulamaları	150
5.8.1. Elektrik Enerjisi Üretimi İçin Zaman Serisi Analizi	150

5.8.2. Elektrik Enerjisi Tüketimi İçin Zaman Serisi Analizi	164
6. SONUÇLAR ve ÖNERİLER	175
KAYNAKLAR	187
EKLER	190
ÖZGEÇMİŞ	193



KISALTMALAR

AB	:Avrupa Birliği
AEK	:Atom Enerjisi Komisyonu
AR-GE	:Araştırma- Geliştirme
BCM	:Milyar metreküp
BOTAş	:Boru Hatları İle Petrol Taşıma Anonim şirketi
ÇNAEM	:Çekmece Nükleer Araştırma Merkezi
DSİ	:Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü
EGO	:Elektrik, Havagazı ve Otobüs İşletmesi Müessesesi Genel Müdürlüğü
EİEİ	:Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü
FSU	:Former Soviet Union
GSMH	:Gayri Safi Milli Hasıla
GSYİH	:Gayri Safi Yurtiçi Hasıla
GW	:Gigawatt (10^9 watt)
GWh	:Gigawatt-saat
Gt	:Milyar ton
IAEA	:Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı
ICHET	:Uluslararası Hidrojen Enerjisi Teknolojileri Merkezi
İGDAş	:İstanbul Gaz Dağıtım Sanayi Ticaret Anonim şirketi
İHD	:İşletme Hakkı Devri
İZGAZ	:İzmit Gaz Dağıtım Sanayi Ticaret Anonim şirketi
Kcal	:Kilo kalori
Kg	:Kilogram
Kgpe	:Kilogram Petrol Eşdeğeri
KİT	:Kamu İktisadi Teşekkülü
Kj	:Kilo Joule
KV	:Kilo Volt
KW	:Kilowatt
KWh	:Kilowatt-saat
LNG	:Sıvılaştırılmış Doğal Gaz
MAED	:Model For Analysis Of Energy Demand
LPG	:Sıvılaştırılmış Petrol Gazı
MTA	:Maden Tetkik Arama
Mtep	:Milyon Ton Petrol Eşdeğeri
Mton	:Milyon ton
MW	:Megawatt (10^6 watt)
NELSAK	:Nükleer Elektrik Santralleri Kurumu
OECD	:Ekonomik İşbirliği ve Kalkınma Teşkilatı
SSCB	:Sovyet Sosyalist Cumhuriyetler Birliği
SSK	:Sosyal Sigortalar Kurumu
TAEK	:Türkiye Atom Enerjisi Kurumu
TBMM	:Türkiye Büyük Millet Meclisi

TEAŞ	:Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü
TEDAŞ	:Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi Genel Müdürlüğü
TEK	:Türkiye Elektrik Kurumu Genel Müdürlüğü
Tep	:Ton Petrol Eşdeğeri
TKİ	:Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu Genel Müdürlüğü
TPAO	:Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı
TTK	:Türkiye Taşkömürü Kurumu Genel Müdürlüğü
TÜBİTAK	:Türkiye Bilimsel ve Teknik Araştırmalar
TÜPRAŞ	:Türkiye Petrol Rafinerileri Anonim Şirketi
TW	:Terawatt (10^{12} watt)
TWh	:Terawat-saat
TYÜKO	:Talebin Yerli Üretimle Karşılama Oranı
UNIDO	:United Nations Industrial Development Organisation
WEC	:World Energy Council
Yİ	:Yap-İşlet
YİD	:Yap-İşlet-Devret



TABLO LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Tablo 2.1. 1997 ve 1998 Yılları İçin Dünya Fosil Yakıt Rezervleri	6
Tablo 2.2. 1997 ve 1998 Yılları İçin Dünya Fosil Yakıtları Mevcut Rezervlerinin Kullanılabilir Süreleri (Yıl).....	7
Tablo 2.3. 1997 ve 1998 Yılı İçin Dünya Fosil Yakıt Üretim Düzeylerinin Bölgelere Göre Dağılımı.....	15
Tablo 2.4. Bazı Ülkelerin 1997 ve 1998 Yıllarındaki Petrol Üretim Miktarları (Milyon Ton).....	17
Tablo 2.5. Bazı Ülkelerin 1997 ve 1998 Yıllarındaki Doğal Gaz Üretim Miktarları.....	19
Tablo 2.6. Bazı Ülkelerin 1997 ve 1998 Yıllarındaki Kömür Üretim Miktarları.....	22
Tablo 2.7. 1997 ve 1998 Yılları İçin Dünya Fosil Yakıt Tüketim Düzeyleri.....	23
Tablo 2.8. 1996, 1997 ve 1998 Yılları İçin Dünya Hidrolik Enerji Kullanımının Bölgelere Göre Dağılımı.....	24
Tablo 2.9. Bazı Ülkelerin 1997 Yılı Hidrolik Enerji Tüketimleri ve Dünya Tüketimine Oranları.....	26
Tablo 2.10. 1996, 1997 ve 1998 Yılları İçin Dünya Nükleer Enerji Kullanımının Bölgelere Göre Dağılımı.....	27
Tablo 2.11. 1997 Yılı İçin Bazı Ülkelerin Elektrik Kullanımında Nükleer Enerjinin Payı.....	28
Tablo 2.12. Mevcut Politikalar Sonucu Elde Edilebilecek Güneş Enerjisi Kullanımı İle İlgili Projeksiyonlar	31
Tablo 2.13. Rüzgar Enerjisi Tahmin Potansiyeli ve Hedef Kapasiteler.....	32
Tablo 2.14. 1997 ve 1998 Yılları İçin Dünya Fosil Yakıt Üretim ve Tüketim Düzeylerinin Bölgelere Göre Dağılımı.....	34
Tablo 2.15. Bazı Ülkelerin Ticari Enerji Üretim ve Tüketim Değerleri (1997).....	36
Tablo 2.16. Bazı Ülkelerin Kişi Başına Ticari Enerji ve Elektrik Enerjisi Kullanımı (1997).....	37
Tablo 2.17. Bazı Ülkelerin 1996 Yılı Kurulu Güçleri.....	38
Tablo 3.1. Dönemler İtibariyle Büyüme Hızları (%).....	42
Tablo 3.2. Plan Dönemleri İtibariyle Birincil Enerji Kaynakları Üretim Artışları (%).....	43
Tablo 3.3. Plan Dönemleri İtibariyle Birincil Enerji Kaynakları Tüketim Artışları (%).....	44
Tablo 3.4. Türkiye Birincil Enerji Kaynakları Rezervleri – 1998.....	45
Tablo 3.5. 1980 - 1998 Yılları Arasındaki Birincil Enerji Kaynakları Üretimleri (Orjinal Birimler).....	47
Tablo 3.6. 1980 - 1998 Yılları Arasındaki Genel Enerji Kaynakları Tüketimleri (Orjinal Birimler).....	49
Tablo 3.7. Nihai Enerji Tüketiminin Kaynaklara Dağılımı.....	50
Tablo 3.8. Genel ve Nihai Enerji Kullanımının Sektörlere Dağılımı.....	52

Tablo 3.9.	Enerji Üretim, Talep, İthalat ve İhracatının Gelişimi (Bin tep).....	53
Tablo 3.10.	Genel Enerji Talepleri.....	55
Tablo 3.11.	Birincil Enerji Kaynakları Üretim Hedefleri.....	56
Tablo 3.12.	Enerji Kaynakları İthalatı.....	56
Tablo 4.1.	Petrol Üretim ve Tüketim Dengesi.....	60
Tablo 4.2.	Ham Petrol İthalatı (Milyon ton).....	61
Tablo 4.3.	Rafineriler ve Kapasiteleri	62
Tablo 4.4.	Ham Petrol Boru Hatları.....	63
Tablo 4.5.	Doğal Gaz Üretim ve Tüketim Dengesi (milyon m ³).....	65
Tablo 4.6.	Taşkömürü Rezervinin Sahalara Dağılımı ve Özellikleri.....	70
Tablo 4.7.	Taşkömürü Üretim ve Tüketim Dengesi (Bin Ton).....	71
Tablo 4.8.	Linyit Üretim ve Tüketim Dengesi (Bin Ton).....	74
Tablo 4.9.	Türkiye'nin Bitümlü Şist Rezervleri	76
Tablo 4.10.	Türkiye'nin Uranyum Rezervi.....	77
Tablo 4.11.	Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Gelişimi (MW).....	81
Tablo 4.12.	Uzun Dönemde Kurulu Güç kapasitesinin Gelişimi (MW).....	83
Tablo 4.13.	Türkiye Elektrik Enerjisi Üretiminin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Gelişimi (GWh).....	86
Tablo 4.14.	1980 – 1998 Yılları Arasında Elektrik Enerjisi Bilançosu (GWh).....	87
Tablo 4.15.	Elektrik Enerjisi Tüketiminin Sektörel Dağılımı (GWh).....	88
Tablo 4.16.	İletim Hatları Uzunlukları	89
Tablo 5.1.	Ln(Üretim) Serisi İçin ADF Testi Sonuçları.....	151
Tablo 5.2.	Ln(Üretim) Serisinin 1. Farkı İçin ADF Testi Sonuçları.....	152
Tablo 5.3.	Ln(Üretim) Serisi İçin Hegy Testi Sonuçları.....	154
Tablo 5.4.	Lus Serisine Uygulanan Modeldeki Terimlerin İstatistikleri.....	159
Tablo 5.5.	Tahmin Serisinden Üretim Değerlerine Dönüş Süreci.....	163
Tablo 5.6.	Ln(Tüketim) Serisi İçin ADF Testi Sonuçları.....	165
Tablo 5.7.	Ln(Tüketim) Serisinin 1. Farkı İçin ADF Testi Sonuçları.....	166
Tablo 5.8.	Ln(Tüketim) Serisi İçin Hegy Testi Sonuçları.....	167
Tablo 5.9.	Lts Serisine Uygulanan Modeldeki Terimlerin İstatistikleri.....	171
Tablo 5.10.	Tahmin Serisinden Tüketim Değerlerine Dönüş Süreci.....	174
Tablo A.1.	Kaynaklara Göre Çevrim Katsayıları.....	190
Tablo E.1.	Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketim Değerleri.....	191

ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 2.1.	1997 Yılı Dünya Petrol Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı 8
Şekil 2.2.	1998 Yılı Dünya Petrol Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı 9
Şekil 2.3.	1997 Yılı Dünya Doğal Gaz Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı.... 10
Şekil 2.4.	1998 Yılı Dünya Doğal Gaz Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı.... 11
Şekil 2.5.	1997 Yılı Dünya Taşkömürü Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı... 12
Şekil 2.6.	1998 Yılı Dünya Taşkömürü Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı... 13
Şekil 2.7.	1997 Yılı Dünya Linyit Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı..... 14
Şekil 2.8.	1998 Yılı Dünya Linyit Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı..... 14
Şekil 2.9.	1997 Yılı Dünya Petrol Üretimini Bölgelere Göre Dağılımı..... 16
Şekil 2.10.	1998 Yılı Dünya Petrol Üretimini Bölgelere Göre Dağılımı..... 17
Şekil 2.11.	1997 ve 1998 Yılları İçin Dünya Doğal Gaz Üretimini Bölgelere Göre Dağılımı..... 19
Şekil 2.12.	1997 Yılı Dünya Kömür Üretimini Bölgelere Göre Dağılımı..... 20
Şekil 2.13.	1998 Yılı Dünya Kömür Üretimini Bölgelere Göre Dağılımı..... 21
Şekil 4.1.	Linyit Rezervlerinin Kalori Gruplarına Göre Dağılımı..... 73
Şekil 4.2.	Elektrik enerjisi kurulu güç kapasitesinin birincil enerji kaynaklarına göre yıllar itibarıyla gelişimi..... 82
Şekil 4.3.	Kaynaklar Bazında Ulaşılması Umulan Kurulu Güç Kapasitesi..... 84
Şekil 4.4.	Jeotermal Sahalara İlişkin Kuyu Sıcaklıkları..... 95
Şekil 5.1.	Üretim ve $\ln(\text{Üretim})$ Serilerinin Grafiksel Gösterimi..... 150
Şekil 5.2.	Orijinal Seriyeye $(1-L^2)$ Transformasyonu Uygulanmasıyla Elde Edilen Serinin (Lus Serisinin) Grafiği..... 156
Şekil 5.3.	Orijinal Seriyeye $(1-L^2)$ Transformasyonu Uygulanmasıyla Elde Edilen Seri (Lus Serisi) İçin Yapılan Korelogram Çalışması..... 157
Şekil 5.4.	Lus Serisine Uygulanan Model İçin Hata Terimlerinin Korelogramı.... 158
Şekil 5.5.	1984:1 1999:4 Döneminde Üretim İçin Yapılan Statik Tahminin Grafiği ve Tahmin Değerlendirme Raporu..... 160
Şekil 5.6.	Gerçek Üretim Serisinin, Tahmin Edilen Serinin ve Hata Terimlerinin Grafikleri..... 161
Şekil 5.7.	Üretim İçin Normalite Testinin Histogramı ve Rapor Tablosu..... 161
Şekil 5.8.	2000:1 2000:4 Döneminde Üretim İçin Yapılan Dinamik Tahminin Grafiği..... 162
Şekil 5.9.	Tüketim ve $\ln(\text{Tüketim})$ Serilerinin Grafiksel Gösterimi..... 164
Şekil 5.10.	Orijinal Seriyeye $(1-L^2)$ Transformasyonu Uygulanmasıyla Elde Edilen Serinin (Lts Serisinin) Grafiği..... 169
Şekil 5.11.	Orijinal Seriyeye $(1-L^2)$ Transformasyonu Uygulanmasıyla Elde Edilen Seri (Lts Serisi) İçin Yapılan Korelogram Çalışması..... 169
Şekil 5.12.	Lts Serisine Uygulanan Model İçin Hata Terimlerinin Korelogramı..... 170
Şekil 5.13.	1984:1 1999:4 Döneminde Tüketim İçin Yapılan Statik Tahminin Grafiği ve Tahmin Değerlendirme Raporu..... 172

Şekil 5.14.	Gerçek Tüketim Serisinin, Tahmin Edilen Serinin ve Hata Terimlerinin Grafikleri.....	172
Şekil 5.15.	Tüketim İçin Normalite Testinin Histogramı ve Rapor Tablosu.....	173
Şekil 5.16.	2000:1 2000:4 Döneminde Tüketim İçin Yapılan Dinamik Tahminin Grafiği.....	173

DÜNYADA ve TÜRKİYE’DE ENERJİ SEKTÖRÜNÜN GENEL DURUMU ve TÜRKİYE’NİN ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM ve TÜKETİM TAHMİNLERİ

ÖZET

Enerji, ekonomik ve sosyal kalkınmanın sağlanabilmesi ve toplumsal refah düzeyinin yükselebilmesi için, en önemli girdilerden birisi konumundadır. Sanayileşmenin ve nüfusun artmasına ve teknoloji kullanım düzeyinin yükselmesine bağlı olarak; enerji talebinde de büyük ölçüde yükselme yaşanmaktadır. Buna karşılık, enerji kaynaklarının üretim ve temin maliyetlerinin yüksek oluşu, bugüne kadar olduğu gibi, önümüzdeki dönemlerde de enerji ihtiyacının büyük miktarını karşılayacağı düşünülen fosil yakıt düzeyinin sınırlı olması ve enerji kaynaklarının üretim ve tüketiminin yarattığı çevre sorunları gibi faktörler, enerji tüketiminin mümkün olduğunca kısılmasını ve enerjinin en tasarruflu ve verimli bir biçimde kullanılmasını zorunlu kılmaktadır.

Dünya üzerinde enerji konusunda yaşanan bir krizin etkilerini bütün dünyanın hissetmesi ve uluslararası organizasyonların, enerji sektörü ile ilgili olarak belirledikleri politikaların bütün dünya ülkeleri tarafından dikkate alınması gerektiği gerçeği, enerji sektörünün global boyutta düşünülmesini zorunluluğunu yaratmaktadır.

Bu çalışmada, ilk olarak, dünyada enerji sektörünün genel durumu üzerinde durulmuştur. Bu kapsamda, fosil yakıtların, yenilenebilir enerji kaynaklarının ve nükleer enerjinin dünya toplamındaki genel üretim ve tüketim durumları ile gelecek için öngörülen birincil enerji talebi düzeyleri incelenmiştir.

Dünya için enerji sektörünün genel durumunun açıklanmasının ardından, Türkiye özelinde enerji sektörünün genel durumundan bahsedilmiştir. Bu bağlamda, birincil enerji kaynakları üretim ve tüketimleri ile enerji tüketiminin kaynaklar ve sektörler bazındaki dağılımı açıklanmış ve genel enerji üretimi, tüketimi, ithalatı ve ihracatı incelenmeye çalışılmıştır. Ayrıca, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nın çalışmalarına bağlı olarak, 2020 yılına kadar Türkiye için tahmin edilen genel enerji talep ve birincil enerji kaynakları üretim düzeyleri belirtilmiş ve yapılması planlanmış enerji kaynakları ithalatı programı üzerinde durulmuştur.

Çalışmada, üçüncü olarak, Türkiye’nin enerji sektörünün kaynaklar bazında daha detaylı olarak incelenmesine gayret edilmiştir. Bunun için, ilk olarak fosil yakıtlar olan, petrol, doğal gaz, taşkömürü ve linyit kaynakları; sektörlerinin yapısı, üretim ve tüketim durumları, ithalat ve fiyatlandırılma açılarından incelenmiştir. Daha sonra, elektrik enerjisi; sektör yapısı, kurulu gücün birincil enerji kaynaklarına göre gelişimi ve gelecekte ulaşılması planlanan kurulu güç düzeyi, elektrik enerjisi üretiminin birincil enerji kaynaklarına göre gelişimi, elektrik enerjisi tüketiminin

sektörel dağılımı, elektrik enerjisinin fiyatlandırılması ve bu sektörde yaşanan özelleştirme çalışmaları açılarından ele alınmıştır. Son olarak, da yenilenebilir enerji kaynakları olan, hidrolik enerji, jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, biomas enerjisi ve deniz kökenli yenilenebilir enerji kaynakları incelenmiş ve henüz uygulamada var olmayan nükleer enerji ile hidrojen enerjisi hakkında bilgi verilmiştir.

Dördüncü ve son olarak ise; zaman serisi analizi yöntemi ile, Türkiye'nin elektrik enerjisi üretimi ve tüketiminin modellenmesine gayret edilmiştir. Bu amaçla, 1984 yılının ilk 3 aylık döneminden 1999 yılının son 3 aylık dönemine kadarki elektrik enerjisi üretim ve tüketim değerleri kullanılmış ve bu veriler Box-Jenkins yöntemi ile analiz edilmeye çalışılmıştır.

Dünyada enerji sektörünün genel anlamda incelenmesi, fosil yakıtların, üretimin ve tüketimin en fazla gerçekleştiği kaynaklar olduğu sonucunu vermektedir. Fosil yakıtların global ısınma sorununa yol açmasının, bu kaynakların yerine yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımına doğru bir yönelimin başlamasına yol açtığı bilinmektedir. Ancak, bazı ekonomik ve teknik kısıtlardan dolayı, gelecekte de yenilenebilir enerji kaynaklarının bu kaynakların yerini alması zor görünmektedir. Bu bağlamda, yıllık petrol arzının 2020 yılına kadar 0,8-1.6 milyar ton; yıllık doğal gaz arzının 600-1700 Mtep; yıllık kömür arzının 1500-2600 Mtep artması beklenmektedir. Buna göre, 2020 yılına kadar, dünyadaki enerji tüketiminin büyük kısmı, petrol, doğal gaz ve kömürden karşılanacaktır. 2020 yılı için, Dünya Enerji Konseyi tarafından tahmin edilen yenilenebilir enerji kaynakları üretim düzeyi ise, 2300-3300 Mtep düzeyindedir.

Bölgesel enerji üretim ve tüketim düzeyleri, bir gelişmişlik ve refah göstergesi olarak algılanabilir. Bu açıdan, Kuzey Amerika, Avrupa ve Asya ve Okyanusya bölgelerinin, enerji tüketimi düzeylerinin üretim düzeylerinden yüksek olan bölgeler; buna karşılık Orta ve Güney Amerika, Eski SSCB Ülkeleri, Ortadoğu ve Afrika'nın ise enerji tüketim düzeylerinin, üretim düzeylerinden düşük olan bölgeler olduğunu söylemekte yarar vardır.

Türkiye'de 1998 yılında gerçekleştirilen birincil enerji kaynakları üretim düzeyi 28864 bin Tep'tir. Bu üretimdeki en büyük pay ise, %48,3 ile kömür kaynaklarına aittir. 1998 yılında 74249 bin Tep düzeyinde gerçekleşen genel enerji tüketiminden en büyük payı alan kaynak ise, 29022 bin tonluk tüketim ile petrol olmuştur. Tüketimin, üretim tarafından karşılanamıyor olması, ithalat zorunluluğunu getirmektedir. 1998 yılında 48632 bin Tep olarak gerçekleşen ithalat düzeyinin, 2020 yılında 228211 bin Tep'e ulaşması beklenmektedir.

1998 yılında, fosil yakıtlardan olan petrolün üretim düzeyi 3224 bin ton, tüketim düzeyi ise 29022 bin ton olmuştur. 2020 yılında petrolün üretim düzeyinin 608 bin tona düşmesi, tüketim düzeyinin ise 64364 bin tona ulaşması beklenmektedir. Doğalgazın 1998 yılında 565 milyon m³ olarak gerçekleşen üretim düzeyinin 2020 yılında 121 milyon m³ e düşeceği; 1998 yılında 10648 milyon m³ olarak gerçekleşen tüketim düzeyinin ise 82749 milyon m³ e ulaşacağı planlanmıştır. Yine fosil yakıtlardan olan taşkömürünün, 1998 yılındaki 2156 bin tonluk üretiminin 2020 yılında 4800 bin tona çıkacağı, 1998 yılında 13146 bin ton olarak gerçekleşen tüketiminin ise, 2020 yılında 147035 bin ton düzeyinde olacağı düşünülmektedir. Son fosil yakıt kaynağı olarak, linyitin, 1998 yılında 65204 bin ton ve 64504 bin ton düzeylerinde olan üretim ve tüketimlerinin, 2020 yılında, 184555 bin tona ulaşacağı tahmin edilmektedir.

Türkiye’de, fosil yakıtlardan olan petrol, doğalgaz ve taşkömürünün üretim düzeylerinin, tüketimi karşılamaya yetmediği görülmektedir. Bu nedenle, petrol ve taşkömürü aramalarının artırılması, doğalgazda ise, ithalat arz güvenliğinin sağlanmasına önem verilmesi gerekmektedir. Ülkenin ihtiyacını karşılayabilen fosil yakıt kaynağı olarak linyitte ise, verimin yükseltilebilmesi için, üretim aşamalarında daha modern teknolojilerin kullanılması yarar sağlayacaktır.

Türkiye’nin 1998 yılında 23352 MW olan elektrik enerjisi kurulu gücünün %46’sı hidrolik ve yenilenebilir enerji kaynaklarından, %28’i katı yakıtlardan, %19’u doğal gaz yakıtlı santrallerden ve %7’si de sıvı yakıtlardan sağlanmıştır. ETKB, 2020 yılı için elektrik enerjisi kurulu güç kapasitesini 104893 MW olarak öngörmektedir.

1998 yılı için toplam elektrik enerjisi üretimi 68793 GWh’ı termik ve 42229 GWh’ı hidrolik kaynaklı olmak üzere 111022 GWh düzeyindedir. 1998 yılında 3299 GWh düzeyinde elektrik enerjisi ithalatı gerçekleşmiştir. Bu yıldaki elektrik enerjisi net tüketimi ise, 87705 GWh olmuştur ve sanayi sektörü bu tüketimden %53 ile en fazla pay alan sektör olmuştur.

Bu çalışmada, zaman serisi analizi ile elektrik enerjisi üretim ve tüketimleri ayrı ayrı modellenmiş ve bu modeller yardımıyla 2000 yılının 3’er aylık dönemleri için elektrik enerjisi üretim ve tüketim değerleri tahmin edilmiştir. Bu modellerin, Türkiye’nin geçmiş dönem elektrik enerjisi üretim ve tüketim davranışlarını açıklamada kullanılabileceği, önümüzdeki dönemler için kurulacak yeni modellere kaynaklık edebileceği ve yakın gelecek üretim ve tüketim değerlerinin belirlenmesinde faydalı olabileceği düşünülmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından olan hidrolik enerjinin 1998 yılı itibarıyla üretim düzeyi 42229 GWh’tir. Bu değerin, 2020 yılında 97456 GW’a ulaşması beklenmektedir. 1998 yılında, jeotermal elektrik enerjisi üretim düzeyi 85 GWh, jeotermal ısı enerjisi üretim düzeyi ise 153 bin Tep olmuştur. Yine yenilenebilir enerji kaynaklarından olan güneş enerjisinin 1998 yılında 100 bin Tep olarak gerçekleşen üretiminin 2020 yılında 828 bin Tep’e ulaşması kestirilmektedir. Türkiye’nin, karasal rüzgar enerjisi potansiyelinin 50 milyar kWh / yıl, denizlerdeki rüzgar enerjisi potansiyelinin ise, 150 milyar kWh / yıl olduğu tahmin edilmektedir.

Türkiye, coğrafi konumu itibarıyla, bütün bu yenilenebilir enerji kaynakları açısından şanslı olan bir ülkedir. Türkiye’nin hidrolik enerji potansiyelinin ancak üçte birine yakın bir kısmı değerlendirilmiş durumdadır. Hidrolik enerji potansiyelinden daha üst düzeylerde yararlanabilmek için kurulu güç artırılmalıdır. Jeotermal enerji potansiyelinin daha iyi değerlendirilebilmesi için ise, jeotermal alanlarda yeni kuyular açılmalı ve gerekli santraller kurulmalıdır. Güneş kolektörlerinin ve rüzgar enerjisinin kullanımını teşvik edici önlemler alınmalı ve rüzgar enerjisi kurulu gücünün artırılmasına çalışılmalıdır. Ayrıca, biomas olarak bilinen enerjinin kullanımı yaygınlaştırılmalı ve bu açıdan enerji ormancılığı ve enerji bitkileri tarımına önem verilmelidir.

Nükleer enerjinin, 2007 yılında, 1000 MW gücündeki bir nükleer santralle kullanılmaya başlanması ve 2020 yılında nükleer enerji kurulu gücünün 10000 MW’a çıkarılması planlanmaktadır. Bunun gerçeğe dökülmesi durumunda, güvenlik tedbirlerinin had safhada alınmasına dikkat edilmelidir.

Kullanım verimi yüksek ve emniyetli bir alternatif enerji kaynağı olan hidrojen enerjisinden yararlanabilmek için gerekli çalışmalar yapılmalıdır. Zira, hidrojen

enerjisinin önümüzdeki yıllarda, dünya genelinde yoğun olarak kullanılacağı tahmin edilmektedir.

Yerli enerji kaynaklarının daha yoğun olarak kullanılmasına, enerji ihtiyacının yerli kaynaklarla karşılanmasına çalışarak, ithalata olan bağımlılığın azaltılması için, Yap-İşlet-Devret, Yap- İşlet, İşletme Hakkı Devri gibi modeller geliştirilerek, özel sektörün ve yabancı sermayenin enerji sektöründe gerçekleştirdiği yatırımların artmasına çalışılmaktadır. Yerli kaynakların kullanılmasının teşvik edilmesinin yanında, yeni yerli enerji kaynakları arama çalışmalarının artırılması da faydalı olacaktır. Ayrıca, enerji kaynakları ithalatında, tek ülkeye ve tek kaynağa bağımlılık yaratılmamasına özen gösterilmelidir. Enerji kayıplarının azaltılarak, verimliliğin yükseltilmesine ve böylece enerji tasarrufu sağlanmasına çalışılmalıdır. Araştırma-Geliştirme çalışmalarına gereken önem verilerek, ülkemizin, bu alanda teknoloji transferi yapan bir ülke olmaktan çıkarılıp, teknoloji üreten bir ülke konumuna gelmesine çalışılmalıdır. Ayrıca, enerji ile ilgili olarak yürütülecek tüm çalışmalarda, çevre faktörü hiçbir zaman gözden çıkarılmamalı ve önemli çevre sorunları yaratan fosil yakıtlar yerine ülkemizin doğal kaynakları itibariyle oldukça şanslı olduğu yenilenebilir enerji kaynaklarına yönelinmeli ve çevreyle uyumlu tüm teknolojiler desteklenmelidir.



GENERAL SITUATION OF THE ENERGY SECTOR IN THE WORLD and IN TURKEY, and FORECASTS FOR TURKEY'S PRODUCTION and CONSUMPTION OF ELECTRICAL ENERGY

SUMMARY

Energy is one of the most important inputs to provide economic and social development and to increase the level of social prosperity. Depending on the increase of industrialization and population and the rise of technology using level, also encountered is a significant increase in the demand for energy. Besides, factors such as the high costs of production and supply of energy sources, the limited level of fossil fuels that are expected to meet a large amount of the energy need in the future as it did so far, and the environmental problems created by the production and consumption of energy sources, make it obligatory to reduce energy consumption as much as possible, and to use the energy in the most economic and efficient way possible.

The fact that the effects of a global energy crisis are felt by the whole world and the fact that policies determined by the international organizations with regard to the energy sector should be taken into consideration by all world countries, create the necessity that the energy sector be considered globally.

In this study, first of all, the general situation of the world's energy sector was covered. In this context, general production and consumption of fossil fuels, renewable energy sources and nuclear energy on a global basis and the levels of primary and secondary energy demand projected for the future were studied.

Subsequent to the explanation of the general situation of the energy sector of the world, the general situation of the energy sector in Turkey on a special basis was mentioned. In this context, production and consumption of primary energy sources and the distribution of energy consumption according to sources and sectors, and general energy production, consumption, importation and exportation were studied. Also, in connection with the works of the Turkish Ministry of Energy and Natural Resources, general energy demand and primary energy sources production levels that were forecast for Turkey until 2020 were made clear, and the scheduled energy sources importation program was covered.

Thirdly in the study, Turkey's energy sector was studied on the basis of sources in more detail. With this aim, sources of petroleum, natural gas, pit coal and lignite, which are fossil fuels, were studied according to the structures of the sectors, situations of production and consumption, importation and pricing. Subsequently, electrical energy was dealt with in terms of the structure of the sector, development of the established power according to the primary energy sources, the level of established power planned to be achieved in the future, development of electrical energy production according to primary energy sources, sectoral distribution of electrical energy consumption, pricing of the electrical energy and the privatization

works encountered in this sector. Last of all, renewable energy sources of hydraulic energy, geothermal energy, solar energy, biomass energy and the renewable energy sources of marine origin were studied, and information was provided on nuclear energy and hydrogen energy, which are currently unavailable in practice.

Fourth and last of all; a modeling of Turkey's electrical energy production and consumption was tried to be made, using the time series analysis method. With this aim, the quarterly production and consumption values of electrical energy from the first quarter of 1984 to the last quarter of 1999 were used, and these data were analyzed by Box-Jenkins method.

General studying of the world's energy sector leads to the conclusion that fossil fuels are the sources that are produced and consumed in the highest level. The fact that fossil fuels cause global warming is known to have induced the start of a trend towards the substitution of renewable energy sources for these sources. However, future replacement of these sources by renewable energy sources is considered unlikely because of certain economic and technical limitations. In this context, annual petroleum supply is expected to rise by 0.8 - 1.6 billion tons, annual natural gas supply by 600 - 1700 Mtep, annual coal supply by 1500 - 2600 Mtep until 2020. Thus, by 2020, a major part of the world's energy consumption will be met by petroleum, natural gas and coal. Production level of renewable energy sources forecast by the World Energy Council for 2020 is at a level of 2300-3300 Mtep.

Regional energy production and consumption levels can be considered as an indicator for development and prosperity. From this viewpoint, it is worth mentioning that North America, Europe, Asia and Oceania are regions whose energy consumption levels are higher than their energy production levels, whereas Middle and South America, Former USSR Countries, Middle East and Africa are regions whose energy consumption levels are lower than their energy production levels.

The production level of primary energy sources realized in Turkey in 1998 is 28864 thousand Tep. The largest share in this production rests with coal sources, with a ratio of 48.3%. The source which received the largest share from the general energy consumption, which was 74249 thousand Tep in 1998, was petroleum, with a consumption level of 29022 thousand tons. The fact that consumption cannot be met by production brings out the necessity of importation. The level of importation, which occurred as 48632 thousand Tep in 1998, is expected to reach to 228211 thousand Tep in 2020.

In 1998, the production level of petroleum, one of the fossil fuels, was 3224 thousand tons, and its consumption level was 29022 thousand tons. In 2020, the production level of petroleum is expected to fall to 608 thousand tons, and the consumption level to reach to 64364 thousand tons. It is forecast that the production level of natural gas, which occurred as 565 million m³ in 1998, will fall to 121 million m³ in 2020, and its consumption level, which occurred as 10648 million m³ in 1998, will reach to 82749 million m³. The production level of pit coal, one of the fossil fuels, which was 2156 thousand tons in 1998, is expected to rise to 4800 thousand tons in 2020; and its consumption, which occurred as 13146 thousand tons in 1998, is expected to be at a level of 147035 thousand tons. As the last fossil fuel source, production and consumption levels of lignite, which were respectively 65204

thousand tons and 64504 thousand tons in 1998, are estimated to reach to 18455 thousand tons in 2020.

It is seen that the production levels of the fossil fuels petroleum, natural gas and pit coal, are not high enough to meet consumption in Turkey. Therefore, searches for petroleum and pit coal should be increased; and for natural gas, emphasis should be put on the provision of importation supply guaranty. For lignite, as a fossil fuel source that is capable of meeting the country's need, it will be beneficial to employ more modern technologies in the production stages in order to increase efficiency.

In 1998, Turkey's electrical energy established power was 23352 MW, 46% of which was obtained from hydraulic and renewable energy sources, 28% from solid fuels, 19% from natural gas fueled stations and 7% from liquid fuels. ETKB forecasts the electrical energy established power capacity as 104893 MW for year 2020.

The total production of electrical energy for year 1998 is at the level of 111022 GWh, from which 68793 GWh is of thermic origin and 42229 GWh is of hydraulic origin. 3299 GWh of electrical energy was imported in 1998. Net consumption of electrical energy was 87705 GWh for that year, and industry was the sector having the largest share from this consumption, with a ratio of 53%.

In this study, production and consumption values of electrical energy were separately modeled by time series analysis, and these models were used for forecasting the production and consumption values of electrical energy for trimonthly periods of year 2000. It is deemed that these models can be used for interpreting Turkey's past period electrical energy production and consumption behaviors, can serve as references for new models to be established for future periods, and may be useful in determining the near future production and consumption values.

The production level of hydraulic energy, one of the renewable energy sources, is 42229 GWh as of year 1998. This value is expected to reach to 97456 GWh in 2020. In 1998, the production level of geothermal electrical energy was 85 GWh, and the production level of geothermal heat energy was 153 thousand Tep. For solar energy, which is another renewable energy source, the production level, which occurred as 100 thousand Tep in 1998, is projected to reach to 828 thousand Tep in 2020. It is estimated that Turkey's terrestrial wind energy potential is 50 billion kWh/year, and marine wind energy potential is 150 billion kWh/year.

Turkey, owing to its geographical location, is a lucky country for all these renewable energy sources. A portion of only around one third of Turkey's hydraulic energy potential is being used. In order to make more use of the hydraulic energy potential, the established power should be increased. For better use of the geothermal energy potential, new wells should be opened in geothermal areas, and appropriate power stations should be built. Action should be taken for encouraging the use of solar collectors and wind energy, and efforts should be made for increasing the established power of wind energy. In addition, the use of the energy known as biomass should be extended and therefore emphasis should be put on energy forestry and agriculture of energy plants.

It is planned that nuclear energy will start to be used in 2007 with a nuclear station having a power of 1000 MW and the established power of nuclear energy will in 2020 be increased to 10000 MW. If this is to be realized, it should be made sure to take security measures to a maximum degree.

Works are underway to make use of hydrogen energy, which is an alternative energy source having a high using efficiency. That's because hydrogen energy is expected to be extensively used worldwide in the upcoming years.

Efforts are being made for native energy sources to be more extensively used, and for energy need to be met by native sources; and in order to decrease the dependency on importation, models such as Build-Operate-Transfer, Build-Operate, and Operating Right Transfer are being developed, which will increase the investments carried out in the energy sector by the private sector and the foreign capital. Besides encouraging the use of native sources, it will also be useful to increase the efforts to search new native energy sources. In addition, care should be taken not to create a dependency on a single country and on a single source. Efforts should be made to decrease energy losses and increase efficiency, whereby energy savings will be made. Necessary emphasis should be put on Research and Development works, in an effort to bring Turkey out of being a technology-transferring country towards becoming a technology-producing one. In addition, in all works to be conducted with regard to energy, the environmental factor should always be kept in mind, renewable energy sources should be preferred, for which our country is quite lucky due to its natural resources, rather than fossil fuels, which cause serious environmental problems, and all environmentally friendly technologies should be supported.

1. GİRİŞ

Enerji, üretimin gerçekleştirilebilmesi ve buna bağlı olarak ekonomik ve sosyal kalkınmanın sağlanarak toplumların refah seviyelerinin yükseltilebilmesi için zorunlu bir girdidir. Bu nedenle, yeterli düzeyde ve kalitede enerjinin, zamanında ve mümkün olduğu kadar düşük bir maliyetle sağlanabilmesi büyük önem arz etmektedir.

Ekonomik ve toplumsal hayat üzerinde belirleyici rolü büyük olan enerji sektörü, taşıdığı bu yüksek düzeyde önemden dolayı, global boyutta incelenmelidir. Zira, uluslararası organizasyonlar tarafından enerji sektörünü ilgilendiren konularda alınan kararlar ve benimsenen politikalar, tüm dünya ülkelerini etkiler duruma gelmiştir. Küreselleşme sürecinde, ulus devletlerin ekonomileri arasında yaşanan bağımlılığın yükselmesi, ekonomik atılım içerisinde bulunan Asya ülkelerinin ve gelişmekte olan diğer ülkelerin dünyadaki genel enerji talebi üzerinde yarattıkları etkiler ve tüm dünyada temiz çevre konusunda yoğunlaşan duyarlılık, bu durumun başlıca nedenleri olarak gösterilebilir.

Günümüzde; enerji güvenliğinin sağlanması ve ekonomik kalkınmanın, çevreyle uyumlu bir biçimde sürdürülmesi, gelişmiş ülkelerin enerji sektörüyle ilgili olarak benimsedikleri ve uygulamaya çalıştıkları başlıca politikalardır. Ayrıca; enerji tasarrufunun sağlanması, enerji sektöründe özelleştirme ve yeniden yapılanma faaliyetlerinin yürütülmesi de, genel kabul gören ilkelerdir.

Ülkemiz için benimsenen enerji politikaları da bu kavramlara dayanmaktadır. Türkiye'nin enerji politikası, hedeflenen ekonomik kalkınmanın gerçekleştirilebilmesi için gerekli olan enerjinin, güvenilir olarak, yeterli düzeylerde, zamanında ve mümkün olan en düşük maliyetle sağlanması ve bu enerjinin üretimi, dağıtımı ve kullanılması süreçlerinde çevre faktörünün de göz önünde tutulması olarak belirlenmiştir.

Bu bağlamda, yerli kaynakların hızla kullanılmaya başlanabilmesi ve uzun dönemde talebin yerli kaynak ağırlıklı olarak karşılanabilmesi için; devletin, özel

sektörün ve yabancı sermayenin enerji alanında yaptıkları yatırımların artırılmasına çalışılmaktadır. Yap-İşlet-Devret, Yap-İşlet, İşletme Hakkı Devri gibi modeller; bu amaçla uygulamaya konulmuş olan modellerdir. Linyit madenleri, elektrik santralleri ve elektrik dağıtım faaliyetleri İşletme Hakkı Devri ile özelleştirilmektedir. Kamu rafinerilerinin ve petrol ürünleri dağıtım şirketinin özelleştirilmesi de bu kapsamda düşünülmüş ve uygulamaya konulmuştur.

Mevcut yerli kaynakların kullanımının hızlandırılmasından başka, yeni yerli kaynak arama çalışmalarının artırılması, tüm enerji kaynakları için talebin elden geldiğince bölgesel üretim olanakları ile karşılanması, enerji güvenliğinin sağlanması için enerji ithalatında ülke ve kaynak çeşitlendirilmesine gidilmesi ve ayrıca enerji depolama ve stoklama tesisleri ile kaynak güvenliğinin sağlanması, enerji üretimi, iletimi, dağıtımı ve tüketiminde kayıpların azaltılması ile verimliliğin ve etkinliğin artırılması ve böylece enerji tasarrufunun sağlanması, sürdürülebilir kalkınmanın gerçekleştirilebilmesi için, çevreyle uyumlu tüm temiz enerji teknolojilerinin ve yenilenebilir enerji kaynaklarının ve bu alanlarda yapılacak yatırımların teşvik edilmesi, karbon emisyonlarının azaltılması ve halk sağlığının korunması için alternatif enerji kaynaklarına yönelinmesi, enerji alanındaki Araştırma-Geliştirme çalışmalarının desteklenmesi de, ülkemizin, belirlenmiş enerji politikaları arasında yer almaktadır.

Özellikle enerji kaynakları çok zengin olmayan, talep fazlasını karşılamak için ithal kaynaklara başvuran ve yetersiz döviz rezervlerine sahip olan ülkelerde, belirlenen enerji politikalarının başarıyla uygulanabilmesi, enerji planlamalarının sağlıklı olarak gerçekleştirilmesine bağlıdır. Enerji projelerinin uzun hazırlık ve yatırım süreleri ile büyük finansal güç gerektirmeleri de enerji planlama çalışmalarının önemini bir kat daha artırmaktadır. Bu nedenle, ileriki yıllar için muhtemel enerji talebinin bilimsel analizlerle önceden belirlenmesi ve bu talebi karşılamak için uygun çözüm yollarının bulunması gerekmektedir.

Türkiye'deki enerji planlaması çalışmaları, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından, kısa, orta ve uzun dönemli ülke politikalarıyla uyumlu olarak yürütülmektedir.

Bu çalışmanın ikinci bölümünde, enerji sektörünün dünyadaki genel görünümü incelenmeye çalışılmıştır. Bu bölümde, öncelikle, fosil yakıtlar olan petrol, doğalgaz,

taşkömürü ve linyitin rezerv, üretim ve tüketim durumlarına değinilmiş; daha sonra da, yenilenebilir enerji kaynakları ve nükleer enerjinin dünyadaki üretimi ve kullanımı hakkında bilgi verilmiştir. Enerji kaynaklarının çok farklı olması, çeşitli kaynaklar arasında karşılaştırma yapılabilmesi için eşdeğerlik katsayıları olarak da bilinen çevrim katsayılarının kullanılmasını gerektirmektedir. Tablo-A.1, kaynaklara göre çevrim katsayılarını vermektedir.

Global Enerji Perspektifleri alt başlığı içinde ise; Dünya Enerji Konseyi'nin, hızlı büyüme, orta hızda büyüme ve ekolojik baskılı büyüme varsayımlarına bağlı olarak, gelecek için gerçekleştirdiği dünya genelindeki birincil enerji talebi tahmin düzeylerinden bahsedilmiştir.

Enerji sektörünün içinde bulunduğu durum, ülkenin içinde bulunduğu genel ekonomik durumdan bağımsız düşünülemez. Bu açıdan, üçüncü bölümde, Türkiye'nin ekonomik durumu, plan dönemleri itibariyle, sektörel bazda GSYİH ile GSMH'da gerçekleşen büyüme hızları ve yine plan dönemleri itibariyle birincil enerji kaynakları üretim ve tüketimlerinde meydana gelen yüzde artışlar verilmek suretiyle incelenmeye çalışılmıştır. Daha sonra, 1980-1998 yılları arasındaki birincil enerji kaynakları üretim ve tüketimleri ile nihai enerji tüketiminin kaynaklara ve sektörlerle göre dağılımı açıklanmıştır. Ayrıca, 1990 yılından sonra enerji sektöründe görülen genel enerji üretimi, talebi, ithalatı ve ihracatının gelişimine yer verilmiştir. Önümüzdeki dönem için genel enerji planlaması, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın MAED modelini kullanarak elde ettiği tahminler esas alınarak incelenmiştir. Bu bağlamda, öncelikle, 2020 yılına kadarki genel enerji talep tahmin değerleri ve birincil enerji kaynakları üretim hedefleri açıklanmış, daha sonra da talebin yerli üretimle bütünüyle karşılanamaması nedeniyle yapılması zorunlu olarak planlanmış olan enerji kaynakları ithalatı programından bahsedilmiştir.

Dördüncü bölüm, Türkiye'nin enerji sektörünün kaynaklar bazında ayrıntılı olarak incelenmesini içermektedir. Bu bölümde öncelikle fosil yakıtlardan olan petrol; sektörünün yapısı, 1990-2020 yılları arasındaki üretim ve tüketim dengesi, ithalatı, üretim ve dağıtım faaliyetleri ve fiyatlandırılması açılarından; daha sonra doğal gaz, sektörünün yapısı, 1990-2020 yılları arasındaki üretim ve tüketim dengesi, ithalat ve arz güvenliği, iletim ve dağıtım faaliyetleri ve fiyatlandırılması açılarından ve son olarak da kömür, (taşkömürü ve linyit) sektörünün yapısı, 1990-2020 yılları arasındaki taşkömürü ve linyit üretim ve tüketim dengeleri, ithalatı ve

fiyatlandırılması açılarından incelenmiştir. Daha sonra, elektrik enerjisi, sektörünün yapısı, 1980-1998 yılları arasında kurulu gücün birincil enerji kaynaklarına göre gelişimi, uzun dönemde kaynaklar bazında ulaşılması umulan kurulu güç kapasitesi, 1980-1998 yılları arasındaki elektrik enerjisi üretiminin birincil enerji kaynaklarına göre gelişimi, elektrik enerjisi bilançosu, elektrik enerjisi tüketiminin sektörel dağılımı, elektrik enerjisinin fiyatlandırılması ve sektördeki özelleştirme faaliyetleri açılarından ele alınmıştır. Son olarak da yenilenebilir enerji kaynakları olarak; hidrolik enerji, jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, biomas enerjisi ve deniz kökenli yenilenebilir enerji kaynakları üzerinde durulmuş, Türkiye’de nükleer enerji konusunda yapılan girişimlerden ve bir alternatif enerji kaynağı olarak hidrojen enerjisinin öneminden bahsedilmiştir.

Zaman serileri analizi, bir serinin geçmiş değerleri yardımıyla modellenmesi ve kurulan bu modellerle ileriye yönelik kestirimlerde bulunulabilmesi amacını taşır. Beşinci bölümde, zaman serileri analizi, ana hatları ile tanıtılmaya çalışılmıştır. Bu amaçla, öncelikle durağanlık kavramı incelenmiş, durağanlığın sınanması için kullanılan testler olan korelograma bağlı durağanlık testinden ve birim kök testinden bahsedilmiştir. Daha sonra otoregresif süreç (AR süreci) ve hareketli ortalama süreci (MA süreci) kavramları tanıtılmış ve zaman serileri analizinde öngörü için en çok kullanılan yöntem olan ve ARIMA modelleri olarak da bilinen Box-Jenkins yöntemi üzerinde durulmuştur. Ayrıca, mevsimselliğin ve aşırı değerlerin modellenmesinin yolları açıklanmaya çalışılmıştır. Uygulama sürecinde ise; Türkiye’nin elektrik enerjisi üretiminin ve tüketiminin, 1984 yılının ilk 3 aylık döneminden 1999 yılının 4. 3 aylık dönemine kadar uzanan verilerle ve zaman serileri analizi kullanılarak modellenmesine ve bu modellerle kestirimlerde bulunulmasına gayret edilmiştir.

Altıncı bölüm sonuç mahiyetinde olup, bu bölümde, çalışmanın tümünden elde edilen bilgilerin ışığında, dünyada ve Türkiye’de enerji sektörünün genel görünümü özetlenmiş ve özellikle Türkiye’nin enerji sektörü ile ilgili önerilerde bulunulmuştur.

2. DÜNYADA ENERJİ SEKTÖRÜNÜN GENEL GÖRÜNÜMÜ

2.1. Fosil Yakıtlar

2.1.1. Rezervler :

1997 ve 1998 yılları için, dünya fosil yakıt rezervleri değerleri, BP Statistical Review of World Energy tarafından Tablo-2.1.'de görüldüğü şekilde belirlenmiştir.

1997 yılı sonunda dünyadaki toplam petrol rezervinin 140,9 milyar ton, toplam doğalgaz rezervinin 144,8 trilyon metreküp, toplam taşkömürü rezervinin 519.4 milyar ton ve toplam linyit rezervinin 512,2 milyar ton olduğu görülmektedir.

1998 yılı sonuna gelindiğinde ise, dünyadaki toplam petrol rezervinin 143,4 milyar ton, toplam doğalgaz rezervinin 146,4 trilyon metreküp, toplam taşkömürü rezervinin 509,5 milyar ton ve toplam linyit rezervinin 474,7 milyar ton olduğu görülmektedir. Bu değerler 1997 yılı değerleriyle karşılaştırıldığında, toplam petrol rezervinin 2,5 milyar ton, toplam doğalgaz rezervinin 1,6 trilyon metreküp arttığı; toplam taşkömürü ve toplam linyit rezervinin ise sırasıyla 9,9 ve 37,5 milyar ton azaldığı görülmektedir.

Belirli bir yılın sonunda rezerv olarak elde bulunan toplam fosil yakıt miktarının, aynı yıl içerisinde gerçekleştirilmiş üretim miktarına bölünmesi ile rezervlerin kullanılabilme süreleri değerlerine ulaşılır.

Tablo-2.1. 1997 ve 1998 Yılları İçin Dünya Fosil Yakıt Rezervleri (BP, 1997) ve (BP, 1999)

Bölge	1997				1998			
	Petrol (Milyar ton)	Doğalgaz (trilyon m ³)	Kömür (milyar ton)		Petrol (Milyar ton)	Doğalgaz. (trilyon m ³)	Kömür (milyar ton)	
			Taşkömürü	Linyit			Taşkömürü	Linyit
Kuzey Amerika	10,2	8,4	111,9	138,5	11,5	8,4	116,7	139,8
Orta ve Güney Amerika	12,4	6,3	5,6	4,5	13,0	6,2	7,8	13,7
Avrupa	2,6	5,5	59,1	97,6	2,7	5,2	41,7	80,4
Eski SSCB Ülkeleri	9,1	56,7	104	137	9,1	56,7	97,5	132,7
Orta Doğu	91,6	48,9	60,6	1,3	91,2	49,5	0,2	
Afrika	9,3	9,9	178,2	133,3	10,1	10,2	61,2	0,2
Asya ve Okyanusya	5,7	9,1			5,8	10,2	184,4	107,9
TOPLAM DÜNYA	140,9	144,8	519,4	512,2	143,4	146,4	509,5	474,7

1997 ve 1998 yılları için, dünya fosil yakıt rezervlerinin kullanılabilme süreleri, yine BP Statistical Review of World Energy tarafından Tablo-2.2.'deki değerlerle açıklanmıştır:

Tablo-2.2. 1997 ve 1998 Yılları İçin Dünya Fosil Yakıtları Mevcut Rezervlerinin Kullanılabilme Süreleri (Yıl) (BP, 1997) ve (BP, 1999)

Bölge	1997			1998		
	Petrol	Doğalgaz	Kömür	Petrol	Doğalgaz	Kömür
Kuzey Amerika	16	12	233	18	12	235
Orta ve Güney Amerika	37	73	231	37	72	>500
Avrupa	8	20	191	8	18	158
Eski SSCB Ülkeleri	25	86	>500	25	83	>500
Orta Doğu	88	>100	102	83	>100	186
Afrika	25	>100	274	28	>100	266
Asya ve Okyanusya	16	38	146	16	41	146
TOPLAM DÜNYA	41	64	219	41	63	218

1997 yılında fosil yakıt rezervlerinin kullanılabilme süreleri petrol için 41 yıl, doğalgaz için 64 yıl ve kömür için 219 yıl olarak bulunmuştur.

1998 yılında ise, fosil yakıt rezervlerinin kullanılabilme süreleri petrol için 41 yıl, doğalgaz için 63 yıl ve kömür için 218 yıl düzeyinde hesaplanmıştır. Bu değerler 1997 yılı değerleri ile karşılaştırıldığında, petrol için bir değişme olmadığı, ancak doğalgaz ve kömürün kullanılabilme sürelerinin 1'er yıl azaldığı gözlenmektedir.

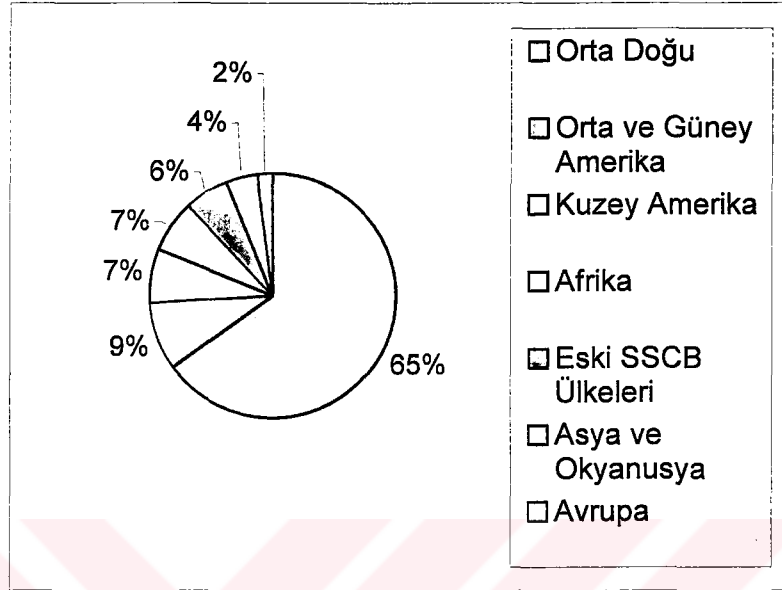
2.1.1.1. Petrol

Dünya petrol rezervi 1996 yılında 140,8 milyar ton olarak belirlenmiş olup, bu değer 1997 yılında 140,9 milyar tona; 1998 yılında ise, 143,4 milyar tona ulaşmıştır. 1997 ve 1998 yıllarında dünya petrol kaynaklarındaki artış veya azalışlar çok yüksek seviyelerde gerçekleşmediğinden, genel toplamdaki değişmeler de çok yüksek düzeylerde olmamıştır.

1997 yılında Venezuela'da gerçekleşen %10,5 düzeyindeki artış, Orta ve Güney Amerika'daki toplam petrol rezervinin % 9 düzeyinde artmasına yol açmıştır. Orta ve Güney Amerika'da gerçekleşen %9 düzeyindeki artıştan sonra en büyük artışlar; %3,7 ile Afrika'da ve %0,1 ile Orta Doğu'da gerçekleşmiştir. 1997 yılında

en büyük rezerv düşüşü ise %10,7 ile Kuzey Amerika’da olmuş ve bunu %1,5 ile Avrupa, %0,2 ile FSU ve yine %0.2 ile Asya Pasifik bölgeleri takip etmiştir.

1997 yılı itibariyle dünya petrol rezervlerinin bölgeler bazında dağılımı, Şekil-2.1.’deki gibi gösterilebilir:

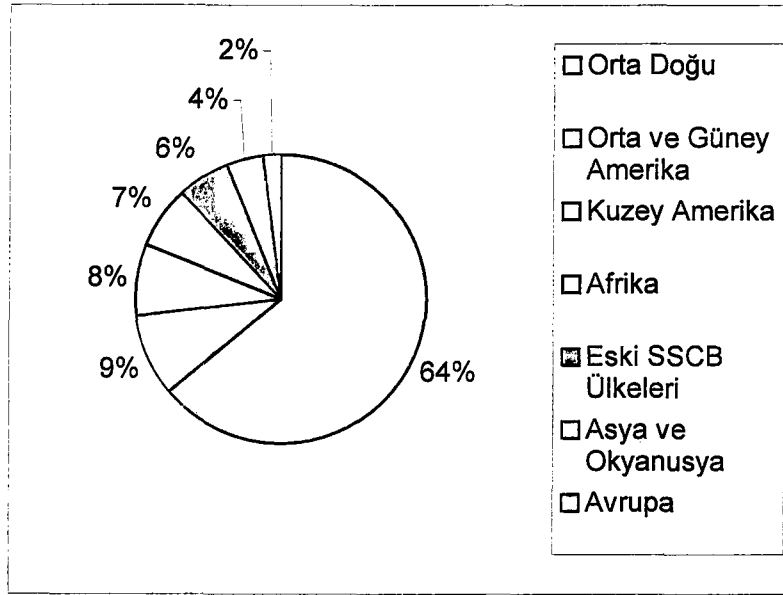


Şekil -2.1. 1997 Yılı Dünya Petrol Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı

1997 yılında bölgeler itibariyle dünya petrol rezervlerinde Ortadoğu ülkeleri %65 ile en büyük payı almıştır. Orta ve Güney Amerika, dünya petrol rezervlerindeki %9'luk payı ile Ortadoğu ülkelerini takip etmektedir. 1997 yılındaki dünya petrol rezervlerinde Afrika'nın payı %7, Kuzey Amerika'nın payı %7, eski SSCB ülkelerinin payı %6, Asya ve Okyanusya'nın payı %4 ve Avrupa'nın payı %2 düzeyinde gerçekleşmiştir.

1997 yılındaki dünya petrol rezervlerinde ülkeler bazında inceleme yapıldığında ise, Suudi Arabistan'ın %25'lik payla birinci, Irak'ın %11'lik payla ikinci olduğu görülmektedir. Bu ülkeleri %9,4'lük payla Birleşik Arap Emirlikleri, %9,3'lük payla Kuveyt, %9'luk payla İran ve %7'lik payla Venezuela takip etmektedir.

1998 yılı itibariyle dünya petrol rezervlerinin bölgeler bazında dağılımı ise, grafiksel olarak Şekil-2.2.'de gösterilmiştir:



Şekil-2.2. 1998 Yılı Dünya Petrol Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı

1998 yılında ise Ortadoğu ülkelerinin dünya petrol rezervlerindeki payı 1997 yılına göre %1’lik bir düşüşle %64’e gerilemiş; Orta ve Güney Amerika ise %9’luk payını korumuştur. 1998 yılındaki dünya petrol rezervlerinde Afrika’nın payı %7, Kuzey Amerika’nın payı %8, eski SSCB ülkelerinin payı %6, Asya ve Okyanusya’nın payı %4 ve Avrupa’nın payı %2 düzeyinde gerçekleşmiştir. Bu değerlerin 1997 yılı değerleri ile karşılaştırılması, Ortadoğu ülkelerindeki %1’lik düşüş ve Kuzey Amerika’daki %1’lik artışın dışında, diğer bölgelerin dünyadaki petrol rezervlerinden aldıkları paylarda bir değişme olmadığı sonucunu vermektedir.

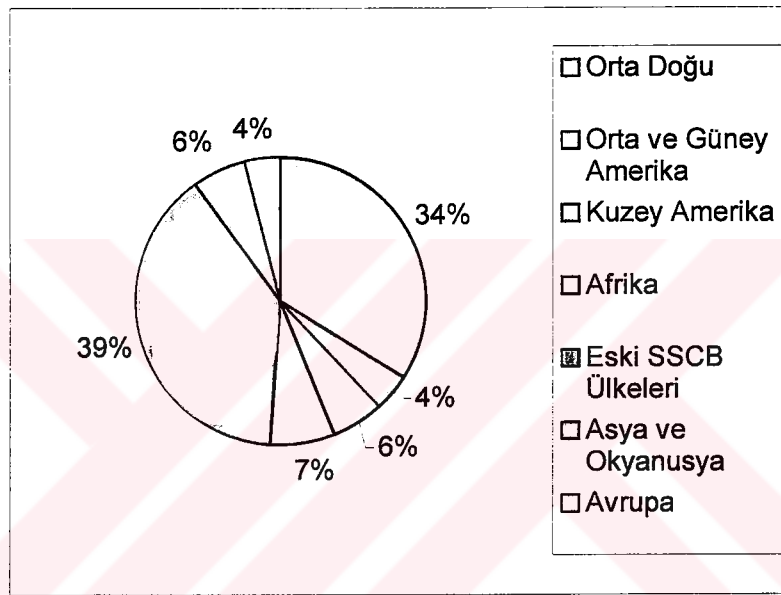
1998 yılındaki dünya petrol rezervlerinde ülkeler bazında yapılan inceleme, 1997 yılındaki oranların aynen korunduğunu göstermekte, Suudi Arabistan ve Irak’ın dünyadaki petrol rezervleri açısından başı çeken ülkeler olduğu sonucunu yinelemektedir. Petrol rezervlerinin 1996 yılında 42.2 yıl olan kullanılabilir süre, 1997 yılında 41 yıla düşmüş ve 1998 yılında 1997 yılı değerini muhafaza etmiştir.

2.1.1.2. Doğal Gaz

Dünyadaki toplam doğalgaz rezervi, 1997 yılında, bir önceki yıla göre %2,4’lük bir artışla 144,8 trilyon metreküp, 1998 yılında %1,1’lik bir artışla 146,4 trilyon metreküp seviyesinde belirlenmiştir.

1997 ve 1998 yıllarında, dünya toplamı içerisindeki %33'lük payı ile Rusya Federasyonu ülkeler arasında ilk sırada yer almıştır ve bu yüksek oran, toplam FSU ülkelerinin de bölgeler sıralamasında 1997 yılında %39'luk, 1998 yılında ise %38,1'lik pay ile ilk sırada yer almasını sağlamıştır. 1997 ve 1998 yılları için Rusya Federasyonu'nun toplam gaz rezervi 48,14 trilyon metreküp olarak belirlenmiştir. Rusya Federasyonu'nu 22,94 trilyon metreküp'lük doğalgaz rezervi ve dünya toplamı içindeki %16'lık payı ile izleyen ülke, İran'dır.

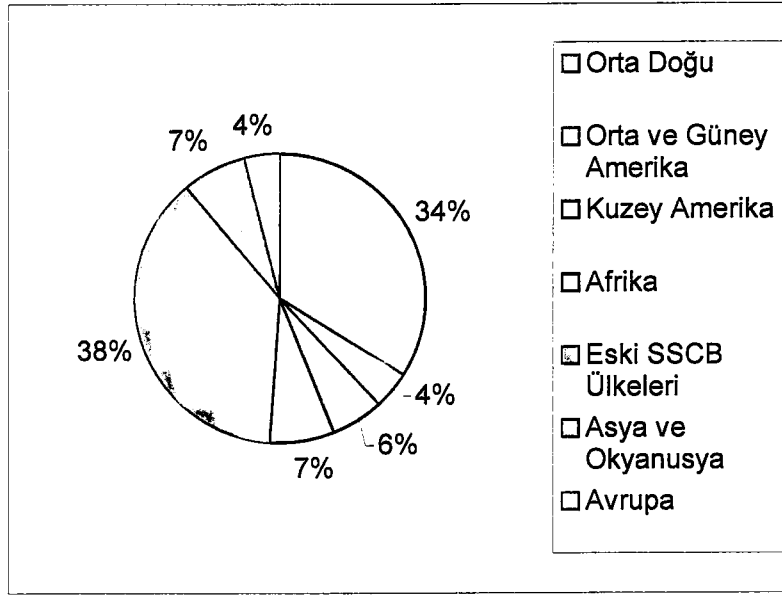
1997 yılı için dünya doğalgaz rezervlerinin bölgelere dağılımı, grafiksel olarak Şekil-2.3.'de gösterilmiştir:



Şekil -2.3. 1997 Yılı Dünya Doğal Gaz Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı

1997 yılında dünyadaki doğalgaz rezervleri dağılımına bakıldığında; eski SSCB ülkelerinin %39 payla ilk sırada yer aldığı ve bu ülkeleri %34'lük payla Orta Doğu ülkelerinin takip ettiği görülür. Afrika'nın dünyadaki toplam doğalgaz rezervlerinden aldığı pay %7, Asya ve Okyanusya'nın %6, Kuzey Amerika'nın %6, Orta ve Güney Amerika'nın %4 ve Avrupa'nın %4 oranında gerçekleşmiştir.

1998 yılı için dünya doğalgaz rezervlerinin bölgelere dağılımının grafiksel gösterimi ise, Şekil-2.4.'de verilmiştir:



Şekil-2.4. 1998 Yılı Dünya Doğal Gaz Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı

1998 yılında eski SSCB ülkelerinin toplam doğalgaz rezervlerindeki payı %1'lik bir düşüşle %38 düzeyine gerilemiş; buna karşılık Asya ve Okyanusya'nın payı %1'lik bir artışla %7 düzeyine yükselmiştir. Diğer bölgelerin dünyadaki toplam doğal gaz rezervleri içindeki paylarında, 1997 yılına göre bir değişme gözlenmemektedir.

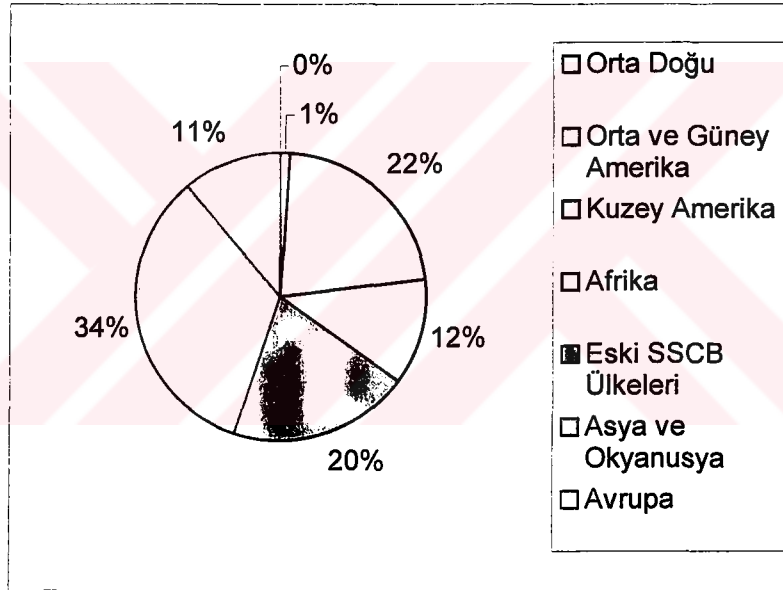
1997 yılında dünyadaki doğal gaz rezervlerinin kullanılabilme süreleri, 1996 yılına göre gerçekleşen %3.1'lik artış ile 64,1 yıla ulaşmış, ancak 1998 yılında 63,4 yıl düzeyine gerilemiştir.

2.1.1.3. Taşkömürü ve Linyit

1997 yılında, antrasit ve bitümlüler de dahil olmak üzere toplam görünür taşkömürü rezervleri ile subbitümlüler de dahil olmak üzere toplam linyit rezerv miktarlarında, 1996 yılına göre bir değişiklik gözlenmemiştir. 1997 yılında da toplam taşkömürü rezervi 519,4 milyar ton ve toplam linyit rezervi 512,2 milyar ton olarak belirtilmiştir. 1998 yılında ise, bu değerler sırasıyla; 509,5 milyar ton ve 474,7 milyar ton olarak belirlenmiştir.

1997 yılında toplam kömür rezervlerinde %23.4'lük pay ile ilk sırayı FSU ülkeleri almaktadır. ABD, %23,3'lük payı; Çin, %11,1'lik payı; Avustralya, %8.8'lik payı; Hindistan, %6.6'lık payı ile FSU ülkelerini izlemektedir. 1997 yılında, Türkiye'nin toplam kömür rezervi ise dünya toplamının %0,7'sini oluşturmaktadır. 1998 yılında ise, FSU ülkeleri dünya toplam kömür rezervindeki %23,4'lük paylarını korumuşlardır. ABD' nin %23,3'lük payı, %25,1 seviyesine; Çin'in %11,1'lik payı, %11,6 seviyesine; Avustralya'nın %8.8'lik payı, %9,2 seviyesine; Hindistan'ın %6.6'lık payı ise, %7,6 seviyesine yükselmiştir. 1998 yılında Türkiye'nin toplam kömür rezervinin ise, dünya toplamı içerisinde %0,1 düzeyinde kaldığı görülmektedir.

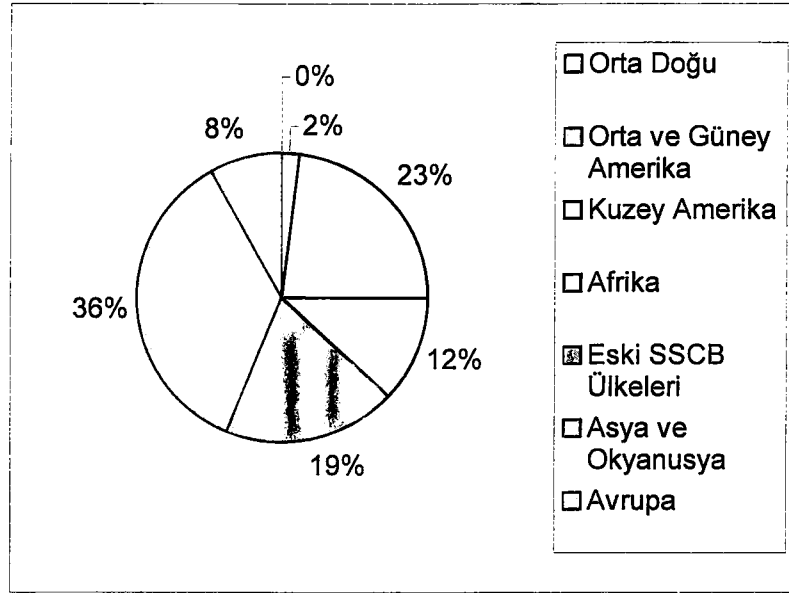
1997 yılında dünya taşkömürü rezervlerinin bölgelere dağılımının grafiksel gösterimi, Şekil-2.5.'de verilmiştir:



Şekil-2.5. 1997 Yılı Dünya Taşkömürü Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı

1997 yılı için dünya taşkömürü rezervlerinin bölgelere dağılımı incelendiğinde, Asya ve Okyanusya'nın dünyadaki toplam taşkömürü rezervlerinden %34, Kuzey Amerika'nın %22, eski SSCB ülkelerinin %20, Afrika'nın %12, Avrupa'nın %11, Orta ve Güney Amerika'nın %1, ve Orta Doğu'nun %0 pay aldığı görülmektedir.

1998 yılı için dünya taşkömürü rezervlerinin bölgelere dağılımının grafiksel gösterimi ise Şekil-2.6.'daki gibidir:

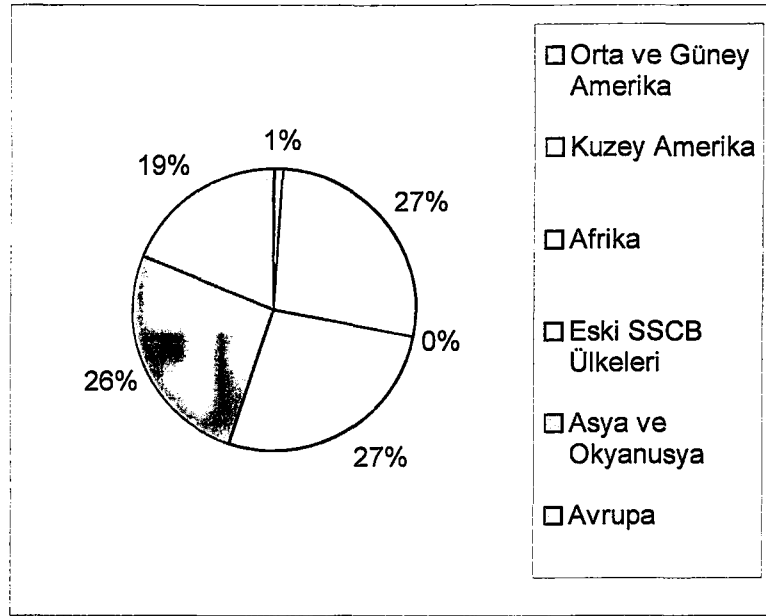


Şekil-2.6. 1998 Yılı Dünya Taşkömürü Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı

1998 yılında dünyadaki taşkömürü rezervlerinin bölgelere dağılımı incelendiğinde ise, Asya ve Okyanusya'nın payının %34'ten %36'ya çıktığı, Kuzey Amerika'nın payının %22'den %23'e çıktığı, eski SSCB ülkelerinin payının %20'den %19'a düştüğü, Afrika'nın payının %12'de sabit kaldığı, Avrupa'nın payının %11'den %8'e düştüğü, Orta ve Güney Amerika'nın payının %1'den %2'ye çıktığı ve Orta Doğu'nun pastadan yine %0 pay aldığı görülmektedir.

1997 yılında genel olarak kömür rezervlerinin kullanılabilme süresi; 1996 yılına göre %2,2 oranında azalmış ve 219 yıl olarak gerçekleşmiştir. 1998 yılında ise; kömür rezervlerinin kullanılabilme süresinin 1997 yılına göre 1 yıl azalarak 218 yıla gerilediği görülmektedir.

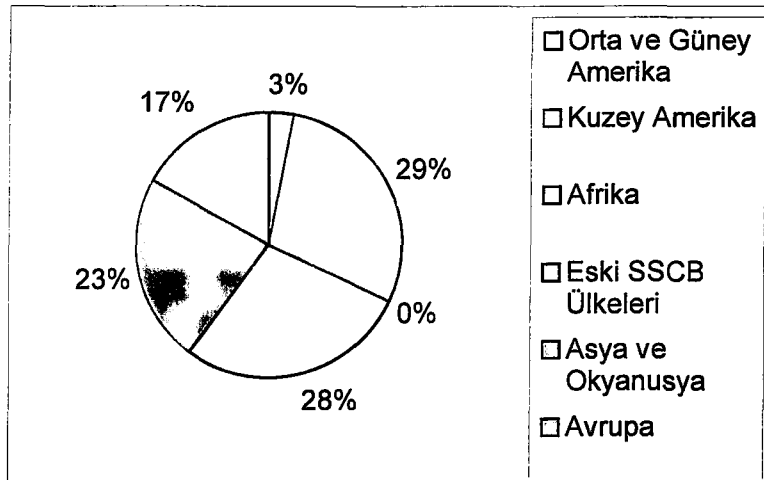
1997 yılı için dünya linyit rezervlerinin bölgesel dağılımı Şekil-2.7.'de gösterilmektedir.



Şekil-2.7. 1997 Yılı Dünya Linyit Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı

Bu diagram incelendiğinde, Kuzey Amerika'nın dünyadaki toplam linyit rezervlerinden %27, eski SSCB ülkelerinin %27, Asya ve Okyanusya'nın %26, Avrupa'nın %19, Orta ve Güney Amerika'nın %1 ve Afrika'nın %0 pay aldığı görülmektedir.

Şekil-2.8. ise, dünya linyit rezervlerinin bölgesel dağılımına ait 1998 yılı değerlerini vermektedir:



Şekil-2.8. 1998 Yılı Dünya Linyit Rezervlerinin Bölgelere Göre Dağılımı

1998 yılında Kuzey Amerika'nın linyit rezervlerindeki payının %27'den %29'a çıktığı, eski SSCB ülkelerinin payının %27'den %28'e çıktığı, Asya ve Okyanusya'nın payının %26'dan %23'e düştüğü, Avrupa'nın payının %19'dan %17'ye düştüğü, Orta ve Güney Amerika'nın payının %1'den %3'e çıktığı ve Afrika'nın payının yine %0'da kaldığı görülmektedir.

2.1.2. Üretimler

BP Statistical Review of World Energy'nin, 1997 ve 1998 yılları için verdiği fosil yakıt üretim düzeyleri, Tablo-2.3.'de görülmektedir:

Tablo-2.3. 1997 ve 1998 Yılı İçin Dünya Fosil Yakıt Üretim Düzeylerinin Bölgelere Göre Dağılımı (BP, 1997) ve (BP, 1999)

Bölge	1997				1998			
	Petrol 10 ⁶ Ton	Doğalgaz 10 ⁶ TEP	Kömür 10 ⁶ TEP	TOPLAM 10 ⁶ TEP	Petrol 10 ⁶ Ton	Doğalgaz 10 ⁶ TEP	Kömür 10 ⁶ TEP	TOPLAM 10 ⁶ TEP
Kuzey Amerika	668,8	661,8	628,1	1958,7	667,0	665,1	636,5	1968,6
Ort. ve Gün. Amerika	330,9	78,9	30,6	440,4	343,3	78,0	29,2	450,5
Avrupa	327,5	247,7	283,7	858,9	325,0	246,9	260,5	832,4
Eski SSCB Ülkeleri	362,9	561,1	187,6	1111,6	361,3	579,6	181,0	1121,9
Orta Doğu	1045,3	150,1	1,4	1196,8	1096,8	162,9	0,8	1260,5
Afrika	373,1	84,8	119,8	577,7	360,1	91,1	123,0	574,2
Asya ve Okyanusya	366,1	216,5	1069,5	1652,1	365,4	221,3	999,8	1586,5
TOPLAM DÜNYA	3474,6	2000,9	2320,7	7796,2	3518,9	2044,9	2230,8	7794,6

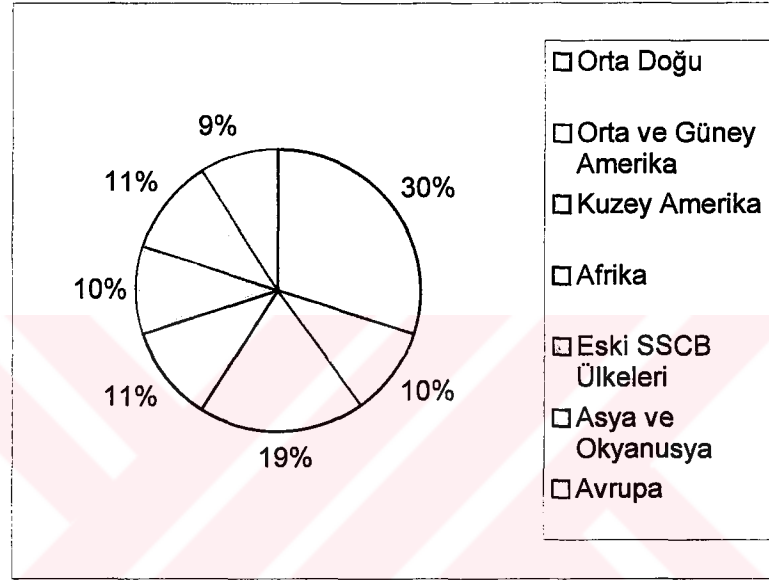
1997 yılında dünyadaki toplam petrol üretimi 3474,6 milyon ton, toplam doğalgaz üretimi 2000,9 milyon Tep, toplam kömür üretimi 2320,7 milyon Tep olarak gerçekleşmiştir. 1997 yılındaki toplam fosil yakıt üretim miktarı, 7796,2 milyon Tep'tir.

1998 yılı değerleri, 1997 yılı değerleri ile karşılaştırıldığında, toplam petrol üretim miktarının, 3474,6 milyon tondan 3518,9 milyon tona; toplam doğal gaz üretim miktarının 2000,9 milyon Tep'ten 2044,9 milyon Tep'e çıktığı; toplam kömür üretim miktarının ise 2320,7 milyon Tep'ten 2230,8 milyon Tep'e gerilediği görülmektedir. Bu değişimlerin sonucu olarak, 1998 yılında toplam fosil yakıt üretim miktarı, 7796,2 milyon Tep'ten 7794,6 milyon Tep'e gerilemiştir.

2.1.2.1. Petrol

Dünya petrol üretimi, 1997 yılında bir önceki yıla göre %3,1'lik bir artış göstermiş ve 1997 yılında toplam üretim 3474,6 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. 1998 yılında ise bu rakam 1997 yılına göre yaklaşık %1.3'lük bir artışla 3518,9 milyon ton düzeyine ulaşmıştır.

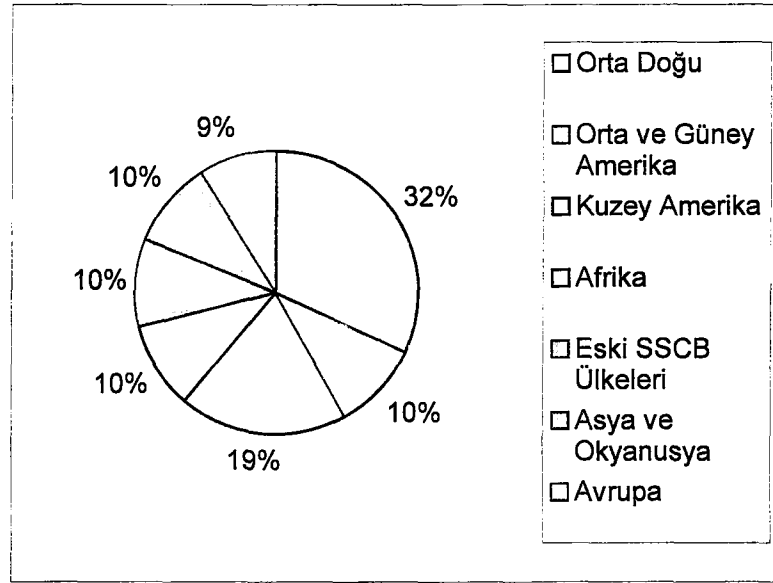
1997 yılı itibariyle dünya petrol üretiminin bölgelere dağılımının grafiksel gösterimi Şekil -2.9.'da verilmiştir:



Şekil -2.9. 1997 Yılı Dünya Petrol Üretimini Bölgeye Göre Dağılımı

Bu diagram incelendiğinde, Orta Doğu'nun dünya petrol üretiminin %30'unu, Kuzey Amerika'nın %19'unu, Asya ve Okyanusya'nın %11'ini, Afrika'nın %11'ini, Eski SSCB ülkelerinin %10'unu, Orta ve Güney Amerika'nın %10'unu ve Avrupa'nın %9'unu gerçekleştirdiği görülür.

Şekil-2.10.'da verilen 1998 yılı dünya petrol üretiminin bölgelere dağılımı incelendiğinde ise, Orta Doğu'nun dünyadaki petrol üretimindeki payının %30'dan %32'ye çıktığını, Afrika'nın ve Asya ve Okyanusya'nın paylarının %11'den %10'a gerilediğini ve diğer bölgelerin paylarının aynı kaldığını söylemek mümkündür.



Şekil-2.10. 1998 Yılı Dünya Petrol Üretiminin Bölgelere Göre Dağılımı

Bazı ülkelerin 1997 ve 1998 yıllarındaki petrol üretim miktarları milyon ton olarak Tablo-2.4.'de verilmiştir:

Tablo-2.4. Bazı Ülkelerin 1997 ve 1998 Yıllarındaki Petrol Üretim Miktarları (Milyon Ton) (BP, 1999)

Bazı Ülkelerin Petrol Üretim Miktarları (milyon ton)		
	1997	1998
ABD	379,2	367,9
S.Arabistan	449,9	443,2
İran	184,2	187,7
Meksika	170,6	174,4
Çin	160,1	159,9
Venezuela	173,5	171,8
Norveç	156,9	150
Kanada	119,1	124,7
B.Arap Emir.	121,2	121,4
Kuveyt	104,1	107,6
Nijerya	112,8	106,2
Azerbeycan	9	11,4
Kazakistan	25,8	25,9
Rusya	306,9	304,3

1997 yılında, dünya üretiminde %13'lük bir paya karşılık gelen 449,9 milyon tonluk üretimiyle Suudi Arabistan, Orta Doğu ülkelerinin dünyadaki toplam petrol üretiminde %30'luk bir pay sahibi olmasında büyük etken olmuştur. 1998 yılında da

Suudi Arabistan 443,2 milyon tonluk üretimiyle Orta Doğu ülkelerinin toplamda 1,1 milyar tonu bulan petrol üretimine büyük katkıda bulunmuş ve 1998 yılında da dünya petrol üretiminin %13'ünü gerçekleştirmiştir. 1997 yılında ABD, 379,2 milyon tonluk üretimiyle dünya pazarında %11'lik bir paya ulaşmıştır. Rusya Federasyonu ise, dünya petrol üretiminin %9'una karşılık gelen 306,9 milyon tonluk üretimiyle, petrol üretimindeki en büyük 3. ülke olmuştur.

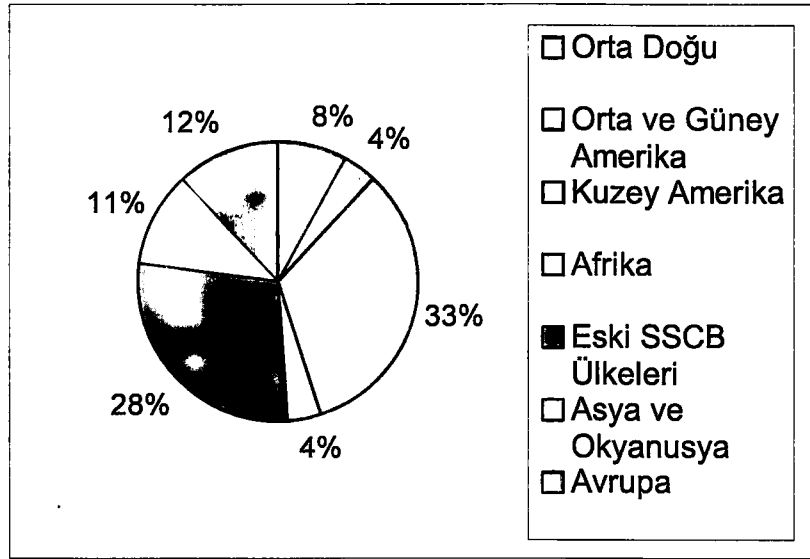
Petrol üretiminin bütün bölgelerde arttığı 1997 yılında, en büyük artışı %5.5'lik bir oran ile Orta Doğu ülkeleri gerçekleştirmiş; bu ülkeleri de %5,3'lük bir artış gerçekleştiren Orta ve Güney Amerika ülkeleri izlemiştir. Irak 1997 yılında Birleşmiş Milletler'in 986 sayılı kararı ile üretime tekrardan başlamış ve 58,3 milyon ton petrol üretimi yaparak %94,3'lük bir üretim artışı gerçekleştirmiştir. 1998 yılında ABD 367,9 milyon tonluk, Rusya Federasyonu ise 304,3 milyon tonluk petrol üretimleriyle Suudi Arabistan'dan sonra ikinci ve üçüncü sıralarda yer almışlar ve dünya toplam petrol üretiminde 1997 yılındaki paylarını korumuşlardır.

2.1.2.2. Doğal Gaz

1997 yılında doğalgaz üretimi, 2228 milyar metreküp olan 1996 yılı üretimine göre %0,2'lik bir azalma kaydederek 2223 milyar metreküp olarak gerçekleşmiştir. 1998 yılında ise, 1997 yılına göre %2,2'lik bir artış kaydedilerek 2300 milyar metreküplük doğalgaz üretimi gerçekleştirilmiştir.

Bölgelere göre doğalgaz üretim paylarında 1997 ve 1998 yılları için bir değişiklik gerçekleşmemiştir. 1997 ve 1998 yılları için dünya doğal gaz üretiminin bölgelere dağılımının grafiksel gösterimi Şekil –2.11.'de verilmiştir.

1997 ve 1998 yıllarında Kuzey Amerika dünyadaki toplam doğal gaz üretiminin %33'ünü, eski SSCB ülkeleri %28'ini, Avrupa %12'sini, Asya ve Okyanusya %11'ini, Orta Doğu %8'ini, Afrika %4'ünü ve Orta ve Güney Amerika da %4'ünü gerçekleştirmiştir.



Şekil-2.11. 1997 ve 1998 Yılları İçin Dünya Doğal Gaz Üretiminin Bölgelere Göre Dağılımı

Bazı ülkelerin 1997 ve 1998 yıllarındaki doğal gaz üretim miktarları Tablo-2.5.'de gösterildiği gibidir:

Tablo-2.5. Bazı Ülkelerin 1997 ve 1998 Yıllarındaki Doğal Gaz Üretim Miktarları (BP, 1999)

Bazı Ülkelerin Doğal Gaz Üretim Miktarları		
	1997(milyon tep)	1998 (milyar metreküp)
ABD	490,8	543,8
S.Arabistan	39,5	46
İran	38,7	50
Kanada	141,2	160,4
Kazakistan	7,4	7,6
Rusya	477,9	551,3
Hollanda	60,4	63,6
İngiltere	78,3	90,3
Endonezya	62,1	68,4
Cezayir	60,8	72,8
Türkmenistan	14,5	11,7
Özbekistan	41,3	51,1
Ukrayna	14,7	16,7

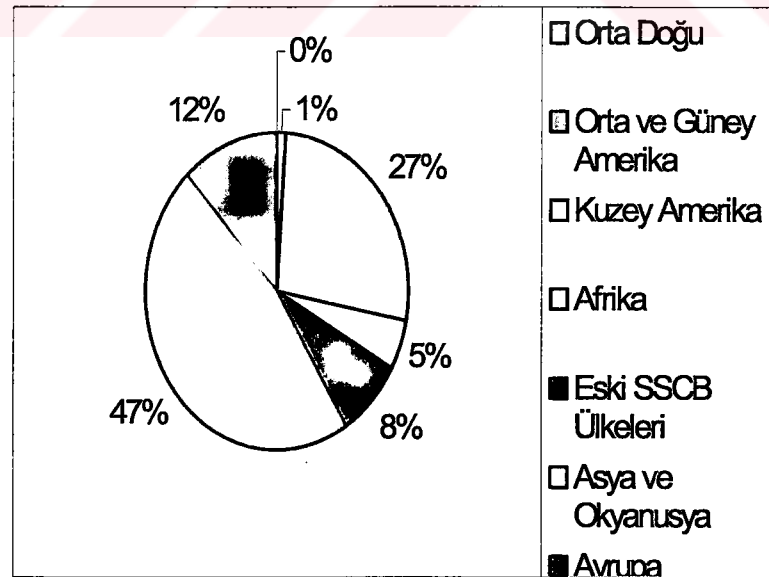
1997 yılında ABD, dünya toplamında %25'e karşılık gelen 545,3 milyar metreküplük üretimi ile en fazla doğal gaz üretimi yapan ülke olmuş ve ABD'nin yüksek miktardaki bu üretimi, Kuzey Amerika bölgesinin %33'lük bir paya ulaşarak en büyük üretici bölge durumuna gelmesine büyük katkı sağlamıştır. 1997 yılında

Kuzey Amerika bölgesinde üretilen toplam doğal gaz miktarı 735,2 milyar metreküptür. Rusya Federasyonu, 531 milyar metreküplük doğalgaz üretimi ile ABD'den sonra en fazla doğalgaz üretimi yapan ülke olmuş ve eski SSCB ülkelerinin toplamda 623, 4 milyar metreküpe karşılık gelen %28'lik pay ile bölgeler bazında ikinci durumda olmasında büyük katkı sağlamıştır. 1997 yılında ABD ve Rusya'dan sonra Kanada 156,8 milyar metreküplük doğal gaz üretimi ile dünya genelinde %7,1'lik pay sahibi olmuş ve doğal gaz üretiminde en büyük üçüncü ülke konumuna ulaşmıştır.

1998 yılında ise Rusya 551,3 milyar metreküplük üretimi ile 543,8 milyar metreküp üretim yapan ve %23,9'luk pay alan ABD'yi geride bırakmış ve %24,3'lük pay ile en büyük üretici olmuştur. Kanada, 160,4 milyar metreküplük üretimine karşılık olan %7,1'lik payı ile Rusya ve ABD'nin arkasında elde ettiği üçüncülük sırasını 1998 yılında da korumuştur.

2.1.2.3. Taşkömürü ve Linyit

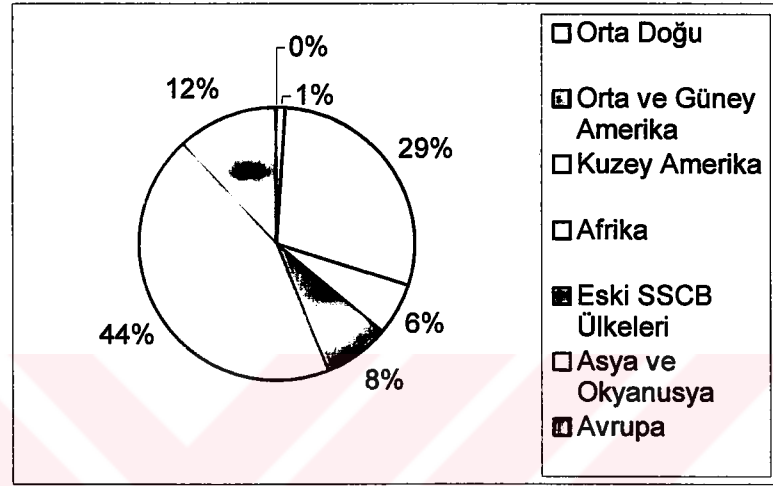
1997 yılında 2320,7 milyon ton petrol eşdeğeri (mtep) olarak gerçekleşen linyit ve taşkömürü üretimleri toplamı, 1998 yılında 2230,8 mtep olarak gerçekleşmiştir. 1997 yılında dünya kömür üretiminin bölgelere dağılımı grafiksel olarak Şekil-2.12.'de gösterilmiştir:



Şekil-2.12. 1997 Yılı Dünya Kömür Üretiminin Bölgelere Göre Dağılımı

Bu diagram incelendiğinde, Asya ve Okyanusya'nın %47 ile 1997 yılı kömür üretiminde en büyük payı alan bölge olduğu görülür. Bu yılda, toplam kömür üretiminde Kuzey Amerika'nın payı %27, Avrupa'nın payı %12, eski SSCB ülkelerinin payı %8, Afrika'nın payı %5, Orta ve Güney Amerika'nın payı %1 ve Orta Doğu'nun payı %0 olarak gerçekleşmiştir.

Şekil -2.13.'de de 1998 yılı için dünya kömür üretiminin bölgelere dağılım değerleri verilmektedir:



Şekil- 2.13. 1998 Yılı Dünya Kömür Üretiminin Bölgelere Göre Dağılımı

Bu şekilden görüldüğü üzere, 1998 yılında Asya ve Okyanusya'nın payı %47'den %44'e düşmüş, Kuzey Amerika'nın payı %27'den %29'a yükselmiş, Avrupa'nın payı %12'de, eski SSCB ülkelerinin payı %8'de sabit kalmış, Afrika'nın payı %5'den %6'ya yükselmiş, Orta ve Güney Amerika'nın payı %1'de, ve Orta Doğu'nun payı %0'da sabit kalmıştır.

Bazı ülkelerin 1997 ve 1998 yıllarındaki kömür üretim miktarları mtep olarak Tablo- 2.6.'da belirtilmektedir. 1997 yılında Çin, 698 mtep'lik üretimi ile en büyük kömür üreticisi olmuş, bu ülkeyi 579, 3 mtep'lik üretimi ile ABD, 151,8 mtep'lik üretimi ile Hindistan, 142,1 mtep'lik üretimi ile Avustralya ve 115,2 mtep'lik üretimi ile Güney Afrika izlemiştir. Çin, 1998 yılında 625,7 mtep ile en büyük üretici olma konumunu korumuştur ve 1998 yılında ABD'nin üretim miktarı 589,6 mtep, Hindistan'ın üretim miktarı 147,8 mtep, Avustralya'nın üretim miktarı 147,5 mtep ve Güney Afrika'nın üretim miktarı 118,3 mtep düzeyinde gerçekleşmiştir.

Tablo-2.6. Bazı Ülkelerin 1997 ve 1998 Yıllarındaki Kömür Üretim Miktarları (BP, 1999)

Bazı Ülkelerin Kömür Üretimleri (Mtep)		
	1997	1998
ABD	579,3	589,6
Kanada	43,3	41,1
Kazakistan	37,1	35,7
Rusya	110,1	104,6
İngiltere	29,5	25,1
Ukrayna	39,2	39,6
Avustralya	142,1	147,5
Polonya	88,1	76,3
Hindistan	151,8	147,8
Almanya	66,8	61,3
Çin	698	625,7
Güney Afrika	115,2	118,3

2.1.3. Tüketimler

Fosil yakıtların dünyadaki tüketim oranları, 1997 ve 1998 yıllarında büyük farklılıklar arz etmemektedir. Bu iki yıl için, dünyadaki toplam fosil yakıt tüketim düzeyleri, Tablo-2.7.'de görüldüğü şekilde verilebilir.

1997 yılında dünyadaki toplam petrol tüketimi 3395,5 Mtep düzeyinde gerçekleşmiştir. Petrolün en fazla tüketildiği bölge 1006,2 Mtep ile Kuzey Amerika olmuştur. 1977,3 Mtep olarak gerçekleşen toplam doğal gaz tüketiminden en fazla payı alan bölgenin ise, 666,2 Mtep ile yine Kuzey Amerika olduğu görülmektedir. 1997 yılında toplam kömür tüketimi 2293,4 Mtep olarak gerçekleşmiştir. Asya ve Okyanusya 1071,5 Mtep'lik kömür tüketimiyle en fazla kömür tüketiminin gerçekleştiği bölge olarak göze çarpmaktadır.

1998 yılında dünyadaki toplam petrol tüketimi, 1997 yılına göre 5,5 Mtep azalarak 3390 Mtep düzeyinde gerçekleşmiştir. Kuzey Amerika bölgesinin petrol tüketiminin ise 1997 yılına göre 11,8 Mtep artarak 1018 Mtep'e ulaşması göze çarpmaktadır. 1998 yılında toplam doğalgaz tüketimi 1977,3 Mtep'ten 2045 Mtep'e yükselmiştir ve Kuzey Amerika bölgesi 1998 yılında da doğal gaz tüketiminin en fazla gerçekleştirildiği bölge olmuştur. Bu yıldaki toplam kömür tüketiminin ise

Tablo-2.7. 1997 ve 1998 Yılları İçin Dünya Fosil Yakıt Tüketim Düzeyleri (BP,1997) ve (BP, 1999)

1997 yılına göre azalma göstererek 2220 Mtep'e düştüğü görülmektedir. Asya ve Okyanusya 1998 yılında da kömür tüketiminin en fazla gerçekleştiği bölge olmuştur.

1998 yılında petrol, dünya çapında %44'lük tüketim oranı ile fosil yakıtların içinde en fazla tüketilen ürün olmuş ve 1997 yılındaki tüketim oranını korumuştur. 1998 yılında, kömür, 1997 yılındaki tüketim oranına göre %1'lik bir azalmayla %29'luk bir tüketim oranına ulaşmış, doğalgaz ise 1997 yılındaki tüketimine göre %1'lik bir artış göstererek %27 oranında tüketilen fosil yakıt türü olmuştur.

2.2. Hidrolik Enerji

Avrupa ve Kuzey Amerika dünyadaki 1400 TWh'lık hidrolik enerji kapasitesinin %60'ını kullanmakta, kalan bölgeler bu potansiyelin ancak %9-10 kadarından faydalanabilmektedirler.

BP Statistical Review of World Energy'nin; 1996, 1997 ve 1998 yıllarındaki dünya hidrolik enerji kullanımı düzeyleri için verdiği değerler, Tablo-2.8.'de görülebilir :

Tablo-2.8. 1996, 1997 ve 1998 Yılları İçin Dünya Hidrolik Enerji Kullanımının Bölgelere Göre Dağılımı (BP, 1999)

Bölge	1996 Mtep	1997 Mtep	Artış %	1998 Mtep	Artış %
Kuzey Amerika	62	62,1	0,16	57,4	-7,6
Orta ve Güney Amerika	41,5	44,1	6,27	45,4	2,9
Avrupa	47	48,4	2,98	50,3	3,9
Eski SSCB Ülkeleri	19,3	19	-1,55	19,6	3,2
Orta Doğu	1,1	1,0	-9,09	1,0	-
Afrika	6,3	6,5	3,17	6,6	1,5
Asya ve Okyanusya	42,9	42,3	-1,39	46,1	9,0
TOPLAM DÜNYA	220,1	223,4	1,499	226,4	1,3

Hidrolik enerji tüketimi 1997 yılında 1996 yılına oranla %1,5 oranında artarak 220,1 milyon Tep'ten 223,4 milyon Tep'e yükselmiştir. 1998 yılında ise 1997'ye göre artış oranı %1,3 olmuş ve toplam hidrolik enerji tüketimi 223,4 milyon Tep'ten 226,4 milyon Tep'e yükselmiştir. 1997 yılında hidrolik enerji üretimi ise, %2,6 oranında artmıştır ve hidrolik enerji, üretim artışının en fazla olduğu enerji kaynağı olmuştur.

1997 yılında 1996 yılına göre hidrolik enerji kullanımının en fazla arttığı bölge Orta ve Güney Amerika olmuştur. Bu bölgede, 1997 yılında 1996 yılına göre hidrolik enerji kullanımında %6,27'lik bir artış yaşanmıştır. Bu yıl içerisinde hidrolik enerji tüketiminin en fazla azaldığı bölge ise, Orta Doğu olmuştur. 1997 yılında Orta Doğu'da hidrolik enerji tüketimi, bir önceki yıla oranla %9,09 oranında azalmıştır. Aynı yılda hidrolik enerji tüketimi Kuzey Amerika'da %0,16; Avrupa'da %2,98; Afrika'da %3,17 oranında artarken, eski SSCB ülkelerinde %1,55'lik; Asya ve Okyanusya'da %1,4' lük azalmalar yaşanmıştır.

1998 yılında ise, hidrolik enerji tüketimindeki en fazla artış %9 ile Asya ve Okyanusya'da yaşanmıştır. Bu yıl içerisinde, Kuzey Amerika %7,6'lık bir azalma ile hidrolik enerji tüketiminin en fazla azaldığı bölge olmuştur. Ayrıca, hidrolik enerji tüketimi Orta ve Güney Amerika'da %2,9; Avrupa'da %3,9; Eski SSCB ülkelerinde %3,2; Afrika'da %1,5 oranında artarken, Orta Doğu'nun tüketiminde bir değişme yaşanmamıştır.

Aynı kaynağın, 1997 yılı için, bazı ülkelerin hidrolik enerji tüketimleri ve dünya tüketimine oranlarına ait verdiği değerler Tablo-2.9.'da görülebilir. Bu tablodan da görülebileceği üzere, 1997 yılında, Kanada, 30 milyon Tep'lik hidrolik enerji tüketimi ile hidrolik enerjinin en fazla tüketildiği ülke olurken, bu ülkeyi 29,6 milyon Tep'lik hidrolik enerji tüketimi ile ABD izlemiştir.

Tablo-2.9. Bazı Ülkelerin 1997 Yılı Hidrolik Enerji Tüketimleri ve Dünya Tüketimine Oranları (BP, 1999)

ÜLKE	1997 Yılı Tüketimleri (Milyon Tep)	Dünya Tüketiminde %
Kanada	30,0	13,3
ABD	29,6	13,1
Brezilya	23,9	10,6
Eski SSCB	19,8	8,8
Çin	16,2	7,1
Norveç	9,5	4,2
Japonya	8,1	3,6
İsveç	5,9	2,6
Hindistan	6,2	2,8
Fransa	5,8	2,6
İtalya	4,0	1,8
Venezuela	4,9	2,1
Avusturya	3,2	1,4
Türkiye	3,4	1,5
İsviçre	3,0	1,3
İspanya	3,2	1,4
Yeni Zelanda	2,0	0,9
Meksika	2,3	1,0
Arjantin	2,5	1,1
Almanya	1,8	0,8
Avustralya	1,3	0,6
Güney Kore	0,5	0,2
Yunanistan	0,4	0,2
DÜNYA TÜKETİMİ	225,9	

2.3. Nükleer Enerji

Uluslararası Atom Enerjisi Ajansı, 1998 yılı sonu itibariyle dünya nükleer enerji santrallerinin kurulu güç kapasitesini 348 834 MW ve reaktör ünitesi sayısını da 434 olarak belirlemiştir. 26 252 MW kurulu güce sahip 35 ünite de inşaa halindedir. 1997 yılında 2370 TWh olarak gerçekleşen toplam nükleer enerji arzı, 1998 yılında 2404 TWh'a ulaşmıştır.

BP Statistical Review of World Energy, bölgeler itibariyle dünyada nükleer enerji kullanımı düzeylerini Tablo-2.10.'da görüldüğü şekilde tespit etmiştir:

Tablo-2.10. 1996, 1997 ve 1998 Yılları İçin Dünya Nükleer Enerji Kullanımının Bölgelere Göre Dağılımı (BP, 1997) ve (BP, 1999)

Bölge	1996	1997	Artış	1998	Artış
	Mtep	Mtep	%	Mtep	%
Kuzey Amerika	209,1	194,7	-6,89	203,9	4,7
Orta ve Güney Amerika	2,5	2,8	12	2,7	-3,6
Avrupa	242,1	244,8	1,12	242,8	-0,8
Eski SSCB ülkeleri	52,7	52	-1,33	50,2	-3,5
Afrika	3,2	3,4	6,25	3,7	8,8
Asya ve Okyanusya	111,6	118,8	6,45	123,3	3,8
TOPLAM DÜNYA	621,2	616,5	-0,76	626,6	1,6

1997 yılında dünyadaki nükleer enerji tüketimi 1996 yılına göre %0,76 oranında azalarak 621,2 milyon Tep'ten 616,5 milyon Tep'e düşmüştür. 1998 yılında ise, toplam nükleer enerji tüketimi 1997 yılına göre %1,6 artış göstermiş ve 616,5 milyon Tep düzeyinden 626,6 milyon Tep düzeyine ulaşmıştır. Avrupa, 1996 yılında 242,1 milyon Tep'lik; 1997 yılında 244,8 milyon Tep'lik; 1998 yılında ise 242,8 milyon Tep'lik nükleer enerji tüketimi ile nükleer enerjinin en fazla tüketildiği bölge olmuştur.

1997 yılında nükleer enerji tüketiminin en fazla artış gösterdiği bölge Orta ve Güney Amerika olmuş ve bu bölgede nükleer enerji tüketimi 1996 yılına göre %12 oranında artmıştır. Bu yılda, nükleer enerji tüketiminin en fazla azaldığı bölge ise %6,89'luk oranla Kuzey Amerika olmuştur. 1997 yılında, 1996 yılına göre Avrupa'nın nükleer enerji tüketimi %1,12; Afrika'nın nükleer enerji tüketimi %6,25; Asya ve Okyanusya'nın nükleer enerji tüketimi %6,45 oranında artarken; eski SSCB ülkelerinin nükleer enerji tüketimlerinde %1,33'lük bir azalma görülmüştür.

1998 yılına gelindiğinde ise, nükleer enerji tüketimindeki en büyük artış, %8,8 ile Afrika'da; en büyük azalma ise %3,6 ile Orta ve Güney Amerika'da yaşanmıştır. 1998 yılında Kuzey Amerika'daki nükleer enerji tüketimi bir önceki yıla göre %4,7; Asya ve Okyanusya'daki nükleer enerji tüketimi ise bir önceki yıla göre %3,8 oranında artmış, buna karşılık Avrupa ve eski SSCB ülkelerinde sırasıyla %0,8 ve %3,5 oranlarında azalmalar yaşanmıştır.

1997 yılı itibariyle bazı ülkelerin elektrik tüketimlerinde nükleer enerjinin payı ise, Tablo-2.11. ile açıklanabilir:

Tablo-2.11. 1997 Yılı İçin Bazı Ülkelerin Elektrik Kullanımında Nükleer Enerjinin Payı (BP, 1999)

Ülke	Ülkelerin Elektrik Tüketimlerinde Nükleer Enerjinin Payı (%)
Litvanya	81,5
Fransa	78,2
Belçika	60,1
Ukrayna	46,8
İsveç	46,2
Bulgaristan	45,4
Slovak Cum.	44,0
İsviçre	40,6
Slovenya	39,9
Macaristan	39,9
Japonya	36,1
Kore Cum.	34,1
Almanya	30,6
Finlandiya	30,4
İspanya	29,3
İngiltere	27,5
Amerika	21,0
Çek Cum.	19,3
Kanada	14,2
Rusya	13,6
Arjantin	11,4
Meksika	6,5
Güney Afrika	6,5

1997 ve 1998 yıllarında OECD ülkeleri, dünyadaki nükleer enerji üretiminin yaklaşık %87'sini karşılamışlardır. OECD ülkelerinden olan Fransa, elektrik üretiminin 1997 yılında %78,2' sini; 1998 yılında %75,8'ini; Belçika, 1997 yılında %60,1'ini; 1998 yılında %55,2'sini; Japonya, 1997 yılında %36,1'ini; 1998 yılında %35,9'unu; ABD ise 1997 yılında %21'ini; 1998 yılında %18,7'sini nükleer enerjiden sağlamıştır.

1998 yılı itibariyle; ABD, 96 423 MW kurulu güce ulaşan 104 adet ünitesi ile nükleer enerji konusunda başı çeken ülkedir. Fransa, 61 653 MW kurulu gücü ve 58 adet reaktör ünitesi ile ABD'nin ardından ikinci sırada yer almaktadır. 43 691 MW güç ve 53 adet reaktör ünitesi ile Japonya, ABD ve Fransa'yı takip etmektedir.

2.4. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Sanayileşmiş ülkelerde, biomas tüketimi, genel olarak birincil enerji tüketiminin ancak %3'ünü oluşturmaktadır. Ancak, bazı ülkelerde bu oran genel seviyenin bir hayli üzerine çıkabilmektedir. Örnek olarak, Finlandiya'da biomas kullanımının birincil enerji tüketimindeki payı %15, İsveç'te ise, %9 düzeylerindedir. Amerika %4, eski SSCB devletleri %3-4 düzeyindeki biomas tüketimi oranlarıyla genel ortalama düzeyinde seyretmektedirler. Gelişmekte olan ülkelerdeki biomas kullanımı sanayileşmiş ülkelerdekinden yüksektir. Bu durum, biomasın, uzun dönemde de önemini koruyan bir enerji kaynağı olacağının işaretidir. Zira, önümüzdeki yüzyıl içerisinde dünya nüfusunun %90'lara varan kısmının gelişmekte olan ülkelerde yaşıyor olacağı tahmin edilmektedir. Sanayileşmiş ülkelerin de önümüzdeki dönemde biomas yakıtlara daha fazla önem vereceği düşünülmektedir. Çünkü, biomas yakıtlar, yüksek oranlarda atmosferik karbondioksit kirlenmesine yol açmayan yakıtlardır. (W. E.C, 1998b)

Güneş enerjisi, dünya için sonsuz bir enerji kaynağıdır. Brüt potansiyeli dünya genelinde 178000 TW olan güneş enerjisinin teorik olarak kullanılabilir potansiyeli 50-100 TW arasındadır.

Güneş enerjisinin yenilenebilir bir enerji kaynağı olarak kullanılması iki türlü gerçekleşmektedir. Bunlardan birincisi, güneş enerjisinden doğrudan veya dolaylı olarak elektrik üretilmesi, ikincisi ise termik uygulamalardır. Güneş enerjisinden doğrudan elektrik üretimi, güneş pillerinin fotovoltaiik çevrim yolu ile elektrik üretmesi ile gerçekleşir. Güneş enerjisinden dolaylı olarak elektrik üretmenin yolu ise, yoğunlaştırılan güneş enerjisi ile elde edilen termal enerjinin konvansiyonel yöntemler kullanılarak elektrik enerjisine dönüştürülmesidir. Bugün dünya üzerinde, 180 MW'ı fotovoltik, 400 MW'ı termik olmak üzere, 580 MW'lık güneş elektrik santrali kurulu gücü mevcuttur. (WEC, 1998a)

Son dönemlerde, güneş enerjisinin yenilenebilir bir enerji kaynağı olarak etkili bir biçimde kullanılabilmesini sağlamak için ve doğrudan ya da dolaylı yollardan güneş enerjisinden elektrik enerjisi üretimini daha düşük maliyetlerle gerçekleştirmek için, araştırma-geliştirme çalışmaları sürdürülmektedir. Güneş enerjisinden doğrudan ya da dolaylı olarak elektrik enerjisi üretimi, sera ısıtması,

sıcak su üretimi, sanayi için proses ısı enerjisi vb. pek çok proje ve uygulamada kullanılmıştır.

Mevcut politikalar sonucu elde edilebilecek güneş enerjisi kullanım projeksiyonları WEC tarafından Tablo-2.12.'de belirtilen düzeylerde gösterilmiştir. Bu projeksiyonlarda, 2020 yılında güneş enerjisi tüketiminin, dünyadaki enerji tüketiminin binde 8'ini oluşturması ve güneş enerjisinin en yoğun olarak Kuzey Amerika bölgesinde kullanılması öngörülmektedir.

Rüzgar enerjisi de önemli bir yenilenebilir enerji kaynağıdır. Rüzgar enerjisi iklime ve hava koşullarına bağlı olarak bölgeden bölgeye değişiklik göstermektedir. Yatay veya düşey eksenli rüzgar türbinleri rüzgar enerjisini mekanik enerjiye dönüştürürler ve bu mekanik enerji, elektrik üretimi veya mekanik su pompajı amacıyla kullanılabilir.

Günümüzde, rüzgar enerjisi teknolojisi, stand alone sistemler ile küçük yerleşim bölgelerinin enerji ihtiyacının karşılanmasına imkan vermektedir. Rüzgar enerjisi kullanılarak daha yüksek miktarlarda enerji üretiminin sağlanması konusunda çalışmalar sürmektedir ve 750 KW ve üzeri kapasitelere sahip 1 türbinli şebeke bağlantılı sistemler ve 1'den fazla türbinli rüzgar tarlaları ticarileşmiş durumdadır. (Jenkins ve Walker, 1997)

Dünyadaki rüzgar santrallerinin kurulu gücü 1990 yılında 2160 MW iken, bu değer 1996 yılında 6097 MW'a 1997 yılında ise 7500 MW'a ulaşmış bulunmaktadır. Buna rağmen, henüz, kullanılabilir rüzgar enerjisi potansiyelinin çok küçük bir kısmı değerlendirilebilmektedir. 1997 yılında dünya çapında rüzgardan elektrik enerjisi üretimi yalnızca 12300 GWh'le sınırlı kalmıştır. İtalya, İngiltere, Almanya ve Hindistan rüzgar enerjisinden ticari boyutta elektrik enerjisi üretimini sağlamak konusunda yoğun çalışmalar içinde bulunan ülkelerdir.

Tablo-2.12. Mevcut Politikalar Sonucu Elde Edilebilecek Güneş Enerjisi Kullanımı İle İlgili Projeksiyonlar (WEC, 1993)

Ülke/Bölge	Projelendirilmiş Toplam Enerji Kullanımı (MTEP)				Enerji Düzeyi	Güneş Enerjisi Kullanım Oranı Tahminleri					
	1985	2000	2010	2020		2000		2010		2020	
						MTEP	%	MTEP	%	MTEP	%
Kanada	200	230	250	280	düşük	0,3	0,1	0,7	0,3	1,5	0,5
ABD	1800	2060	2250	2400	orta-yüksek	4,7	0,2	10,3	0,5	26,5	1,1
Kuzeybatı Avrupa	600	685	750	800	düşük	0,6	0,1	1,7	0,2	3,9	0,5
Güneybatı Avrupa	450	515	565	600	Orta	0,8	0,2	1,7	0,3	5,4	0,9
Doğu Avrupa	400	500	580	700	orta-düşük	0,7	0,1	1,6	0,3	3,2	0,5
Eski SSCB	1200	1500	1740	2000	orta-düşük	1,5	0,1	3,8	0,2	7,9	0,4
Orta Doğu	150	225	295	375	yüksek	1,1	0,5	2,3	0,8	5,8	1,5
Kuzey Afrika	70	105	135	175	yüksek	0,7	0,7	1,7	1,3	3,3	1,9
Orta Amerika	150	225	295	375	orta-yüksek	0,6	0,3	1,5	0,5	4,4	1,2
Güney Amerika-Kuzey	175	260	340	440	Orta	0,4	0,2	1,1	0,3	3,4	0,8
Kuzey Amerika-Güney	120	180	135	300	orta-yüksek	0,5	0,3	1,3	0,6	3,1	1,0
Brezilya	125	185	240	310	Orta	0,3	0,2	1,0	0,4	2,4	0,8
Avustralya-Yeni Zelenda	60	70	75	90	yüksek	0,3	0,4	0,6	0,8	1,3	1,4
Güneydoğu Asya-Okyanusya	150	225	295	375	Orta	0,3	0,1	1,1	0,4	3,2	0,9
Japonya-Asya NIC	450	515	565	700	orta-düşük	0,4	0,1	1,2	0,2	3,0	0,4
Çin-Kuzey Kore	750	1115	1450	1875	Orta	1,5	0,1	3,9	0,3	14,1	0,8
Hindistan-Pakistan Bölgesi	400	595	775	1000	orta-yüksek	1,8	0,3	4,5	0,6	12,5	1,3
Güney Afrika	50	55	60	80	yüksek	0,3	0,5	0,6	1,0	1,4	1,8
Orta Afrika	100	150	195	250	Orta	0,8	0,5	1,4	0,7	3,0	1,2
Toplam Dünya	7400	9395	11090	13125		17,6	0,2	42,0	0,4	109,3	0,8

Atmosferdeki rüzgar yaratan brüt kinetik enerji 191 TW'dır. 50° kuzey ve güney enlemleri için kabul edilebilir rüzgar gücü potansiyelinin 26000 TWh/yıl (3 TWh) olduğu düşünülmektedir. Ancak, maksimum teknik potansiyel ekonomik nedenlerden ötürü 9000 TWh/yıl (1TWh) düzeyindedir. $10^7 * 10^6 \text{ km}^2$ olan dünya yüzey alanının %27'sini oluşturan $3 * 10^7 \text{ km}^2$ 'lik kısmının ortalama olarak yılda 5m/sn'den daha yüksek rüzgar altında olduğu bilinmektedir. Bu alanın tümüyle kullanılabilmesi durumunda 8MW/km²'lik üretim kapasitesi ile 240000 GW'lık kurulu güç elde edilebileceği hesaplanabilir. Ancak rüzgar tarlası olarak kullanılabilecek alanın, bu alanın %4'ünü oluşturduğu tahmin edilmektedir.

Denizlerdeki rüzgar potansiyeli, karasal alanlardan daha yüksektir. Avrupa kıtasında, kıydan 10 km açıklıkta ve 10 m. su derinliği olan bölgede rüzgar potansiyeli 750 TWh/yıl olarak ölçülmüşken, bu ölçüm değeri kıydan uzaklığı 30 km olan ve su derinliği 40 m'ye varan bölgede 3500 TWh/yıl'a çıkmaktadır. Bu durum denizlerde de rüzgar santrallerinden yararlanmanın gerekliliğini göstermektedir. (Bourillion, 1998)

Tablo-2.13., Dünya Enerji Konseyi'nin, çeşitli ülkeler için belirttiği rüzgar enerjisi tahmini potansiyellerini ve hedeflenen kapasiteleri göstermektedir:

Tablo-2.13. Rüzgar Enerjisi Tahmin Potansiyeli ve Hedef Kapasiteler (WEC, 1993)

ÜLKELER	Tahmini Potansiyel	Hedeflenen Kapasite	Hedef Yıl
Çin	1600GW	100-200	2000
Danimarka		1000	2000
Finlandiya	11-16 TWh/yıl	20-35	2000
Almanya	2,7 GW (ekonomik)	250	1995
Yunanistan	20 GW	150	2000
İtalya		300	2000
Ürdün		50	2010
Hollanda		1000	2000
Norveç	14 TWh/yıl		
İspanya		100	1993
İsveç	30 TWh/yıl	100	1996
İngiltere	45 TWh/yıl		
ABD	2500 GW	4000-8000	2000

Yerin derinliklerinden gelen ve jeotermal enerji olarak isimlendirilen ısı akımı için dünyadaki güç rezervi 30,6 TW düzeyindedir. Yenilenebilir bir enerji kaynağı olarak jeotermal enerjinin ekonomik anlamda kullanılmaya başlamasının tarihinin bu yüzyılın başlarına dayanmasına ve 1973-1974 yıllarındaki enerji krizi ile bu enerjinin kullanımı ile ilgili çalışmaların yoğunlaşmasına rağmen, dünyadaki jeotermal enerjinin kullanımı bugün için 30, 6 TW'lık potansiyelle karşılaştırıldığında çok düşük düzeylerde kalmaktadır.

İtalya'da, çok uzun zamandır jeotermal enerjiden elektrik enerjisi üretilmektedir. Jeotermal enerjiden elektrik enerjisi üretimi için dünyadaki toplam kurulu kapasite 1974 yılına kadar yalnızca 770 MW düzeylerinde kalmıştır ve bu üretim yalnızca İtalya, Yeni Zelanda, ABD ve Meksika'da gerçekleştirilmiştir. II. Dünya Savaşı'ndan 1978 yılına kadar jeotermal kapasite kullanımının yıllık ortalama artış hızı %7,6 düzeyinde olmuş, 2. Petrol Krizi'nden sonra ise, jeotermal kapasitenin dünya bazında % 172 oranında arttığı ve bu enerjiden yararlanan ülkelerin sayısının 10'dan 17'ye yükseldiği görülmüştür.

1996 yılında dünya çapındaki jeotermal elektrik kurulu güç 7049 MW ve elektrik üretimi 42053 GWh düzeyinde; direkt ısı kurulu güç 10645 MW ve üretilen enerji 35573 GWh düzeyinde gerçekleşmiştir. Elektriksel olarak 2842 MW ve direk kullanım olarak 2242 MW'lık kurulu gücü ile ABD, jeotermal enerjide en büyük kurulu güce sahip olan ülkedir. Filipinler, 1448 MW ile ABD'den sonraki en büyük elektriksel kurulu güce sahiptir. Çin ise, 2143 MW'lık direk kullanım gücü ile ABD'yi takip etmektedir.

Günümüzde, jeotermal, güneş, rüzgar ve biomas gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından başka, deniz ısı, deniz dalga ve gel-git enerjileri alanlarında da çalışmalar sürmektedir. Dünya çapındaki gel-git santrallerinin kurulu güçleri, 41118 MW düzeyine ulaşmıştır. Türkiye, gel-git enerjisi açısından uygun konumda bulunmamakla birlikte, deniz ısı ve deniz dalga enerjileri konusunda deneme ve geliştirme çalışmaları içerisinde. Önümüzdeki yüzyılda yenilenebilir enerji kaynaklarının diğer enerji kaynakları arasındaki öneminin artacağı tahmin edilmektedir.

2.5. Dünya Enerji Üretim Tüketim Değerlendirmesi

Ülkelerin enerji tüketimi seviyeleri; büyüklüklerine ve sanayileşme oranlarına bağlı olarak değişmektedir. Amerika, Çin, Rusya, Japonya ve Almanya enerji tüketim miktarları açısından başı çeken ülkeler olmaktadır. ABD, Çin, Suudi Arabistan, Rusya Federasyonu, Kanada gibi az sayıda ülke, dünyadaki toplam fosil yakıtları tüketiminin ağırlıklı kısmını gerçekleştirmektedir.

BP Statistical Review of World Energy'nin, 1997 ve 1998 yıllarına ait bölgesel fosil yakıt üretim ve tüketim düzeyleri için verdiği değerler; Tablo-2.14.'de gösterilmiştir:

Tablo-2.14. 1997 ve 1998 Yılları İçin Dünya Fosil Yakıt Üretim ve Tüketim Düzeylerinin Bölgelere Göre Dağılımı (BP, 1999)

Bölge	1997				1998			
	Üretim		Tüketim		Üretim		Tüketim	
	10^6 Tep	(%)	10^6 Tep	(%)	10^6 Tep	(%)	10^6 Tep	(%)
Kuzey Amerika	1958,7	25,1	2233,3	29,1	1969	25,2	2249	29,4
Orta ve Güney Amerika	440,4	5,6	310,8	4,1	450	5,7	314	4,1
Avrupa	858,9	11,0	1488,0	19,4	832	10,7	1357	17,7
Eski SSCB Ülkeleri	1111,6	14,3	820,1	10,7	1122	14,4	930	12,2
Orta Doğu	1196,8	15,4	351,5	4,6	1261	16,2	374	4,9
Afrika	577,7	7,4	249,0	3,2	574	7,4	299	3,9
Asya ve Okyanusya	1652,1	21,2	2213,5	28,9	1587	20,4	2132	27,8
TOPLAM DÜNYA	7796,2	100,0	7666,2	100,0	7795	100,0	7655	100

1997 yılındaki birincil enerji üretim tüketim oranlarına bakıldığında, Kuzey Amerika'nın, 1958,7 milyon Tep üretim ve 2233,3 milyon Tep tüketim ile; Avrupa'nın, 858,9 milyon Tep üretim ve 1488 milyon Tep tüketim ile; Asya ve Okyanusya'nın 1652,1 milyon Tep üretim ve 2213,5 milyon Tep tüketim ile ürettiklerinden fazla enerji tüketen bölgeler oldukları göze çarpmaktadır. 1996 yılında olduğu gibi 1997 yılında da, Kuzey Amerika dünyadaki fosil yakıt üretiminin %25,1'ini ve tüketiminin de %29,1'ini gerçekleştirerek ilk sıradaki yerini korumuştur. Asya ve Okyanusya, %21,2'lik fosil yakıt üretimi ve %28,9'luk fosil yakıt tüketimi ile Kuzey Amerika'yı izleyen bölge olmuştur. Orta Doğu ülkeleri, dünyadaki fosil yakıt üretiminin %15,4'ünü gerçekleştirmelerine rağmen, sadece %4,6'sını tüketmişlerdir. Eski SSCB ülkeleri, %14,3 oranındaki fosil yakıt üretimleri

ve %10,7 oranındaki tüketimleri ile; Afrika, %7,4'lük fosil yakıt üretimi ve % 3,2'lik tüketimi ile, Orta ve Güney Amerika; %5,6'lık fosil yakıt üretimi ve %4,1'lik tüketimi ile, ürettikleri fosil yakıt miktarına oranla daha az tüketim yapan bölgeler olmuşlardır. Oysa Avrupa'nın Kuzey Amerika ve Asya ve Okyanusya gibi; %11'lik üretimine karşılık %19,4'lük tüketim gerçekleştirmiş olması dikkat çekicidir.

1998 yılında da; 1997 yılında olduğu gibi, Kuzey Amerika, %25,2 oranındaki fosil yakıt üretimine karşılık, %29,4'lük tüketimi ile; Asya ve Okyanusya, %20,4 oranındaki üretimine karşılık %27,8'lik tüketimi ile; Avrupa ise, %10,7 oranındaki üretimine karşılık %17,7'yi bulan tüketimi ile; yine ürettiğinden fazla fosil yakıt tüketimi gerçekleştiren bölgeler olmuşlardır. 1998 yılında, Orta Doğu ülkeleri üretimin %16,2'sini, tüketimin %4,9'unu; Eski SSCB ülkeleri, üretimin %14,4'ünü, tüketimin %12,2'sini; Afrika, üretimin %7,4'ünü, tüketimin %3,9'unu; Orta ve Güney Amerika ülkeleri ise, üretimin %5,7'sini, tüketimin %4,1'ini gerçekleştirmiş ve ürettiğinden daha az fosil yakıt tüketen ülkeler sınıfına girmişlerdir.

BP Statistical Review of World Energy, 1997 yılı itibariyle, seçilmiş bazı ülkelerin ticari enerji üretim ve tüketim değerlerini Tablo-2.15.'de gösterilen düzeylerde vermektedir.

Bu tablo incelendiğinde; ABD'nin 1649,8 Mtep'lik ticari enerji üretimi ve 2144,2 Mtep'lik ticari enerji tüketimi ile en fazla ticari enerji üreten ve tüketen ülke olduğu görülmektedir. Çin, 898 Mtep'lik ticari enerji üretimi ve 904,7 Mtep'lik tüketimi ile; Rusya Federasyonu, 936,3 Mtep'lik üretimi ve 580,4 Mtep'lik tüketimi ile diğer ülkelere oranla ticari enerji üretimi ve tüketimi yüksek olan ülkeler arasındadırlar.

Tablo-2.15. Bazı Ülkelerin Ticari Enerji Üretim ve Tüketim Değerleri (1997)
(BP, 1999)

ÜLKELER	Üretim (mtep)	Tüketim (mtep)
Dünya	8639,6	8509,5
ABD	1649,8	2144,2
Almanya	131,6	340,1
Avustralya	199,2	102,4
Azerbeycan	14,2	15,7
Bulgaristan	10,2	21,1
Çin	898,0	904,7
Fransa	118,1	244,2
Hindistan	216,8	260,2
İngiltere	261,5	224,8
İtalya	27,4	158,3
İran	224,6	101,6
İspanya	31,3	108,3
Japonya	97,4	506,3
Kanada	354,9	227,3
Kazakistan	71,2	45,3
Mısır	55,6	38,6
Pakistan	23,7	35,5
Portekiz	1,0	17,7
Romanya	28,7	43,2
Rusya Federasyonu	936,3	580,4
Suudi Arabistan	489,4	95,2
Türkiye	23,7	63,9
Ukrayna	75,2	141,1
Yunanistan	8,6	27,5

1997 yılı itibariyle, bazı ülkelerin kişi başına ticari enerji ve elektrik enerjisi tüketimleri incelendiğinde, enerji üreticisi ve sanayileşmiş ülkelerin en yüksek değerlere sahip oldukları görülmektedir. Tablo-2.16.; 1997 yılı itibariyle, bazı ülkelerin tek tek ve AB ve OECD üyesi ülkelerin ortalama kişi başına ticari enerji ve elektrik enerjisi tüketimlerini vermektedir:

ABD, 8100 kgpe/kişi ile kişi başına ticari enerji tüketimi en yüksek olan ülkedir. Kişi başına elektrik enerjisi tüketimi en yüksek olan ülke ise, 16973 KWh/kişi ile Kanada'dır. ABD ve Kanada'dan başka, Finlandiya, Avustralya, Japonya ve Belçika da kişi başına ticari ve elektrik enerjisi tüketimleri yüksek olan ülkeler arasındadırlar.

Tablo-2.16. Bazı Ülkelerin Kişi Başına Ticari Enerji ve Elektrik Enerjisi Kullanımı (1997) (BP, 1999)

Ülkeler	Ticari Enerji kgpe/kişi	Elektrik Enerjisi Kwh/kişi
Kanada	7860	16973
Finlandiya	6430	14454
ABD	8100	13132
Avustralya	5480	9294
Japonya	4080	7933
Belçika	5610	7703
Fransa	4220	6992
Avusturya	3440	6553
Almanya	4230	6426
İsrail	3010	5320
İtalya	2840	4739
İspanya	2730	4243
Yunanistan	2440	4003
Bulgaristan	2480	3999
İngiltere	3860	5704
Türkiye	1141	1643
Irak	1240	1353
İran	1780	1233
Çin	980	867
Hindistan	480	397
Pakistan	440	351
OECD	4630	7645
AB	3798	6108
DÜNYA	1690	2258

OECD ülkelerinin, kişi başına ticari enerji tüketimi ortalaması 4630 kgpe/kişi, kişi başına elektrik enerjisi tüketimi ortalamaları ise, 7645 KWh/kişi'dir. Bu değerler, AB üyesi ülkeler için, sırasıyla, 3798 kgpe/kişi ve 6108 KWh/kişi'dir. Türkiye'nin kişi başına ticari enerji tüketiminin 1141 kgpe/kişi, kişi başına elektrik enerjisi tüketiminin 1643 KWh/kişi olduğu göz önüne alınırsa; kişi başına ticari enerji tüketiminde, AB ortalamasının üçte biri, OECD ortalamasının dörtte biri; kişi başına elektrik enerjisi tüketiminde, AB ortalamasının yaklaşık dörtte biri, OECD ortalamasının yaklaşık beşte biri düzeylerinde bulunduğumuz ortaya çıkacaktır.

UNIPED / Electricity Barometer; bazı ülkelerin 1996 yılı kurulu güçleri için Tablo-2.17.'deki değerleri vermektedir. Bu değerler incelendiğinde, ABD'nin en büyük termik, nükleer ve hidrolik kurulu güce sahip olan ülke olduğu görülmektedir.

Tablo-2.17. Bazı Ülkelerin 1996 Yılı Kurulu Güçleri (Unipede, 1997)

Ülkeler	Termik	Nükleer	Hidrolik	Diğer(*)	Toplam
Almanya	81500	22900	8900	1950	115250
ABD	560077	100817	99640	16842	777376
Avusturya	5843		11399		17242
Belçika	7744	5693	1403	4	14844
Danimarka	10125		10		10135
Finlandiya	9756	2350	2850	7	14963
Fransa	26100	60000	25250		111350
Hollanda	18250	505	37	347	19139
İngiltere	41553	12762	4236	11662	70213
İrlanda	3689		526	14	4229
İspanya	22474	7203	17484		47161
İsveç	7913	10055	16178	105	34251
İsviçre	1030	3080	11900		16010
İtalya	47670		19930	500	68100
İzlanda	119		880	50	1049
Japonya	123893	42547	43087		209527
Lüksemburg	79		1129	8	1216
Meksika	20246	1255	9295	708	31504
Norveç	265		27359		27624
Portekiz	4706		4430	12	9148
Türkiye	11297		9935	15	21247
Yeni Zelanda	2064		5120	248	7432
Yunanistan	6565		2522	29	9116

(*): Jeotermal, Güneş, Rüzgar vb.

2.6. Global Enerji Perspektifleri

Önümüzdeki zaman zarfı içerisinde, ekonomik büyüme ve nüfus artışı, enerji talebini önemli ölçüde artıracaktır. Dünya Enerji Konseyi, enerji talebini 3 değişik durumu ifade eden 3 model altında incelemiş ve farklı değerlere ulaşmıştır. Bu 3 değişik durumdan birincisi, hızlı büyümeyi ifade eden A modelidir. İkinci durum, orta yolu simgeleyen B modeli ile ifade edilmiştir. C modeli ise, ekolojik baskılı büyümeyi ifade eden modeldir. A modeli, 3 alt model altında; C modeli, 2 alt model altında incelenirken; B modeli sadece tek bir model olarak incelenmiştir. (WEC, 1995)

A koşulu, dünyanın 2020 yılındaki birincil enerji talebini 15400 Mtep olarak öngörmektedir. Bu toplam talebin kaynaklara dağılımında alt modeller arasında farklılıklar bulunmaktadır. A1 koşulunda teknolojik ve ekonomik büyümenin çok yüksek düzeylerde olacağı varsayılarak, petrol, doğalgaz, nükleer enerji ve yenilenebilir kaynaklara büyük önem verilmiştir. A2 koşulu, genel trendin, ucuz kömür yataklarının değerlendirilmesi şeklinde oluşacağını varsayarak, petrol ve doğal gazın payını A1 modeline göre kıstmıştır. Ayrıca A2 koşulunda nükleer enerjinin de payı bir miktar azaltılmış ve yenilenebilir kaynakların payının çok az da olsa artırılması yoluna gidilmiştir. A3 senaryosunda ise, sera etkisi nedeniyle kömür ve petrolün payı azaltılırken, doğal gazın payı artırılmış, yenilenebilir kaynaklara ve nükleer enerji santrallerine önem verilmiştir. A koşulunda 2020 yılındaki karbon emisyonunun 8,2-10 Gt olacağı tahmin edilmektedir.

Büyümede orta yolu ifade eden B modeli 2020 yılı için dünyanın toplam birincil enerji talebini 13600 Mtep olarak öngörmekte ve bunun içinde kömürün 3400 Mtep, petrolün 3800 Mtep, doğal gazın 3200 Mtep, nükleer enerjinin 900 Mtep ve yenilenebilir kaynakların 2300 Mtep pay alacağını varsaymaktadır. B koşulunda 2020 yılı için tahmin edilen karbon emisyonu 8,4 Gt'dir.

Ekolojik baskılı büyüme modeli olarak adlandırılan C modeli, dünyada çevrecilik anlayışının hakim olması ihtimali üzerine kurulmuş olan bir modeldir. C koşulunda 2020 yılı için birincil enerji talebi 11400 Mtep olarak hesaplanmaktadır. C1 ve C2 modellerinin ikisinde de, kömürün payı 2300 Mtep ve petrolün payı 3000 Mtep olarak düşünülmüştür. Doğal gazın payı 3000-3100 Mtep, nükleer enerjinin payı 700-800 Mtep, yenilenebilir enerji kaynaklarının payı ise, 2300-2400 Mtep olarak 2 alt model arasında farklılık göstermektedir. C2 modeli, C1 modeline göre nükleer santrallere biraz daha fazla imkan tanındığı, yenilenebilir enerji kaynaklarının ise, C1 modeline oranla daha az önemsendiği, çok da katı olmayan ekolojik baskılı büyüme modelidir. C koşulu altında yapılan tahmine göre 2020 yılı için karbon emisyonu düzeyinin 6,3 Gt olması beklenmektedir.

A koşulu, 2020 yılında, OECD ülkelerinin birincil enerji talebinin 5700 Mtep olacağını öngörmekte iken, bu değer B ve C koşullarında sırasıyla 5200 Mtep ve 3700 Mtep olarak öngörülmektedir.

Dünya Enerji Konseyi, bugün için 3,5 milyar ton düzeyinde olan yıllık petrol arzının 2020 yılına kadar 0,8-1,6 milyar ton artacağını; 2300 Mtep olan dünya çapındaki yıllık doğal gaz üretiminin 600-1700 Mtep arasında artacağını; yıllık 2200 Mtep olan kömür üretiminin 1500-2600 Mtep arasında artacağını tahmin etmektedir. Bu durum, 2020 yılına kadar, fosil yakıtların, dünyadaki enerji ihtiyacını karşılamada önemli rol üstlenmeye devam edeceğini göstermektedir.

Dünya Enerji Konseyi, 2025 yılına kadar olan süreçte, yenilenebilir enerjinin payının, nükleer enerjiden çok, fakat petrol ve doğal gazdan daha az olacağını tahmin etmektedir. 2020 yılı için yenilenebilir enerji üretimi Dünya Enerji Konseyi tarafından 2300-3300 Mtep düzeyinde kestirilmiştir. Global ısınmanın kaynağının büyük ölçüde fosil yakıt kullanımı olduğunun anlaşılmasının, fosil yakıtlardan yenilenebilir enerji kaynaklarına ve diğer alternatif enerji kaynaklarına doğru bir eğilimin başlamasını sağlayacağını söylemek yanlış olmaz. Ancak günümüzde, yenilenebilir enerji kaynaklarının fosil yakıtların yerini alması kısa dönem için ekonomik ve bazı diğer nedenlerden dolayı zor görülmektedir.

Dünyadaki toplam uranyum rezervinin, bilinen uranyum rezervinden en az 4 kat fazla olduğu ve bilinen uranyum rezervlerinden hızlı reaktörlerle üretilebilecek enerji miktarının 1850000 Mtep düzeyinde olduğu düşünüldüğünde, nükleer enerjinin önümüzdeki dönem için önemi daha rahat anlaşılabilir.

ABD Houston'da 13-18 Eylül 1998 tarihleri arasında toplanan 17. Dünya Enerji Kongresi, önümüzdeki 20 yıl içerisinde küresel boyuttaki enerji tüketiminin %50 oranında artacağını ve yenilenebilir enerji kaynaklarının ve konvansiyonel kaynakların önem kazanacağını vurgulamıştır.

3. TÜRK ENERJİ SEKTÖRÜNÜN GENEL GÖRÜNÜMÜ

3.1. Ekonomik Durum İle Enerji Arz ve Talebi

3.1.1. Ekonomik Durum

Türkiye’de planlı ekonomiye geçilmesi ile birlikte 5 yıllık kalkınma planları düzenlenmeye başlanmıştır. I. 5 yıllık kalkınma planı, 1963-1967; II. 5 yıllık kalkınma planı 1968-1972; III. 5 yıllık kalkınma planı 1973-1977; IV. 5 yıllık kalkınma planı 1979-1983; V. 5 yıllık kalkınma planı 1985-1989; VI. 5 yıllık kalkınma planı 1990-1994 ve VII. 5 yıllık kalkınma planı 1996-2000 yılları arasında kapsamaktadır.

Tablo-3.1.’de, Devlet Planlama Teşkilatı’nca hazırlanan 5 yıllık kalkınma planları dönemleri itibariyle Türkiye’de gerçekleşen büyüme hızları verilmektedir. Bu tablo incelendiğinde, tarım sektöründeki en yüksek büyüme hızının %3,0 ile I. 5 yıllık kalkınma planı dönemine, sanayi sektöründeki en yüksek büyüme hızının da %10,9 ile yine I. 5 yıllık kalkınma planı dönemine rastladığı görülmektedir. Hizmetler sektöründeki en yüksek büyüme hızı, %7,3 ile III. 5 yıllık kalkınma planı döneminde gerçekleşmiştir. En yüksek GSYİH (PP) ve GSMH (PF) artışları, sırasıyla %6,4 ve %6,6 düzeylerinde olmak üzere yine I. 5 yıllık kalkınma planı döneminde gerçekleşmiştir. VII. Plan dönemini oluşturan 1996-2000 yılları arasında; tarım sektöründe %2,9-3,7’lik, sanayi sektöründe %6,0-7,7’lik, hizmetler sektöründe %5,1-6,8’lik büyüme hızları hedeflenmektedir.

GSYİH, 1990 - 1998 yılları arasında ortalama olarak yıllık %4,2’lik artış göstermiştir. 1998 yılında; GSYİH, 1997 yılına göre %2,8 artmış ve 1990 fiyatları ile 199 milyar \$’a ulaşmıştır. 1998 yılında kişi başına GSYİH’nın düzeyi ise 3200 \$ olmuştur.

Tablo-3.1. Dönemler İtibariyle Büyüme Hızları (%)
(DPT,1999) ve (DPT,1995)

	1.PLAN	2.PLAN	3.PLAN	4.PLAN	5.PLAN	6.PLAN	7.PLAN*
	1963-1967	1968-1972	1973-1977	1979-1983	1985-1989	1990-1994	1996-2000
Tarım	3,0	1,8	1,2	0,3	0,8	1,6	2,9-3,7
Sanayi	10,9	9,1	8,8	2,4	6,5	3,8	6,0-7,7
Hizmetler	7,2	6,6	7,3	2,6	5,0	4,1	5,1-6,8
GSYİH(FF)	6,4		7,1	2,2	4,6		5,0-6,6
GSYİH(PP)	6,4	5,4	5,9	2,0	4,6	3,6	
GSMH(PF)	6,6	6,3	5,2	1,7	4,7	3,5	5,5-7,1

*: Hedef

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, kalkınma planları dönemleri itibariyle, birincil enerji kaynaklarında meydana gelen üretim artışları düzeylerini Tablo-3.2.'deki gibi göstermektedir.

5 yıllık kalkınma plan dönemleri itibariyle, birincil enerji kaynaklarının üretiminde meydana gelen değişimler incelendiğinde, taşkömürü için en yüksek üretim artışının % 4,9 ile I. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; linyit için en yüksek üretim artışının %12,4 ile IV. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; asfaltit için en yüksek üretim artışının %59,4 ile II. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; petrol için en yüksek üretim artışının %38,9 ile I. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; doğalgaz için en yüksek üretim artışının %26,5 ile V. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; hidrolik enerji için en yüksek üretim artışının %31,2 ile I. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; jeotermal enerji (elektrik) için en yüksek üretim artışının %80,0 ile V. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; jeotermal enerji (ısı) için en yüksek üretim artışının %30,9 ile VI. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; güneş enerjisi için en yüksek üretim artışının %21,0 ile VI. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; odun kökenli enerji kaynakları için en yüksek üretim artışının %2,5 ile IV. 5 yıllık kalkınma planı döneminde ve son olarak hayvan ve bitki artıkları için en yüksek artışın %3,6 ile III. 5 yıllık kalkınma planı döneminde gerçekleştiği görülmektedir.

1996 – 2000 yıllarını kapsayan VII. 5 yıllık kalkınma planı döneminde, hidrolik enerjideki üretim artışının %3,6; jeotermal ısı enerjisindeki üretim artışının %20,1 düzeyinde gerçekleşmesi hedeflenmektedir. Aynı dönem içerisinde, odun kökenli

enerji kaynakları için üretimin %1,5 düzeyinde azalma göstereceği, hayvan ve bitki artıkları içinse bu azalmanın %0,8 düzeyinde olacağı tahmin edilmektedir.

Tablo-3.2. Plan Dönemleri İtibariyle Birincil Enerji Kaynakları Üretim Artışları (%) (ETKB,1998) ve (DPT,1995)

	1.PLAN	2.PLAN	3.PLAN	4.PLAN	5.PLAN	6.PLAN	7.PLAN*
	1963-1967	1968-1972	1973-1977	1979-1983	1985-1989	1990-1994	1996-2000
Taşkömürü	4,9	0,7	-1,3	-3,3	-4,2	0,8	
Linyit	7,3	7,7	11,9	12,4	8,0	3,8	.
Asfaltit		59,4	10,7	38,6	-5,6		
Petrol	38,9	22,0	-6,2	-6,1	8,1	-0,2	
Doğal Gaz				-30,4	26,5	-1,4	
Hidrolik	31,2	0,2	34,7	2,5	10,5	7,2	3,6
Jeo. Elek.					80,0	-0,3	
Jeo. Isı						30,9	20,1
Güneş						21,0	
Odun	-0,3	1,3	2,0	2,5	0,6	0,6	-1,5
Hay. Bit.Art.	2,5	0,5	3,6	1,0	-0,4	-3,1	-0,8
TOPLAM	6,9	1,9	1,9	2,7	4,0	0,9	3,8

*: Hedef

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın verileri temel alınarak, 5 yıllık kalkınma planları dönemleri itibariyle, birincil enerji kaynaklarında meydana gelen tüketim artışı düzeyleri Tablo-3.3.'de gösterilmiştir. Bu değerler incelendiğinde ise, taşkömüründeki en yüksek tüketim artışının % 2,5'lik oran ile V. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; linyitdeki en yüksek tüketim artışının %11,2'lik oran ile III. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; asfaltitteki en yüksek tüketim artışının %59,4'lük oran ile II. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; petroldeki en yüksek tüketim artışının %15,3'lük oran ile I. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; doğal gazdaki en yüksek tüketim artışının %161,1'lik oran ile V. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; hidrolik enerjideki en yüksek tüketim artışının %34,7'lik oran ile III. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; jeotermal enerjideki (elektrik) en yüksek tüketim artışının %80,0'lık oran ile V. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; jeotermal enerjideki (ısı) en yüksek tüketim artışının %30,9'lik oran ile VI. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; güneş enerjisindeki en yüksek tüketim artışının %21,0'lık oran ile VI. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; odun kökenli enerji kaynaklarındaki en yüksek tüketim artışının %2,5'lik oran ile IV. 5 yıllık kalkınma planı döneminde; hayvan ve bitki

artıklarındaki en yüksek tüketim artışının %3,6'lık oran ile III. 5 yıllık kalkınma planı döneminde gerçekleştiği ve son olarak da elektrik ithalatındaki en büyük artışın %20,8'lik oran ile IV. 5 yıllık kalkınma planı döneminde yapıldığı görülmektedir.

1996 - 2000 yıllarını içeren VII. 5 yıllık kalkınma planı döneminde ise, taşkömüründeki tüketim artış oranının %3,9; linyitteki tüketim artış oranının %7,1; petroldeki tüketim artış oranının %4,7; doğal gazdaki tüketim artış oranının %13,9; hidrolik enerjideki tüketim artış oranının %3,6; jeotermal ısı enerjisindeki tüketim artış oranının %20,1 olması umulmaktadır. Aynı dönem içerisinde, odun kökenli enerji kaynakları için tüketimin %1,5 düzeyinde azalma göstereceği, hayvan ve bitki artıkları içinse bu azalmanın %0,8 düzeyinde olacağı tahmin edilmektedir.

Tablo-3.3. Plan Dönemleri İtibariyle Birincil Enerji Kaynakları Tüketim Artışları (%) (ETKB,1998) ve (DPT,1995)

	1.PLAN	2.PLAN	3.PLAN	4.PLAN	5.PLAN	6.PLAN	7.PLAN*
	1963-1967	1968-1972	1973-1977	1979-1983	1985-1989	1990-1994	1996-2000
Taşkömürü	1,8	0,7	2,4	2,2	2,5	0	3,9
Linyit	8,6	8,4	11,2	10,5	8,1	2,8	7,1
Asfaltit		59,4	10,6	38,6	-6		
Petrol	15,3	14,6	9,5	3,1	5,9	3,3	4,7
Doğal Gaz				-30,4	161,1	12,2	13,9
Hidrolik	31,2	0,2	34,7	2,5	10,5	7,2	3,6
Jeo. Elek.					80,0	-0,3	
Jeo. Isı						30,9	20,1
Güneş						21,0	
Odun	-0,3	1,3	2,0	2,5	0,6	0,6	-1,5
Hay.Bit.Art.	2,5	0,5	3,6	1,0	-0,4	-3,1	-0,8
Elektr. İth.				20,8	-28,5	-7,3	
TOPLAM	5,5	7,4	7,3	3,8	6,5	4,4	5,3

*: Hedef

1998 yılı sonu itibariyle Türkiye'nin birincil enerji kaynakları rezervleri, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın verileri temel alınarak, Tablo-3.4.'de gösterilmiştir. Bu değerler incelendiğinde, toplam taşkömürü rezervinin 1124 milyon ton; toplam linyit rezervinin 8075 milyon ton (300 milyon ton belirlenmiş ve potansiyel kaynakla 8375 milyon ton); toplam asfaltit rezervinin 82 milyon ton; toplam bitümler rezervinin 1641 milyon ton; toplam hidrolik enerji potansiyelinin 123040 GWh/yıl; toplam ham petrol rezervinin 43,7 milyon ton; toplam doğal gaz

rezervinin 8,8 BCM; toplam tabii uranyum rezervinin 9129 ton; toplam toryum rezervinin 380000 ton; toplam jeotermal enerji (elektrik) potansiyelinin 4500 MW/yıl; toplam jeotermal enerji (termal) potansiyelinin 31100 MW/yıl, toplam güneş enerjisi (elektrik) potansiyelinin 8,8 Mtep; toplam güneş enerjisi (ısı) potansiyelinin 26,4 Mtep olduğu görülmektedir.

Türkiye'nin jeotermal ve hidrolik enerji potansiyeli ile kömür rezervleri, bu enerji türlerinin dünyadaki toplam potansiyel ve rezervlerinin yaklaşık %1'ini oluşturmaktadır. Doğal gaz ve petrol rezervleri bakımından ise, Türkiye son derece sınırlı imkanlara sahiptir. Dünyadaki toplam toryum rezervinin ise, yaklaşık olarak %54'ü, Türkiye'de bulunmaktadır. Bu kaynağın Türkiye açısından önemi, geliştirilmekte olan toryum santrallerinin yaygınlık kazanması ile artacaktır.

Tablo-3.4. Türkiye Birincil Enerji Kaynakları Rezervleri (1998)
(ETKB,1998)

KAYNAKLAR	GÖRÜNÜR	MUHTEMEL	MÜMKÜN	TOPLAM
Taşkömürü (MTon)	423*	456	245	1124
Toplam Linyit (Mton)	7339	626	110	8075**
Elbistan	3357			3357
Diğer	3982	626	110	4718
Asfaltit (Mton)	45	29	8	82
Bitümler (Mton)	555	1086		1641
Hidrolik				
GWh/Yıl	123040			123040
MW/Yıl	34729			34729
Ham Petrol (Milyon Ton)	43,7			43,7
Doğal Gaz (BCM)	8,8			8,8
Nükleer Kaynaklar (Ton)				
Tabii Uranyum	9129			9129
Toryum	380000			380000
Jeotermal (MW/Yıl)				
Elektrik	200		4300	4500
Termal	2250		28850	31100
Güneş (Mtep)				
Elektrik				8,8
Isı				26,4

*: Hazır rezerv dahil

** : 300 milyon ton belirlenmiş ve potansiyel kaynakla 8375 milyon ton olmaktadır.

3.1.2. Enerji Arz ve Talebi:

Tablo-3.5.; 1980 - 1998 yılları için, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından hesaplanan birincil enerji kaynakları üretim değerlerini göstermektedir.

1980 - 1998 yılları arasında birincil enerji kaynaklarının üretimi yılda ortalama olarak %2,89 artış göstermiş ve 17298 bin tep'ten 28864 bin tep'e ulaşmıştır.

Linyit ve hidrolik enerji üretimi, bu oranda bir artış sağlanmasında belirleyici olmuşlardır. Bu yıllar arasında, linyit üretiminin 4,51 kat artarak (yıllık ortalama %8,72) 14469 bin tondan 65204 bin tona; hidrolik enerji üretiminin ise; 3,72 kat artarak (yıllık ortalama %7,57) 11348 GWh'tan 42229 GWh'a ulaştığı görülmektedir.

Aynı dönem içerisinde, taşkömürü üretimi 3598 bin tondan 2156 bin tona; asfaltit üretimi 558 bin tondan 23 bin tona gerilemiştir. Petrol üretiminin 2330 bin tondan 3224 bin tona; doğal gaz üretiminin $23 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ 'ten $565 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ 'e yükselmiş olması dikkat çekmektedir. 1980 yılında 15765 bin ton olarak gerçekleşen odun üretimi, 1998 yılında düşük oranda bir artışla 18374 bin ton düzeyinde gerçekleşirken; 1980 yılında 12839 bin ton olarak gerçekleşen hayvan ve bitki artıkları üretimi, önemli ölçüde bir azalma ile 1998 yılında 6739 bin ton düzeyinde gerçekleşmiştir.

Bu dönem içerisinde düşük paylarla da olsa; jeotermal ısı enerjisi ve güneş enerjisinin de enerji dengelerinde bulunmaya başlaması sevindiricidir. Jeotermal ısı enerjisi, 1989 yılında 5 bin tep'lik üretimle enerji dengelerinde yer almaya başlamıştır ve 1998 yılında 153 bin tep'lik üretim gerçekleşmiştir. Güneş enerjisi ise, ilk olarak 1986 yılında 5 bin tep düzeyinde üretilmiştir ve bu değer 1998 yılında 100 bin tep düzeyine ulaşmıştır.

1998 yılında, birincil enerji kaynakları üretiminin % 48,3'ünü toplam kömür üretimi; %13,5'ini petrol ve doğal gaz üretimi; %12,8'ini hidrolik enerji ve jeotermal elektrik enerjisi üretimi; %0,9'unu yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimi, %24,5'ini ise ticari olmayan yakıtların üretimi sağlamıştır.

Tablo-3.5. 1980 - 1998 Yılları Arasındaki Birincil Enerji Kaynakları Üretimleri (Orjinal Birimler) (ETKB,1998)

YILLAR	Taşkömürü (Bin Ton)	Linyit (Bin Ton)	Asfaltit (Bin Ton)	Petrol (Bin Ton)	Doğal Gaz (10^6 m^3)	Hidrolik (GWh)	Jeotermal		Güneş (Bin Tep)	Odun (Bin Ton)	Hayvan ve Bitki Artıkları (Bin Ton)
							Elektrik (GWh)	Isı (Bin Tep)			
1980	3598	14469	558	2330	23	11348				15765	12839
1981	3970	16476	560	2363	16	12616				16023	12689
1982	4008	17804	860	2333	45	14167				16760	12607
1983	3539	20956	750	2203	8	11343				17086	12748
1984	3632	26115	225	2087	40	13426	22			17256	11978
1985	3605	35869	523	2110	68	12045	6			17368	11039
1986	3526	42284	607	2394	457	11873	44		5	17570	11343
1987	3461	42896	631	2630	297	18618	58		10	17693	11059
1988	3256	35338	624	2564	99	28950	68		13	17711	10987
1989	3038	48762	416	2876	174	17940	63	5	16	17815	10885
1990	2745	44407	276	3717	212	23148	80	16	21	17870	8030
1991	2762	43207	139	4451	203	22683	81	16	27	17970	7918
1992	3830	48388	213	4281	198	26568	70	30	32	18070	7772
1993	2789	45685	86	3892	200	33951	78	30	38	18171	7377
1994	2839	51533		3687	200	30586	79	47	45	18272	7074
1995	2248	52758	67	3516	182	35541	86	64	52	18374	6765
1996	2441	53888	34	3500	206	40475	84	90	80	18374	6666
1997	2513	57387	29	3457	253	39816	83	108	80	18374	6575
1998	2156	65204	23	3224	565	42229	85	153	100	18374	6739

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı; 1980 - 1998 yılları için, birincil enerji kaynakları tüketim değerlerini Tablo-3.6.'daki düzeylerde belirtmektedir.

1980 - 1998 yılları arasında, genel enerji tüketimi yıllık ortalama %4,8'lik bir artışla 31913 bin tep' ten 74249 bin tep'e ulaşmıştır.

1998 yılında petrol, 29022 bin tonluk tüketimi ile, genel enerji tüketiminin %40,9'unu karşılayan kaynak olmuştur. 1980 yılında 15243 bin tonluk tüketim ile genel enerji tüketiminin %12'sini karşılayan linyit, 1998 yılında 64504 bin ton tüketim ile genel enerji tüketiminin %17'sini karşılamıştır. Taşkömürü tüketimi; 1980 yılında 4630 bin ton iken, 1998 yılında 13146 bin ton düzeyine yükselmiştir. Aynı dönem içerisinde asfaltit tüketiminin ise 558 bin tondan, 23 bin tona düştüğü görülmektedir.

Hidrolik enerji, 1980 yılında 11348 GWh'lık tüketim ile, genel enerji tüketiminin %3'ünü karşılamış iken, 1998 yılında, hidrolik enerji, 42229 GWh tüketilmiştir ve bu değer toplam genel enerji tüketiminin %4,9'una denk gelmektedir.

Bu dönem içerisinde, doğal gaz tüketimi önemli ölçüde artış göstermiştir. Doğal gazın kullanımına; 1976 yılında 15 milyon metreküplük yerli üretim ile başlanmıştır. 1980 yılında doğalgaz tüketimi, 23 milyon metreküp ile genel enerji tüketiminin binde 1'ini karşılamakta iken; ithalatın artması, doğal gaz tüketimini önemli derecede artırmış ve 1998 yılında doğal gaz tüketimi 10648 milyon metreküp olarak gerçekleşmiştir ki; bu değer genel enerji tüketiminin %13,1'ini oluşturmaktadır.

1998 yılında, genel enerji tüketiminin %9,5'i ticari olmayan kaynaklar tarafından sağlanmıştır. Aynı yıl içerisinde, 18374 bin tonluk odun tüketimi, 6739 bin tonluk hayvan ve bitki artıkları tüketimi, 85 GWh'lık jeotermal elektrik enerjisi tüketimi, 153 bin tep'lik jeotermal ısı enerjisi tüketimi ve 100 bin tep'lik güneş enerjisi tüketimi gerçekleşmiştir. 1998 yılındaki kişi başına genel enerji tüketimi ise, 1170 kgpe düzeyindedir.

Tablo-3.6. 1980 - 1998 Yılları Arasındaki Genel Enerji Kaynakları Tüketimleri (Orjinal Birimler) (ETKB,1998)

YILLAR	Taşkömürü (Bin Ton)	Linyit (Bin Ton)	Asfaltit (Bin Ton)	Petrol (Bin Ton)	Doğal Gaz (10^6 m^3)	Hidrolik (GWh)	Jeotermal		Güneş (Bin Tep)	Odun (Bin Ton)	Hayvan ve Bitki Artıkları (Bin Ton)	Elektrik İthalatı (GWh)	Elektrik İhracatı (GWh)
							Elektrik (GWh)	Isı (Bin Tep)					
1980	4630	15243	558	15309	23	11348				15765	12839	1341	
1981	4522	16179	560	15090	16	12616				16023	12689	1616	
1982	5044	17716	861	16127	45	14167				16760	12607	1773	
1983	5336	20663	750	16705	8	11343				17086	12748	2221	
1984	5678	25632	225	16990	40	13426	22			17256	11978	2653	
1985	6189	34767	523	17270	68	12045	6			17368	11039	2142	
1986	6545	42354	607	18688	457	11873	44		5	17570	11343	777	
1987	7220	40653	631	21239	735	18618	58		10	17693	11059	572	
1988	7525	33080	624	21302	1225	28950	68		13	17711	10987	381	
1989	6825	47557	409	21732	3162	17940	63	5	16	17815	10885	559	
1990	8191	45891	287	22700	3418	23148	80	16	21	17870	8030	176	-9
1991	8824	48851	139	22113	4205	22683	81	16	27	17970	7918	759	-50
1992	8841	50659	197	23660	4612	26568	70	30	32	18070	7772	189	-3
1993	8544	46086	102	27037	5088	33951	78	30	38	18171	7377	213	-5
1994	8192	51178	0	25859	5408	30586	79	47	45	18272	7074	31	-5
1995	8548	52405	66	27918	6937	35541	86	64	52	18374	6765	0	-6
1996	10892	54961	34	29604	8114	40475	84	90	80	18374	6666	270	-3
1997	12537	59474	29	29176	10072	39816	83	108	80	18374	6575	2492	-2
1998	13146	64504	23	29022	10648	42229	85	153	100	18374	6739	3299	-2

Tablo-3.7., Türkiye’de nihai enerji tüketiminin kaynaklara dağılımını göstermektedir.

Tablo-3.7. Nihai Enerji Tüketiminin Kaynaklara Dağılımı (ETKB,1998)

	1990	1995	1996	1997	1998
Taşkömürü (bin ton)	2747	3040	5208	6272	6752
Linyit (bin ton)	15739	12420	12353	13622	12221
Asfaltit (bin ton)	285	66	33	28	22
Petrol (bin ton)	19380	24193	24837	24565	24236
Doğal Gaz (milyon m ³)	862	3335	4322	5502	5163
Elektrik (GWh)	45670	65724	72482	79900	85586
Jeotermal Isı (bin tep)	16	64	90	108	153
Güneş (bin tep)	21	52	80	80	100
Odun (bin ton)	17870	18374	18374	18374	18374
Hay. Bit.Art. (bin ton)	8030	6765	6666	6575	6396
İkincil Kömür (bin ton)	3644	4158	5494	5739	4911
NET (BİN TEP)	41256	49512	54190	56922	56153
ARTIŞ (%)		3,7	9,4	5,0	-1,4

Bu tablo incelendiğinde, Türkiye’deki nihai enerji kullanımının yıllık ortalama %3,9 oranında artarak 1990 yılındaki 41256 bin Tep’lik değerinden 1998 yılında 56153 bin Tep’e ulaştığı görülür. Elektrik enerjisi kullanımı, 1990 yılında 45670 GWh düzeyindedir ve bu değer toplam nihai enerji kullanımının %9,5’ini oluşturmaktadır. 1998 yılına gelindiğinde ise elektrik enerjisi kullanımı toplam enerji kullanımından %13,1 oranında pay alarak 85586 GWh değerine ulaşmıştır. Bu yıllar arasında, kullanımı önemli derecede artan diğer bir kaynak doğal gazdır. Doğal gaz 1990 yılında 862 milyon m³’lük kullanımı ile toplam nihai enerji tüketiminden %1,9 pay almakta iken, 1998 yılında doğal gaz kullanımı 5163 milyon m³ düzeyine ulaşmış ve toplam tüketimden aldığı pay % 8,4 seviyesine yükselmiştir. Bu dönem içerisinde, elektrik ve doğal gazdan başka, taşkömürü, petrol, jeotermal ısı, güneş, odun ve ikincil kömür kaynaklı enerjilerin kullanımında bir artış yaşanırken, linyit, asfaltit ve hayvan ve bitki artıkları kaynaklı enerjilerin kullanımında azalma gözlenmiştir. Petrol, 1998 yılında toplam enerji tüketiminden %44,6 ile en yüksek payı alan kaynaktır. Elektrik, toplam enerji kullanımından aldığı %13,1’lik pay ile ikinci sıradadır. Ticari olmayan kaynaklar %12,4’lük; doğal gaz %8,4’lük; taşkömürü %8,2’lik; linyit %6,5’lik; ikincil kömür %6,3’lük ve yenilenebilir kaynaklar %0,5’lik payları ile petrolü ve elektrik enerjisini izlemektedirler.

Tablo-3.8., Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın verilerine göre, enerji tüketiminin sektörel bazdaki dağılımını göstermektedir:

Sektörel bazdaki enerji tüketim değerleri incelendiğinde, 1980 - 1998 yılları arasında nihai enerji tüketiminden aldığı payı düşen tek sektörün konut ve hizmetler sektörü olduğu görülür. 1980 yılında 12773 bin tep'lik tüketim ile genel enerji tüketiminden %47 pay alan konut ve hizmetler sektörü, 1998 yılında, iyi hava şartları yüzünden 1997 yılına nazaran küçük bir azalmayla, 18784 bin tep'lik bir enerji tüketimi gerçekleştirmiş ve genel enerji tüketiminden %34 pay almıştır. Konut ve hizmetler sektöründe gerçekleştirilen bu enerji tüketiminin %37,2'si odun ve hayvan ve bitki artıklarından, %0,8'i jeotermal ısıdan ve %0,4'ü güneşten sağlanmış olup, toplamda yenilenebilir enerji kaynakları, konut ve hizmetler sektöründe kullanılan enerjinin %38,4'ünü sağlayarak başı çeken kaynak grubu olmuşlardır. 1998 yılı değerleri ile bu tüketim içerisinde elektriğin payı %17,7 ve doğal gazın payı %12,9 düzeyindedir.

1990 yılında GSYİH'ın içindeki payı %27 olan sanayi sektörünün 1998 yılına gelindiğinde GSYİH'dan %29 pay almış olması ve nihai enerji tüketimi içindeki payının %35'ten %38'e çıkması, Türkiye'de enerji yoğun sanayinin gelişmekte olduğunun kanıtıdır. Sanayi sektörü 1998 yılında 21510 bin tep'lik enerji tüketimi ile, genel enerji tüketiminden %38 pay almıştır ve tüketimden aldığı pay en yüksek sektör olmuştur. Petrol, 1998 yılında da, 1990 yılındaki kullanım oranına göre %8,3 azalma ile %27,7 oranında kullanılmış olmasına rağmen, sanayi sektöründeki başlıca kaynak olma özelliğini devam ettirmektedir. 1990 yılında sanayi sektöründe kullanılma oranı %5 olan doğal gazın, giderek daha yaygın olarak kullanılmaya başlaması ve 1998 yılı itibariyle sanayi sektöründe %10,6'lık kullanılma oranına ulaşması dikkat çekicidir.

1980 yılında enerji tüketiminden %19'luk bir pay alan ulaştırma sektörü, 1995 ve 1996 yıllarında %22'lik pay düzeyine erişmiştir. Ancak takip eden yıllarda, sınır ülkelerinden sağlanan petrolün kayıt dışı tüketimi nedeniyle, ulaştırma sektörünün, enerji tüketiminden aldığı pay, resmi rakamlar bazında düşüş göstermiş ve 1998 yılında bu pay %19 olarak kayıtlara geçmiştir. Ulaştırma sektöründe kullanılan enerjinin %90'ının karayolu taşımacılığına ait olduğu da ayrıca belirtilmelidir.

Tablo-3.8. Genel ve Nihai Enerji Kullanımının Sektörlere Dağılımı (ETKB,1998)

	1980		1985		1990		1995		1996		1997		1998	
	1000 tep	(%)	1000 tep	(%)	1000 tep	(%)	1000 tep	(%)	1000 tep	(%)	1000 tep	(%)	1000 tep	(%)
Sanayi	7955	29	9779	30	14543	35	17354	35	20028	37	21756	38	21510	38
Konut ve Hizmetler	12773	47	14206	44	15003	36	17150	35	18028	33	19216	34	18784	34
Ulaştırma	5230	19	6195	19	8723	21	11066	22	11778	22	11338	20	10760	19
Tarım	963	4	1506	5	1956	5	2556	5	2714	5	2823	5	2827	5
Enerji Dışı	527	2	812	2	1031	3	1386	3	1642	3	1789	3	2272	4
Net	27448	100	32498	100	41256	100	49512	100	54190	100	56922	100	56153	100
Çevrim Sektörü	4465	14	6669	17	11377	22	13703	22	15212	22	16335	22	18096	24
Genel Enerji Tüketimi	31913	100	39167	100	52632	100	63215	100	69402	100	73257	100	74249	100

3.1.3.Enerji İthalatı ve İhracatı

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı; enerji üretim, talep, ithalat ve ihracatının son yıllardaki durumunu Tablo-3.9.'daki verilerle açıklamaktadır:

**Tablo-3.9. Enerji Üretim, Talep, İthalat ve İhracatının Gelişimi (Bin tep)
(ETKB,1998)**

	1990	1995	1996	1997	1998
Talep	52632	63215	69402	73257	74249
Üretim	25123	26255	26926	27687	28864
İthalat	30936	39779	44332	47519	48632
İhracat	2104	1947	1883	1630	2398
İhrakiye	355	464	455	620	627
Net İthalat	28477	37368	41994	45269	45607
Artış (%)		5,6	12,4	7,8	0,7
TYÜKO* (%)	47,7	41,5	38,8	37,8	38,9

**TYÜKO: Talebin Yerli Üretimle Karşılama Oranı*

1990 yılında 52632 bin tep olan enerji talebi, yıllık ortalama %4,4'lük bir artışla 1998 yılında 74249 bin tep seviyesine yükselmiştir. Enerji üretimi ise, aynı dönem içerisinde yıllık ortalama %1,75'lik bir artış göstermiş ve 25123 bin tep değerinden, 28864 bin tep değerine ulaşmıştır. Talep artışından daha düşük düzeyde gerçekleşen üretim artışı, ithalatın artması sonucunu doğurmuş ve bu dönem içerisinde net ithalat yıllık ortalama %6'lık bir artışla 28477 bin tep'ten 45607 bin tep'e çıkmıştır.

İhrakiye dahil olmak üzere enerji kaynakları ihracatı 1990 yılında 2459 bin tep iken, bu değer yıllık ortalama %2,62 artış göstermiş ve 1998 yılında 3025 bin tep'e ulaşmıştır. Bu ihracatın %98,9'u petrol ürünleri; geri kalan %1,1'lik kısmı da elektrik enerjisi ihracatıdır ve bu ihracattan elde edilen toplam gelir, 243 milyon ABD \$'dır.

1990 yılında talebin %47,7'si yerli üretimle karşılanmakta iken, yapılan ithalatlar sonucu, bu oran 1995 yılında %41,5'e; 1996 yılında %38,8'e; 1997 yılında %37,8'e gerilemiştir ve 1998 yılında talebin %38,9'u yerli üretimle karşılanmıştır.

1990 yılında %52 / %48 şeklinde gerçekleşen Net İthalat / Üretim oranı; ithalatın artış hızının üretimden yüksek olması sebebiyle, 1995 yılında %58 / %42; 1998 yılında da %61 / %39 şeklinde gerçekleşmiştir.

1998 yılındaki toplam ham petrol ve petrol ürünleri ithalat miktarı 30,3 Mtep olup, yapılan toplam ithalatın % 62,3'ünü karşılamaktadır. Bu ithalat, ileride petrol bulma sıkıntısının yaşanmaması için 10 farklı ülkeden yapılmıştır ve varil başına yaklaşık 12,2-14,4 ABD doları ödenmiştir. Aynı yıl içerisinde, toplam ithalatın %19,1'ini karşılayan 9,3 Mtep'lik doğal gaz ithalatı; toplam ithalatın %18'ine denk gelen 8,8 Mtep'lik taşkömürü ve ikincil kömür ithalatı; ve toplam ithalat miktarından %0,6'lık pay alan 0,3 Mtep'lik elektrik enerjisi ithalatı yapılmıştır. 1998 yılında petrol ve doğal gaz ithalatı için 3 milyar ABD doları; kömür için 464 milyon ABD doları, elektrik için 113 milyon ABD doları harcanmıştır. Enerji kaynakları ithalatına harcanan payın büyüklüğünü açıklamak için, toplam ihracat gelirlerinin %17'sinin kullanıldığını söylemek yeterli olur.

3.2. Önümüzdeki Dönem Genel Enerji Planlaması

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, genel enerji planlamasını, ekonomik, sosyal ve teknik yapıyı ayrıntıları ile inceleyen ve enerji talebini sektörel bazda ve kaynaklar bazında veren MAED modelini (Model for Analysis of Energy Demand) kullanarak gerçekleştirmektedir. MAED modeli; GSYİH, GSYİH'nın sektörlere dağılımı, nüfus, işgücü potansiyeli, kırsal nüfusun gelişimi, ortalama hane büyüklüğü gibi çok sayıda girdi içermektedir.

3.2.1. Genel Enerji Talepleri

Tablo-3.10., Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın MAED modelini kullanarak gerçekleştirdiği tahminlere bağlı olarak 2020 yılına kadarki genel enerji talep değerlerini vermektedir.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 1998 yılında 74249 bin Tep olarak gerçekleşen genel enerji talebinin, yılda ortalama %6,5 oranında artış göstererek 2020 yılında 298448 bin Tep'e ulaşmasını beklemektedir.

Tablo-3.10. Genel Enerji Talepleri (ETKB,1998)

	1998	2000	2005	2010	2020
Taşkömürü (bin ton)	13146	21748	29026	51837	147035
Linyit (bin ton)	64504	66338	100691	160542	184555
Asfaltit (bin ton)	23	100	100	100	100
Petrol (bin ton)	29022	35631	38560	44656	64364
Doğal Gaz (milyon m³)	10648	15383	46382	55156	82749
Nükleer (GWh)				14035	63159
Hidrolik (GWh)	42229	30576	48398	65387	97456
Jeotermal Elektrik (GWh)	85	90	90	90	90
Jeotermal Isı (bin tep)	153	355	1303	2877	6269
Güneş ve Diğer (bin tep)	100	419	759	1312	2756
Odun (bin ton)	18374	16983	13819	11275	10250
Hayvan ve Bitki Art. (bin ton)	6739	5981	5127	4493	3696
TOPLAM (BİN TEP)	74249	87449	129625	171339	298448
ARTIŞ (%)		8,5	8,2	5,7	5,7
KİŞİ BAŞINA TÜKETİM (kgpe)	1170	1339	1856	2312	3649

Enerji talebinin kaynaklar bazında dağılımı incelendiğinde, kömürün 1998 yılında %31 olan payının 2020 yılında %40'a, doğal gazın %13 olan payının %25'e, yenilenebilir enerji kaynaklarının %1 olan payının %3'e çıkmasının; buna karşılık petrolün %41 olan payının %22'ye, hidrolik enerjinin %5 olan payının %3'e, ticari olmayan yakıtların %9 olan payının %1'e düşmesinin beklendiği görülmektedir. Bu oranlar, petrolün payında önemli bir düşüş yaşanacağını, doğal gaza olan talebin ise önemli ölçüde artacağını göstermektedir. Bu dönem içerisinde ilk nükleer santralin devreye alınmasının planlanması da dikkat çekici bir gelişmedir.

1998 yılında 1170 kgpe olarak gerçekleşen kişi başına enerji tüketiminin 2020 yılında 3649 kgpe'ye ulaşacağı tahmin edilmektedir.

3.2.2. Birincil Enerji Kaynakları Üretim Hedefleri

Türkiye'nin, rezerv miktarlarına bağlı olarak, 2020 yılına kadarki birincil enerji kaynakları üretim hedefleri Tablo-3.11.'de gösterilmektedir.

1998 yılında 28864 bin Tep olarak gerçekleşen birincil enerji kaynakları üretiminin, yılda ortalama %4,13 oranında artış göstererek 2020 yılında 70238 bin Tep'e ulaşması beklenmektedir.

Tablo-3.11. Birincil Enerji Kaynakları Üretim Hedefleri (ETKB,1998)

	1998	2000	2005	2010	2020
Taşkömürü (bin ton)	2156	2900	4800	4800	4800
Linyit (bin ton)	65204	66338	100691	160542	184555
Asfaltit (bin ton)	23	100	100	100	100
Petrol (bin ton)	3224	2786	1584	1084	608
Doğal Gaz (milyon m³)	565	693	179	150	121
Nükleer (GWh)				14035	63159
Hidrolik (GWh)	42229	30576	48398	65387	97456
Jeotermal Elektrik (GWh)	85	90	90	90	90
Jeotermal Isı (bin tep)	153	355	1303	2877	6269
Güneş ve Diğer (bin tep)	100	419	759	1312	2756
Odun (bin ton)	18374	16983	13819	11275	10250
Hayvan ve Bitki Art. (bin ton)	6739	5981	5127	4493	3696
TOPLAM BİN TEP)	28864	28464	34116	47329	70238
ARTIŞ (%)		-0,7	3,7	6,8	4

1998-2020 yılı döneminde, en önemli üretim artışlarının linyit ve hidrolik enerjide yaşanacağı düşünülmektedir. Bu dönem içerisinde, linyit üretiminin yılda ortalama %4,84 oranında artarak 65204 bin tondan 184555 bin tona, hidrolik enerji üretiminin de yılda ortalama %3,87 oranında artarak 42229 GWh'ten 97456 GWh'e ulaşması beklenmektedir.

3.2.3. Enerji Kaynakları İthalatı

Tablo-3.12., Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nca, önümüzdeki dönem için tahmin edilen kaynaklar bazındaki enerji ithalatı düzeylerini vermektedir.

Tablo-3.12. Enerji Kaynakları İthalatı (ETKB,1998)

	1998	2000	2005	2010	2020
Petrol (bin ton)	29099	32845	36976	43572	63756
Doğal Gaz (milyon m³)	10233	14690	46203	55006	82628
Taşkömürü (bin ton)	10361	18848	24226	47037	142235
Elektrik (GWh)	3299	2965	4000		
İkincil Kömür (bin ton)	1794				
TOPLAM (BİN TEP)	48632	59015	95508	124011	228211
ARTIŞ (%)		10,2	10,1	5,4	6,3

Ekonomik kalkınmanın ve sanayileşmenin sonucu artan enerji ihtiyacının yerli üretimle karşılanamaması, enerji kaynakları ithalatını zorunlu hale getirmektedir.

1998 yılında toplam 48632 bin Tep olarak gerçekleşen enerji kaynakları ithalatının yılda ortalama %7,28 oranında artış göstererek 2020 yılında 228211 bin Tep değerine ulaşması beklenmektedir. Bu dönem içerisinde, petrolün ithalattaki payının %62'den %29' a düşeceği; buna karşılık doğal gazın payının %19'dan %33'e ve taş kömürünün payının %15'ten %38'e çıkacağı düşünülmektedir.



4. TÜRK ENERJİ SEKTÖRÜNÜN KAYNAKLAR BAZINDA İNCELENMESİ

4.1. Genel Görünüm

Linyit ve hidrolik enerji; ülkemizde ihtiyaçları karşılayabilecek miktarlarda bulunmaktadır. Ancak, diğer enerji kaynakları için aynı şeyi söylemek pek mümkün değildir. Kömür ve hidrolik enerji, Türkiye'deki enerji üretiminin en önemli kaynaklarıdır. Gerçekleştirilen enerji tüketiminde ise, kömür ve petrolün rolü büyüktür. Ayrıca, son yıllarda doğal gaz da enerji tüketiminde önemli bir kaynak olma yoluna girmiştir. Elektrik enerjisinin de bir ikincil enerji kaynağı olarak tüketim miktarı, önemi yadsınamayacak boyutlardadır. Önümüzdeki yıllarda, ülkemizin sanayileşmesinin artmasıyla birlikte oluşacak enerji ihtiyacı, birincil ve ikincil enerji kaynaklarının üretim ve tüketimlerinde önemli artışlar sağlanmasına yol açacaktır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 1998 yılı sonu itibariyle belirttiği Türkiye Birincil Enerji Kaynakları Rezervleri 3. Bölüm'de Tablo-3.4.'de verilmiştir. Bölüm 4, Bölüm 3'de verilen bilgiler ışığında, enerji kaynaklarının rezerv, üretim, tüketim ve ithalat durumları üzerine daha ayrıntılı bir incelemeyi içermektedir.

4.2. Fosil Yakıtlar

4.2.1. Petrol

4.2.1.1. Sektörün Yapısı

Türkiye'de petrol arama ve üretim çalışmalarıyla TPAO, rafinerilerin işletilmesi ile TÜPRAŞ, petrol ürünlerinin üretimi ve dağıtılması çalışmaları ile Petrol Ofisi, petrol ve gazın taşınması ve ithalatı ile de BOTAŞ ilgilenmektedir. Bu dört kuruluş, Türkiye'de petrol sektöründe faaliyet gösteren kamu iktisadi

teşekkülleridir. TÜPRAŞ, TPAO ve Petrol Ofisi'nin sorumluluğu altında olan çalışmalara katılan özel sektör kurumları da mevcut olmakla birlikte, BOTAŞ, petrolün ve gazın taşınması ve ithalatı çalışmalarını tek başına sürdürmektedir.

Son yıllarda, petrol sektörünün talebine sıkıntıya düşülmeden cevap verilebilmesi ve verimliliğin artırılması için Petrol Kanunu'nda sektörün yeniden yapılandırılması ile ilgili çalışmalar yapılmaktadır. Bu bağlamda, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı bünyesinde çalışan Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nün yeniden yapılandırılması ve bir düzenleyici kurul olarak çalışmalarına devam etmesi düşünülmektedir. TÜPRAŞ'ın ve Petrol Ofisi'nin özelleştirilmesi ile ilgili çalışmalar da sürdürülmektedir.

4.2.1.2. Üretim ve Tüketim

Türkiye'de petrol aranması ve işletilmesine özel sermayenin girmesine 1954 yılında izin verilmiştir. 1997 yılında 21 tanesi yabancı 4 tanesi yerli olmak üzere toplam 25 özel kuruluş petrol arama ve işletme çalışmalarında bulunmuşlardır. 1997 yılı sonuna kadar toplam metraji 5662812 m olan 2850 kuyu açılmıştır.(PİGM,1998)

Petrol rezerv miktarı, jeolojik yapıyla çok yakından ilgilidir. Türkiye'de gerçekleştirilen stratigrafik ve yapısal analizlere göre karalarda en az 6947 km² lik, denizlerde en az 3644 km² lik ve dolayısıyla toplamda 10591 km² lik alan, petrol ve benzeri hidrokarbonlara yataklık yapabilecek konumdadır.

Türkiye'de gerçekleştirilen petrol arama çalışmaları özellikle Siirt, Diyarbakır ve Gaziantep üzerinde yoğunlaştırılmıştır. Marmara Bölgesi'nde, Hatay, Adana, Konya ve Antalya yörelerinde de çalışmalarda bulunulmuştur. Bugün için 150,3 milyon tonu üretilebilir durumda olan 977,2 milyon tonluk petrol rezervi olduğu tahmin edilmektedir. 106,6 milyon ton petrolün 1998 yılı sonuna kadar üretilmesi ile, geriye kalan üretilebilir petrol rezervi 43,7 milyon ton düzeyinde olmaktadır. 1998 yılı üretim düzeyine göre ve ilave rezerv tespit edilmemesi halinde daha 14 yıl üretim yapabilecek kapasite mevcuttur. Önümüzdeki yıllarda, denizlerde, Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde, Batı Toroslar'da ve Batı Karadeniz'de petrol arama çalışmalarının artırılması, petrol rezervinin önemli ölçüde artmasına olanak sağlayacaktır. Ayrıca, TPAO'nun yaptığı arama çalışmalarında ağırlığı yurtiçi aramalarına vermesi, Petrol Kanunu'nda gerekli değişikliklerin yapılarak yabancı

şirketlere gerekli kolaylığın sağlanması, Türkiye’deki petrol rezervinin yükselmesi açısından yararlı olacaktır.

Tablo-4.1.; Petrol İşleri Genel Müdürlüğü’nün verilerine bağlı olarak ülkemizdeki petrol üretim ve tüketim dengesini göstermektedir.

Tablo-4.1. Petrol Üretim ve Tüketim Dengesi (PİGM,1998)

	1990	1995	1996	1997	1998	2000	2005	2010	2020
Üretim	3717	3516	3500	3457	3224	2786	1584	1084	608
İthalat	22396	27169	28330	28264	29099	32845	36976	43572	63756
İhracat	2075	1935	1887	1629	2327	-	-	-	-
İhrakiye	346	446	434	601	599	-	-	-	-
Arz	22700	27918	29604	29176	29022	35631	38560	44656	64364
Çevrim Sektörü	3320	3725	4767	4611	4786	4679	3278	3481	5980
Santral	1155	1871	1951	2119	2324	2013	368	207	1631
Diğer	2165	1854	2816	2492	2462	2666	2910	3274	4349
Nihai Tüketim	19380	24193	24837	24565	24236	30952	35282	41175	58384
Sanayi	5321	6217	5983	6011	5980	6312	7612	9256	45659
Ulaştırma	8292	10501	11163	10693	10109	16162	18457	21866	30462
Konut ve Hizm.	2851	3688	3509	3438	3244	3156	2993	2898	2856
Tarım	1842	2343	2470	2560	2536	2880	3578	4297	6062
Enerji Dışı	1074	1444	1712	1863	2367	2442	2642	2858	3345

1990 yılında 3717 bin ton olarak gerçekleşen petrol üretimi, 1998 yılına kadar sürekli azalma göstermiş ve 1998 yılında toplam talebin %11’ine denk gelen 3224 bin ton düzeyinde gerçekleşmiştir. Bu üretim, 3’ü yerli, 8’i yabancı 11 şirket tarafından gerçekleştirilmiştir. TPAO’nun 3224 bin tonluk üretimdeki payı %76,3; ve N.V.T PERENCO’nun payı %18,6’dır. Diğer Türk ve yabancı şirketlerin yaptıkları üretimin payı ise %5,1 düzeyindedir. Türkiye’deki petrol üretiminin büyük kısmının gerçekleştiği Güney Doğu Anadolu Bölgesi’nde ve bu üretime destek veren Trakya’da, üretim sahalarının kullanılmalari, önümüzdeki yıllarda da petrol üretiminde düşmeler yaşanmasına yol açacaktır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2020 yılındaki petrol üretim düzeyini 608 bin ton olarak tahmin etmektedir.

Petrol tüketimi 1990-1998 yılları arasında yıllık ortalama %3,1 oranında artış göstermiş ve 22700 bin ton düzeyinden 29022 bin ton düzeyine ulaşmıştır. 1998 yılında 24236 bin ton düzeyinde gerçekleşen nihai petrol tüketimi ise, Türkiye’deki

toplam nihai enerji tüketiminin %44,7'sine denk gelmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 1998 yılında 29022 bin ton olarak gerçekleşen petrol arzının, yıllık ortalama %3,69 artış göstererek 2020 yılında 64364 bin tona ulaşacağını tahmin etmektedir. Aynı dönem içerisinde nihai enerji tüketimi ise 24236 bin tondan 58384 bin tona ulaşacaktır. Ancak, bu tüketimin içinde petrolün payının %44,7 düzeyinden % 28'e düşmesi beklenmektedir.

1990 yılında 8,3 milyon ton petrol tüketimi gerçekleştiren ulaştırma sektörünün petrol kullanımı, yıllık ortalama %3,2 oranında artış göstererek 1998 yılında 10,7 milyon ton düzeyine ulaşmıştır ve bu tüketimle ulaştırma sektörü 1998 yılında da en fazla petrol tüketimi gerçekleştiren sektör olmuştur. 1996 yılında ulaştırma sektöründeki petrol tüketiminin 11,2 milyon ton olduğu ve 1996 yılından 1998 yılına kadar trafiğe çıkan araç sayısında büyük bir artış olduğu göz önüne alındığında, 1998 yılında ulaştırma sektöründeki petrol kullanımının 1996 yılına göre düşük olması çelişkili görülebilir. Burada etkili olan faktör, Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nden yapılan kayıt dışı petrol girişleridir.

4.2.1.3. İthalat

1990-1998 yılları arasında, net petrol ithalatı, yıllık ortalama %3,4'lük bir artış göstererek 20,1 milyon tondan 26,2 milyon ton düzeyine yükselmiştir.

Tablo-4.2., Türkiye'nin 1990 ve 1998 yıllarında ham petrol ithal ettiği ülkeleri göstermektedir.

Tablo-4.2. Ham Petrol İthalatı (Milyon ton) (PIGM,1998)

	1990	%	1998	%
Suudi Arabistan	2,9	14,4	5,4	22,8
Irak	6,8	33,8	3,1	13,1
İran	3,5	17,4	4,5	19,0
Libya	2,6	12,9	3,3	13,9
Rusya	2,0	10,0	0,9	3,8
Suriye	0,3	1,5	2,2	9,3
Diğer	2,0	10,0	4,3	18,1
TOPLAM	20,1	100	23,7	100

1990 yılında ve daha öncesinde ham petrol ithalatının en fazla gerçekleştirildiği ülke Irak olmuştur. 1990 yılında, yapılan toplam ham petrol ithalatının %33,8'ine tekabül eden 6,8 milyon ton ham petrol, Irak'tan ithal edilmiştir. Ancak daha sonra Birleşmiş Milletler'in bu ülkeye ambargo uygulaması ile 1996 yılına kadar Irak'tan ham petrol ithalatı yapılmamıştır ve bu dönem içerisinde Suudi Arabistan ve İran ham petrol ithalatının yapıldığı başlıca ülkeler olmuşlardır. 1996 yılında ambargonun kaldırılması ile Irak'tan ham petrol ithalatına yeniden başlanmıştır. 1998 yılında gerçekleştirilen toplam 23,7 milyon tonluk ham petrol ithalatının %22,8'i Suudi Arabistan kaynaklıdır.

4.2.1.4. Üretim ve Dağıtım Çalışmaları

Türkiye'de petrol ürünleri üretimi, İzmit, İzmir, Kırıkkale, Ataş ve Batman'da kurulu bulunan ve toplam kapasiteleri 32 milyon ton / yıl olan 5 rafineri tesisinde yapılmaktadır.

Tablo-4.3., bu 5 rafineri tesisinin 1998 yılı itibariyle kapasitelerini, göstermektedir.

Tablo-4.3. Rafineriler ve Kapasiteleri (PİGM,1998)

RAFİNERİ	Kurulu Kapasite (milyon ton / yıl)
İzmit Rafinerisi (1961)	11,5
İzmir Rafinerisi (1972)	10,0
Kırıkkale Rafinerisi (1986)	5,0
Ataş Rafinerisi (1962)	4,4
Batman Rafinerisi (1995)	1,1
TOPLAM	32,0

1961 yılında kurulan İzmit rafinerisinin kurulu kapasitesi 11,5 milyon ton / yıl; 1972 yılında kurulan İzmir Rafinerisinin kurulu kapasitesi 10,0 milyon ton / yıl; 1986 yılında kurulan Kırıkkale Rafinerisinin kurulu kapasitesi 5,0 milyon ton / yıl; 1962 yılında kurulan Ataş Rafinerisinin kurulu kapasitesi 4,4 milyon ton / yıl; ve 1995 yılında kurulan Batman rafinerisinin kurulu kapasitesi 1,1 milyon ton / yıl şeklinde belirtilmektedir.

Batman, İzmir, İzmit ve Kırıkkale Rafinerileri TUPRAŞ Genel Müdürlüğü'ne aittir. Ataş Rafinerisi ise, Mobil, BP, Shell ve Türk Petrol ortaklı bir özel sektör kuruluşudur ve Mersin'de bulunmaktadır.

1998 yılında bu 5 rafineride 27,1 milyon ton ham petrol işlenmiştir ve 26,7 milyon ton petrol ürünü elde edilmiştir. Bu çalışmaların %87'lik bölümü TUPRAŞ'a ait olan 4 rafineride, geriye kalan %13'lük bölümü ise, yabancı sermayeli bir özel kuruluş olan Ataş Rafinerisi'nde gerçekleştirilmiştir.

Tablo- 4.4., BOTAŞ'ın verilerine dayanarak BOTAŞ tarafından işletilen ham petrol boru hatlarının uzunluklarını (km), taşıma kapasitelerini (bin ton / yıl) ve 1997 ve 1998 yıllarında bu boru hatlarından taşınan ham petrol miktarlarını (bin ton) göstermektedir.

Tablo-4.4. Ham Petrol Boru Hatları (BOTAŞ,1998)

	Taşıma Kapasitesi	Uzunluk	Taşıma Miktarı (bin ton)	
	(bin ton / yıl)	(km)	1997	1998
Batman- Dörtyol	3500	511	2658	2409
Şelmo-Batman	800	42	103	87
Yumurtalık-Kırıkkale	5000	448	3713	3174
Türkiye-Irak (I.ve II.Hat)	70900	1876	17940	37359
TOPLAM	80200	2877	24414	43029

Bu tablo incelendiğinde, 1998 yılında, Batman-Dörtyol petrol boru hattında taşınan ham petrol miktarının 2658 bin tondan 2409 bin tona; Şelmo-Batman petrol boru hattında taşınan ham petrol miktarının 103 bin tondan 87 bin tona, Yumurtalık-Kırıkkale petrol boru hattında taşınan ham petrol miktarının 3713 bin tondan 3174 bin tona düştüğü görülmektedir. 1998 yılında Türkiye-Irak I.ve II. Hattında taşınan ham petrol miktarı ise 17940 bin tondan 37359 bin tona yükselmiştir. Bu boru hattında gerçekleşen ham petrol taşıma miktarı artışı, toplam taşınan ham petrol miktarının da 1998 yılında 24414 bin tondan 43029 bin tona ulaşmasını sağlamıştır.

Batman-Dörtyol ham petrol boru hattı, belirli üretim bölgelerinde üretilen petrolün Dörtyol terminaline taşınmasını sağlamaktadır. Bu petrol de, Dörtyol terminalinden deniz tankerleri ile İzmir, Ataş ve İzmit rafinerilerine taşınmaktadır.

Şelmo-Batman ham petrol boru hattı; Şelmo'da üretilen petrolün Batman'a iletilmesi; Yumurtalık-Kırıkkale ham petrol boru hattı ise Kırıkkale rafinerisinin petrol ihtiyacının karşılanması görevlerini üstlenmektedir. Birbirine paralel iki hattan oluşan Irak-Türkiye ham petrol boru hattı ise 1990 yılında bu ülkeye uygulanan ambargo nedeniyle kapatılmış, 1996 yılında Birleşmiş Milletler'in kararı ile yeniden işletilmeye başlanmıştır.

4.2.1.5. Fiyatlandırma

Rafinerilerin, kendi satış fiyatlarını, dünya petrol ürünleri fiyatları ile uyumlu olacak şekilde belirleyebilmelerine olanak tanıyan Otomatik Fiyatlandırma Sistemi, 'Ham Petrol ve Petrol Ürünlerinin Alım, Satım, Fiyatlandırma Esasları ile Akaryakıt Fiyat İstikrar Fonunun İşleyişi' isimli kararname ile 1 Temmuz 1998'de yürürlüğe konulmuştur. Bu kararname sayesinde, rafineriler, kendi petrol ürünlerinin fiyatlarını, Akdeniz bölgesinin fiyat seviyelerini yansıtan CIF Med ürün fiyatlarının son 5 gündeki ortalamalarına %3'lük bir azaltma ya da artırma uygulayarak belirleyebilme hakkına sahip olmaktadır.

Petrol ürünleri, Gümrük Vergisi, Petrol Tüketim Vergisi, Petrol Ürünleri Fiyat İstikrar Fonu ve Katma Değer Vergisi olmak üzere toplam 4 vergiyi içermektedirler.

4.2.2. Doğal Gaz

4.2.2.1. Sektörün Yapısı

1994 yılı sonuna kadar faaliyetlerine TPAO'ya bağlı olarak devam eden ve 1995 yılının Şubat ayında TPAO'dan ayrılarak bir Kamu İktisadi Teşekkülü statüsü kazanan BOTAŞ, Türkiye'de doğal gazın ticareti ve taşınmasından sorumlu olan tek kuruluştur. Doğal gazın şehir içindeki dağıtımında ise BOTAŞ'tan başka belediyelerin izin verdiği şirketleri de görmek mümkündür.

4.2.2.2. Üretim ve Tüketim

Türkiye'de doğal gaz üretim alanları, daha çok Trakya'da ve Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde yoğunlaşmıştır. TPAO'nun sahip olduğu belli başlı doğal gaz üretim alanları, I. Numaralı Marmara petrol bölgesinde yer alan Hamitabat, Karacaoğlan, Umurca, Karaçalı , Değirmenköy, Kuzey Marmara ve Silivri ile X.

Numaralı Siirt petrol bölgesinde yer alan Çamurlu alanlarıdır. Ayrıca; Barbes Derin Hayrabolu, Tekirdağ ve Gelindere bölgelerinde de doğal gaz üretimi yapılmaktadır. Hayrabolu'da bulunan doğal gaz üretim alanı; Thrace Basin Natural Gas Corp. ile Huffco Turkey Inc. ortaklığı altındadır. Yapılan doğal gaz üretiminin %83'ünden fazlasını Hamitabat sahası karşılamaktadır.

Türkiye'de Batı Karadeniz, Orta Anadolu Bölgesi ve Marmara yeni doğal gaz alanlarının ortaya çıkarılabilmesi için elverişli alanlar olarak görülmektedir. 1988 yılında Silivri açıklarında denizde tespit edilen ve 1997 yılından itibaren günde 1500000 m³'lük üretime geçilen Kuzey Marmara Doğal Gaz Alanı, yeni araştırmalar yapılarak yeni doğal gaz alanları bulunmasının olanaklı olduğunun örneğidir.(Kurtkaya,1998)

1997 yılında rezervardaki toplam gaz miktarı 18,1 milyar m³ iken bu değer 1998 yılında 18,5 milyar m³'e ulaşmıştır. 1997 yılındaki 18,1 milyar m³'lük gaz miktarının 12,3 milyar m³'lük bölümü üretilebilir durumda olan gaz miktarı olarak görülürken, 1998 yılında üretilebilir durumda olan gaz miktarı 12,4 milyar m³ seviyesinde hesaplanmıştır. 1997 yılına kadar gerçekleştirilen 2,9 milyar m³'lük üretimle 1997 yılı için kalan üretilebilir rezerv 9,4 milyar m³ düzeyinde gerçekleşirken, 1998 yılı için kalan üretilebilir rezerv ise, yapılan toplam üretim miktarı olan 3,5 milyar m³'lük değer, üretilebilir durumdaki gaz miktarı olan 12,4 milyar m³'den düşülmesiyle 8,9 milyar m³ olarak hesaplanmıştır.

Tablo-4.5.; Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın verilerine dayanarak, doğal gazın geçmiş yıllarda gerçekleşen ve önümüzdeki yıllarda gerçekleşmesi umulan üretim ve tüketim düzeylerini göstermektedir:

Tablo- 4.5. Doğal Gaz Üretim ve Tüketim Dengesi (milyon m³) (ETKB,1998)

	1990	1995	1996	1997	1998	2000	2005	2010	2020
Üretim	212	182	206	253	565	693	179	150	121
İthalat	3257	6859	8041	9885	10233	14690	46203	55006	82628
Arz	3418	6937	8114	10072	10648	15383	46382	55156	82749
Santral	2556	3602	3791	4569	5485	7462	29702	34567	56567
İç Tüketim	-	-	-	-	-	449	777	777	777
Nihai Tüketim	862	3335	4322	5502	5163	7472	15903	19812	25405
Sanayi	813	2341	2433	3040	2497	3917	9283	11423	15599
Ulaştırma	-	1	3	4	4	5	7	12	16
Konut ve Hizmetler	49	993	1886	2459	2662	3550	6613	8377	9790

Türkiye’de doğal gaz üretimi 1976 yılında başlamıştır.1990 yılındaki doğal gaz üretimi 212 milyon m³ düzeyinde gerçekleşmiştir. 1997 yılında doğal gaz üretimi, 1996 yılına oranla %23 düzeyinde artış göstermiş ve 206 milyon m³’ten 253 milyon m³ düzeyine çıkmıştır. 1998 yılında ise, bir önceki yıla oranla doğal gaz üretimi artış oranı % 123 olmuş ve 1998 yılında 565 milyon m³ doğal gaz üretimi gerçekleştirilmiştir. 2000 yılında doğal gaz üretiminin 693 milyon m³ düzeyinde olması beklenmektedir. Daha uzun vadede ise, doğal gaz üretiminde azalmaların yaşanması ve 2020 yılındaki üretim miktarının 121 milyon m³ düzeyinde kalması tahmin edilmektedir.

Doğal gaz tüketimi ise 1980’li yılların ikinci yarısından itibaren büyük artış göstermeye başlamıştır. 1990 yılında doğal gaz arzı 3418 milyon m³ düzeyinde gerçekleşirken, bu değer 1998 yılında 10648 milyon m³ düzeyine ulaşmıştır ve bu arz düzeyi, toplam birincil enerji arzının % 13’üne karşılık gelmektedir. 1998 yılında gerçekleştirilen 10648 milyon m³’lük doğal gaz arzının % 52’ si elektrik santrallerinde tüketilmiştir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, doğal gaz arzının uzun vadede de hızla artmaya devam edeceğini tahmin etmektedir. 2020 yılındaki doğal gaz arzının 82749 milyon m³ düzeyinde olması ve bu miktarın %68’inin elektrik santrallerinde kullanılacak olması beklenmektedir.

Yapılan toplam doğal gaz arz miktarından, santrallerde kullanılan ve varsa iç tüketim olarak harcanan miktarların düşülmesiyle elde edilen nihai doğal gaz tüketim değerleri de; hızlı bir artış göstermiş ve 1990 yılındaki 862 milyon m³’lük değerinden, 1998 yılında 5163 milyon m³’lük değerine ulaşmıştır. 1998 yılında gerçekleşen 5163 milyon m³’lük nihai doğal gaz tüketimi, toplam nihai enerji tüketiminin %8,4’ünü oluşturmaktadır. Nihai doğal gaz tüketiminin uzun vadede de artış göstermesi ve 2020 yılında 25405 milyon m³’lük değere ulaşması beklenmektedir.

1990 yılında 862 milyon m³’lük nihai doğal gaz tüketiminin 813 milyon m³’lük kısmı; 1998 yılında ise, 5163 milyon m³’lük nihai doğal gaz tüketiminin 2497 milyon m³’lük kısmı; sanayi sektöründe tüketilmiştir. 2020 yılında da sanayi

sektörünün 15599 milyon m³'lük doğal gaz tüketimi ile nihai doğal gaz tüketiminden %61 pay alması umulmaktadır.

Hükümetin konut ve hizmetler sektöründe doğal gaz kullanımını desteklemesi, hava kirliliğinin önlenmesine büyük ölçüde yardımcı olacaktır.

4.2.2.3. İthalat ve Arz Güvenliği

1987 yılında başlayan ve 1993 yılına kadar yalnızca Rusya Federasyonu'ndan yapılan doğal gaz ithalatı, Mayıs 1995'de Marmara Ereğlisi'nde LNG ithal terminalinin kurulması ile Avustralya, Cezayir, Katar gibi ülkelerden de gerçekleştirilme yoluna girmiştir. 1998 yılında 6,5 milyar m³'ü Rusya Federasyonu'ndan; 3,1 milyar m³'ü Cezayir'den ve 0,6 milyar m³'ü Katar'dan olmak üzere toplam 10,2 milyar m³'lük doğal gaz ithalatı gerçekleştirilmiştir.

10 Aralık 1996'da, Rusya Federasyonu'ndan, ilave olarak, 8 milyar m³'lük bir doğal gaz alımının gerçekleştirilmesi konusunda bir anlaşma gerçekleştirilmiştir. Ayrıca 15 Aralık 1997'de, Karadeniz geçişli 16 milyar m³'lük doğal gazın ithali için, bir Doğal Gaz Alım-Satım Anlaşması yapılmıştır.

8 Ağustos 1996'da İran ile yılda 3 milyar m³'lük doğal gaz ithalatı ile başlaması ve 2005 yılında yılda 10 milyar m³'lük seviyeye ulaşması öngörülen 23 yıllık bir Doğal Gaz Alım- Satım Anlaşması yapılmıştır.

Türkmenistan ile 21 Mayıs 1999'da imzalanan 30 yıl süreli Doğal Gaz Alım-Satım Anlaşması, yılda 16 milyar m³'lük doğal gazın Türkiye'ye boru hatları ile taşınmasını öngörmektedir.

1995 yılında gerçekleştirilen bir zeyilname ile Cezayir'den alınan 2 milyar m³'lük doğal gaz eşdeğeri LNG'nin düzeyi 4 milyar m³'e çıkarılmıştır. Ayrıca, 22 Aralık 1998'de Sonatrach isimli bir Cezayir firmasından Spot LNG alınmasıyla ilgili olarak bir LNG Alım-Satım Anlaşması imzalanmıştır.

9 Kasım 1995'de Nijerya'nın NLNG firmasıyla gerçekleştirilen LNG Alım-Satım Anlaşması; Nijerya'dan, 1999 yılında 0,25 milyar m³'lük; 2000 yılında da 1,2 milyar m³'lük doğal gaz eşdeğeri LNG alınmasını öngörmektedir.

26 Aralık 1996'da yılda 10 milyar m³'lük Irak doğal gazının; 22 Haziran 1998'de de yine yılda 10 milyar m³'lük Mısır doğal gazının, boru hatları ile Türkiye'ye taşınması ile ilgili olarak, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Irak ve Mısır'ın ilgili bakanlıkları arasında anlaşmalar imzalanmıştır.

Ağustos 1995'de Marmara Ereğlisi'nde işleme geçen 5,2 milyar m³ kapasiteli LNG terminalinden başka, İzmir- Aliaga'da 4-6 milyar m³ kapasiteli ikinci bir LNG santralinin kurulması için çalışmalar devam etmektedir.

Denizdeki Kuzey Marmara ve karadaki Değirmendere gaz sahalarının, yer altı gaz depolama rezervi olarak kullanılabilmesine ilişkin çalışmalar sürdürülmektedir. Ayrıca, Tuz Gölü'ndeki tuz mağaralarının da yeraltı depolama tesisi olarak kullanılabileceği düşünülmektedir.

4.2.2.4. İletim ve Dağıtım Faaliyetleri

Bulgaristan sınırında bulunan Malkoçlar bölgesinden Türkiye'ye giren ve Ankara'ya kadar uzanan doğal gaz ana iletim hattı, 842 km uzunluğundadır. Bu iletim hattı ile güzergah üzerinde bulunan önemli sanayi tesislerine ve termik santrallere doğal gaz sağlanmaktadır. Ayrıca, Ankara, İstanbul, Bursa, İzmit ve Eskişehir illerinde, doğal gazın konutlarda kullanılmasında da bu iletim hattından yararlanılmaktadır. 1996 yılında bu hat, 209 km'lik İzmit-Karadeniz Ereğlisi Doğal Gaz İletim Hattı ve 208 km'lik Bursa-Çan doğal gaz iletim hattı ile birleştirilmiştir.

Doğal Gazın konutlarda kullanılması ilk olarak 1988 yılının Ekim ayında Ankara'da başlamıştır. Daha sonra, 1992 yılının Ocak ayında İstanbul'da; aynı yılın Aralık ayında Bursa'da; 1996 yılının Eylül ayında İzmit'te ve aynı yılın Ekim ayında da Eskişehir'de konutlarda doğal gazın kullanılması uygulamasına geçilmiştir.

İllerde doğal gazın dağıtımı belediyeye bağlı şirketler vasıtasıyla gerçekleştirilmektedir. Bu amaçla faaliyet gösteren şirketler, İstanbul'da İGDAŞ; Ankara'da EGO; İzmit'te İZGAZ ve Bursa ile Eskişehir'de de BOTAŞ'tır.

4.2.2.5. Fiyatlandırma

BOTAŞ, doğal gazın satış fiyatını tespit etme hakkına sahiptir. BOTAŞ; doğal gazın satış fiyatının tespit edilmesinde; maliyetleri ve doğal gazın o pazardaki

değerini yani o pazardaki alternatif yakıtların fiyatlarını göz önünde bulunduran bir fiyatlandırma stratejisini kullanmaktadır. Elektrik santrallerine, dağıtım şirketlerine, gübre fabrikalarına ve sınai tesislerine satılan doğal gaz sektörel fiyat farklılaştırılması yapılmaktadır.

Gaz dağıtım şirketleri, gübre fabrikaları ve elektrik santralleri, doğal gaz tüketiminin %80'ini gerçekleştirmektedirler ve özel fiyatlı müşteriler sınıfına girmektedirler. Bu müşterilerin BOTAS'tan yaptıkları doğal gaz alımlarında doğal gaz fiyatları, uluslararası petrol ürünleri fiyatlarına bağlı olarak dolar üzerinden hesaplanmaktadır ve bu fiyatlar 3 ayda bir revize edilmektedir. Özel fiyatlı müşterilere uygulanan fiyat tarifeleri açıklanmamaktadır.

Doğal gaz kullanan sınai tesisler, organize sanayi bölgeleri, tarifeye tabi olan müşteriler sınıfına girmektedirler. Bu gruba giren müşteri sayısı 200 dolayındadır ve bu müşteriler doğal gaz tüketiminin yaklaşık %20'sini gerçekleştirmektedirler. Tarifeye tabi olan müşterilere uygulanan doğal gaz satış fiyatları, müşterinin yıllık gaz kullanım miktarına ve sıklığına bağlı olarak belirlenmektedir. Türk Lirası üzerinden belirlenen bu fiyatlar, gerekirse her ay revize edilmektedir.

Konutlarda ise, doğal gazın fiyatının belirlenmesi, dağıtıcı kuruluşun insiyatifindedir ve dağıtıcı kuruluş, doğal gaz fiyatını kendi fiyatlandırma politikasına göre belirleyebilmektedir. Ancak, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, konutlarda kullanılan doğal gazın dağıtıcı kuruluşlarca belirlenen satış fiyatında üst sınırı tespit etme hakkına sahiptir.

4.2.3. Kömür

4.2.3.1. Sektörün Yapısı

Bu bölümde, kömür ana başlığı içerisinde taşkömürü, linyit, asfaltit ve bitümlü şistlerin rezerv, üretim ve tüketim durumları incelenecektir. Ülkemizde taşkömürü, linyit ve asfaltit üretimi ve tüketimi gerçekleştirilmektedir. Ancak bitümlü şistler, atıl potansiyel olarak kalmakta ve kullanılamamaktadırlar. Türkiye Taşkömürü Kurumu Genel Müdürlüğü (TTK), bir Kamu İktisadi Teşkilatı (KİT) olarak görev yapmaktadır ve taşkömürü üretiminden sorumlu olan kuruluştur. Türkiye Kömür

İşletmeler Kurumu Genel Müdürlüğü (TKİ) de Kamu İktisadi Teşkilatı (KİT) statüsünde bir kurumdur ve bu kurum linyit üretiminin büyük bir kısmını ve asfaltit üretiminin tamamını elinde tutmaktadır. TKİ, 1998 yılında gerçekleştirilen linyit üretiminin %56'sını gerçekleştirmiştir. Linyit üretiminin %34'ü İşletme Hakkı Devri ile TEAŞ'a devredilen Sivas-Kangal ve Afşin-Elbistan açık işletmeleri ile Çayırhan kapalı işletmesinde gerçekleştirilmiştir. Özel sektör ise, linyit üretiminin %10'unu karşılamıştır.

4.2.3.2. Üretim ve Tüketim

Türkiye'deki en büyük taşkömürü havzası, Zonguldak bölgesinde, Ereğli'den Amasra-Söğütözü'ne kadar uzanan 200 km'lik bir kuşak üzerinde bulunmaktadır. Batı Anadolu Karbonifer Havzası olarak isimlendirilen bu havzadaki görünür kömür rezervi 428 milyon ton ve muhtemel kömür rezervi 449 milyon ton'dur. (Bknz: Bölüm 3, Tablo-3.4.) Antalya-Kemer ve Diyarbakır-Hazro bölgelerinde 20 milyon ton'luk 2 küçük taşkömürü yatağının bulunduğu tahmin edilmektedir.

1998 yılı için Türkiye'nin bilinen toplam taşkömürü rezervi 1,1 milyar ton dolayındadır. Zonguldak havzasında bulunan kömür rezervi, kömür damarlarının merceksi yapıda olması ve kömürlü seviyelerin kıvrımlar ve faylar içermesi nedeniyle, işlenmesi zor olan türdendir. Tablo-4.6., Türkiye'deki taşkömürü rezervlerinin sahalara dağılımını ve özelliklerini vermektedir:

Tablo-4.6. Taşkömürü Rezervinin Sahalara Dağılımı ve Özellikleri (Ültanır,1998a)

Saha	Görünür (10 ³ ton)	Muhtemel (10 ³ ton)	Mümkün (10 ³ ton)	Toplam (10 ³ ton)	Su (%)	Kül (%)	Su (%)	AİD (kJ/kg)
Zonguldak Armutçuk	19615	11509	10185	41309	6	9	0,9	6275
Zonguldak Kozlu	63400	55926	47975	167301	5	12	0,8	6740
Zonguldak Üzümez	161135	94342	74020	329497	5	12	0,8	6740
Zonguldak Karadon	151442	153752	117144	422338	5,5	13	0,8	6710
Bartın Amasra	32799	133304	-	166103	7	14	1,5	5840
TOPLAM	428391	448833	249324	1126548	-	-	-	-

Tablo-4.7.; Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın verilerine bağlı olarak ülkemizdeki taşkömürü üretim ve tüketim dengesini göstermektedir.

Tablo-4.7. Taşkömürü Üretim ve Tüketim Dengesi (Bin Ton) (ETKB,1998)

	1990	1995	1996	1997	1998	2000	2005	2010	2020
Üretim	2745	2248	2441	2513	2156	2900	4800	4800	4800
İthalat	5557	5941	8272	9874	10361	18848	24226	47037	142235
Arz	8191	8548	10892	12537	13146	21748	29026	51837	147035
Çevrim Sek.	5444	5508	5684	6265	6394	8773	13621	21713	53501
Santral	474	1246	1476	1828	1885	1900	5033	10040	28540
Kok Fabr.	4723	4182	4135	4367	4448	6773	8488	11573	24861
Diğer	247	80	73	70	61	100	100	100	100
Nihai Tük.	2747	3040	5208	6272	6752	12975	15405	30124	93534
Sanayi	1459	1803	4224	4948	6005	10183	12424	26605	83677
Ulaştırma	13	4	11	7	7	-	-	-	-
Konut/Hiz.	1275	1233	973	1317	740	2792	2981	3519	9857

1980'li yılların ikinci yarısından itibaren taşkömürü üretiminde azalmalar yaşanmaya başlamıştır. 1990 yılında 2745 bin ton olan taşkömürü üretimi 1997 yılında 2513 bin tona; 1998 yılında 2156 bin tona gerilemiştir. Gelecekte ise taşkömürü üretiminde artış görülmesi umulmaktadır.

1990 yılında 8191 bin ton olarak gerçekleşen taşkömürü tüketimi ise yıllık ortalama % 6,1'lik bir artış göstermiş ve 1998 yılında 13146 bin tona ulaşmıştır. 1998 yılında gerçekleştirilen 13146 bin tonluk taşkömürü tüketiminin 10,5 milyon tonu sanayi sektörüne aittir. İthal taşkömürü yakıtlı termik santrallerin işletilmeye başlatılmasının hedeflenmesi ve sanayi sektörünün talebinin karşılanmasının zorunluluğu, gelecekteki taşkömürü tüketimini artıracak etkenler olacaktır. 1998'de 13146 bin ton olarak gerçekleşen taşkömürü arzının 2020 yılında 147035 bin tona ulaşması umulmaktadır.

1990 yılındaki nihai taşkömürü tüketimi, 5444 bin tonluk tüketim gerçekleştiren çevirim sektörü göz önüne alınıp arz değerinden düşüldüğünde, 2747 bin ton olarak hesaplanır. Bu değer, yıllık ortalama %11,9'luk bir artış göstererek 1998 yılında 6752 bin tona ulaşmıştır. Nihai taşkömürü tüketiminin 2020 yılında 93534 bin ton düzeyine çıkması beklenmektedir.

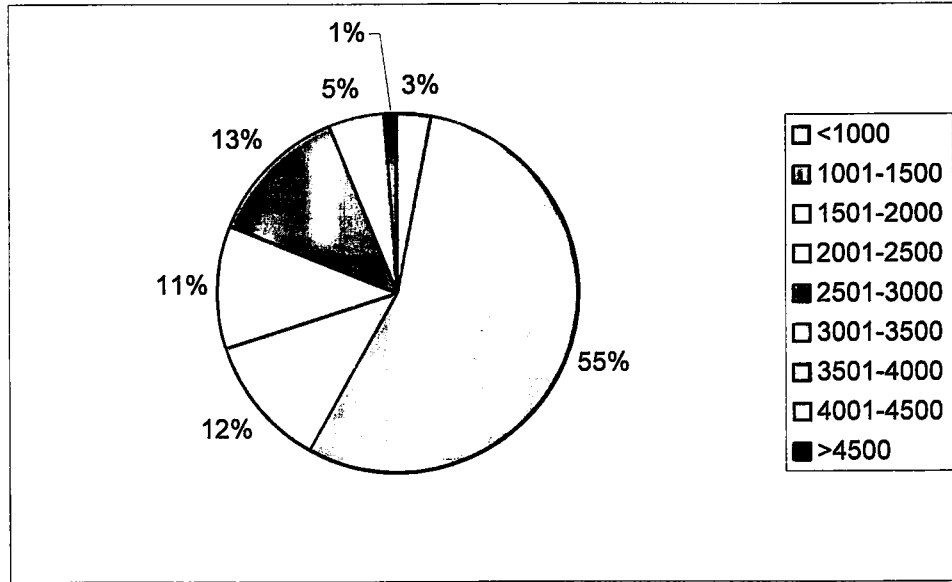
Türkiye, yeni taşkömürü yatakları bularak bu yatakları üretime sokmaya gayret göstermelidir. TPAO'nun Bartın ve Cide bölgesinde yaptığı petrol amaçlı Çakraz ve

Gegendere sondajlarında bu bölgelerde taşkömürü bulunduğu tespit edilmiştir. MTA'nın gerçekleştirdiği maden aramalarını, MTA'nın sahip olduğu ruhsat alanları (ülke genelinde %4'ün altında) ile sınırlı tutan 3213 sayılı Maden Kanunu ve MTA'nın ödenek sıkıntısı yaşaması, yeni kömür yataklarının bulunmasına olumsuz etkide bulunmaktadır. Bartın ve Cide bölgesinde taşkömürü arama çalışmalarının başlatılması ve MTA'nın ödeneğinin artırılması yeni taşkömürü havzalarının bulunmasını sağlayabilir. Ayrıca, arama tekniği olarak görünür mostra ve emareye dayalı endüktif prospeksiyon yerine kömür içermesi olası sedimantasyon havzalarını ortaya çıkarmayı hedefleyen dedüktif kömür prospeksiyonu uygulanması da çalışmaların verimini artıracaktır. (Nakoman,1998)

Türkiye'nin sahip olduğu en önemli linyit yatakları, Afşin-Elbistan, Muğla, Tunçbilek, Soma, Seyitömer, Beypazarı, Konya ve Sivas yörelerinde bulunmaktadır.

Türkiye'nin sahip olduğu toplam linyit rezervinin %70'inde nem oranı %30'dan yüksek düzeydedir. Toplam linyit rezervinin %85'inde kül oranı %20 düzeyini aşmaktadır. Kükürt oranı %2'den az olan linyit miktarı toplam rezervin %35,8'ini; kükürt oranı %2-3 arasında olan linyit miktarı toplam rezervin %54,6'sını; kükürt oranı %3-4 arasında olan linyit miktarı toplam rezervin %7,7'sini oluşturmakta iken, toplam rezervin %1,9'unda kükürt oranı %4'ten yüksek düzeydedir.

Şekil-4.1.; linyit rezervlerinin kalori gruplarına göre dağılımının grafiksel gösterimini vermektedir. Bu grafik incelendiğinde, toplam linyit rezervinin %3'ünün alt ısı değeri 1000 kcal/kg'dan düşük olduğu; alt ısı değeri 1001-1500 kcal/kg olan linyit miktarının toplam rezervin %55'ini oluşturduğu ve toplam linyit rezervinin %12'sinin de alt ısı değeri 1501-2000 kcal/kg arasında olduğu görülmektedir. Bu durumda, Türkiye'deki toplam linyit rezervinin %70'ini düşük alt ısı değere sahip olan linyit kaynakları oluşturmaktadır ve alt ısı değeri ortalama 1110 kcal/kg olan 3,4 milyar tonluk Elbistan Linyitleri; düşük alt ısı değere sahip linyitler olarak bilinen bu grubun çok büyük bir bölümünü teşkil etmektedir. Toplam linyit rezervinin %11'i 2001-2500 kcal/kg'lık alt ısı değere, %13'ü 2501-3000 kcal/kg'lık alt ısı değere ve %5'i de 3001-3500 kcal/kg'lık alt ısı değere sahiptirler.



Şekil-4.1. Linyit Rezervlerinin Kalori Gruplarına Göre Dağılımı

Türkiye'nin 1998 yılı itibariyle toplam linyit rezervi, 300 milyon ton belirlenmiş ve potansiyel kaynakla 8,375 milyar ton düzeyindedir. Bu değer 7339 milyon tonu görünür linyit rezervidir ve 3357 milyon tonu Elbistan bölgesindedir.

Tablo-4.8.; Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın verilerine bağlı olarak ülkemizdeki taşkömürü üretim ve tüketim dengesini göstermektedir.

Taşkömürü üretimine zıt yönlü olarak 1980'li yılların 2. yarısından itibaren linyit üretiminde büyük miktarlarda artışlar yaşanmıştır. Linyit üretimi 1990 yılında 44407 bin ton düzeyinde iken, bu değer 1997 yılında 57387 bin tona ve 1998 yılında ise 65204 bin tona ulaşmıştır. Linyit üretiminin yakın gelecekte artmaya devam etmesi ve 2020 yılında 184555 bin tonluk linyit üretimine ulaşılması umulmaktadır.

Linyit tüketimi, özellikle, konutlarda, termik santrallerde ve sanayi sektöründe gerçekleştirilmektedir. Alt ısı değere sahip olan linyitlerin santrallerde, yüksek ısı değere sahip olan linyitlerin ise daha çok konutlarda ve sanayide kullanılmasına çalışılmaktadır. Tekstil, çimento, şeker, boya ve tuğla fabrikaları linyit tüketiminin en yüksek düzeylerde gerçekleştiği sanayi sektörleridir. 1990 yılında 45891 bin ton düzeyinde olan linyit tüketimi yıllık ortalama % 4,4 oranında artış göstermiş ve 1998 yılında 64504 bin ton düzeyine ulaşmıştır. 2000 yılından sonra linyit yakıtlı termik santrallerin işletilmeye başlanması hedeflenmesi, linyit tüketimini artırıcı yönde

etki yaratacaktır. Linyit tüketiminin 2020 yılında 184555 bin ton düzeyinde olması öngörülmektedir.

1990 yılındaki nihai linyit tüketimi, 30152 bin tonluk tüketim gerçekleştiren çevrim sektörü göz önüne alınıp arz değerinden düşüldüğünde, 15739 bin ton olarak hesaplanır. Bu değer, 1998 yılında 12221 bin ton düzeyine gerilemiştir. Nihai linyit tüketiminin 2020 yılında 16562 bin ton düzeyine ulaşması öngörülmektedir.

Tablo-4.8. Linyit Üretim ve Tüketim Dengesi (Bin Ton) (ETKB,1998)

	1990	1995	1996	1997	1998	2000	2005	2010	2020
Üretim	44407	52758	53888	57387	65204	66338	1006911	160542	184555
İthalat	15	10	-	123	23	-	-	-	-
Arz	45891	52405	54961	59474	64504	66338	1006911	160542	184555
Çevrim Sek.	30152	39985	42608	45852	52283	523180	84854	144530	167993
Santral	29884	39815	42441	45694	52115	52100	84553	144100	167113
Diğer	268	170	167	158	168	218	301	430	880
Nihai Tük.	15739	12420	12353	13622	12221	14020	15837	16012	16562
Sanayi	8470	6013	5990	6885	6494	7326	7776	7826	8126
Ulaştırma	22	-	2	-	-	-	-	-	-
Konut/Hiz.	7247	6407	6361	6737	5727	6694	8061	8186	8436

Türkiye’de linyit üretiminin %90’ı açık işletmelerde yapılmaktadır ve geriye kalan %10 oranındaki linyit de yer altında üretilmektedir. Alınan verimin yükseltilmesi için yeraltında ve yerüstünde yapılan üretim çalışmalarında daha modern teknolojilerin kullanılması zorunludur. Yeni linyit rezervlerinin bulunması için araştırmalar yapılması gereklidir. Bu bağlamda, yüksek ısı değerli Eosen yaşlı linyitleri için örtülü alanların, Trakya’daki orta kaliteli kömür içerebilecek Oligosen yaşlı karasal tatlı su çökellerinin, Batı Anadolu’daki Tunçbilek, Soma havzalarına benzer limnik sedimentlerin bulunduğu alanların potansiyel linyit sahaları olarak araştırılması faydalı olacaktır. Ancak taşkömürü araştırmalarında bahsedilen yasal sınırlamalar ve ödenek sıkıntısı bu konuda da geçerliliğini koruyan sorunlardır. (Nakoman,1998)

Asfaltit, ortalama 18000 kJ/ kg’lık yüksek bir ısı değere sahip, külünde değerli mineraller barındıran, işlenmesi halinde değişik yüzdelerde gaz verebilen, katı yakıt olarak kullanılabilmesinin yanında sentetik petrol üretimine de elverişli bir kaynaktır.

Ancak buna rağmen, Doğu Anadolu Bölgesi'nde asfaltitin konut yakıtı olarak kullanılmasına devam edilmektedir. Türkiye'deki en önemli asfaltit kaynakları, Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde Şırnak ve Silopi yörelerinde bulunmaktadır. Bu kaynaklar TKİ tarafından yönetilmektedirler. 1997 yılı itibariyle görünür asfaltit rezervi 45 milyon ton; muhtemel asfaltit rezervi 29 milyon ton; mümkün asfaltit rezervi 8 milyon ton ve dolayısıyla toplam asfaltit rezervi de 82 milyon ton olarak belirtilmiştir. 1982 yılında asfaltit üretimi 860 bin ton ile en yüksek değerine ulaşmıştır. Ancak daha sonraki yıllarda bölgenin ekonomik ve sosyal yapısı asfaltit üretiminin azalmasına yol açmış ve 1994 yılı hiç asfaltit üretimi yapılmadan geçirilmiştir. 1997 yılındaki asfaltit üretimi ise 29 bin ton düzeyindedir. Asfaltitten termik santral yakıtı olarak yararlanılması konusu da gündemdedir.

Bitümlü şistler, içerdikleri kerojen adlı bir organik maddeden dolayı yakıt ham maddesi olarak kullanılabilen, ince taneli ve yapraklı bir yapıya sahip olan sedimanter kayalardır. Bu kayaların damıtılması ile sentetik petrol ve gaz elde etmek de mümkündür. Türkiye'deki bitümlü şist kaynakları, özellikle Ankara-Beypazarı, Bolu-Himmetoğlu, Balıkesir-Burhaniye, Kocaeli-Bahçecik, Mengen, Hatıldağ, Niğde-Ulukışla, Kütahya-Seyitömer, Çorum-Dodurga, Eskişehir-Sarıkaya ve Amasya-Çeltik yörelerinde bulunmaktadır. 1997 yılı itibariyle, bu bölgelerde ısı değerleri 1528-5820 kJ/kg arasında olan görünür bitümlü şist rezervi 555 milyon ton, muhtemel bitümlü şist rezervi 1086 milyon ton ve dolayısıyla toplam bitümlü şist rezervi de 1641 milyon ton olarak belirtilmiştir.

Isıl değerlerinin düşüklüğünün, işletilme zorluklarının ve kül oranlarının yüksekliğinin yanı sıra, ucuz petrol ve doğal gaz ithalat imkanının bulunması, bitümlü şistlerin, potansiyel yakıt olarak atıl bekllemelerine ve üretim ve tüketiminin yapılmamasına neden olmaktadır.

Tablo-4.9.; Türkiye'nin görünür, muhtemel ve toplam bitümlü şist rezervleri ile ortalama ısı değerlerini göstermektedir.

Tablo-4.9. Türkiye'nin Bitümlü Şist Rezervleri (Ültanır,1998a)

Saha	Görünür (10 ³ ton)	Muhtemel (10 ³ ton)	Toplam (10 ³ ton)	Isıl Değer (kJ/kg)
Beypazarı,Ankara	327000	-	327000	4032
Seyitömer-Kütaha	83320	38850	122170	3600
Göynük-Hatıldağ, Bolu	73372	281587	359959	3240
Göynük, Himmetoğlu-Bolu	65968	-	65968	5820
Ulukışla, Niğde	-	130000	130000	3563
Mengen,Bolu	-	50000	50000	4187
Bahçecik,Kocaeli	-	42000	42000	4438
Burhaniye-Balıkesir	-	15600	15600	3065
Beydili,Ankara	-	300000	300000	3349
Dudurga-Çorum	-	138000	138000	1528
Çeltek-Amasya	-	90000	90000	2265
TOPLAM	554660	1086037	1640697	-

4.2.3.3. İthalat

Toplam kömür ithalatı 1990 yılında 4,6 Mtep iken bu değer yılda ortalama %8,5 artış göstermiş ve 1998 yılında 8,8 Mtep düzeyine ulaşmıştır. 8,8 Mtep'lik toplam kömür ithalatının 7,4 Mtep'i taşkömürü ithalatıdır. Geri kalan 1,4 Mtep'in büyük bir kısmı ikincil kömür ithalatı, küçük bir kısmı ise linyit ithalatıdır.

Taşkömürü ithalatı genellikle sanayi sektörünün ihtiyaçlarını karşılamaktadır ve yapılan toplam taşkömürü ithalatının %43'ünü demir-çelik sektörü tüketmektedir. Konutlarda doğal gaz kullanımının yaygınlaşması, ısınma amaçlı yapılan taş kömürü ithalatında düşme yaşanmasına yol açmıştır. Gelecekte de sanayi sektörünün artan talebinin karşılanmasının gerekliliği ve devreye alınması düşünülen ithal kömür santrallerinin gerçekleştirilmesi, taşkömürü ithalatının artmasına yol açacaktır.

4.2.3.4. Fiyatlandırma

TTK Genel Müdürlüğü, ürettiği taşkömürünü, ticari maliyeti büyük ölçüde etkileyen malzeme, işçilik, enerji, memur ücretleri, amortisman ve finansman giderlerini göz önüne alarak fiyatlandırmaktadır. İşçilik giderleri, SSK primleri, kıdem tazminatı gibi ödemeler taşkömürü fiyatını belirlerken göz önüne alınan ticari

maliyetin yaklaşık %80'ini oluşturmaktadır. Ancak, taşkömürünün belirlenen fiyatı, yalnızca ticari maliyetle bağıntılı değildir. Çünkü taşkömürü ortalama satış fiyatlarının devlet tarafından sübvansede edilmesi de söz konusudur.

TKİ tarafından üretilen linyitin fiyatlandırılması ise, TKİ Genel Müdürlüğü'nce yapılmaktadır. TKİ tarafından sanayi sektörüne verilen linyitin satış fiyatı 1994 yılına kadar, termik santrallere verilen linyitin satış fiyatı ise 1995 yılına kadar, maliyetlerin altında seyretmiştir. Sonraki yıllarda ise fiyatların maliyetlerin üzerine çıkarılması uygulaması gerçekleştirilmiştir.

4.2.4. Uranyum

Türkiye'de düşük tenörlü uranyum yataklarının ilk olarak keşfedilmesi, Neojen yaşlı çökellerde yapılan aramalar sayesinde olmuştur. Daha sonraları, Eosen yaşlı çökellerinin aranması ile tenörü daha yüksek olan yeni alanlar bulunmuştur.

Tablo-4.10.; Türkiye'deki uranyum rezervinin bulunduğu sahaları, bu sahalardaki uranyum rezervini ve bu rezervlerin içerdiği tenör oranını göstermektedir:

Tablo-4.10. Türkiye'nin Uranyum Rezervi (Ültanır,1998a)

Saha	Tenör (% U_3O_8)	Rezerv (ton U_3O_8)
Salihli - Köprübaşı	0.05	2852
Eşme - Fakılı	0.05	490
Söke - Küçükçavdar	0.04	208
Söke - Demirtepe	0.08	1729
Yozgat - Sorgun	0.1	3850
TOPLAM	0.04-0.1	9129

Türkiye'deki uranyum yataklarının büyük bölümü, Batı Anadolu bölgesinde yer almaktadır. Manisa-Salihli-Köprübaşı sahası; %0,05 oranında tenör içeren 2852 ton uranyum içermektedir. MTA, 1974 yılında, bu bölgede bir tesis kurarak sarı pasta üretimi denemesinde bulunmuştur. Ancak bu tesis, daha sonraları Etibank'a devredilmiştir ve bir süre sonra da kapatılmıştır. Türkiye'deki en zengin uranyum

sahası, tenör oranı %0,1 olan ve 3850 ton uranyum içeren Yozgat-Sorgun bölgesidir. Ancak, dünyada işletilen uranyum yataklarındaki tenör oranının %0,1'den de yüksek olduğunu belirtmek gerekmektedir. Ayrıca, Söke-Demirtepe bölgesinde tenör oranı %0,08 olan 1729 ton; Eşme-Fakılı bölgesinde tenör oranı %0,05 olan 490 ton; Söke-Küçükçavdar bölgesinde de tenör oranı %0,04 olan 208 ton uranyum rezervi tespit edilmiştir. Bu 5 farklı sahada bulunan farklı tenör oranlı uranyum sahaları ile, Türkiye'nin toplam uranyum rezervi 9129 ton olarak hesaplanmıştır. Ancak, özellikle Güney Marmara ve Doğu Karadeniz bölgelerinde yapılacak aramalar ile, yeni uranyum yataklarının bulunması ve toplam uranyum rezervi değerinin yükselmesi olanaklı görünmektedir.

Tespit edilmiş olan uranyum yatakları, ekonomik uranyum üretiminin yapılabilmesi için yeterli düzeyde ve kalitede değildir. Dünya Enerji Konseyi, Türkiye'deki uranyum rezervlerinin kullanılması ile yapılacak üretimin maliyetini 80-130 ABD \$ / kg olarak göstermektedir. Oysa bugün dünyada işletilen uranyum yataklarındaki üretim maliyeti 80 ABD \$ / kg'dan aşağı düzeylerde dir. Ayrıca U_3O_8 fiyatı eski yıllara nazaran büyük ölçüde düşme göstererek 40 ABD \$ / kg düzeylerine kadar gerilemiştir. Bu durum, ülkelerin gerçekleştirdikleri uranyum aramalarında azalmalar yaşanmasına yol açmıştır. Ancak, gelecekte kullanımı büyük ölçüde kaçınılmaz olan uranyumun arama çalışmalarının sürdürülmesi faydalı olacaktır.

4.2.5. Toryum

Eskişehir-Sivrihisar-Kızılcaören bölgesinde bulunan ve tenör oranı %0,2 düzeyinde olan 380000 tonluk toryum rezervi, Türkiye'nin bilinen tek toryum rezervi olmasına rağmen, dünyanın sayılı toryum rezervleri arasında yer almaktadır. Bu yöreden başka, Malatya-Hekimhan-Kuluncak bölgesinde de toryum yatakları olabileceği tahmin edilmektedir. Bu yörelerde yapılacak toryum arama çalışmaları, olumlu sonuçlar verebilir.

Dünyada, şu an için uranyum üretiminde bir sıkıntı yaşanmıyor olması, toryum yataklarına sahip olan ülkelerin sayısının azlığı, uranyum yerine toryum kullanan nükleer santrallerin geliştirilebilmesi yolundaki çalışmaları yavaşlatan etkenler olmaktadır.(Ültanır,1998a)

4.3. Elektrik Enerjisi

4.3.1. Sektörün Yapısı

Türkiye Elektrik Kurumu Genel Müdürlüğü (TEK); 1994 yılında Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. Genel Müdürlüğü (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. Genel Müdürlüğü (TEDAŞ) olmak üzere 2 kola ayrılmıştır. TEAŞ ve TEDAŞ; Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na bağlı olarak faaliyetlerine devam eden kuruluşlardır. TEAŞ; elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve bunlar için gereken tesislerin yapımı ve işletilmesi görevlerini; TEDAŞ ise, üretilen elektrik enerjisinin dağıtımı ve bunun için gereken tesislerin yapımı ve işletilmesi görevlerini üstlenmektedir.

1998 yılı verileri itibariyle, TEAŞ, Türkiye'nin toplam kurulu güç kapasitesinin %83'üne sahip bulunmaktadır. Özel sektör de elektrik enerjisi üretim çalışmalarına katılmaktadır. TEAŞ'tan başka; toplam kurulu güç kapasitesinde Üretim Şirketleri %3'lük; Ayrıcalıklı Şirketler %3'lük ve Otoprodüktörler de %10'luk paylara sahiptirler.

Hidrolik enerji üretim tesislerinin planlanması, dizaynı ve inşaatı görevlerini yerine getiren Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü (DSİ) de faaliyetlerini Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na bağlı olarak sürdürmektedir. DSİ'nin inşaat ettiği hidrolik santraller; TEAŞ tarafından işletilmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarının araştırılıp geliştirilmesi, barajların ve hidroelektrik santrallerin teknik projelerinin ve fizibilite çalışmalarının yapılması ve yeni enerji tasarrufu yöntemlerinin geliştirilmesi konularındaki çalışmalar ise, Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü (EİEİ) tarafından sürdürülmektedir.

4.3.2. Kurulu Güç

Elektrik enerjisi, bir ikincil enerji kaynağı olarak sanayileşmede ve ülke kalkınmasında çok önemli bir role sahiptir.

TEAŞ, elektrik enerjisi kurulu güç kapasitesinin birincil enerji kaynaklarına göre yıllar itibariyle gelişimini açıklamak için Tablo-4.11.'de gösterilen değerleri vermektedir.

Türkiye'nin 1980 yılında 5119 MW olan toplam kurulu gücü, 1990 yılında 1980 yılına göre 11196 MW artarak 16315 MW'a ulaşmıştır. 1990-1998 yılları arasında da Türkiye'nin toplam kurulu gücünde 7037 MW'lık bir artış yaşanmıştır ve bu artışla birlikte 1990 yılında 16315 MW olan toplam kurulu güç, 1998 yılında 23352 MW'a ulaşmıştır. 23352 MW'lık kurulu gücün %56'sı (13045 MW) termik; %44'ü (10307 MW) hidrolik kaynaklıdır.

1980 yılından itibaren, termik kapasite içindeki en büyük pay, linyit santrallerine aittir. Ancak, 1985 yılında kullanılmaya başlayan doğal gaz yakıtlı santrallerin payının hızla artması, linyit santrallerinin payında düşme yaşanmasına yol açmıştır.

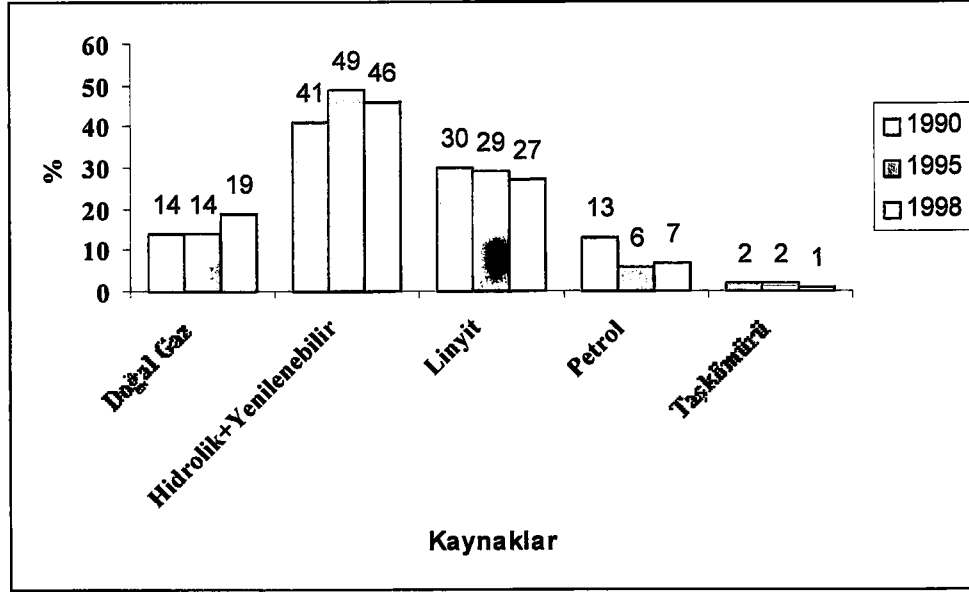
Taşkömürü ve linyitten oluşan katı yakıtlar, 1998 yılında; 6549 MW ile Türkiye toplam kurulu gücünün %28'ini; fuel oil, motorin ve LPG'den oluşan sıvı yakıtlar, 1532 MW ile toplam kurulu gücün %7'sini karşılamışlardır. Doğal gaz yakıtlı santrallerden elde edilen 4370 MW'lık güç ise, toplam kurulu gücün %19'una tekabül etmektedir.

Jeotermal kaynakların toplam kurulu güce katkısı, 1984 yılından 1998 yılına kadar 15 MW düzeyinde olmuştur. Odun kökenli enerji kaynaklarının toplam kurulu güce katkısı ise, özellikle 1994 yılından sonra büyük bir artış göstermiştir ve bu katkı 1998 yılında 579 MW değerine ulaşmıştır.

Tablo-4.11. Türkiye Kurulu Gücünün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Gelişimi (MW) (TEAŞ,1998)

Yıllar	TERMİK KURULU GÜÇ														Toplam Termik	Toplam Hidrolik	Toplam Kurulu Güç
	Katı Yakıtlar			Sıvı Yakıtlar				Diğer Yakıtlar									
	Taşkömürü	Linyit	Toplam	Fuel Oil	Motorin	LPG	Toplam	Odun vs.	Jeotermal	Doğal Gaz	Toplam						
1980	323	1069	1392	1047	536		1583	12			12	2988	2131	5119			
1981	323	1234	1557	1058	554		1612	12			12	3181	2356	5538			
1982	323	1622	1945	1058	554		1612				0	3556	3082	6639			
1983	246	1826	2072	1058	566		1624				0	3696	3239	6935			
1984	220	2381	2601	1341	627		1968		15		15	4584	3875	8459			
1985	220	2886	3106	1396	627		2023		15	100	115	5244	3875	9119			
1986	198	3601	3799	1396	625		2021		15	400	415	6235	3878	10113			
1987	182	4456	4638	1493	544		2036		15	800	815	7489	5003	12493			
1988	182	4456	4638	1548	544		2092		15	1555	1570	8300	6218	14518			
1989	332	4736	5067	1545	546		2090		15	2036	2051	9208	6597	15806			
1990	332	4896	5228	1552	546		2098		15	2210	2225	9551	6764	16315			
1991	353	5073	5425	1542	546		2087	10	15	2555	2580	10093	7114	17207			
1992	353	5448	5800	1521	394		1914	14	15	2592	2621	10335	8379	18714			
1993	353	5651	6004	1527	394		1920	14	15	2701	2729	10653	9682	20335			
1994	353	5861	6214	1533	394		1926	14	15	2824	2853	10993	9865	20857			
1995	486	6048	6534	1204	204		1408	248	15	2884	3147	11089	9863	20952			
1996	341	6048	6389	1168	219		1388	469	15	3051	3535	11312	9935	21247			
1997	335	6048	6383	1172	219	14	1405	493	15	3490	3998	11786	10103	21889			
1998	335	6214	6549	-	-	-	1532	579	15	4370	4964	13045	10307	23352			

Elektrik enerjisi kurulu güç kapasitesinin birincil enerji kaynaklarına göre yıllar itibariyle gelişimini grafiksel olarak Şekil-4.2.'de gösterildiği gibi açıklamak da mümkündür:



Şekil-4.2. Elektrik enerjisi kurulu güç kapasitesinin birincil enerji kaynaklarına göre yıllar itibariyle gelişimi

Hidrolik ve yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik enerjisi kurulu güç kapasitesindeki payı, 1990'da %41; 1995'de %49 ve 1998'de %46 düzeyinde olmuştur. Linyit santrallerinin elektrik enerjisi kurulu güç kapasitesine katkıları ise; 1990 yılında %30; 1995 yılında %29 ve 1998 yılında %27 düzeyinde gerçekleşmiştir. Doğal gaz santrallerinin 1990 ve 1995 yıllarında %14 düzeyinde olan payı; 1998 yılında %19 seviyesine yükselmiştir. Petrolün 1990 yılındaki payı %13 iken, 1995 ve 1998 yıllarında bu oran %7 düzeyine gerilemiştir. Taşkömürünün ise elektrik enerjisi kurulu güç kapasitesine katkısı %1-2 düzeylerinde kalmıştır.

ETKB'nın verileri ile, 2000-2020 yılları arasında kaynaklar bazında ulaşılması umulan kurulu güç kapasitesi düzeyleri Tablo-4.12.'de gösterilmiştir:

Tablo-4.12. Uzun Dönemde Kurulu Güç kapasitesinin Gelişimi (MW) (ETKB,1998)

	2000	%	2005	%	2010	%	2015	%	2020	%
Taşkömürü	555	2	555	1	555	1	1755	2	1755	2
İthal Kömür	-	-	1500	4	3500	6	6000	7	10000	10
Linyit	6410	23	8810	22	13810	23	15460	19	16060	15
Petrol	1614	6	1614	4	1614	3	2214	3	4614	4
Doğal Gaz	7553	27	13153	33	19453	32	26453	33	34853	33
Nükleer	-	-	-	-	2000	3	4000	5	9000	9
Yenilenebilir	145	1	145	1	145	-	145	-	145	-
Toplam Termik	16277	59	25777	65	41077	68	56027	69	76427	73
Toplam Hidrolik	11123	41	14119	35	19413	32	25139	31	28466	27
Genel Toplam	27400	100	39896	100	60490	100	81166	100	104893	100

ETKB, 2005 yılında 39896 MW'lık, 2010 yılında 60490 MW'lık, 2015 yılında 81166 MW'lık ve 2020 yılında da 104893 MW'lık kurulu güç kapasitesi düzeyine ulaşılacağını öngörmektedir.

Toplam kurulu güç kapasitesinde kömür santrallerinin (taşkömürü, ithal kömür ve linyit) payının 2005 yılında 10865 MW ile %27; 2010 yılında 17865 MW ile %30; 2015 yılında 23215 MW ile %28 ve 2020 yılında da 27815 MW ile %27 düzeyinde olması beklenmektedir.

Doğal gaz santrallerinin toplam kurulu güçteki paylarının 2005 yılında 13153 MW ile %33; 2010 yılında 19453 MW ile %32 ve 2015 ve 2020 yıllarında da sırasıyla 26453 MW ve 34853 MW ile %33 düzeyinde olacağı düşünülmüştür.

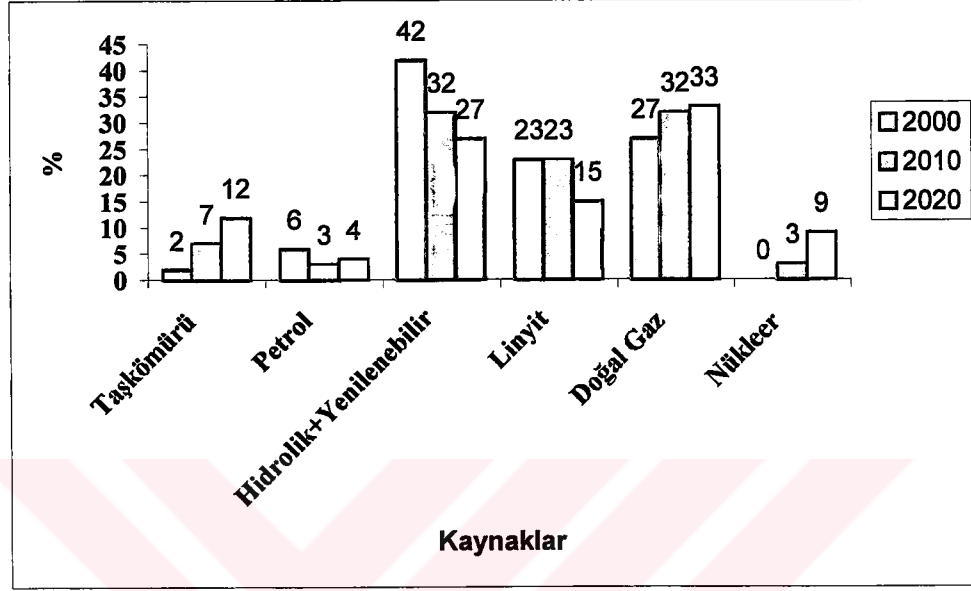
Hidrolik santrallerinin, toplam kurulu gücün, 2005 yılında 14119 MW ile %35'ini; 2010 yılında 19413 MW ile %32'sini; 2015 yılında 25139 MW ile %31'ini ve 2020 yılında da 28466 MW ile %27'sini karşılayacağı hesaplanmıştır.

Nükleer santrallerin, 2010 yılında 2000 MW ile toplam kurulu güç kapasitesinden %3; 2020 yılında ise 9000 MW ile %9 pay alacağı tahmin edilmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynakları ile petrol santrallerinin toplam kurulu güç kapasitesindeki payları ise 2010 yılında 1759 MW ile %3; 2020 yılında ise 4759 MW ile %4 düzeyinde olacaktır.

Uzun dönemli elektrik enerjisi planlama çalışmalarında, nükleer enerjiden bütünüyle vazgeçilmiş olmayıp, 2020 yılına kadar her biri 1000 MW'lık 9 adet nükleer enerji santrali yapılması öngörülmektedir.

Önümüzdeki yıllarda kaynaklar bazında ulaşılması umulan kurulu güç kapasitesi düzeylerini grafiksel olarak Şekil-4.3.'deki gibi göstermek de mümkündür:



Şekil-4.3. Kaynaklar Bazında Ulaşılması Umulan Kurulu Güç Kapasitesi

Hidrolik ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kurulu güç kapasitesine katkılarının, 2000 yılında %42; 2010 yılında %32 ve 2020 yılında %27 düzeyinde olması; linyit santrallerinin kurulu güç kapasitesine katkılarının ise; 2000 yılında %23; 2010 yılında da %23 ve 2020 yılında %15 düzeyinde gerçekleşmesi beklenmektedir. Doğal gaz santrallerinin 2000 yılında %27 düzeyinde olan payının 2010 yılında %32 ve 2020 yılında da %33 seviyesine yükselmesi öngörülmektedir. Petrolün 2000 yılında %6 olması umulan payının, 2010 yılında %3, 2020 yılında da %4 düzeyine gerileyeceği ve kömürün (taşkömürü, ithal kömür, linyit) 2000 yılında %2 olması umulan payının 2010 yılında %7 ve 2020 yılında da %12 düzeyine çıkacağı tahmin edilmektedir. Ayrıca nükleer enerjinin 2010 yılında toplam kurulu güç kapasitesinin %3'ünü; 2020 yılında ise %9'unu karşılayacağı düşünülmektedir.

4.3.3. Üretim, Tüketim, İthalat ve İhracat

1980-1998 yılları arasındaki elektrik enerjisi üretiminin birincil enerji kaynaklarına göre gelişimi Tablo-4.13.'de verilmiştir.

1980 yılında 11927 GWh'ı termik, 11348 GWh'ı hidrolik olmak üzere toplam 23275 GWh olarak gerçekleşen elektrik enerjisi üretimi; 1998 yılında 68793 GWh'ı termik, 42229 GWh'ı hidrolik olmak üzere toplam 111022 GWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değerler, 1998 yılında elektrik enerjisi üretiminin %62'sinin termik, %38'inin ise hidrolik santrallerden sağlandığını göstermektedir.

1980 yılında linyit santrallerinde gerçekleştirilen 5049 GWh'lık elektrik enerjisi üretimi, toplam elektrik enerjisi üretiminin %21,7'sine karşılık gelirken, 1998 yılında linyit santrallerinde elde edilen 32706 GWh'lık elektrik enerjisi üretimi de toplam elektrik enerjisi üretiminin %29,5'ine karşılık gelmektedir. Bu durum, aradan geçen 18 yıl boyunca linyit santrallerinin elektrik enerjisi üretimindeki önemini koruduğunu göstermektedir.

1985 yılından itibaren doğal gaz santrallerinin elektrik enerjisi üretimindeki payları hızla artış göstermiş ve 1998 yılında doğal gaz santrallerinde gerçekleştirilen 24838 GWh'lık üretim, toplam elektrik enerjisi üretiminin %22,4'ünü karşılamıştır.

Akaryakıta dayalı santrallerden elde edilen elektrik enerjisinin toplam üretimdeki payı 1980 yılında 5831 GWh ile %25 düzeyinde iken; 1973 ve 1979 yıllarında gerçekleşen dünya petrol krizleri, ulusal politikamızda değişiklik yapılmasını zorunlu kılmış ve 1998 yılında akaryakıta dayalı santrallerin toplam elektrik enerjisi üretimindeki payı 7923 GWh'lık üretimle %7,1 düzeyine gerilemiştir.

1998 yılında TEAŞ; 96075 GWh'lık üretimi ile toplam elektrik enerjisi üretiminin %87'sini gerçekleştirirken; Ayrıcalıklı Şirketler 2299 GWh'lık üretimleri ile toplam üretimin %2'sini; Otoprodüktörler 10131 GWh'lık üretimleri ile toplam üretimin %9'unu ve Üretim Şirketleri de 2517 GWh'lık üretimleri ile toplam üretimin %2'sini gerçekleştirmişlerdir.

Tablo-4.13. Türkiye Elektrik Enerjisi Üretiminin Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Gelişimi (GWh) (TEAŞ,1998)

TERMİK ÜRETİM																
Yıllar	Katı Yakıtlar			Sıvı Yakıtlar				Diğer Yakıtlar					Toplam Termik	Toplam Hidrolik	Toplam Üretim	
	Taşkömürü	Linyit	Toplam	Fuel Oil	Motorin	LPG	Toplam	Odun vs.	Diğer Yakıtlar			Toplam				
									Jeotermal	Doğal Gaz	Toplam					
1980	912	5049	5960	5223	608	-	5831	136	-	-	-	136	11927	11348	23275	
1981	892	5244	6136	5196	615	-	5810	110	-	-	-	110	12057	12616	24673	
1982	913	5528	6441	5306	638	-	5944	-	-	-	-	0	12385	14167	26552	
1983	787	7790	8577	6348	1079	-	7427	-	-	-	-	0	16004	11343	27347	
1984	706	9413	10118	6711	336	-	7047	-	22	-	-	22	17187	13426	30613	
1985	710	14318	15028	7029	53	-	7082	-	6	58	64	64	22174	12045	34219	
1986	773	18665	19437	6941	59	-	7001	-	44	1341	1384	1384	27822	11873	39695	
1987	628	17026	17654	5418	78	-	5496	-	58	2528	2586	2586	25735	18618	44353	
1988	345	12157	12502	3232	57	-	3290	-	68	3240	3308	3308	19099	28950	48049	
1989	317	19953	20270	4209	38	-	4248	-	63	9524	9587	9587	34104	17940	52044	
1990	621	19561	20181	3921	21	-	3942	-	80	10192	10272	10272	34395	23148	57543	
1991	998	20563	21562	3291	2	-	3293	38	81	12589	12708	12708	37563	22683	60246	
1992	1815	22756	24571	5271	2	-	5273	47	70	10814	10930	10930	40774	26568	67342	
1993	1796	21964	23760	5171	3	-	5175	56	78	10788	10922	10922	39857	33951	73808	
1994	1978	26257	28235	5547	2	-	5549	51	79	13822	13952	13952	47736	30586	78322	
1995	2232	25815	28047	5498	274	-	5772	222	86	16579	16888	16888	50707	35541	86248	
1996	2574	27840	30414	6174	365	-	6540	175	84	17174	17433	17433	54387	40475	94862	
1997	3273	30587	33860	6521	531	105	7157	294	83	22086	22463	22463	63480	39816	103296	
1998	2981	32706	35687	?	?	?	7923	260	85	24838	25183	25183	68793	42229	111022	

Tablo-4.14.; Türkiye'nin 1980-1998 yılları arasındaki elektrik enerjisi üretim, tüketim, ithalat ve ihracat gelişimi durumunu göstermektedir.

**Tablo-4.14. 1980 – 1998 Yılları Arasında Elektrik Enerjisi Bilançosu
(GWh) (TEDAŞ,1998)**

Yıllar	Brüt Üretim	İç Tüketim	Net Üretim	İthalat	Brüt Tüketim	Şebeke Kaybı*	İhracat	Net Tüketim	
								Toplam	(KWh/kışı)
1980	23275	1394	21881	1341	23223	2825	-	20398	459
1981	24673	1328	23345	1616	24961	2931	-	22030	484
1982	26552	1421	25131	1773	26905	3318	-	23587	505
1983	27347	1680	25667	2221	27888	3422	-	24465	511
1984	30613	1891	28723	2653	31376	3741	-	27635	563
1985	34219	2307	31912	2142	34055	4346	-	29709	591
1986	39695	2815	36880	777	37657	5447	-	32210	626
1987	44353	2608	41745	572	42318	5620	-	36698	698
1988	48049	2400	45649	381	46030	6309	-	39722	739
1989	52044	3235	48809	559	49368	6247	-	43120	786
1990	57543	3311	54232	176	54408	6680	907	46820	835
1991	60246	3655	56591	759	57350	7561	506	49283	860
1992	67342	4237	63105	189	63294	8995	314	53985	921
1993	73808	3943	69865	213	70077	10252	589	59237	989
1994	78322	4539	73783	31	73814	11843	570	61401	1005
1995	86248	4389	81859	-	81859	13769	696	67394	1084
1996	94862	4777	90085	270	90355	15855	343	74157	1173
1997	103296	5050	98246	2492	100738	18167	271	82300	1281
1998	111022	5523	105499	3299	108798	20795	298	87705	1382

1980 yılında 23275 GWh olan brüt elektrik enerjisi üretimi, 1997 yılında 103296 GWh düzeyine ve 1998 yılında da 1997 yılına göre %7,5 oranında artış göstererek 111022 GWh düzeyine yükselmiştir. Brüt üretimden iç tüketimin düşülmesi ile elde edilen net üretim değeri de 1980-1998 yılları arasında %9,13 oranında artış göstererek 21881 GWh'dan 105499 GWh'a ulaşmıştır.

1980 yılında 1341 GWh olarak gerçekleşen elektrik enerjisi ithalatı, 1998 yılında 3299 GWh düzeyine ulaşmıştır. 1990 yılında 907 GWh ile başlayan elektrik enerjisi ihracatı ise, 1998 yılında 298 GWh düzeyinde kalmıştır. 1992-1996 yılları arasında net elektrik enerjisi ihracatçısı durumunda olan Türkiye, 1997 ve 1998 yıllarında net elektrik enerjisi ithalatçısı olmuştur.

1980 yılında 2825 GWh olan şebeke kaybı değeri 1980-1998 yılları arasında % 11,73 oranında artış göstererek 1998 yılında 20795 GWh değerine ulaşmıştır. İletim, dağıtım kayıpları ile kaçak kullanımdan oluşan şebeke kaybı değerinin büyük boyutlara ulaşmış olması, iletim hatlarında gereken bakımların yapılarak kaçakların azaltılması ve kaçak elektrik kullanımını önlemek için alınması gereken tedbirlerin artırılması zorunluluğunu da beraberinde getirmektedir.

1980 yılında 20398 GWh olan elektrik enerjisi toplam net tüketim miktarı; 1997 yılında 82300 GWh'a ve 1998 yılında da 1997 yılına göre %6,57 oranında artış göstererek 87705 GWh'a ulaşmıştır.

1980 yılında 459 KWh olan kişi başına net elektrik enerjisi tüketimi, 1998 yılında 1382 KWh'a ulaşmıştır.

Tablo-4.15.; TEDAŞ'ın verilerine bağlı olarak elektrik enerjisi tüketiminin sektörel dağılımını göstermektedir.

Tablo-4.15. Elektrik Enerjisi Tüketiminin Sektörel Dağılımı (GWh) (TEDAŞ,1998)

Yıllar	Sanayi	Konut ve Hizmetler	Tarım	Ulaştırma	Toplam
1980	13008	7081	160	149	20398
1981	14206	7500	169	155	22030
1982	15198	8015	188	186	23587
1983	15576	8464	224	201	24465
1984	18027	9165	260	184	27636
1985	19608	9576	311	213	29708
1986	20886	10756	326	242	32210
1987	23873	12126	398	300	36697
1988	25258	13684	425	354	39721
1989	27603	14693	464	360	43120
1990	29212	16688	575	345	46820
1991	28512	19664	712	395	49283
1992	31536	21152	859	438	53985
1993	34247	23523	989	478	59237
1994	34138	25579	1194	490	61401
1995	38007	27384	1513	490	67394
1996	40638	31155	1825	539	74157
1997	43491	35778	2012	604	81885
1998	46139	38567	2348	651	87705

Sanayi sektörü, 1980 yılında 13008 GWh'lık elektrik enerjisi tüketimi ile toplam tüketimden %64 pay almış iken, 1998 yılında 46139 GWh'lık elektrik enerjisi tüketimi yapmış olmasına rağmen toplam tüketimden aldığı pay %53 düzeyine gerilemiştir. Konut ve hizmetler sektörü 1980 yılında 7081 GWh'lık elektrik enerjisi tüketimi ile toplam tüketimin % 35'ini karşılamış iken, 1998 yılında 38567 GWh'lık elektrik enerjisi tüketimi gerçekleştirmiştir ve toplam elektrik enerjisi tüketiminden aldığı pay da %44 düzeyine yükselmiştir. 1980 yılında tarım sektörünün toplam elektrik enerjisi tüketimi içindeki payı 160 GWh'lık tüketim ile %0,8 düzeyinde iken, bu oran 1998 yılında 2348 GWh ile %2,7 düzeyine çıkmıştır. Ulaştırma sektörünün elektrik enerjisi tüketimi bu dönem içerisinde 149 GWh'tan 651 GWh'a yükselmiş olmasına rağmen, toplam tüketimden aldığı payda büyük bir değişme yaşanmamıştır ve bu oran %0,74 düzeylerinde kalmıştır.

Tablo-4.16., 1997 yılı itibariyle iletim hatlarının gerilim bazına göre uzunluklarını göstermektedir:

Tablo-4.16. İletim Hatları Uzunlukları (TEAŞ,1998)

Gerilim (kV)	Uzunluk (km)
380 kV	12372,5
220 kV	84,6
154 kV	26781,5
66 kV	1189,8
Toplam	40428,5

Türkiye'nin toplam iletim hatları uzunluğu 40428,5 km, dağıtım hatları uzunluğu ise yaklaşık 630 bin km'dir. İletim trafolarının toplam kapasitesi 44104 MVA; dağıtım trafolarının toplam kapasitesi ise, 56700 MW düzeyindedir.

4.3.4. Fiyatlandırma

TEAŞ ve TEDAŞ, elektrik enerjisi fiyatlarını belirleme hakkına sahiptirler. Dağıtım şirketleri de, satış fiyatlarını TEDAŞ tarifelerine uygun olarak kendileri belirleyebilmektedirler. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, dağıtım şirketlerinin belirlediği fiyatlara onay vermektedir.

Otoprodüktörler, kendi ürettikleri elektrik enerjisinin kullanacaklarından fazla olan kısmını, TEAŞ'a veya TEDAŞ'a, dağıtım şirketlerinin son kullanıcılara uyguladığı ortalama satış fiyatının %70 oranında daha yükseği olan bir fiyattan satma hakkına sahiptirler. Otoprodüktörlere uygulanan iletim hattı kullanım fiyatları, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na mesafeye bağlı olarak belirlenmektedir. Buna göre; iletim hattı kullanım fiyatları, 100 km'ye kadarki iletimlerde, iletilen elektrik enerjisi miktarının %3'ü, ilave her 100 km için %1,5'i ve 600 km'nin üzerindeki mesafelere yapılan iletimlerde de %10,5'i olarak tespit edilmiştir. Dağıtım hatlarının kullanım fiyatlarının belirlenmesi ise mesafe ile bağıntılı değildir ve dağıtılan elektriğin %6,5'i üzerinden hesaplanmaktadır.

4.3.5. Sektörde Özelleştirme Faaliyetleri

Sektördeki sınırlı devlet imkanlarının artırılması, verimlilik ve karlılık düzeyinin yükseltilmesi amacıyla 1984 yılında başlatılan ve elektrik sektörüne devletten başka özel sektörün ve yabancı sermayenin de katkıda bulunmasını amaçlayan özelleştirme çalışmalarının sürdürülmesi; Yap-İşlet-Devret (YİD), Yap-İşlet (Yİ) ve İşletme Hakkı Devri (İHD) şeklinde ifade edilen modellerle sağlanmaktadır. (Yiğitgüden,1998)

Yap-İşlet-Devret modelini açıklayan 3291 sayılı Kanun, Türkiye Elektrik Kurumu'nun mevcut veya yeniden yapılanma sonucu oluşacak teşebbüslerinin mülkiyet devrini içerecek surette özelleştirilmesi ile ilgilidir. Buna göre, Türkiye Elektrik Kurumu'nun mevcut veya yeniden yapılanma sonucu oluşacak teşebbüslerinin özelleştirilmesine Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın önerisi ile Bakanlar Kurulunca; Kurum'un mevcut veya yeniden yapılanma sonucu oluşacak müessese, bağlı ortaklık, iştirak, işletme ve işletme birimlerinin özelleştirilmesine ise

yine Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın önerisi ile Yüksek Planlama Kurulu'nca karar verileceği belirtilmektedir.

Yap-İşlet-Devret modeli ile toplam kurulu güç kapasiteleri 1634 MW, yıllık elektrik üretim kapasiteleri de 11500 GWh olan 12 hidrolik, 4 doğal gaz ve 2 rüzgar santrali işletilmeye başlanmıştır. Çalışmaya başlatılan 12 hidrolik santralden başka, toplam kurulu gücü 990 MW olan 9 hidrolik santral de yapım aşamasında bulunmaktadır. Toplam kurulu güç kapasiteleri 3025 MW düzeyinde olan değişik kaynaklı toplam 23 projenin ise uygulama anlaşmaları imzalanmış durumdadır.

Ayrıca 16.7.1997 tarih ve 4283 sayılı “Yap-İşlet Modeli ile Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun” ile yerli ve/veya yabancı sermaye şirketlerine mülkiyetleri kendilerine ait olmak üzere termik santral kurma ve işletme izni verilmesi ile enerji satışına dair esas ve usuller belirlenmiştir. Bu kanun uyarınca, Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) tarafından belirlenen veya üretim şirketleri tarafından önerilen üretim tesislerinin kurulmasına ve işletilmesine Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından izin verilebilmektedir.

Adapazarı, Gebze, İzmir ve Ankara’da kurulması planlanan 4 adet doğal gaz santrali ve İskenderun’da kurulması planlanan 1 adet ithal kömüre dayalı termik santral, Yap-İşlet modeli ile çalışacak olan tesislerdir ve 2003 yılından itibaren işletmeye alınması düşünülen bu tesislerin toplam kurulu gücü 5830 MW düzeyindedir. Yatırım miktarı yaklaşık olarak 3,5 milyar ABD \$’ı olan bu tesislerde üretilmesi planlanan yıllık elektrik enerjisi 34 milyar kWh’dir ve bu değer Türkiye’nin 1998 yılı elektrik enerjisi üretiminin üçte birine denk gelmektedir.

Toplam kurulu güçleri 2056 MW olan ve toplam yıllık enerji üretimleri 14 milyar kWh düzeyinde bulunan 80 adet tesis kendi ihtiyacı olan enerjiyi üreterek otoprodüktör olarak faaliyet göstermektedir. Ayrıca, toplam kurulu güçleri 1064 MW olan 45 adet otoprodüktör tesisi ile de anlaşmalar yapılmış durumdadır.

Türkiye’de görevlendirme ve işletme hakkı devri suretiyle özelleştirme yapılmasını öngören kanun, 3096 sayılı kanundur. Bu kanun mülkiyet hakkını içermemektedir ve Türkiye Elektrik Kurumu dışındaki özel hukuk hükümlerine tabi

sermaye şirketleri statüsüne sahip yerli ve yabancı şirketlerin elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti ile görevlendirilmesini düzenlemektedir.

Çayırhan, Kangal, Çatalağzı, Orhaneli, Tunçbilek, Yatağan, Yeniköy-Kemerköy ve Soma'da İşletme Hakkı Devri kapsamında kurulacak olan ve toplam kurulu gücü 4730 MW'ı bulan 8 adet termik santralin ihale işlemleri bitirilmiştir. Bu ihalelerde en uygun teklifi getiren 6 konsorsiyum da görev şirketlerini kurmuş bulunmaktadır. Danıştay, 5 santralin İşletme Hakkı Devri sözleşmelerini onaylamıştır ve sözleşmeler 1999 yılı başında imzalanarak yürürlüğe girmiştir.

Elektrik dağıtımı konusunda İşletme Hakkı Devri modelinin uygulanabilmesini sağlamak için elektrik dağıtımı itibarıyla 29 bölgeye ayrılmış bulunan ülkemizde 4 bölgenin devir işlemleri bitirilmiş durumdadır. Kalan 25 bölge için ise firmalardan başvurular ve fizibilite raporları istenmiştir. Bu raporlar incelendikten sonra, 5 bölge için verilen raporlar ve teklifler yeterli bulunmayarak devir işlemi iptal edilmiştir. Kalan 20 bölgenin 14'ü için sözleşmeler imzalanmış bulunmaktadır. 1 bölgenin sözleşmesinin imzalanması ise çok yakın görülmektedir. Bu uygulamanın, devletin işletme yükünü ve ülke genelinde %22 sınırlarına dayanan kaçak oranını azaltacağı ve verimliliğin artmasına yardımcı olacağı umulmaktadır.

TBMM'de gerçekleştirilen yeni düzenlemelerle 'özelleştirme' ve 'ulusal ve uluslararası tahkim' kavramları Anayasa'ya konulmuştur. Bu konuda gerekli revizyonların ve yasal düzenlemelerin yapılmasına devam edilmektedir. Çıkarılması planlanan Elektrik Enerjisi Piyasası Kanunu, elektrik enerjisi sektöründe görev yapacak düzenleyici bir kurumsal yapı oluşturulmasını öngörmektedir. Üretimde bulunmak için düzenleyici kurumdan lisans almak zorunlu olacaktır ve tüketiciler bu lisansı alarak üretim yapan işletmelerden istedikleri ile ikili anlaşmalar yapma yoluna gideceklerdir. Bu yeniden yapılanma çerçevesinde, TEAŞ'ın üretim, iletim ve ticaret hizmetlerinin de birbirinden ayrılması planlanmaktadır.

4.4. Yenilebilir Enerji Kaynakları

1998 yılında 11 Mtep'lik üretim ve tüketim düzeyine ulaşan yenilebilir enerji kaynakları, toplam kömür üretiminden sonra ikinci sırada yer almışlardır. 11 Mtep'lik bu değer, birincil enerji kaynakları arzının %15'ine karşılık gelmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde, hidrolik enerji, jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, biomas enerjisi ve deniz kökenli yenilenebilir enerji kaynakları incelenmekte ve bu kaynakların kullanılabilir potansiyellerinin geliştirme olanakları üzerinde durulmaktadır.

4.4.1. Hidrolik Enerji

Hidrolik enerji, elektrik enerjisi üretimi gerçekleştirmek için akarsuların potansiyel enerjisi kullanılarak üretilmektedir ve hidrolik enerji Türkiye için çok önemli bir kaynak durumundadır.

Türkiye'deki 26 akarsu havzasında bulunan su kaynaklarının toplam debisi 186 km³/yıl düzeyindedir. Fırat %17, Dicle %11,5, Doğu Karadeniz %8, Doğu Akdeniz %6 ve Antalya %5,9 düzeyindeki paylarıyla önde gelen su kaynakları olmaktadır. Ancak, akarsuların rejimlerinin düzgün olmaması ve akarsu debilerinin yağışlı geçen yıllarda normal düzeyinin iki katı düzeyinde, kurak geçen yıllarda ise normal düzeyinin yarısı düzeyinde olması, sorun yaratmaktadır. Ayrıca, yıl içerisinde değişik dönemlerde de akarsu debilerinde farklılıklar görülebilmektedir. Genelde, Nisan-Haziran ayları arası ortalamadan yüksek düzeylerde seyreden debi, Haziran-Ağustos döneminde ortalamadan düşük düzeylere inmektedir. (Ültanır,1998a)

Teknik ve ekonomik yapılabilirlik sınırları düşünülmediğinde Türkiye'deki hidrolik kaynakların brüt potansiyeli 430 milyar kWh/yıl olarak hesaplanmaktadır. Yalnızca teknik yapılabilirlik koşulu göz önüne alındığında bu değer 215 milyar kWh/yıl düzeyine düşmektedir. Teknik koşulların yanı sıra ekonomik yapılabilirlik koşulları da dikkate alındığında kullanılabilecek potansiyel 124 milyar kWh/yıl düzeyine yaklaşmaktadır. (Altınbilek ve Pasin, 1998)

Hidrolik enerji üretimi 1990 yılında 23148 GWh düzeyinde gerçekleşmişken, bu değer yıllık ortalama %7,8 oranında artış göstermiştir ve 1998 yılındaki hidrolik enerji üretimi, 42229 GWh olmuştur.

1998 yılında hidrolik enerji üretimi, toplam elektrik enerjisi üretiminin %38'ini karşılamıştır. 1998 yılında 124 milyar kWh/yıl'a ulaşan toplam hidrolik enerji potansiyelinin %30'u değerlendirilmiştir. Çoruh ve Karadeniz dışında enerji potansiyeli değerlendirilmemiş büyük havza bulunmamaktadır. Bu oranın çok yüksek olamayışının nedeni, hidroelektrik santral maliyetlerinin diğer kaynaklara oranla daha yüksek düzeylerde olmasıdır.

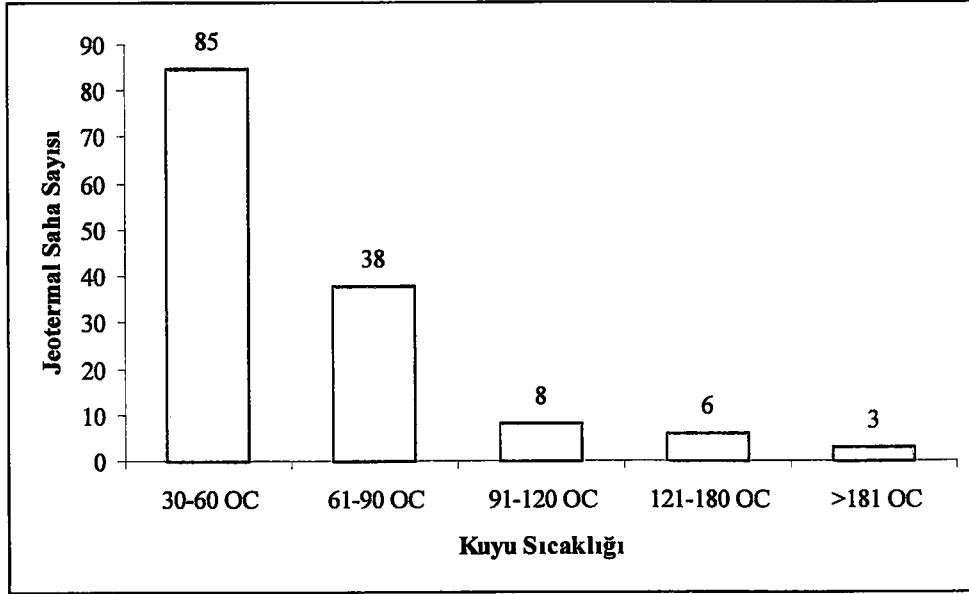
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, hidrolik enerji üretiminin artmaya devam etmesini ve 2010 yılındaki üretimin 65387 GWh (5,6 Mtep); 2020 yılındaki üretimin ise 97456 GWh (8,4 Mtep) düzeyinde olmasını beklemektedir. (ETKB,1998)

4.4.2. Jeotermal Enerji

Jeotermal enerji, yerin derinliklerinden gelen ısıнын yeraltındaki suları ısıtması ve sıcak suyun yeryüzüne çıkması ile oluşan bir enerji şeklidir. Türkiye'de jeotermal enerji ile ilgili sistematik çalışmalar 1962 yılında MTA Genel Müdürlüğü tarafından başlatılmıştır. Bu çalışmalar sırasında, doğal buharların, hidrotermal alterasyonların ve sıcaklığı 100°C'ye kadar ulaşabilen 600'den fazla sıcak su kaynağının tespit edilmiş olması, Türkiye'nin jeotermal enerji açısından zengin bir ülke olduğunu göstermektedir. (Ültanır,1998b)

Tespit edilmiş jeotermal alanların %95'i ısı uygulamalar için uygun sıcaklıklardadır. 30°C'nin üzerindeki 140 adet jeotermal alanın çoğu, Batı Anadolu'da (Denizli-Kızıldere, Aydın-Germencik ve Salavatlı, Çanakkale-Tuzla, İzmir-Seferihisar ve Dikili, Afyon-Ömerli ve Gecek, Kütahya-Simav, Balıkesir-Gönen, Manisa-Salihli); Orta Anadolu'da (Ankara-Kızılcahamam, Haymana, Kırşehir-Kozaklı) ve Doğu Anadolu'da (Sivas-Sıcakçermik, Van-Erciş-Zilan) bulunmaktadır.

Şekil-4.4., kuyu sıcaklıklarına göre jeotermal saha sayısını göstermektedir:



Şekil-4.4. Jeotermal Sahalara İlişkin Kuyu Sıcaklıkları

181°C'nin üzerinde kuyu sıcaklığına sahip olan ve dolayısıyla elektrik üretimi ve entegre ısıtma için özellikle uygun olan 3 alan; Aydın-Germencik, Denizli-Kızıldere ve Nevşehir-Acıgöl alanlarıdır. Ayrıca; Aydın-Salavatlı, Çanakkale-Tuzla, İzmir-Balçova, Seferihisar ve Dikili ve Kütahya-Simav da kuyu sıcaklıkları 121-180°C arasında bulunan ve elektrik üretimi ile entegre ısıtma için kullanılabilecek olan alanlardır. (Mertoğlu,1998)

Türkiye'nin brüt jeotermal ısı kapasitesi 31100 MW düzeyinde olmasına rağmen, kullanılabilir ısı hedef potansiyel düzeyi 7500 MW'tır. Değerlendirmeye uygun ve ekonomik olarak kanıtlanmış ısı potansiyel düzeyi ise, 2500 MW ile sınırlı kalmaktadır. (Bknz: Bölüm 3, Tablo-3.4.)

Türkiye'deki brüt jeotermal elektrik potansiyeli 4500 MW olarak tahmin edilmektedir. Ancak, sondajlara bağlı olarak varlığı ispatlanan jeotermal elektrik potansiyeli 200 MW düzeyindedir. (Bknz: Bölüm 3, Tablo-3.4.)

Denizli-Kızıldere sahasında 1984 yılında üretime başlayan 20 MW kurulu güce sahip olan ilk jeotermal santralin 1998 yılı üretim miktarı 85 GWh düzeyinde

olmuştur. Afyon-Germencik'te Yap-İşlet-Devret modeli ile kurulacak olan 25 MW'lık ikinci jeotermal santralin projesi Danıştayca onaylanmıştır.

1998 yılında jeotermal enerjinin birincil enerji kaynakları üretimine katkısı, 85 GWh'lık jeotermal elektrik enerjisi üretimi ve 153 bin TEP'lik jeotermal ısı enerjisi üretimi olmuştur. (Bknz: Bölüm 3, Tablo-3.5.)

2000 yılında 355 Btep, 2010 yılında 2,9 Mtep ve 2020 yılında da 6,3 Mtep'lik ısınma amaçlı jeotermal enerji üretimi gerçekleştirilmesi umulmaktadır.

Türkiye'de varlığı tespit edilmiş 140 adet jeotermal alana karşın açılan kuyu sayısı 200 düzeyindedir ve bu değer, dünya standartlarının çok altında kalmaktadır. Türkiye'nin jeotermal enerji potansiyelinin artırılması için daha fazla sayıda kuyu açılması ve aramaların geliştirilmesi gerekmektedir.

4.4.3. Güneş Enerjisi

Türkiye, 36-42°C kuzey enlemleri arasında bulunan ve güneş kuşağı içerisinde yer alan bir ülkedir. Türkiye'de güneş enerjisi ortalama olarak yılda 2640 saat elde edilebilmektedir. Güneydoğu Anadolu Bölgesi, yılda 3016 saat ile güneşlenme süresinin en uzun olduğu bölgedir. Akdeniz Bölgesi'ndeki güneşlenme süresi 2923 saat, Ege Bölgesi'ndeki 2726 saat, İç Anadolu Bölgesi'ndeki 2712 saat, Doğu Anadolu Bölgesi'ndeki 2693 saat, Marmara Bölgesi'ndeki 2528 saat ve Karadeniz Bölgesi'ndeki 1966 saattir. Güneşlenme süresi değerleri aylık olarak incelendiğinde ise, Temmuz ayının 362 saat ile en yüksek, Aralık ayının ise 98 saat ile en düşük güneşlenme süresine sahip olan aylar olduğu görülür.

Türkiye'deki ortalama güneş enerjisi yoğunluğu, (güneş radyasyon intensitesinin yıllık ortalaması) yatay düzlemde 3,6 kWh / m².gün düzeyindedir. Bu değer aylar itibariyle 1,5 kWh / m².gün ile 5,9 kWh / m².gün arasında değişiklik göstermektedir. Su ısıtmak için güneş kolektörlerinin kullanılması, özellikle güney ve batı bölgelerinde oldukça yaygın olup, bu değer 3.5 milyon m² düzeyinde olduğu sanılmaktadır. Ortalama güneş enerjisi yoğunluğu değeri; Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde 3,97 kWh / m².gün, Akdeniz Bölgesi'nde 3,86 kWh / m².gün, İç Anadolu Bölgesi'nde 3,81 kWh / m².gün, Ege Bölgesi'nde 3,78 kWh / m².gün,

Marmara Bölgesi'nde 3,03 kWh / m².gün ve Karadeniz Bölgesi'nde 2,86 kWh / m².gün düzeylerinde seyretmektedir. (Özbalta,1998)

Türkiye üzerine bir yıl zarfında düşen güneş enerjisi değeri 977*10¹² kWh kadardır. Ancak teknik olarak kullanılması hedeflenebilecek potansiyel ancak 500 Mtep / yıl düzeyindedir. Bu potansiyelin ise ancak 25 Mtep / yıl kadarı, kullanılması hedeflenebilecek ekonomik potansiyeli oluşturmaktadır.

Güneş enerjisi üretimi 1998 yılında 100 bin TEP düzeyinde gerçekleşmiştir. Bu değerin 2000 yılında 129 bin TEP'e, 2010 yılında 431 bin TEP'e ve 2020 yılında da 828 bin TEP'e ulaşması öngörülmektedir.(ETKB,1998)

4.4.4. Rüzgar Enerjisi

Rüzgar enerjisi, emniyetli, çevreye zararı olmayan ve sürekli bir enerji kaynağıdır. Rüzgar enerjisi kullanılarak elektrik enerjisi üretiminde sağlanan teknolojik ilerlemeler, dünya üzerinde rüzgar enerjisinin kullanımını artırmıştır.

Türkiye'de Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü'nün yanı sıra özel sektör de rüzgar potansiyelinin belirlenmesine yönelik rüzgar ölçüm çalışmaları yapmaktadırlar. Bu çalışmalar, Türkiye'nin batı ve kuzeybatı bölgelerinin, rüzgardan elektrik enerjisi üretiminin gerçekleştirilmesi için en uygun bölgeler oldukları sonucunu vermiştir.

Rüzgardan elde edilecek enerji düzeyini etkileyen faktörler, rüzgarın hızı ve gücüdür. Rüzgarın hızı, yükseklikle doğru orantılı olarak değişim gösterir. Rüzgarın gücü ise, hızının kübü ile bağıntılıdır. Rüzgardan sağlanacak enerji, rüzgarın gücüne ve rüzgarın esme süresine bağlı olarak değişim gösterir. Türkiye'de yerleşim alanları dışında 10 m. yükseklikteki rüzgar hızının yıllık ortalaması, Ege Bölgesi'nde ve kıyı bölgelerde 4,5-5,6 m/sn, iç kesimlerde ise 3,4-4,6 m/sn arasında ölçülmüştür. Rüzgar hızının 10 m yükseklikte 4-5 m/sn olduğu bölgelerde türbin kurulması için gerekli olan 50 m yükseklikteki güç yoğunluğu yıllık ortalama 500 W/m² düzeyini geçmektedir. (İnan ve Ültanır, 1996)

Türkiye'de, rüzgar enerjisi açısından, karasal bölgelerde teorik olarak 400 milyar kWh/yıl'lık brüt potansiyel ve 120 milyar kWh/yıl'lık teknik potansiyel

olduğu hesaplanmıştır. Ancak ekonomik olarak değerlendirilebilecek rüzgar potansiyelinin 50 milyar kWh/yıl düzeyinde olduğu tahmin edilmektedir. Bu düzeydeki ekonomik rüzgar potansiyelinin değerlendirilebilmesi için gerekli olan kurulu güç ise 20000 MW kadardır. Türkiye'nin deniz alanlarındaki rüzgar enerjisi potansiyelinin ise, 150 milyar kWh/yıl düzeyinde olduğu tahmin edilmektedir.

1998 yılının Şubat ayında Çeşme-Alaçatı'da kurulan ticari amaçlı ilk rüzgar enerjisi santrali 1,8 MW gücündedir. Kurulu güç kapasitesi 8,7 MW düzeyine varan ve Yap-İşlet-Devret modeli ile çalışacak olan rüzgar enerjisi santrallerinden başka, toplam gücü 700 MW'ı bulan 30 kadar başvuru da değerlendirilme aşamasında bulunmaktadır. (Baysal,1998)

4.4.5. Biomas Enerjisi

Biomas enerjinin kaynağı, bitkisel ve hayvansal ürünlerdir. Hayvansal üretim, bitkisel üretimin yoğunlaştırılması ile gerçekleştirilmektedir. 7 J değerindeki bitkisel üretim yoğunlaştırılarak 1 J değerinde hayvansal üretim yapılabilir. (Baysal,1998)

Türkiye'de özellikle kırsal kesimlerde odun, hayvan ve bitki artıkları konut ısıtımı ve yemek yapımı için kullanılmaktadır. Biomas enerji kaynakları tüketimi, toplam birincil enerji tüketiminin %10'una ve konutlardaki enerji tüketiminin de %35'ine denk gelmektedir.

Türkiye'deki kültürel yetiştiricilik ve fotosentezle kazanılabilecek enerji düzeyi dikkate alındığında, teorik olarak brüt biomas enerjisi potansiyeli 135-150 Mtep / yıl düzeyinde kestirilmektedir. Ancak, kayıpların olacağı ve ülkedeki bütün yetiştiricilik alanlarının biomas yakıtı üretimi için kullanılamayacağı göz önüne alındığında, teknik potansiyel 40 Mtep / yıl düzeyine düşmektedir. Bu teknik potansiyelin 25 Mtep / yıl kadarı, ekonomik olarak değerlendirilebilecek biomas enerji potansiyelidir.

Klasik biomas kaynakları, doğal ormanlardan elde edilen yakacak odun ile hayvan ve bitki artıklarını kapsar. 1998 yılında, 18374 bin ton odun ile 6739 bin ton hayvan ve bitki artığı tüketilmiştir.

Modern biomas kaynakları ise, enerji ormanlarından sağlanan odun, tarımsal yan ürünler ve atıkların birtakım biomas teknikler vasıtasıyla işlenmesi ile elde edilen elektrik enerjisi, ısı enerjisi veya sentetik yakıt türü enerjidir. Türkiye’de orman alanları, resmi kesimlerin dışında yapılagelen kaçak kesimler yüzünden büyük zarara uğramaktadır. Enerji ormanları, bu açıdan büyük önem arz etmektedir. Enerji elde etme amaçlı yakacak odun üretimi üzerine yapılan çalışmalar, Türkiye’de 4 milyon hektarı bozuk, 1 milyon hektarı da verimli olmak üzere toplam 5 milyon hektar enerji ormanı kurulabilecek alan bulunduğunu göstermiştir. Enerji ormancılığı için uygun olan bu miktardaki alanın yalnızca %15’i değerlendirilebilmiş durumdadır. Ayrıca, şu ana kadar el atılmamış olan ve C₄ olarak isimlendirilen enerji bitkilerinin tarımı ile benzine eklenen etanol, motorine eklenen bitkisel yağ üretilmektedir. (Acaroğlu, 1998)

Tezeğin ikamesi olarak pek çok ülkede yaygın biçimde kullanılan biogaz, hayvansal gübrenin oksijensiz ortamda fermentasyonu ile elde edilmektedir. Türkiye’de biogaz üretim potansiyeli 2,8-3,9 milyar m³ düzeyindedir.

Landfill ismiyle bilinen ve çöplerin depolanması ile elde edilen çöp gazı, içerdiği %60 oranındaki metan gazı ile önemsenmesi gereken bir kaynaktır. Türkiye’de de bazı belediyelerde şehir çöplerini değerlendirebilmek için çöp santralleri kurulması çalışmaları yapılmaktadır.

4.4.6. Deniz Kökenli Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Deniz dalga enerjisi, boğazlarda oluşan deniz akıntıları enerjisi, gel-git enerjisi ve deniz sıcaklık gradyent enerjisi, deniz kökenli yenilenebilir enerjiler kapsamına girmektedir. Türkiye’de deniz kökenli yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde kullanılmaya en uygun olan enerji türü, deniz dalga enerjisidir. Türkiye’de gel-git enerjisi olanağı bulunmamaktadır. Boğazlarda oluşan deniz akıntılarından yararlanma imkanı ise, boğazlardaki yoğun trafik nedeni ile kısıtlıdır.

Türkiye’nin Marmara denizi dışındaki açık deniz kıyıları 8210 km kadardır. Akdeniz kıyıları için, dalga cephesinin gücü, ortalama olarak 13 Kw / m düzeyindedir.

Deniz dalga konvertörlerinin tek sıra halinde dizilmemesi, dalga konvertörlerine açık olan cephenin, kıyı uzunluğu ile sınırlı kalmasını önlemektedir. Türkiye kıyı şeridinin beşte biri kullanılarak elde edilebilecek olan dalga enerjisi teknik potansiyeli, 18,5 milyar kWh olarak tahmin edilmiştir. Ancak Türkiye’de bugüne kadar deniz dalga enerjisinin kullanılması ile ilgili bir çalışma yapılmamıştır.

Deniz sıcaklık gradyent enerjisi, deniz dalga enerjisi ve deniz akıntıları enerjileri ile ilgili olarak ölçümler yapacak ve bu enerjilerin kullanılabilme olanaklarını inceleyecek bir kuruluş oluşturulmasında yarar bulunmaktadır.

4.5. Nükleer Enerji

Nükleer enerji üretimi, fisyon (çekirdek bölünmesi) ile gerçekleştirilmektedir. Uranyum, toryum gibi çekirdek bölünmesine elverişli maddeler içeren nükleer yakıtın, çekirdek bölünmesine uğraması sonucunda ortaya çıkan nükleer enerjisi, bir nükleer santralin reaktöründe kontrollü olarak ve çevreye zarar vermeyecek bir biçimde ısı enerjisine dönüştürülmektedir. Reaktörde oluşan ısı enerjisinden, buhar elde edilmekte ve buhar türbini ve jeneratör vasıtasıyla da elektrik üretilmektedir.

Ticari olarak kullanılan nükleer reaktör türleri, hafif su soğutmalı ve ağır su soğutmalı reaktörlerdir. Hafif su soğutmalı reaktörlerin de basınçlı su reaktörleri ve kaynar su reaktörleri olmak üzere 2 değişik türü bulunmaktadır. Nükleer santraller ise, kullandıkları yakıt türüne göre, doğal uranyumlu, zenginleştirilmiş uranyumlu ya da plutonyumlu olabilirler. Günümüzdeki ticari reaktörlerin %85 kadarı hafif su soğutmalı ve yakıt olarak zenginleştirilmiş uranyum kullanan reaktörlerdir. (Altın,1995)

Türkiye’de nükleer enerji ile ilgili ilk adım, 5 Mayıs 1955’te ABD ile ‘Barış İçin Atom’ anlaşması imzalanarak atılmıştır. Arkasından, Çekmece Nükleer Araştırma ve Eğitim Merkezi (ÇNAEM) kurulmuştur. 1956 yılında Atom Enerjisi Komisyonu (AEK) oluşturulmuştur ve 1957 yılında da Uluslararası Atom Enerjisi Ajansına (IAEA) üye olunmuştur.

İlk olarak Atom Enerjisi Kurumu, Türkiye’de elektrik enerjisi üretmek için bir nükleer enerji santrali kurulması fikrini ortaya atmışsa da, bu konudaki ciddi

alışmalar, 1965 yılında Elektrik İşleri Etüt İdaresi'nce başlatılmıştır. Bu konudaki danışmanlık hizmetleri; ABD, İspanya ve İsviçre'den 3 firma tarafından sağlanmıştır ve bu 3'lü konsorsiyum tarafından 400 MW'lık, yakıt olarak doğal uranyum kullanan basınçlı ağır sulu bir nükleer reaktörün 1977 yılında işletilmeye başlatılması önerilmiştir. Yapılan fizibilite çalışmalarına rağmen, bu düşünce sonuca ulaştırılamamıştır.

1972 yılında; 1970 yılında kurulan Türkiye Elektrik Kurumu (TEK)'e bağlı olarak çalışan Nükleer Santraller Dairesi kurulmuştur. Bu birim tarafından yürütölen çalışmalarda, 1983-1984 yıllarında en az 600 MW'lık bir nükleer santralin kurulması görüşü ağırlık kazanmıştır ve 1974 yılında Akkuyu yöresi, santralin kurulmasına uygun bölge olarak belirlenmiştir.

600 MW'lık Akkuyu nükleer santrali için ihale çalışmaları, 1976 yılında, 3'ü İsviçre'den 1'i Fransa'dan 4 firmadan oluşan bir konsorsiyum danışmanlığında başlatılmıştır. 1977 yılında tekliflerin değeriendirilmesi sonucu, kaynar sulu reaktör kısmının ihalesi ASEA-ATOM isimli ve türbin kısmının ihalesi de STAL-LAVAL isimli İsveç firmalarına verilmiştir. Ancak, firmalarla başlatılmış olan görüşmeler, İsveç hükümetinden kredi garantisi alınamaması karşısında 1979 yılının Eylül ayında bir mutabakata ulaşılamadan son bulmuştur.

1982 yılında Atom Enerjisi Komisyonu (AEK); Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK) adını almıştır. Bu yıl içerisinde TAEK, nükleer santral için, Atomic Energy Canada Ltd. (AECL), Siemens-Kraft Werk Union ve General Electric firmalarından teklifler almıştır.

14 Kasım 1983'te, görevleri, dünyada nükleer santrallerle ilgili gelişmeleri izlemek, Türkiye'de nükleer elektrik üretimi için gerekli etüdleri ve projeleri yapmak, nükleer elektrik santrallerini kurmak, kurdurmak, işletmek ya da işlettirmek olarak belirlenen Nükleer Elektrik Santralleri Kurumu (NELSAK) kurulmuştur. Ancak, bu kuruluş, verimli bir çalışmada bulunamamıştır.

1983 yılında, hükümet, 665 MW ve 990 MW güçlerinde 2 nükleer santralin Akkuyu'da, 1185 MW gücünde 2 nükleer santralin de Sinop'ta kurulacağını belirtmiştir. Ancak, Sinop'ta belirlenen deprem riski, Sinop'ta kurulacak olan ünitelerden vazgeçilmesine yol açmıştır. 30 Ağustos 1984'de Akkuyu'daki nükleer

santraller için AECL ve Siemens KWU ile yapılan pazarlıklarda anlaşma sağlanmasına rağmen, hükümetin ihale temel koşulunu Yap-İşlet-Devret modeline dönüştürdüğünü açıklaması, Siemens'in görüşmeleri yarım bırakmasına yol açmıştır. (Kambur, 1995)

1997 yılının Şubat ayında çıkılan uluslararası nükleer santral ihalesinin şartnamesinde, kurulacak olan ünitenin gücü en az 600 MW, santral gücü ise en az 800 MW olarak belirlenmiştir. 15 Ekim 1997' de, Kanada AECL firmasından 2 x 669,5 MW'lık veya 4 x 669,5 MW'lık ağır basınçlı su reaktörlü santral, Alman ve Fansız ortaklığı olan Nuclear Power International firmasından 1482 MW'lık veya 2 x 1482 MW'lık basınçlı hafif su reaktörlü santral, Amerikan ve Japon ortaklığı olan Westinghouse+Mitsubishi Heavy Industries firmasından da 1218 MW'lık basınçlı hafif su reaktörlü santral teklifleri alınmıştır. Bu teklifler, İspanyol Empresarios Agrupados Internacional S.A. ve TEAŞ İhale komisyonu tarafından değerlendirilmiştir. Ancak, o günlerde Elektrik Mühendisleri Odası'nın elektrik iletim hatlarındaki aşınmadan ve eskilikten kaynaklanan ve %20'yi aşan kayıpların önlenmesi durumunda nükleer enerji santrallerine gerek kalmayacağını bildirmesi, Ukrayna'dan Mavi Akım projesi kapsamında doğal gaz taşınmasının gündemde olması, Kazakistan'dan ve Türkmenistan'dan gelecek doğal gazın Bakü-Ceyhan boru hattı ile taşınmasının düşünülmesi ve Greenpeace ile diğer çevreci örgüt ve kuruluşların nükleer enerjinin insan sağlığına ve ekolojik yapıya zarar verici bir teknoloji olduğunu beyan eden açıklamaları ve kamuoyunun bu konudaki hassasiyeti, nükleer enerji santrali kurulmasının ertelenmesi kararını hazırlayan etmenler olmuşlardır.

1998 yılında yenilenen elektrik planlamasına göre, Türkiye'de 1000 MW gücündeki ilk nükleer santralin 2007 yılında işletilmeye başlaması planlanmaktadır. 2010 yılında ise, ikinci 1000 MW gücündeki nükleer santralin devreye girmesi düşünülmektedir. Böylece 2010 yılında 2000 MW'lık kurulu güçle nükleer enerji, toplam elektrik üretiminin %3'ünü karşılayacak ve genel enerji üretiminden de %1 oranında pay alacaktır. 2010-2020 yılları arasında kurulacak olan yeni ünitelerle, toplam kurulu gücün 10000 MW'a çıkarılması planlanmaktadır. Bu hedef gerçekleşecek olursa, 2020 yılında, nükleer enerji, toplam elektrik üretiminden %9 ve genel enerji üretiminden de %2,5 pay almış olacaktır.

Türkiye, nükleer enerji konusunda daha önce başka ülkelerde yaşanmış olan acı sonuçlardan ders almalı, bu enerji türünü kullanmak zorunda kalırsa da, gereken tedbirleri had safhada almayı ihmal etmemelidir.

4.6. Hidrojen Enerjisi

Enerjinin, son kullanıcıya sunulması yakıt veya elektrik biçiminde olmaktadır. Genel enerji tüketiminin %60'ının ısı biçiminde gerçekleşmesi, teknolojinin, elektriğin yanı sıra, yakıtı da kapsayacak biçimde gelişmesine yol açmıştır.

Fosil yakıt emisyonlarının yol açtığı global ısınma sorunu ve petrol, doğal gaz gibi kaynakların rezervlerinin kullanılabilme sürelerinin düşük olması, hidrojen enerjisinin önemle ele alınmasını gerektiren nedenler olmaktadır.

Sudan olduğu gibi fosil yakıtlardan da üretilebilen hidrojen, yüksek verimle kullanılabilen bir yakıt türüdür. Hidrojenin ekzotermik kimyasal reaksiyonlar altında bir takım metallerle hidrid biçimine dönüşebilmesi, önemli bir özelliktir. Bu hidridlere ısı verilmesi, hidrojenin serbest kalmasını sağlamaktadır.

Hidrojenin, alevli yanmaya, katalitik yanmaya, direk buhar üretimine, hidridleşme ile kimyasal dönüşüme ve yakıt hücresi ile kimyasal dönüşüme uygun bir yakıt olması, çok yönlü kullanılabilme özelliğinin bir göstergesidir. Oysa fosil yakıtlar, sadece alevli yanmaya uygun olan yakıtlardır. Hidrojenin alevli yanma özelliği, içten yanmalı motorlarda; direk buhara dönüşüm özelliği, buhar türbinlerinde; katalitik yanma özelliği, mutfak ocakları, su ısıtıcıları ve sobalarda; hidridleşme özelliği, hidrojen depolanmasında kullanılabilmektedir. Akaryakıt motorlarında gerçekleşen zayıf karışım, iyi buharlaşmama, soğuk yüzeylerde yoğunlaşma gibi problemler, hidrojen yakıtlı motorlarda yaşanmaz. Ayrıca hidrojen yakıtlı motorların azot oksit (NO_x) emisyonları, akaryakıtla çalışan bir motora oranla yaklaşık 200 kat daha düşüktür. (Ültanır,1997)

Değişik hammaddelerden üretilebilen sentetik bir yakıt olan hidrojenin üretiminde sıklıkla su, fosil yakıtlar ve biyomas meteryaller kullanılır. Hidrojenin en önemli üretim yöntemi, suyun elektrolizidir. Elektroliz için gereken elektrik enerjisi, fosil yakıtlardan, hidroelektrik kaynaklardan, jeotermal enerjiden, güneş ve rüzgar

enerjisinden sağlanabilir. Kömür gazifikasyon yöntemi, hidrojen üretiminde kullanılan bir diğer tekniktir. Bu yöntemde, katı atıklar da hidrojen üretimi için bir hammadde olarak kullanılmaktadırlar ve sentez gazının hava veya oksijenle reformasyonu hidrojen eldesini sağlamaktadır. Ayrıca, fotoelektrokimyasal, biokimyasal ve biyolojik bazı teknikler de hidrojen üretimi için kullanılmaktadır. Elde edilen hidrojen, birtakım özel yöntemlerle depolanabilmekte, boru hatları ve tankerlerle taşınabilmektedir.

Birleşmiş Milletler (UNIDO), Türkiye’de bir Hidrojen Enstitüsü kurulmasını planlamaktadır. Viyana’da 20-22 Kasım 1996 tarihlerinde gerçekleştirilen 16. UNIDO Endüstriyel Kalkınma Toplantısı, Türkiye’de bir Uluslararası Hidrojen Enerjisi Teknolojileri Merkezi (ICHET) kurulmasını karara bağlamıştır. Bu kuruluşun amacı, AR-GE çalışmaları ile hidrojen teknolojisinin gelişmesine yardımcı olmak, ülkemizin hidrojen enerjisi politikalarının belirlenmesine katkıda bulunmak ve hidrojen enerjisinin uygulamalarına desteklik yapmak olacaktır.

1998 yılında TÜBİTAK tarafından hazırlanan Enerji Teknolojileri Politikası Çalışma Grubu Raporu, ülkemiz için hidrojen enerjisinin gün geçtikçe artan önemine işaret etmiş ve hidrojen enerjisini, AR-GE çalışmalarının yoğunlaştırılmasının gerektiği birkaç konu arasında göstermiştir. Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu tarafından onaylanan bu rapor, dikkate alınması amacıyla Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’na verilmiştir. (Müezzinoğlu, 1998)

Ülkemizde, hidrolik enerjisi, rüzgar enerjisi, güneş enerjisi ve jeotermal enerji, hidrojen yakıtı üretiminde kullanılabilecek olan enerji kaynaklarıdır. Ayrıca, Karadeniz’in tabanında depolanmış biçimde hidrojen bulunması, hidrojen üretimi açısından önemli bir kaynak teşkil etmektedir. Karadeniz’de H₂S içeren sudan, hidrojen üretiminin sağlanması için yapılan bilimsel çalışmalar mevcuttur.

Çevreye olan olumsuz etkileri, fosil yakıtlardan çok daha düşük düzeylerde olan hidrojenin, bir enerji kaynağı olarak Türkiye’nin enerji politikaları içinde yerini bulması, önümüzdeki dönemlerde enerji açığının azaltılması açısından da büyük fayda sağlayacaktır.

5. ZAMAN SERİSİ ANALİZİ İLE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİM ve TÜKETİMİNİN İNCELENMESİ

5.1. Zaman Serileri Analizinin Bileşenleri ve Tarihçesi

Zaman serileri analizi, her serinin geçmiş değerlerinin yardımıyla modellenebileceği ve bu modelle ileriye yönelik öngörülerde bulunulabileceği fikrine dayanır.

Bir zaman serisi; uzun dönem içerisindeki eğilimi (yönsemeyi) belirten bir trend bileşeni, bu trend etrafındaki dalgalanmaları belirten bir konjonktürel bileşen, yıl içerisindeki mevsimsel dalgalanmaları açıklayan bir mevsimsellik bileşeni ve bir düzensiz (arızı) bileşen olmak üzere dört ana bileşenden meydana gelir.

Trend, bir değişkenin uzun bir zaman sürecindeki genel eğilimini belirtir. Nüfusun, Gayri Safi Milli Hasıla'nın veya Fiyatlar Genel Düzeyi'nin zaman içerisinde bir artış göstermesi, birer trend örneği olarak verilebilir. Trend, yön ve şiddet bakımından değişiklik gösterebilir. Nüfus, ortalama gelir, teknolojik gelişmeler gibi faktörlerin etkisiyle, trenddeki artış ya da azalış değişebilir. Yani trend, doğrusal olabileceği gibi, eğrisel de olabilir. Uzun bir zaman süreci içerisinde, genel bir eğilim olarak, bir artış ya da azalma söz konusu değilse ve değişkenin değerleri bir sabit etrafında değişim gösteriyorlarsa yatay veri düzeninden bahsedilebilir. (Levin ve Rubin, 1998)

Uzunluğu sabit olmayan ve genellikle çevrimsel hareketlerin etkisinden kaynaklanan dalgalanmalar, konjonktürel bileşeni oluşturur.

Mevsimsel dalgalanmalar, yıl içerisinde mevsimsel faktörlerden dolayı meydana gelen dalgalanmalardır. Dondurma satışlarının yaz aylarında, kırtasiye malzemeleri satışlarının kış aylarında artış göstermesi, mevsimselliğe örnek olarak gösterilebilir.

Trend, konjonktürel dalgalanmalar ve mevsimsel dalgalanmaların açıklayamadığı ama serinin verilerinde görülen oynamalar, düzensiz bileşeni oluşturur. Hiçbir düzenli hareket karakteristiği taşımayan bu dalgalanmalar, savaşlar, doğal afetler gibi geçici nedenlerle ortaya çıkabilirler.

Temel prensipleri G.U. Yule tarafından 1920'li yıllarda belirlenen modern zaman serisi analizi yöntemi, Box ve Jenkins'in 1970 yılında yayınladıkları "Time Series Analysis: Forecasting and Control" isimli kitapla önemini artırmıştır. Bu yöntem, her serinin önceki dönemlerdeki değerleri ile açıklanabileceği fikrine dayanmaktadır. Zaman serisi verilerinin olasılıklı özellikleri incelenerek ve önceki dönemlerdeki değerler kullanılarak, seri için bir model oluşturulmakta ve bu model yardımıyla ileriye yönelik öngörülerde bulunmaktadır.

Box ve Jenkins'in geliştirdiği modern zaman serisi analizi yöntemi, tek denklem modellerinden ve eşanlı denklem modellerinden farklı olarak, iktisadi zaman serilerinin özelliklerini çözümlemek için sadece o zaman serisinin verilerine ihtiyaç duymaktadır. Regresyon modelleri, Y_t 'yi, k tane açıklayıcı değişken ($X_1, X_2, X_3, \dots, X_k$) ile açıklayabilmekteyken, Box-Jenkins yöntemi, Y_t 'yi, Y 'nin kendi eski ya da gecikmeli değerleri ve olasılıklı hata terimleriyle açıklayabilmektedir.

Zaman serilerinin doğru analiz edilebilmesi için, stokastik süreç özelliklerinin iyi bilinmesi gerekmektedir. Zaman serilerinin analizinde iyi sonuçlar elde edilebilmesi, seçilen modelin yanında kullanılan yöntemle de bağlıdır. Çok değişkenli zaman serilerinde, bağımlı değişkeni etkileyen tüm değişkenlerin modelde yer alması, kaçınılmaz bir zorunluluktur. Ancak, bağımsız değişken sayısının yükselmesi, modelin karmaşık bir hal almasına yol açmaktadır ve bağımsız değişkenler ile ilgili verilerin sağlanmasında sorunlar yaşanabilmektedir. Zamana bağlı olayların tesadüfi karakterli olduğu göz önüne alınarak değişkenler arasındaki ilişkinin ortaya konmasında bugünkü ve geçmiş dönem değerlerine dayanan bir yaklaşım gerekmektedir. Bu yaklaşım, deterministik olmayan, istatistiksel veya stokastik yaklaşım olarak bilinmektedir. (Box ve Jenkins, 1976)

Herhangi bir olayı açıklamada kullanılacak matematiksel modeller, sonuçların deterministik veya stokastik olduğu varsayımlarına göre oluşturulabilmektedir. Sonuçları, olasılık teorisi ile açıklanan olaylar, stokastik olaylar olarak

adlandırılmakta ve bir süreç oluşturabilmektedirler. Stokastik süreç, stokastik olayların gerçekleşebilecek iki veya daha fazla sonucunun olasılık kuralları ile belirlendiği ve zaman parametrelerinin esas alındığı durumları ifade etmektedir. Zaman serileri analiz edilirken, serilere stokastik süreç olarak bakılması ile, modeller kurulabilir. Bu yaklaşıma göre, zaman serileri, tesadüfi değişkenler topluluğu olarak ifade edilmektedir. (Parzen, 1962)

Bilgisayar teknolojisinde ve paket programların yazılımında yaşanan ilerlemeler de, zaman serisi analizi yönteminin, son yıllarda yoğun bir biçimde kullanılmaya başlanmasına önayak olmuşlardır. Zira, bu konudaki paket programları kullanmaksızın, bir zaman serisi analizi çalışması yapabilmek pek mümkün görünmemektedir. Bu çalışmada, Eviews 3.1. isimli paket programdan yararlanılmıştır.

Zaman serisi analizi yöntemi yıllık verilere de uygulanabilmektedir. Ancak, bu yöntemin, daha çok 3'er aylık, 1'er aylık gibi dönemsel verilerin analizinde kullanıldığını söylemek yerinde olur. Bu çalışmada, elektrik enerjisi üretim ve tüketim değerlerine uygulanan zaman serisi analizinde, 1984 yılının ilk 3 aylık döneminden 1999 yılının son 3 aylık dönemine kadar uzanan veri setleri kullanılmıştır.

5.2. Durağanlık Kavramı

Bütün zaman serilerinin bir olasılıklı veyahut rassal süreç ile oluştuğu kabul edilebilir. Bu durumda, bir başlangıç tarihinden bir bitiş tarihine kadar sağlanmış olan bir veri kümesi, çok daha eskiden beri var olduğu kabul edilen bu rassal sürecin özel bir uzantısıdır ve anakütle içinden alınmış bir örneklem gibi düşünülebilir. Olasılıklı süreç ile bu sürecin bir nevi dışavurumu olan eldeki somut veri kümesi arasındaki fark, kesit verilerinde anakütle ile örneklem arasında var olan farka benzer. Bu nedenle, örneklem verilerini kullanarak anakütleyle ilişkin genellemeler yapabildiğimiz gibi, zaman serileri analizinde de, o zaman serisini ortaya çıkartan olasılıklı sürece ilişkin genellemeler ve çıkarsamalar yapabilmek için, elimizde belli bir dönem için var olan somut veri setini kullanabiliriz. (Gujarati, 1995)

Durağan olasılıklı süreç, son dönemlerde oldukça yoğun ilgi gösterilen ve incelenen bir süreç türü olmuştur. Zaman serilerinde ‘durağanlık’ kavramı büyük önem taşımaktadır. Çünkü, zaman serisi verileri kullanılarak, iki değişken arasında, katsayısı anlamlı olan bir regresyon bulunabilir. Ancak, bu ilişki gerçek bir ilişki olmayıp, iki zaman serisinde de trend bulunmasından kaynaklanan bir ilişki olabilir. Bu durumda, ‘sahte regresyon’ sorunu var demektir. Zaman serisi verilerinin durağan olmaması, regresyonun sahte bir regresyon olmasına yol açabilir. Ayrıca, durağan olmayan zaman serisi verileri kullanılarak elde edilen modellerle yapılan öngörülerin gerçeği yansıtma ihtimali düşüktür. (Ertek, 1996)

Ortalama değeri ile varyans değeri zaman içerisinde değişiklik göstermeyen ve iki dönem arasındaki ortak varyansı (kovaryansı) bu değerlerin hesaplandığı döneme değil de, sadece iki dönem arasındaki uzaklığa bağlı olan zaman serilerine, durağan zaman serileri denir. Belirli bir dönem için gözlemlenen bir seriyi türeten olasılıklı sürecin, durağan olabilmesi için aşağıdaki şartları sağlaması gerekir (Gujarati, 1995):

$$\text{Aritmetik Ortalama : } E(Y_t) = \mu \quad (5.1)$$

$$\text{Varyans : } \text{Var}(Y_t) = E(Y_t - \mu)^2 = \sigma^2 \quad (5.2)$$

$$\text{Ortak varyans (Kovaryans) : } \gamma_k = E[(Y_t - \mu) \cdot (Y_{t-k} - \mu)] \quad (5.3)$$

(k = Gecikme Mesafesi)

γ_k , aralarında k dönem mesafe bulunan iki Y arasındaki (Y_t ile Y_{t-k} arasındaki) ortak varyanstır. Örnek olarak; k = 1 olarak alınırsa, Y’nin ardışık iki değeri arasındaki ortak varyans hesaplanmış olur.

Y serisinin başlangıç noktasını Y_1 ’den Y_{t+m} ’e alsak; eğer Y_t serisi durağansa, Y_{t+m} ’in ortalaması, varyansı ve ortak varyansı, Y_t serisinin ortalaması, varyansı ve ortak varyansı ile aynı çıkar. Yani eğer bir zaman serisi durağan ise; ortalaması, varyansı ve değişik gecikme mesafelerindeki ortak varyansı, bu değerlerin ölçüldüğü zamana bağlı olarak değişiklik göstermez. Bu şartları sağlamayan zaman serilerine, durağan olmayan zaman serileri denir.

Herhangi bir zaman serisinin durağan olup olmadığını sınamak için kullanılan 2 yöntem vardır. Bunlardan birincisi, korelograma (bağım çizime) dayanan durağanlık testi; diğeri ise, birim kök testidir.

5.2.1. Korelograma Bağlı Durağanlık Sınaması

Korelograma bağlı durağanlık sınaması, otokorelasyon fonksiyonu olarak isimlendirilen bir kavramla temellendirilir.

Anakütle için otokorelasyon fonksiyonu aşağıdaki şekilde tanımlanmıştır:

$$\rho_k = \frac{\gamma_k}{\gamma_0} \quad (5.4)$$

$$\rho_k = \frac{\text{k aralığı için ortak varyans}}{\text{varyans}} \quad (5.5)$$

Seri için olan varyans değerinin ve k aralığı için hesaplanan ortak varyans değerinin aynı birimden olması, ρ_k ile gösterilen anakütle otokorelasyon katsayısının birimsiz bir değer olmasına yol açmaktadır. ρ_k otokorelasyon katsayısı, -1 ile +1 değerleri arasında yer alır. Değişik k gecikme mesafesi değerleri için hesaplanan ρ_k otokorelasyon katsayısı değerlerinin, k değerlerine göre çiziminin yapılması ile anakütle korelogramı elde edilir. (Gujarati, 1995)

Ancak pratikte, serinin oluşmasını sağlayan ve geride yatan olasılıklı süreç değil, sadece, o sürecin belirli bir dönem için uzantısı olan bir somut veri seti (bir tür örneklem) elde edilebilir. Bu durumda ancak, örneklem otokorelasyon fonksiyonu (r_k) hesaplanabilir. Örneklem otokorelasyon fonksiyonunu hesaplamak için aşağıdaki formüller kullanılır (Erket, 1996) :

$$r_k = \frac{\text{k aralığı için örneklem ortak varyansı}}{\text{örneklem varyansı}} \quad (5.6)$$

$$r_k = \frac{\sum_{t=k+1}^n (Y_t - \bar{Y})(Y_{t-k} - \bar{Y}) / n}{\sum_{t=1}^n (Y_t - \bar{Y})^2 / n} \quad (5.7)$$

$$r_k = \frac{\sum_{t=k+1}^n (Y_t - \bar{Y})(Y_{t-k} - \bar{Y})}{\sum_{t=1}^n (Y_t - \bar{Y})^2} \quad (5.8)$$

Burada, n, örneklem büyüklüğü; $\bar{Y}$ ise, örneklem ortalamasıdır.

Örneklem otokorelasyon katsayıları (r_k), bilgisayar çıktısında, AC (Autocorrelation) olarak gösterilecektir.

Değişik k gecikme mesafesi değerleri için hesaplanan r_k örneklem otokorelasyon katsayıları değerlerinin, k değerlerine göre çiziminin yapılması ile örneklem korelogramı elde edilir. (Ertek, 1996)

Kısmi otokorelasyon fonksiyonu PACF (Partial Autocorrelation Function) ise; otokorelasyon fonksiyonundan farklı olarak, Y_t ile Y_{t-k} arasındaki ilişkiyi, aradaki terimlerin Y_t üzerine olan etkisini elimine ettikten sonra vermektedir.

Otokorelasyon ve kısmi otokorelasyon katsayıları, en az, çalışılan verilerin dönem sayısının 2 katı kadar bir gecikme mesafesine kadar hesaplanmış olmalıdır. (Ülengin, 2001)

Örnek olarak, 4 aylık veriler ile çalışılıyorsa; otokorelasyon katsayılarının r_8 'e kadar; 12 aylık verilerle çalışılıyorsa otokorelasyon katsayılarının r_{24} 'e kadar hesaplanması uygun olur.

Değişik zaman aralıkları (k) için hesaplanan, örneklemin otokorelasyon ve kısmi otokorelasyon katsayılarının, k değerlerine göre çizilmesi ile elde edilen korelogramlar incelenerek zaman serisinin durağan olup olmadığı hakkında fikir sahibi olmak mümkündür. Durağan olmayan zaman serilerinde, k değerleri yükseldikçe, otokorelasyon katsayıları çok düşük bir hızla azalma eğiliminde

olurken; kısmi otokorelasyon katsayıları, oldukça yüksek bir değerden ani olarak düşüş gösterip, bu düşük değer etrafında dalgalanma hareketi gösterirler.

Korelograma bağlı durağanlık testinde sıfır hipotezi ve alternatif hipotez aşağıda gösterilen şekilde tanımlanmışlardır:

$$H_0 = \forall \rho_k \text{ için } \rho_k = 0 \quad (\text{durağan olma durumu})$$

$$H_1 = \rho_k \text{ 'lardan en az 1'i } \neq 0 \quad (\text{durağan olmama durumu})$$

Örnekleme otokorelasyon katsayılarının (r_k) anlamlılığı, standart hatalarına bakılarak saptanır. Bartlett, bütünüyle rassal olan bir zaman serisinde, örneklem otokorelasyon katsayılarının, 0 ortalama ve $1/n$ varyansla yaklaşık olarak normal dağıldığını belirtmektedir.

Bu durumda, standart normal dağılımın özelliklerinden yararlanılarak; ρ_k 'nın %95 güven aralığı, $r_k - 1.96 * \frac{1}{\sqrt{n}} \leq \rho_k \leq r_k + 1.96 * \frac{1}{\sqrt{n}}$ olarak gösterilebilir. Tahmin edilen ρ_k , bu aralığın içerisine düşerse, gerçek ρ_k 'nın 0'a eşit olduğunu savlayan H_0 hipotezini reddedemeyiz. Aksi durumda ise, H_0 reddedilir.

Zaman serisi analizini gerçekleştirmek için kullanacağımız Eviews 3.1 programında, ρ_k değerleri için %95 güven aralığı kesikli çizgilerle belirtilmektedir. Yatay çubuklarla gösterilen otokorelasyon katsayıları, bu güven aralığını belirten kesikli çizgilerin içerisinde yer alıyorsa, istatistiksel olarak önemli bir otokorelasyon fonksiyonunun olmadığı; dışına taşıyorsa, böyle bir otokorelasyonun söz konusu olduğu anlaşılır.

Örnekleme otokorelasyon katsayılarının anlamlılığı hakkında fikir sahibi olmak için kullandığımız güven aralığını belirlemek için, pek çok başka formülasyon da kullanılabilir. Bu formülasyonların yoğun olarak kabul görenlerinden bir tanesi aşağıdaki gibi ifade edilmektedir. (Ülengin, 2001)

$$SE(r_k) = (1 + 2 \cdot \sum_{j=1}^{k-1} r_j^2) \cdot \frac{1}{\sqrt{n}} \quad (5.9)$$

Bu durumda, ρ_k değerlerinin %95 güven aralığını ifade edebilmek için uygun formülasyon, $r_k - 1.96 * (1 + 2. \sum_{j=1}^{k-1} r_j^2) \cdot \frac{1}{\sqrt{n}} \leq \rho_k \leq r_k + 1.96 * (1 + 2. \sum_{j=1}^{k-1} r_j^2) \cdot \frac{1}{\sqrt{n}}$ şeklini alır.

Güven aralığını hesaplamak için kullanılan bu formülasyonun ilkinden farkı; herhangi bir k gecikmesi için hesaplanan standart hata teriminin, kendinden önceki dönemlerin r_k değerlerinin kareleriyle ilgili olmasıdır. Bu yöntemde güven aralığı bandı, ilk yöntemdeki gibi sabit değildir ve artan k gecikme değerleriyle birlikte, daha önceki dönemlerin r_k değerlerinin kareleriyle ilişkili olarak artmaktadır. Kullanılan Eviews 3.1. programının dezavantajı, güven aralığı bandını ilk yöntemle hesaplayarak her k değeri için eşit vermesidir. Biz, bu dezavantajı, yüksek k değerleri için hesaplanan r_k değerlerinin korelogram çubuklarının, güven aralığı bandının dışına az da olsa çıkıyor gibi görünmesi durumunda, bandın gerçekte bu bölgelerde genişliyor olduğunu düşünerek aşmaya çalışacağız. (Ülengin, 2001)

Korelograma bağlı durağanlık testinde, bütün otokorelasyon katsayılarının eşanlı olarak 0'a eşit olduğunu ileri süren ortak önsavı sınamak için, Ljung-Box istatistiği kullanılır. Bu istatistik, aşağıda görüldüğü şekilde formüle edilmiştir. (Ertek, 1996)

$$Q = n \cdot (n+2) \cdot \sum_{k=1}^m \left(\frac{r_k^2}{n-k} \right) \sim \chi_m^2 \quad (5.10)$$

Burada, n değeri örnek hacmini; m değeri ise hesaplanan gecikme mesafesini ifade etmektedir.

Bu sınamada, hesaplanan Q istatistiğinin, m serbestlik derecesinde ve belirli bir anlamlılık düzeyinde, χ^2 tablosundan bulunacak χ^2 değerinden küçük olup olmadığına bakılır.

Eğer bütün k değerleri için, hesaplanan Q istatistiği, tablodan bulunan χ^2 değerinden küçükse, zaman serisinin durağan olduğuna; herhangi bir k değeri için, hesaplanan Q istatistiği, tablodan bulunan χ^2 değerinden büyükse; zaman serisinin durağan olmadığına ve kitle için otokorelasyon bulunduğuna karar verilir.

5.2.2. Birim Kök Testi

Durağanlığı test etmek için, korelograma bağlı durağanlık sınavasından başka, birim kök testi de kullanılabilir. Bu yöntemi açıklamak için, aşağıdaki model kullanılabilir (Ertek, 1996) :

$$Y_t = \rho \cdot Y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.11)$$

$$E(\varepsilon_t) = 0 \quad (5.12)$$

$$\text{Var}(\varepsilon_t) = \sigma^2 = \text{sbt.} \quad (5.13)$$

$$\text{Kov}(\varepsilon_t, \varepsilon_{t-s}) = 0 \quad (s \neq 0) \quad (5.14)$$

ε_t , 0 ortalamaya sahip, varyansı sabit ardışık bağımlılığı olmayan (ortak varyansı 0 olan) bir hata terimidir. ε_t , beyaz gürültü hata terimi olarak da isimlendirilir.

(5.11) formülünde Y_{t-1} 'in katsayısı olan ρ teriminin 1'e eşit olması durumunda birim kök sorunu söz konusudur ve seri durağan değildir. Bu değerin 1 olarak hesaplanması durumunda, ilişki:

$$Y_t = Y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.15)$$

şeklini alır ve bu durumda Y_t olasılıklı değişkeni bir birim köke sahiptir. Birim köke sahip olan zaman serileri rassal yürüyüş zaman serileri olarak da isimlendirilirler ve rassal yürüyüş zaman serileri durağan değildir. (Ertek, 1996)

Birim kök testinde,

$$H_0 : \rho = 1 \quad (\text{Zaman serisi durağan değil})$$

$$H_1 : \rho < 1 \quad (\text{Zaman serisi durağan}) \quad \text{olarak belirlenebilir.}$$

(5.11) ifadesini kullanarak aşağıdaki denklemleri yazabiliriz:

$$\Delta Y_t = Y_t - Y_{t-1} = (\rho \cdot Y_{t-1} + \varepsilon_t) - Y_{t-1} \quad (5.16)$$

$$\Delta Y_t = (\rho - 1) \cdot Y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.17)$$

$$\Delta Y_t = \delta \cdot Y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.18)$$

Artık, hipotezlerimizi,

$$H_0 : \delta = 0 \quad (\text{Zaman serisi durağan değil})$$

$$H_1 : \delta < 0 \quad (\text{Zaman serisi durağan}) \text{ şeklinde yazmak da mümkündür.}$$

(5.18) denkleminde δ değerinin 0'a eşit olması durumunda,

$$\Delta Y_t = (Y_t - Y_{t-1}) = \varepsilon_t \quad (5.19)$$

olarak yazılabilir. Bu durum, bir rassal yürüyüş serisinin birinci dereceden farkının durağan olduğunu göstermektedir. Çünkü, ε_t ortalaması 0'a eşit, varyansı sabit ve ardışık bağımlı olmayan olasılıklı bir hata terimidir.

Eğer bir zaman serisinin 1. dereceden farkı durağan ise, başlangıçtaki orjinal seriye 1. dereceden entegre olmuş denir ve bu durum I(1) ile gösterilir. Eğer başlangıçtaki orjinal serinin ancak 2 kere farkı alındıktan sonra (1. fark serisinin 1. farkı alındıktan sonra) durağan bir seri elde ediliyorsa, bu durumda, başlangıçtaki orjinal seri, 2. dereceden entegre olmuş demektir ve bu durum I(2) ile gösterilir. Genelleştirmek gerekirse, durağan seriye ulaşmak için orjinal serinin d kez farkının alınması gerekiyorsa, bu durumda, başlangıçtaki orjinal seri d. dereceden entegre olmuş demektir ve bu durum I(d) ile gösterilir. (Gujarati, 1995)

Birim kök yardımıyla durağanlığı sınamak için, Dickey-Fuller testi kullanılır. Dickey-Fuller testinin %1, %5 ve %10 anlamlılık düzeyine göre bilgisayarca verilen kritik değerleri, MacKinnon tarafından yapılmış Monte Carlo simülasyonlarınca hesaplanmaktadır ve bu kritik değerler MacKinnon kritik değerleri olarak

bilinmektedir. Dickey-Fuller testince hesaplanan τ (Tau) istatistiği, DF-test istatistiği olarak da isimlendirilir.

Dickey-Fuller testinde, DF- test istatistiği değeri ile, %1, %5 ve %10 anlamlılık düzeyleri için verilmiş olan kritik değerler karşılaştırılır. DF-test istatistiğinin mutlak değerinin MacKinnon kritik değerinin mutlak değerinden küçük olması durumunda serinin durağan olmadığına; büyük olması durumunda serinin durağan olduğuna karar verilir. (Ertek, 1996)

Dickey- Fuller sınaması, 3 ayrı kalıpta kullanılabilir (Gujarati, 1995):

$$\Delta Y_t = \delta \cdot Y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (\text{Sabit terim ve trend yok.}) \quad (5.20)$$

$$\Delta Y_t = \beta_1 + \delta \cdot Y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (\text{Sadece sabit terim var.}) \quad (5.21)$$

$$\Delta Y_t = \beta_1 + \beta_2 \cdot t + \delta \cdot Y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (\text{Hem sabit terim, hem trend var.}) \quad (5.22)$$

Her bir durum için hipotezler,

$H_0 : \delta = 0$ (Birim kök var. Zaman serisi durağan değil.)

$H_1 : \delta < 0$ (Birim kök yok. Zaman serisi durağan.) biçimindedir.

(5.20) denkleminde farklı olarak, (5.21) denkleminde, modele, sabit terim katılmıştır. (5.22) denkleminde ise, modelde hem sabit terim hem de trend bulunmaktadır.

Eğer hata terimi olan ε_t ardışık bağımlıysa, bu durumda, (5.22) denklemi şu şekilde düzeltilir:

$$\Delta Y_t = \beta_1 + \beta_2 \cdot t + \delta \cdot Y_{t-1} + \alpha_i \cdot \sum_{i=1}^m \Delta Y_{t-i} + \varepsilon_t \quad (5.23)$$

(5.23) denkleminde, (5.22) denkleminde farklı olarak gecikmeli fark terimleri kullanılmaktadır. Gecikmeli fark terimleri, örneğin, $\Delta Y_{t-1} = Y_{t-1} - Y_{t-2}$;

$\Delta Y_{t-2} = Y_{t-2} - Y_{t-3}$ şeklinde gösterilebilir. Modele katılacak gecikmeli fark değerlerinin sayısı, hata terimlerinin arasındaki ardışık bağımlılığın ortadan kalkmasını sağlayacak düzeyde olacaktır. Bunun için bir yaklaşım, Akaike ve Schwartz kriterlerinin değerlerine bakmaktır. Gecikmeli fark terimlerinin sayısının artırılması ile, bu iki kriterin değerinin önce bir azalma göstererek bir minimum değere ulaştığı ve daha sonra artma eğilimine girdiği bilinmektedir. Önerilen, iki kriterin minimum değerlere gelmesini sağlayan gecikmeli fark terimi sayısını kullanmaktır. (Ülengin, 2001)

Genişletilmiş Dickey-Fuller sınaması, (5.23) denklemine, Dickey-Fuller sınaması uygulanmasıyla elde edilir. Dickey-Fuller sınaması (DF) ile Genişletilmiş Dickey-Fuller sınamasının (ADF) eşik değerleri birbirine eşittir. Genişletilmiş Dickey-Fuller sınamasının, Dickey-Fuller sınamasından farkı; bu gecikmeli fark terimlerinin sınamaya katılmış olmasıdır. (Gujarati, 1995)

Bir zaman serisi ile modelleme yapabilmek için, bu serinin durağan hale getirilmiş olması gerekir. Eğer orjinal zaman serisi, korelograma bağlı durağanlık testi veya birim kök testi ile sınanmış ve durağan olmadığı anlaşılmışsa, bu durumda yapılması gereken, serinin 1. farkını almak ve bu farkı alınmış seri için durağanlık sınamalarını yapmaktır. 1. fark serisinin de durağan çıkmaması durumu, bizi 1. farkın 1. farkını almaya (orjinal serinin 2. farkını almaya) zorlar. Alınan 2. fark serisi üzerinde de durağanlık testleri yapılır.

Serilerin büyük çoğunluğu, 1. fark alma işlemi ile durağan hale getirilirler. Nadir miktarda seri, durağanlaşabilmek için 2. fark almaya ihtiyaç göstermektedir. Unutulmaması gereken, üzerinde çalışılacak serinin, durağan olmasının şart olduğudur.

5.3. ARIMA Modelleri

Durağan zaman serilerini modellemenin en yaygın yolu, entegre olmuş otoregresif hareketli ortalama (ARIMA: Autoregressive Integrated Moving Average) yöntemidir. ARIMA modelleri, Box-Jenkins öngörü modelleri olarak da bilinir. ARIMA modelleri, bünyelerinde, zaman serileri ile ilgili olarak, otoregresif süreç

(AR süreci), serinin entegre olma derecesi (I derecesi) ve hareketli ortalama süreci (MA süreci) olmak üzere 3 önemli unsuru bulundurlar.

5.3.1. Otoregresif Süreç (AR Süreci)

ε_t ; sıfır ortalamalı, varyansı sabit ve otokorelasyon durumu olmayan bir hata terimi (beyaz gürültü hata terimi) olmak üzere, AR sürecini açıklamak için aşağıdaki modeli kullanmak mümkündür (Ertek, 1996):

$$Y_t = \alpha_1 \cdot Y_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.24)$$

(5.24) denklemi ile ifade edilen model, birinci dereceden otoregresif, stokastik süreçli bir modeldir. Bu model, AR(1) modeli olarak tanımlanabilir. Bu modelde, Y 'nin t dönemindeki değeri, bir önceki dönemdeki değeri ve bir rassal terimin bir fonksiyonu olarak gösterilmektedir. Y 'nin t dönemindeki tahmin değerinin, bir önceki dönemdeki ($t-1$ dönemdeki) değerinin α_1 gibi bir katsayı ile çarpılması ve bu çarpıma t dönemindeki bir ε bozucu etkisinin (ε_t) eklenmesi ile elde edildiği belirtilmektedir. (Gujarati, 1995)

AR(2) stokastik süreçli model ise aşağıdaki şekilde yazılabilir:

$$Y_t = \alpha_1 \cdot Y_{t-1} + \alpha_2 \cdot Y_{t-2} + \varepsilon_t \quad (5.25)$$

AR(2) modelinde ise, Y_t değeri, kendisinden önceki 2 dönemin ($t-1$ ve $t-2$ dönemlerinin) Y değerlerine bağlı olarak ifade edilmiştir.

(5.24) ve (5.25) denklemlerini genelleştirerek; AR(p) stokastik süreçli modeli, (5.26)'daki gibi yazmak mümkündür:

$$Y_t = \alpha_1 \cdot Y_{t-1} + \alpha_2 \cdot Y_{t-2} + \dots + \alpha_p \cdot Y_{t-p} + \varepsilon_t \quad (5.26)$$

Görüldüğü gibi, bütün AR modellerinde, Y_t değeri, kendinden önceki dönemlere ait Y değerleri ile ifade edilmektedir.

5.3.2. Hareketli Ortalama Süreci (MA Süreci)

AR sürecinden başka, t dönemindeki ve daha önceki dönemlerdeki hata terimleri de Y_t değerinin oluşmasına katkıda bulunuyor olabilirler. Zaman serilerinde, MA sürecini incelemek için, aşağıdaki denklem kullanılabilir:

$$Y_t = \mu + \beta_0 \cdot \varepsilon_t + \beta_1 \cdot \varepsilon_{t-1} \quad (5.27)$$

Bu denklemde, μ , sabit bir terim; ε ise bir beyaz gürültü hata terimidir. Bu model, 1. dereceden hareketli ortalama modelidir ve MA(1) modeli olarak tanımlanır. MA(1) modelinde, t dönemi için Y değeri, bir sabit terim ile, t dönemindeki ve bir önceki dönemdeki (t ve (t-1) dönemlerindeki) hata terimlerinin değerlerine bağlı olarak gösterilmektedir. (Gujarati, 1995)

MA(2) hareketli ortalama modelini ise şu şekilde tanımlamak mümkündür:

$$Y_t = \mu + \beta_0 \cdot \varepsilon_t + \beta_1 \cdot \varepsilon_{t-1} + \beta_2 \cdot \varepsilon_{t-2} \quad (5.28)$$

MA(2) modelinde t dönemi için Y değeri ise, bir sabit terim ile; t, (t-1) ve (t-2) dönemlerindeki hata terimlerinin bir fonksiyonu olarak gösterilmektedir.

(5.27) ve (5.28) denklemleri genelleştirilerek, MA(q) hareketli ortalama süreci, aşağıdaki gibi yazılabilir.

$$Y_t = \mu + \beta_0 \cdot \varepsilon_t + \beta_1 \cdot \varepsilon_{t-1} + \beta_2 \cdot \varepsilon_{t-2} + \dots + \beta_q \cdot \varepsilon_{t-q} \quad (5.29)$$

Bütün bu denklemlerden, hareketli ortalama sürecinin, beyaz gürültü hata terimlerinin doğrusal bir birleşimi olduğu görülmektedir.

5.3.3. ARMA Süreci

Y_t 'nin türetilmesinde, hem AR hem de MA sürecinin etkisi bulunuyorsa, bu durumda ARMA süreci söz konusudur. AR(p) süreci ile MA(q) sürecinin birlikte kullanılması ile ARMA(p,q) modeli yaratılmış olur.

Genel olarak, bir ARMA(p,q) sürecinde, p tane otoregresif süreç ve q tane hareketli ortalama terimi mevcuttur.

5.3.4. Serinin Entegre Olması (I süreci)

Orjinal Y_t serisi durağan bir seri ise, bu durumda sıfırıncı dereceden entegre olmuş bir seri söz konusu demektir ve bu durum $I(0)$ ile gösterilir.

Orjinal Y_t serisi durağan değil ise ve ancak Y_t serisinin 1. farkının alınması ile durağan bir seri elde ediliyorsa, bu durumda Y_t serisi 1. dereceden entegre olmuş demektir ve bu durum $I(1)$ ile gösterilir.

Y_t serisinin durağanlaştırılabilmesi için d kez fark alma işlemi yapılması gerekiyorsa, bu durumda Y_t serisinin d. dereceden entegre olduğu söylenebilir ve bu durum $I(d)$ şeklinde ifade edilir. (Ertek, 1996)

Bir seriye ARMA(p,q) modelinin uygulanabilmesi için, öncelikle o serinin durağan hale getirilmesi gerekir. Çünkü, örneklem verilerini ortaya çıkardığı tahmin edilen istatistiksel model, gelecek için öngörülerde bulunmak amacıyla kullanılacaktır. Bu nedenle, modelin özelliklerinin zaman içerisinde değişmemesi gerekmektedir. Üzerinde çalışılacak serinin durağan olması, bu seri kullanılarak elde edilecek modelin de durağan olabilmesine ve böylece gelecek için güvenilir tahminlerde bulunabilmeye imkan yaratacaktır.

Orjinal seriyi durağan hale getirmek için d kez fark alma işlemi yapıp, fark serisine ARMA(p,q) modelinin uygulanması ile, ARIMA(p,d,q) modeli elde edilir. Eğer seri başlangıçta durağan ise, yani $d=0$ ise, bu durumda ARIMA(p,d,q) modeli, $ARIMA(p,d=0,q) = ARMA(p,q)$ modeline eşit olur. Benzer şekilde, bir ARIMA(p,0,0) süreci, aslında yalnızca bir AR(p) süreci iken; bir ARIMA(0,0,q) süreci de yalnızca bir MA(q) sürecidir.

İncelenen seride; p, d ve q değerlerinin belirlenebilmesi için, Box-Jenkins yöntemi uygulanır.

5.4. Box-Jenkins Yöntemi

Box-Jenkins yönteminde, $ARIMA(p,d,q)$ sürecinin belirlenip, model yardımıyla geleceğe yönelik tahminlerde bulunulabilmesi için kullanılan 4 temel adım vardır. Birinci adım, belirlenme süreci olup, uygun, p,d ve q değerlerinin bulunmasını içermektedir. Bu adımdan sonra, tahmin aşamasında, modeldeki otoregresif ve hareketli ortalama terimlerinin anakütle katsayıları belirlenmeye çalışılır. 3. adım olarak tanı koyma aşaması ise, seçilen modelin sınanması demektir. Bunun için uygun bir yol, modeldeki kalıntıların beyaz gürültü olup olmadıklarını incelemektir. Kalıntıların beyaz gürültü olmaması, model ile veriler arasında uyuma olmadığına göstergesidir ve yeniden başa dönmeyi gerektirir. Kestirim olarak adlandırılan son adım ise, seçilen model kullanılarak ileriye yönelik öngörülerde bulunulmasıdır. Önümüzdeki bölümde, bu aşamaların uygulanışı incelenecektir.(Gujurati, 1995)

5.4.1. Belirlenme

Uygun p, d ve q değerlerinin belirlenmesi için korelogram çalışması yapılır. Bunun için, öncelikle serinin durağan olup olmadığı araştırılmalıdır ve orijinal seri durağan değilse, kaçınıcı derecede fark alma işlemi yapıldığında durağanlığın sağlandığı bulunmalıdır. Orijinal seride, genellikle otokorelasyon katsayılarının artan k gecikme değerleri ile çok düşük bir hızla azaldıkları, buna karşılık kısmi otokorelasyon katsayılarının çok yüksek bir değerden ani olarak düştükleri ve bu düşük değer etrafında dalgalanmalar yaptıkları görülür. Eğer böyle bir korelogram örüntüsü ile karşılaşılıyorsa, orijinal serinin durağan olmadığı fikrine ulaşılabilir. Bu durumda serinin durağanlaştırılabilmesi için, 1. dereceden fark alma işlemi uygulanır ve farkı alınmış bu seri için tekrar korelogram çalışması yapılır. Burada otokorelasyon ve kısmi otokorelasyon katsayıları için açıklanan türde bir örüntü ile karşılaşılıyorsa, bu durum ilk farkı alınmış zaman serisinin durağan hale geldiğinin bir kanıtı olabilir. Dickey-Fuller birim kök testi yapılarak, bu serinin durağan olup olmadığı hakkında daha kesin bir fikir sahibi olunabilir. Birinci dereceden farkı alınmış seriye uygulanan Dickey-Fuller testinin durağan olmama sonucunu vermesi durumuyla karşılaşıldığında; yapılması gereken, orijinal serinin 2. farkının (1. farkın 1.farkının) alınması ve bu seriye durağanlık sınaması yapılmasıdır. Kaçınıcı

dereceden fark alma işleminin yapılması sonucu serinin durağanlığı sağlanıyorsa, bu değer, d değeri olarak kabul görür. (Ülengin, 2001)

Durağanlığı sağlayan seriyle (orijinal seri, Dickey-Fuller test istatistiği ile durağanlık sonucu veriyorsa orijinal seriyle; durağanlığın sağlanması için orijinal serinin d. dereceden farkının alınması gerekiyorsa, d. dereceden farkı alınmış seri ile) yapılan korelogram çalışmasındaki k gecikme değerlerinde elde edilen otokorelasyon ve kısmi otokorelasyon katsayılarının incelenmesi, bize modele katılacak AR ve MA terimlerinin belirlenmesi açısından ipuçları verir. Otokorelasyon katsayılarının AR süreci ile ilgili, kısmi otokorelasyon katsayılarının ise MA süreci ile ilgili bilgi taşıdıkları düşünüldüğünde, otokorelasyon katsayılarında, istatistiksel bakımdan anlamlı olan (%95 güven aralığının dışına çıkan) korelogram çubuklarının gösterdiği k gecikme değerleri modele girecek AR terimlerinin belirlenmesine; kısmi otokorelasyon katsayılarında ise, istatistiksel bakımdan anlamlı olan (%95 güven aralığının dışına çıkan) korelogram çubuklarının gösterdiği k gecikmesi değerleri modele girecek MA terimlerinin belirlenmesine yardımcı olur.

5.4.2. Tahmin

İlk kademedeki değerlendirmelerin ışığında, modele girmesi muhtemel olarak düşünülen AR ya da MA terimleri kullanılarak geçici model belirlenir.

5.4.3. Tanı Koyma

Belirlenen geçici modelin verilerle uyum içinde olup olmadığını anlamak için, belirlenen gecikmeye kadar, hata terimlerinin korelogramı incelenir. İstenen durum, hata terimlerinin korelogramında, her gecikme için hesaplanmış otokorelasyon katsayılarını (AC) ve kısmi otokorelasyon katsayılarını (PAC) simgeleyen korelogram çubuklarının, %95 güven aralığının içinde kalmasıdır. %95 güven aralığının dışında kalan otokorelasyon çubukları bulunuyorsa, onların gösterdiği k gecikme değerleri, modele yeni eklenecek MA terimlerinin; %95 güven aralığının dışında kalan kısmi otokorelasyon çubukları bulunuyorsa da, onların gösterdiği k gecikme değerleri, modele yeni eklenecek AR terimlerinin belirlenmesini sağlar. Modele yanlışlıkla giren ve çıkması gereken değişkenlerin belirlenmesi için ise, modelde yer alan değişkenlerin katsayılarını, standart hatalarını, katsayılarının

standart hatalara bölünmesi ile elde edilen t istatistiklerini ve bunların olasılıklarını gösteren rapor tablosu incelenir. %5 anlamlılık düzeyinde çalışılması durumunda, olasılık değeri %5'ten yüksek olan değişkenler, modele yanlışlıkla fazladan eklenmiş ve modelden çıkarılması gereken değişkenlerdir. Modele girmesi ve modelden çıkarılması gereken değişkenler, bu şekilde belirlendikten sonra, model yeniden yazılır ve aynı kontroller tekrar yapılır. Olasılık değerlerinin hep anlamlı olma şartı (modelden atılacak bir değişkenin olmaması durumu) ve hata terimlerinin otokorelasyon ve kısmi otokorelasyonlarının hep güven aralığının içinde olma şartı (modele eklenecek bir değişkenin olmaması durumu) sağlandığında modelleme işlemi durdurulur.

Birden fazla sayıda model, bu şartları sağlayabilir. Bu durumda, parametre sayısı düşük olan model tercih edilmelidir. Ancak, bir model, daha fazla parametre içermekle birlikte daha yüksek bir tahmin gücüne sahip olabilir. Bu durumda, hangi modelin tercih edileceğine karar vermek için Akaike ve Schwartz kriterlerine bakılır ve minimum kriter değerlerini veren model tercih edilir. (Ülengin, 2001)

$$AIC(k) = n \cdot \log \sigma_e^2 + 2k \quad (5.30)$$

$$SIC(k) = n \cdot \log \sigma_e^2 + k \cdot \log n \quad (5.31)$$

olarak tanımlanmaktadır. Burada; n, gözlem sayısı; σ_e^2 hata terimlerinin varyansı ve k modeldeki toplam parametre sayısıdır.

5.4.4. Kestirim

Elde ettiğimiz modeli, ileriye yönelik tahminlerde bulunmak için kullanabiliriz. Ancak, başlangıçta seriyi durağanlaştırmak için fark alma işlemi yapmak durumunda kaldıysak, elde ettiğimiz modeldeki bağımlı değişken, Y_t değerinin kendisini değil, 1. derecede fark alma işlemi halinde, 1 önceki döneme göre; d. derecede fark alma işlemi halinde de d önceki döneme göre değişimi vermektedir. Bu durumda, Y_t değişimlerinin değil de, düzey değerlerinin tahminini yapabilmek için, başlangıçtaki fark dönüştürmelerini tersine çevirmek gerekir.

Örneğin,

$$\Delta Y_t = \delta + \alpha_1 \cdot \Delta Y_{t-k} + \alpha_2 \cdot \Delta Y_{t-m} \quad (5.32)$$

şeklinde hesaplanmış olan model,

$$\Delta Y_t = Y_t - Y_{t-1} = \delta + \alpha_1 \cdot (Y_{t-k} - Y_{t-k-1}) + \alpha_2 \cdot (Y_{t-m} - Y_{t-m-1}) \quad (5.33)$$

$$Y_t = Y_{t-1} + \delta + \alpha_1 \cdot (Y_{t-k} - Y_{t-k-1}) + \alpha_2 \cdot (Y_{t-m} - Y_{t-m-1}) \quad (5.34)$$

şeklinde yazılabilir ve bu denklemde, gereken değerler yerlerine konulduğunda t. dönem için Y değeri tahmin edilmiş olur.

5.5. Zaman Serilerinde Mevsimsellik

Zamanın yıldan daha küçük birimlerine ait gözlemlerden meydana gelen zaman serileri, mevsimlerden etkilenerek farklı dalgalanmalar gösterebilirler. Mevsimsel zaman serileri olarak adlandırılan bu tür seriler, durağan olmayan serilerdir. Zaman serilerinin, mevsimsellik taşıyıp taşımadıklarının belirlenmesi için, otokorelasyon fonksiyonları ya da regresyon katsayıları grafiği kullanılabilmektedir.

Yıldan yıla belirli bir düzen içerisinde tekrarlanan gözlemlerin, süreklilik gösteren bu karakterlerinin mevsim etkisinden kaynaklandığı düşünülebilir. Mevsim etkisinin yıldan yıla sabit olması durumunda, deterministik mevsim bileşeninin varlığı, mevsim etkisinin yıllar itibarıyla belirli bir düzende değişiklik göstermesi durumunda ise, stokastik mevsim bileşeninin varlığı değerlendirilmelidir.

Deterministik mevsimselliğin var olması durumunda; mevsimsel düzeltme yapılabilmesi için, 'hareketli ortalamaya oranlama yöntemi' olarak bilinen bir yöntem kullanılabilir. Bu yöntemin uygulanması, çarpımsal veya toplamsal olmak üzere 2 farklı şekilde gerçekleştirilebilir. Çarpımsal uygulamada, elde edilen hareketli ortalama değerlerinin dönemler itibarıyla belirli katsayılarla çarpılması durumu söz konusuysa, toplamsal uygulamada, elde edilen hareketli ortalama değerlerine, dönemler itibarıyla belirli değerlerin eklenmesi (veya çıkarılması)

durumu söz konusudur. Örnek olarak, 'kış aylarında fiyatların %20 yüksek olması' şeklinde ifade edilebilecek bir durum, çarpımsal yöntemin uygulanmasını gerektirirken, 'kış aylarında fiyatların 20 TL yüksek olması' gibi bir durum, toplamsal yöntemin uygulanmasını gerektirir.

Bir seride mevsim etkisi varsa, bu etkiyi ortadan kaldırmak için kullanılabilecek yollardan birisi, mevsimsel fark alma işlemidir. Alınan farkların dereceleri, verilerin dönem sayılarına bağlı olarak değişiklik gösterebilir. Mevsim etkisini ortadan kaldırmak için kullanılan fark filtrelerinden, ileride daha ayrıntılı olarak bahsedilecektir.

Mevsim etkisini ortadan kaldırmanın diğer bir yolu da, mevsimlik kukla değişkenlerinin kullanılmasıdır. Modelin yapısına ve verilerin dönem sayısına göre, farklı sayıda kukla değişkeni kullanılabilir. Kullanılacak kukla değişkenlerinin sayısı, dönem sayısının 1 eksiği olarak belirlenir. Örnek olarak, 3'er aylık verilerle çalışılması (yılda 4 dönem olması) durumunda, $4-1=3$ adet kukla değişkenine ihtiyaç varken, aylık verilerle çalışılması (yılda 12 dönem olması) durumunda $12-1=11$ adet kukla değişkenine ihtiyaç vardır.

Bu şekilde, denklem yardımıyla mevsimsel dalgalanmayı ortadan kaldırmak için, örnek olarak 3'er aylık verilerde, aşağıdaki denklem kullanılabilir:

$$\Delta y_t = \hat{c} + \hat{\alpha}_1 \cdot Q_1 + \hat{\alpha}_2 \cdot Q_2 + \hat{\alpha}_3 \cdot Q_3 + \varepsilon_t \quad (5.35)$$

Burada 3'er aylık (4 dönem) veriler için, dönem sayısının 1 eksiği kadar ($4-1=3$ adet) kukla değişkeni (Q_1, Q_2, Q_3) kullanıldığına dikkat edilmelidir. Kukla değişkenleri, gösterdikleri dönemlerde 1, diğer dönemlerde 0 değerini alan değişkenlerdir. Örnek olarak, Q_1 değişkeni, sadece 1. 3'er aylık dönemlerde 1; diğer 3'er aylık dönemlerde 0 değerini alırken, Q_2 değişkeni de, sadece 2. 3'er aylık dönemlerde 1; diğer dönemlerde 0 değerini almaktadır. Benzer şekilde, Q_3 değişkeni de sadece 3. 3'er aylık dönemlerde 1 değerini almaktadır. 4. 3'er aylık dönemler için bir Q_4 kukla değişkeni tanımlanmasına gerek yoktur. Çünkü diğer 3 kukla değişkenin değerleri, 4. dönemi kendiliğinden ortaya koymaktadır.

Bu denklemin uygulanmasına rağmen, elde edilen hata terimlerinin korelasyonunda bir mevsimsellik kalabilir. Bu durum, deterministik mevsimselliğin dışında, stokastik mevsimselliğin varlığından da kuşkulandığımız gerektiğini ortaya koyar.

Makroekonomik zaman serilerini analiz etmek için kullanılan tipik yaklaşım şekli, mevsimselliği, pek fazla yararlı bilgi taşımayan bir veri kirlenmesi olarak görmektir. Bu nedenle, zaman serilerinin, analize başlamadan, ilk olarak, mevsimsel etkilerden arındırılması gerektiği ve arındırılmış zaman serilerinin daha sonra, deterministik ve stokastik trendler bakımından incelenebileceği düşünülür.

Trendden başka, mevsimsel etkilerin de zaman serilerinin davranışı üzerindeki rolü yadsınamaz. Mevsimsel zaman serilerinde, y_t serisinin tahmin edilmiş otokorelasyon fonksiyonlarını, ARMA tipi modellerin otokorelasyon fonksiyonları ile karşılaştırmak mümkündür. Mevsimsel olmayan zaman serilerinde de; bu metod, genellikle, ilk birkaç otokorelasyon üzerine yoğunlaşıldığından, işe yarayabilir. Ancak, mevsimsel zaman serilerinde, dönem tekrarlarındaki ($S, 2S, \dots$) otokorelasyonlar da ayrıca düşünülmelidir. Bu durum, genellikle, mümkün AR, MA veya ARMA modellerinin çok terim içermesine yol açar.

Zaman serilerini mevsimsel etkilerden arındırmanın bir yolunun fark alma işlemi olduğu belirtilmişti. Mevsimsel zaman serilerinin modellenmesinde, Box ve Jenkins yaklaşımı, y_t serisine değişik fark alma filtreleri (Δ_k) uygulanması ve dönüştürülmüş serilerin otokorelasyon fonksiyonlarının değerlendirilmesi şeklinde kısaca açıklanabilir. Fark alma filtreleri, genellikle, otokorelasyon fonksiyonları, sadece birkaç anlamlı otokorelasyon değeri ile, kolaylıkla açıklanabilir bir hal kazanıncaya kadar uygulanır. Sonuç olarak tanımlanan ARIMA modelleri, mevsimsel ARIMA modelleri (SARIMA modelleri) olarak isimlendirilir. Fark alma işlemi için, genel olarak denenen ve kullanılan filtreler; $\Delta_1 y_t$, $(\Delta_1 y_t)^c$, $\Delta_s y_t$ ve $\Delta_1 \Delta_s y_t$ filtreleridir. Burada, s , dönem sayısını göstermektedir ve $(\Delta_1 y_t)^c$ filtresi, $\Delta_1 y_t$ serisinin, üzerine $S-1$ adet mevsimsel kukla değişkeni uygulanarak düzeltilmiş halidir. Ayrıca, çift fark alma filtresi olan $\Delta_1 \Delta_s y_t$ 'nin ;

$$\begin{aligned}\Delta_1 (\Delta_s y_t) &= \Delta_1 (y_t - y_{t-s}) \\ &= (y_t - y_{t-1}) - (y_{t-s} - y_{t-s-1}) = y_t - y_{t-1} - y_{t-s} + y_{t-s-1}\end{aligned}\quad (5.36)$$

dönüşümü anlamına geldiğine dikkat edilmelidir. Genellikle, mevsimsel etkileri ortadan kaldırmak için, bu filtrelerden başka filtrelere ihtiyaç duyulmamaktadır. (Franses, 1998)

Zaman serilerinin çoğunda; y_t serisi için, elde edilen otokorelasyon fonksiyonu değerleri anlamlı çıkmaktadır. Bu nedenle, az terimli herhangi bir ARMA modelinin faydalı olabileceği bir durum gözlenememektedir. Y_t serisinin birinci farklarının alınması, genellikle daha kolay yorumlanabilir otokorelasyon fonksiyonu değerlerinin elde edilmesini sağlar. Birinci farkları alınmış seriye, mevsimsel kukla değişkenlerinin uygulanması ile elde edilen $(\Delta_1 y_t)^c$ serisinin (düzeltilmiş $\Delta_1 y_t$ serisinin) otokorelasyon fonksiyonu değerlerinin ise, $\Delta_1 y_t$ serisinin otokorelasyon fonksiyonu değerlerine çok yakın olduğu, ancak bazı gecikme değerlerinde, $\Delta_1 y_t$ serisi değerlerine göre daha düşük sonuçlar verdiği gözlemlenebilmektedir. Bu nedenle $\Delta_1 y_t$ (düzeltilmemiş) serisinin, bazı otokorelasyon fonksiyonu değerleri; mevsimsel olarak değişen deterministik dönemlerden dolayı anlamlı çıkmış olabilir. Y_t serisine Δ_s filtresi uygulanması ile, genellikle AR tipi modellere uygun bir yapının olduğu bilinmektedir. İki kez fark alınma işlemine tabi tutulmuş $(\Delta_1 \Delta_s$ filtresi uygulanmış) serilerin ise, az terimli bir model yapısı (genellikle MA modeli yapısı) gerektirdiği ortaya konulmuştur. Ancak, herhangi bir y_t serisi için, en uygun fark alma filtresini belirlemede kullanılan ve birim kök testlerine dayanan pek çok yöntem bulunmaktadır. HEGY testi, bu yöntemlerin en önemlilerinden bir tanesidir.

5.5.1. Mevsimsel Birim Kökler ve HEGY Testi

Y_t serisini durağan kılmak için, Δ_s fark filtresine ihtiyaç duyuluyorsa, bu zaman serisinin mevsimsel olarak entegre olduğu söylenebilir. Uygun fark filtresinin bulunması, zaman serisindeki mevsimsel ve mevsimsel olmayan birim köklerin incelenmesini gerektirir (Franses, 1998). Bu durum;

$$\Delta_s = (1 - L^s) \quad (5.37)$$

denkleminde görülebilir.

Bu denklemin genel çözümü; $\{1, \cos(2\pi k/s) + i \sin(2\pi k/s)\}$ şeklinde yazılabilir. Burada $k = 1, 2, \dots$ olarak gösterilebilir ve S adet farklı çözüm belirtmektedir.

İlk çözüm olan 1, mevsimsel olmayan birim kök olarak tanımlanır ve $S-1$ adet olan diğer çözümler, mevsimsel birim kökler olarak bilinir. Örnek olarak, dönem sayısının 4 olduğu ($S=4$) 3'er aylık verilerle çalışılması durumunda, çift fark filtresi $\Delta_1 \Delta_s$, 2 adet mevsimsel olmayan birim kök ve 3 adet ($S-1=4-1=3$) mevsimsel birim kök $(-1, +i, -i)$ taşır.

5.5.1.1. Mevsimsel Birim Köklerin Test Edilmesi

Δ_s fark filtresinin, mevsimsel zaman serisinin stokastik trendden arındırılmasını sağlıyor görünmesi durumu; Δ_s filtresinin ve onun Δ_1 gibi bileşenlerinin yeterliliğini daha yakından incelemeyi gerektirir. Bu nedenle, Δ_s filtresinin, yeterli bir dönüşüm sağlayıp sağlamadığı test edilebilir.

HEGY yaklaşımı, 3'er aylık zaman serilerinde, mevsimsel ve mevsimsel olmayan birim kökleri sınamak ve böylece,

$$\Delta_s = \Delta_4 = (1 - L^4) \quad (5.38)$$

filtresini, $(1-L)$, $(1+L)$ gibi bileşenleri ile test edebilmek için kullanılmaktadır.

Bu yöntem, aşağıdaki denklemle temellendirilmektedir: (Franses, 1998)

$$\Phi_p(L) = -\pi_1 L \Phi_1(L) + \pi_2 L \Phi_2(L) + (\pi_3 L + \pi_4) L \Phi_3(L) + \Phi_{p-4}^*(L) \Phi_4(L) \quad (5.39)$$

Burada,

$$\Phi_1(L) = (1 + L + L^2 + L^3) \quad (5.39a)$$

$$\Phi_2(L) = (1 - L) \cdot (1 + L^2) = (1 - L + L^2 - L^3) \quad (5.39b)$$

$$\Phi_3(L) = (1 - L^2) \quad (5.39c)$$

$$\Phi_4(L) = (1 - L^4) \quad (5.39d)$$

olarak tanımlanmıştır.

Kolaylık olması açısından, $\Phi_{p-4}^*(L) = 0$ olarak varsayılırsa, (5.39) eşitliğinden görüleceği üzere, örnek olarak, $\pi_1 = 0$ ise, $\Phi_p(L)$, bütün bileşenler $(1-L)$ terimi içerdiklerinden $\Phi_{p-1}(L) \cdot (1-L)$ olarak ayrıştırılabilir.

Y_t 'nin

$$\Phi_p(L) y_t = \mu_t + \varepsilon_t \quad (5.40)$$

olarak yazılabileceği ve denklemdeki μ_t 'nin mevsimsel kukla değişkenleri ve deterministik trend değişkeni içerdiği, yani,

$$\mu_t = \delta_0 + \sum_{s=1}^3 \delta_s \cdot D_{s,t} + \beta t \quad (5.41)$$

olduğu düşünüldüğünde, 3'er aylık verilerde mevsimsel ve mevsimsel olmayan birim kökleri sınamak için kullanılan HEGY testi, aşağıdaki gibi ifade edilebilir:

$$\Phi_{p-4}^*(L) y_{4,t} = \mu_t + \pi_1 y_{1,t-1} + \pi_2 y_{2,t-1} + \pi_3 y_{3,t-2} + \pi_4 y_{3,t-1} + \varepsilon_t \quad (5.42)$$

Burada,

$$y_{1,t} = \Phi_1(L) y_t \quad (5.42a)$$

$$y_{2,t} = \Phi_2(L) y_t \quad (5.42b)$$

$$y_{3,t} = \Phi_3(L) y_t \quad (5.42c)$$

$$y_{4,t} = \Phi_4(L) y_t \quad (5.42d)$$

olarak tanımlanmaktadır. $\Phi_i(L)$ ifadeleri için ise, (5.39a), (5.39b), (5.39c) ve (5.39d)'de verilen formülasyonlar geçerlidir.

(5.42) denkleminde; π_1 , mevsimsel olmayan birim kökü, π_2 , π_3 (ve π_4) ise, mevsimsel birim kökleri sınamaktadır. π_1 ve π_2 değerlerinin sınanması için, t istatistiği kullanılmaktayken, π_3 (ve π_4) sınamaları için kullanılan istatistik, F istatistiğidir.

π_1 ve π_2 için yapılan t testleri, $t(\pi_1)$ ve $t(\pi_2)$ olarak gösterilir. $t(\pi_1)$, +1 değeri için birim kök testini; $t(\pi_2)$ ise, -1 değeri için birim kök testini yapmaktadır. +1 ve -1 birim köklerinin sınanması için yapılan bu testlerde, alternatif hipotez, köklerin mutlak değerce 1'den küçük olduğudur. Bu nedenle, $t(\pi_1)$ ve $t(\pi_2)$ testleri, Dickey-Fuller gibi tek yönlü testlerdir ve Dickey-Fuller ile aynı dağılımı kullanmaktadır. π_3 ve π_4 değerlerinin anlamlılığı ise, birleşik F testi ile sınanır.

π_2 , π_3 (ve π_4) değerlerinin 0'dan farklı olması, mevsimsel birim kök olmadığı anlamına gelirken; π_1 değerinin 0 olması, mevsimsel olmayan birim kök (1) varlığının göstergesi sayılır.

3'er aylık veriler için kullanılan HEGY test prosedüründe, birleşik sıfır hipotezi, $(1 - L^4)$ filtresinin, birim kökleri ayıklamak için uygun filtre olduğudur.

$t(\pi_1)$, $t(\pi_2)$ ve $F(\pi_3, \pi_4)$ testleri için kullanılan kritik değerler, verilerin dönemleri (aylık, 3'er aylık gibi), trend içerip içermemeleri ve kapsadıkları yıl düzeyine göre, farklı anlamlılık düzeyleri için tablolastırılmıştır.

$t(\pi_1)$ test dağılımının, mevsimsel olmayan zaman serilerinde, mevsimsel olmayan birim köklerin sınanması için kullanılan standart Dickey-Fuller test dağılımı ile aynı olduğu vurgulanmıştır. Ayrıca, $t(\pi_2)$ test dağılımının da, $t(\pi_1)$ test dağılımı ile aynı olduğu bilinmektedir. Bu durum, küçük örneklem için de geçerliliğini korumaktadır.

π_1 değerinin 0 olması durumunda, $(1-L)$ dönüşümünün, π_2 değerinin 0 olması durumunda $(1 + L)$ dönüşümünün, π_1 ve π_2 değerlerinin eşanlı olarak 0 olması durumunda $(1-L).(1+L)$ dönüşümünün, $\pi_1, \pi_2, (\pi_3$ ve $\pi_4)$ değerlerinin 0 olması durumunda da, $(1-L^4)$ dönüşümünün uygun dönüşümler olduğu bilinmektedir.

Dönem sayısının 12 olduğu ($S=12$) aylık zaman serilerinde ise, HEGY test denklemi şu şekilde yazılabilir: (Franses, 1998)

$$\begin{aligned} \Phi(L)y_{8,t} = & \mu_t + \pi_1 y_{1,t-1} + \pi_2 y_{2,t-1} + \pi_3 y_{3,t-1} + \pi_4 y_{3,t-2} + \pi_5 y_{4,t-1} + \pi_6 y_{4,t-2} \\ & + \pi_7 y_{5,t-1} + \pi_8 y_{5,t-2} + \pi_9 y_{6,t-1} + \pi_{10} y_{6,t-2} + \pi_{11} y_{7,t-1} + \pi_{12} y_{7,t-2} + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (5.43)$$

Burada,

$$y_{1,t} = (1+L)(1+L^2)(1+L^4+L^8)y_t \quad (5.43a)$$

$$y_{2,t} = -(1-L)(1+L^2)(1+L^4+L^8)y_t \quad (5.43b)$$

$$y_{3,t} = -(1-L^2)(1+L^4+L^8)y_t \quad (5.43c)$$

$$y_{4,t} = -(1-L^4)(1-L\sqrt{3}+L^2)(1+L^2+L^4)y_t \quad (5.43d)$$

$$y_{5,t} = -(1-L^4)(1+L\sqrt{3}+L^2)(1+L^2+L^4)y_t \quad (5.43e)$$

$$y_{6,t} = -(1-L^4)(1-L^2+L^4)(1-L+L^2)y_t \quad (5.43f)$$

$$y_{7,t} = - (1-L^4) (1-L^2+L^4) (1+L+L^2) y_t \quad (5.43g)$$

$$y_{8,t} = (1-L^{12}) y_t \quad (5.43h)$$

olarak tanımlanmıştır.

3'er aylık verilere benzer olarak, $y_{1,t}$ ve $y_{2,t}$ değişkenleri, +1 ve -1 birim köklerine karşılık gelmektedir. Aylık zaman serilerinde, π_1 ve π_2 değişkenleri için t testleri, (π_3, π_4) , (π_5, π_6) , (π_7, π_8) , (π_9, π_{10}) , (π_{11}, π_{12}) değişkenleri için F testleri kullanılmaktadır.

T ve F testleri için kritik değerler belirlenmiş durumdadır.

5.5.2. Artan Mevsimsel Dalgalanma

Bazı zaman serilerinde mevsimsel dalgalanma, trendle birlikte artış gösterebilir. Çünkü, logoritmik transformasyonun dalgalanmayı eş büyüklüğe getirmesi, her zaman mümkün olmayabilir. Bu durumu ifade eden uygun modeller, şu şekilde gösterebilir: (Franses, 1998)

$$\Delta_1 \Delta_s y_t = \alpha_0 + \sum_{s=1}^{s-1} \alpha_s \cdot D_{s,t} + \beta_0 t + \sum_{s=1}^{s-1} \beta_s \cdot D_{s,t} t + u_t \quad (5.44)$$

$$\Delta_1 y_t = \alpha_0 + \sum_{s=1}^{s-1} \alpha_s \cdot D_{s,t} + \beta_0 t + \sum_{s=1}^{s-1} \beta_s \cdot D_{s,t} t + u_t \quad (5.45)$$

$$\Delta_s y_t = \alpha_0 + \sum_{s=1}^{s-1} \alpha_s \cdot D_{s,t} + \beta_0 t + \sum_{s=1}^{s-1} \beta_s \cdot D_{s,t} t + u_t \quad (5.46)$$

Bu denklemlerde, $D_{s,t}$ değişkeni, mevsimsel kukla değişkeni olup, gösterdiği dönemde 1; diğer dönemlerde 0 değerini almaktadır. Her 3 modelin de artan trend ve mevsimsellik gösterdiğine dikkat edilmelidir.

Artan mevsimsel dalgalanma durumunda, en uygun fark filtresini belirleyebilmek için kullanılan test, aşağıdaki şekilde tanımlanabilir:

$$\phi(L)\Delta_1\Delta_s y_t = \mu_t + \pi_1(1-L^s)y_{t-1} + \pi_2(1-L)y_{t-s} + \varepsilon_t \quad (5.47)$$

(5.47) denklemindeki μ_t şu denklemle açıklanmaktadır:

$$\mu_t = \alpha_0 + \sum_{s=1}^{s-1} \alpha_s \cdot D_{s,t} + \beta_0 t + \sum_{s=1}^{s-1} \beta_s \cdot D_{s,t} t \quad (5.48)$$

Bu denklemlerde, $\sum_{s=1}^{s-1} \alpha_s \cdot D_{s,t}$ bileşeni, mevsimselliği; $\beta_0 \cdot t$ bileşeni, serinin yükselişini yaratan trendi; $\sum_{s=1}^{s-1} \beta_s \cdot D_{s,t} t$ bileşeni ise, dalgalanmaların artışını açıklamaya çalışmaktadır.

Y_t serisi için kullanılabilecek uygun fark filtreleri, π_1 ve π_2 'nin anlamlılığının test edilmesi ile bulunabilir.

π_2 için kullanılan tek yönlü t testinin [$t(\pi_2)$] ve π_1 ve π_2 için kullanılan birleşik F testinin [$F(\pi_1, \pi_2)$] kritik değerleri belirlenmiş bulunmaktadır.

π_1 ve π_2 değerlerinin ikisinin de 0 olarak bulunması durumunda, $\Delta_1\Delta_s$ filtresi uygun filtre olarak seçilir. Hem π_1 değeri, hem de π_2 değeri 0'dan farklı ise; Δ_1 filtresi kullanılabilir ya da hiçbir filtre kullanılmayabilir. Son olarak, yalnızca, π_2 0'a eşit olarak bulunduğu, Δ_s filtresi kullanılır.

5.6. Zaman Serilerinde Aşırı Değerler

Tahmin edilen hata terimlerinin normal dağılıma uymaması, veri setindeki aşırı değerlerden kaynaklanabilir. Bu nedenle, zaman serilerinde aşırı değerlerin incelenmesi gerekir.

Zaman serilerinde aşırı değerler, kendilerini iki farklı türde gösterebilirler. Bunlardan birincisi, ‘additive outlier’; diğeri ise, ‘innovation outlier’ olarak isimlendirilir.

5.6.1. Toplamsal Aşırı Değer (Additive Outlier)

‘Additive Outlier’ olarak isimlendirilen aşırı değerler, dışarıdan gelen herhangi bir şoktan dolayı gerçekleşirler. Bir ‘Additive Outlier’, gerçek değerine belirli bir değer eklenmiş ya da çıkarılmış bir gözlem olarak düşünülebilir. Örnek olarak, veri setinin yazılması sırasında, bir gözlem değerinde yapılan kayıt hatası, ‘Additive Outlier’ oluşmasına yol açabilir. Bu nedenle, ‘Additive Outlier’ların önceden tahmin edilmesi pek mümkün gözükmemektedir.

‘Additive Outlier’, bir ölçüm hatası olarak düşünülebildiğinden, tanımlanması için aşağıdaki denklem kullanılabilir: (Franses, 1998)

$$Y_t = X_t + w \cdot I_t \quad (t = \tau) \quad (5.49)$$

Bu denklemde, I_t , $t = \tau$ zamanında 1 ve diğer zamanlarda 0 değerini alan bir kukla değişkenidir. τ zamanı, aşırı değer gözlemlendiği zamanı ifade etmektedir. X_t serisi, bozulmamış fakat gözlenmeyen zaman serisiyken, Y_t gözlenen değişkene karşılık gelmektedir. Outlier büyüklüğü, w ile gösterilmektedir. Pratikte, τ değeri bilinmemektedir ve w değeri de stokastiktir.

‘Additive Outlier’ kavramını açıklamak için, $Y_t = \phi_1 \cdot Y_{t-1} + \varepsilon_t$ şeklinde ifade edilen bir AR(1) modeli kullanılabilir. Alt ekseninde Y_{t-1} , üst ekseninde Y_t olmak üzere, Y_t ve Y_{t-1} değerlerinin grafik gösterimi yapılsa, τ zamanında w büyüklüğünde bir ‘Additive Outlier’ gözleneceği ve $\tau+1$ zamanında da bu outlierın zıt yönlü olarak (simetrik olarak) kendisini göstereceği anlaşılır. Diğer bir deyişle, Y_t ve Y_{t-1} grafiğinde, ‘Additive Outlier’, gözlemlerin genel düzenine uymayan iki düzensiz veri noktası gibi görünür.

Böyle bir ‘Additive Outlier’ın, AR(1) modelinde, parametrelerin tahmin edilmesinde ihmal edilmesi, $\hat{\varepsilon}_\tau$ ve $\hat{\varepsilon}_{\tau+1}$ gibi iki büyük hata teriminin oluşmasına yol açar. Çünkü, Y_τ aşırı bir veri noktası olduğundan, $Y_{\tau-1}$ ve $\hat{\phi}_1$ ile Y_τ ’nın tahmini

$(\hat{Y}_t)$; gerçek Y_t değerinden oldukça farklı olacaktır. Ayrıca, Y_t 'nun kendisi, Y_{t+1} için, sapmalı bir tahmin edicidir. 'Additive Outlier'ların ihmal edilmesi, ϕ_1 değerinin tahmin edilmesinde de ciddi etkiler yaratır.

(5.49) denklemindeki w yükseldiğinde, $\phi_1 - \hat{\phi}_1$ farkı da yükselir.

$$X_t = \phi_1 \cdot X_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.50)$$

ve

$$Y_t = X_t + w \cdot \delta_t \quad (w > 0) \quad (5.51)$$

denklemleri düşünüldüğünde, δ_t değerinin $\pi/2$ olasılıkla -1 ; $(1-\pi)$ olasılıkla 0 ve $\pi/2$ olasılıkla da 1 değerini alacağı gösterilmiştir.

$$\text{plim } \phi_1 = \phi_1 / [1 + \pi \cdot w^2 / \sigma_x^2] \quad (5.52)$$

denklemini, δ_t prosesi tarafından yaratılan 'Additive Outlier'ların ihmal edilmesi durumunu göstermektedir. Diğer bir deyişle, ϕ_1 'in tahmin değeri, π 'nin ve/veya w 'nin büyük değerleri için 0 'a doğru kaymaktadır.

Ayrıca, 'Additive Outlier'lar, büyük çarpıklık ve basıklık değerlerine de yol açarlar ve bu durum, normalite testinde olumsuz sonuçlara sebebiyet verir.

5.6.2. Yeni Usül Aşırı Değer (Innovation Outlier)

İkinci bir önemli outlier türü, beyaz gürültü prosesinde oluşan 'Innovation Outlier' dır. Bir ARMA(p,q) prosesi için, 'Innovation Outlier' şu şekilde tanımlanabilir: (Franses, 1998)

$$\phi_p(L)y_t = \theta_q(L)(\varepsilon_t + w \cdot I_t[t=\tau]) \quad (5.53)$$

Gösterim için, τ zamanında bir 'Innovation Outlier' a sahip olan bir AR(1) serisi kullanılabilir. Bu seri aşağıdaki denklemle ifade edilebilir:

$$Y_t = \phi_1 \cdot Y_{t-1} + \varepsilon_t + w \cdot I_t[t = \tau] \quad (5.54)$$

Bu denklemden anlaşılacağı üzere, τ haricinde diğer gözlemler için, Y_t değeri, $\phi_1 \cdot Y_{t-1}$ değerine yakındır. Ancak Y_τ için, ‘Innovation Outlier’ın ihmal edilmesi durumunda yapılan $\phi_1 \cdot Y_{t-1}$ tahmini, $\varepsilon_t + w$ büyüklüğünde bir hataya yol açar. ‘Additive Outlier’a zıt olarak; $Y_{\tau+1}$ için yapılan tahminin [$(\phi_1 \cdot Y_\tau)$ ’nun], çarpazda bir karşılığı yoktur. Bu nedenle, (Y_t, Y_{t-1}) grafiğinde, bütün diğer (Y_t, Y_{t-1}) kombinasyonları, regresyon doğrusu civarında toplanmışken; yalnızca, $(Y_\tau, Y_{\tau-1})$ kombinasyonu, bir aşırı kombinasyon olarak göze çarpar. Yani, ‘Additive Outlier’dan farklı olarak, ‘Innovation Outlier’da yalnızca bir adet aşırı değer gözlenir.

τ ’yu takip eden bütün değerler AR(1) modeline uyum gösterdiğinden, $t > \tau$ için bütün (Y_t, Y_{t-1}) çiftlerinin, ϕ_1 eğimi ile regresyon doğrusu üzerinde yer alması umulur. w değeri çok büyük olduğunda, ‘Innovation Outlier’ın ihmal edilmesi, sabit terimin sapmalı olmasına yol açar. Ayrıca, AR(1) serisi için, böyle bir ‘Innovation Outlier’ın ihmal edilmesi durumunda, $\hat{\phi}_1 \cdot Y_{\tau-1}$ ’in Y_τ ’nun sapmalı tahmin edicisi olması nedeniyle, büyük bir $\hat{\varepsilon}_\tau$ hata teriminin oluşması kaçınılmaz olur.

Bir AR(1) serisi için, τ ve $\tau + 1$ ’de peşpeşe iki adet ‘Innovation Outlier’ varsa ve etkileri w ve $-\phi_1 \cdot w$ ise, bu durumu tek bir ‘Additive Outlier’ durumundan ayırmak mümkün değildir.

‘Additive Outlier’ ve ‘Innovation Outlier’ı birbirinden ayırmak için, $Y_t - t$ grafiği kullanılabilir. ‘Additive Outlier’da, aşırı değerden sonra, serinin hemen eski haline dönmesi söz konusuyken; ‘Innovation Outlier’da, aşırı değerden sonra bunun sönümlenip serinin eski haline dönmesi daha yavaş olmaktadır. Ayrıca, hata terimleri incelendiğinde de, ‘Additive Outlier’da, büyük bir hatadan sonra, tam zıt yönde bir büyük hata daha göze çarpıyorken, ‘Innovation Outlier’da sadece bir büyük hata gözlemlenir.

5.6.3. Kalıcı Düzey Değişimi (Permanent Level Shift)

(5.54) denklemindeki, ϕ_1 değeri 1'e eşit olduğunda, τ zamanındaki 'Innovation Outlier', zaman serisinin düzeyinde kalıcı bir değişime yol açar. AR(1) modeli durumunda, böyle bir düzey değişimi, alternatif olarak, $\phi_1 = 1$ sınırlaması gerektirmeden, aşağıdaki şekilde ifade edilebilir: (Franses, 1998)

$$Y_t = \phi_1 \cdot Y_{t-1} + \delta \cdot I_t[t < \tau] + \delta \cdot w \cdot I_t[t \geq \tau] + \varepsilon_t \quad (5.55)$$

Burada, Y_t için stabilizasyon değeri $t < \tau$ için, $\delta / (1 - \phi_1)$ iken, bu düzey, $t \geq \tau$ için, $(\delta \cdot w) / (1 - \phi_1)$ değerine kaymaktadır. Bu nedenle, Y_t gözleminden itibaren, zaman serisinin düzeyi kalıcı olarak ötelenmiş olmaktadır. Böyle bir durum, stokastik ve deterministik trendi birbirinden ayırmayı güçleştirir.

Düzey değişimi ihmal edildiğinde, w değeri büyüdükçe, $\hat{\phi}_1$ değerinin 1'e yaklaştığı ve $\phi_1 = 1$ hipotezini reddetmenin güçleştiği Perron tarafından gösterilmiştir.

Zaman serilerinde otokorelasyon fonksiyonlarının incelenmesinden, w değeri büyüdükçe, otokorelasyon katsayılarının daha yüksek değerler aldıkları görülür. Bu durum, düzey değişimli zaman serilerinin daha fazla hafızalı gibi görünmesine yol açar. Öbür yandan, böyle bir düzey değişimini ihmal etmek, $\hat{\phi}_1$ 'in yeteri kadar iyi tahmin edilememesine sebep olduğundan, uygun olmayan gelecek tahminleri yapılması sonucunu doğurur.

5.6.4. Geçici Düzey Değişimi (Transient Level Shift)

Basit bir beyaz gürültü serisi için, bu model aşağıdaki gibi ifade edilebilir:

$$Y_t = \delta \cdot I_t[t < \tau] + \sum_{i=0}^k w \cdot \lambda^i \cdot I_t[t = \tau + i] + \varepsilon_t \quad (|\lambda| < 1) \quad (5.56)$$

Bu denklemde, τ zamanına kadar, serinin düzeyi δ 'dır. τ zamanında, seri, λ 'nın değerine bağlı olarak yavaşça sönümlenen w büyüklüğünde bir uyarı alır.

k'nın büyük değerler alması mümkündür. Ancak, bu denklemdaki parametreler, model yapısı k'nın büyük değerleri için, parametre kısıtlamaları getirdiğinden, lineer olmayan en küçük kareler yöntemi kullanılarak tahmin edilebilir. Bu model, w şokunun emilme süresini gösteren λ değerini tahmin etmek için kullanışlıdır.

5.6.5. Değişen Trend (Changing Trend)

Ekonomik zaman serilerinde, aşırı değerleri karakterize etmek için kullanılan bir başka model de, değişen deterministik trendin gösterimi üzerine kurulmuştur. Belirli bir olayın ekonomik yapıyı değiştirmesi durumunda, zaman serisinin trendi, önceki haline göre değişim gösterebilir. Değişen deterministik trendin modellenebilmesi için aşağıdaki denklem kullanılabilir: (Franses, 1998)

$$Y_t = v.t + w.I_t[t \geq \tau].t + \varepsilon_t \quad (5.57)$$

Burada, τ zamanına kadar trend v iken, τ zamanında ve daha ileriki zamanlarda $v+w$ olmaktadır. Ancak, genellikle daha kullanışlı bir model elde edebilmek için, (5.57) denkleminde birtakım düzenlemeler yapılmaktadır. Örnek olarak, Y_1 değeri 0'a eşit olmadığında, bu denkleme, τ zamanında ve daha ileriki zamanlarda 1 değerini alan bir kukla değişkeni sabit terim olarak eklenebilir. Çünkü, değişen trend, Y_t için, başka bir başlangıç değeri gösterir. Ayrıca, değişimin bir anda gerçekleştiği düşünülemez. Bu nedenle, kukla değişkenleri ile, τ civarındaki değişimin de açıklanması faydalı olur. Bu düzenlemeler yapıldığında, (5.57) denklemi, aşağıdaki hali alır.

$$Y_t = \mu + v.t + w.I_t[t \geq \tau].t + \lambda_1 .I_t[t = \tau] + \lambda_2 .I_t[t \geq \tau] + \varepsilon_t \quad (5.58)$$

Bu denklemdaki $w.I_t[t \geq \tau]$ ifadesi eğimdeki değişimi, $\lambda_1 .I_t[t = \tau]$ ifadesi geçiş dönemini ve $\lambda_2 .I_t[t \geq \tau]$ ifadesi de sabit terimdeki değişimi açıklamaktadır.

Zaman serilerinde outlier olup olmadığının sınanması için, aşırı değer olabileceği düşünülen τ değerinde bir $I_t[t = \tau]$ kukla değişkeni yaratılır. Bu kukla değişkeni, τ 'da 1; diğer zamanlarda 0 değerini almaktadır. Daha sonra bu kukla

değişkeninin katsayısının istatistiksel olarak anlamlı olup olmadığı sınanır. Eğer katsayı anlamlı çıkarsa, o τ 'nun bir outlier gösterdiği anlaşılır.

Zaman serilerinde bir düzey değişimi olup olmadığının sınanması için ise, düzey değişiminin olduğu düşünülen τ değerinde ve bu τ değerinden sonraki zamanlarda 1 değerini, τ değerinden önceki zamanlarda da 0 değerini alan bir $I_t[t \geq \tau]$ kukla değişkeni yaratılır ve bu kukla değişkeninin katsayısının istatistiksel olarak anlamlı olup olmadığı sınanır. Katsayının anlamlı çıkması, τ değerinde bir düzey değişimi yaşandığının göstergesi sayılır.

5.6.6. Aşırı Değerler Durumunda Birim Kökler

Kalıcı ya da geçici düzey değişimleri, 'Additive Outlier'lar ya da değişen deterministik trendler olması durumunda, zaman serisinin birim köke sahip olup olmadığını söylemek kolay değildir. Düzey değişimlerinin ya da trend değişimlerinin ihmal edilmesi, sahte birim kökler görülmesine yol açabilir. Ayrıca, dikkate alınmayan 'Additive Outlier'lar da seriyi durağan olmadığı halde durağanmış gibi gösterebilir. Bu nedenle, bu değişimlerin birim kök testlerinde dikkate alınması gerekir.

5.6.6.1. Mevsimsel Olmayan Serilerde Additive Outlier Bulunması

(5.52) denkleminde 'Additive Outlier'ların ihmal edilmesi durumunda, ϕ_1 'in tahmin değeri aşağıya doğru sapma gösterecektir. Bu nedenle, gerçek değer 1'e eşit olsa bile, ihmal edilen 'Additive Outlier'ların olması durumunda, $\hat{\phi}_1$ değeri 1'den küçük olacaktır. Diğer bir deyişle, veri setinin bir adet ya da daha fazla 'Additive Outlier' ile bozulması durumunda, sıfır hipotezi altında birim kök bulunması güçleşir.

Alt ekseninde Y_{t-1} , üst ekseninde $\Delta Y_t = Y_t - Y_{t-1}$ grafiği çizildiğinde, regresyon doğrusunun eğiminin 0'a eşit olması gerekirken, 'Additive Outlier'lar nedeniyle (-) bir değer aldığı görülür. Bu nedenle, ADF (ya da DF) test dağılımı, ihmal edilen 'Additive Outlier'lar olması durumunda sola daha fazla çarpık hale gelir ve kritik değerler de sola doğru kayar.

5.6.6.2. Mevsimsel Olmayan Serilerde Düzey Değişimleri

'Additive Outlier'lerden farklı olarak, düzey değişimleri, Dickey-Fuller testinde sıfır hipotezinin reddedilmesine neden olmazlar. Yani, düzey değişiminin modele dahil edilmemesi durumunda, pek çok sahte birim kök bulunabilir.

Mevsimsel olmayan serilerde, düzey değişimlerinin Dickey-Fuller regresyonuna dahil edilmesi, aşağıdaki gibi yapılır:

$$\Delta_1 Y_t = \rho \cdot Y_{t-1} + w \cdot I_t[t \geq \tau] + \lambda_1 \cdot I_t[t = \tau] + \lambda_2 \cdot I_t[t = \tau + 1] + \varepsilon_t \quad (5.59)$$

Bu denklemde, τ ve $\tau + 1$ zamanlarındaki kukla değişkenleri, aşamalı düzey değişimini açıklarlar. Düzey değişiminin yerini gösteren λ değeri, τ/n 'e eşit olduğunda, $t(\rho)$ dağılımın yalnızca λ 'ya bağlı olduğu Perron tarafından gösterilmiştir.

Mevsimsel olmayan ve düzey değişimi içeren zaman serilerinde kullanılan Dickey-Fuller t testi için kritik değerler, değişik λ değerlerine bağlı olarak belirlenmiş bulunmaktadır. Bu değerler, düzey değişimi içermeyen Dickey-Fuller kritik değerlerine göre daha solda yer almaktadır.

5.6.6.3. Mevsimsel Olmayan Serilerde Değişen Trendler

Eğer düzey değişiminin yanında bir trend değişimi de söz konusuysa, bu durumda standart birim kök testi kullanarak durağanlığı belirlemek daha güç olur. Bu nedenle, birim kök testini, kalıcı düzey değişimini (permanent level shift) ve değişen trendi (changing trend) de açıklayacak biçimde, aşağıdaki denklemde ifade edildiği gibi geliştirmek gerekir (Franses, 1998).

$$\Delta_1 Y_t = \rho \cdot Y_{t-1} + \mu + v \cdot t + w \cdot I_t[t \geq \tau] \cdot t + \lambda_1 \cdot I_t[t = \tau] + \lambda_2 \cdot I_t[t \geq \tau] + \varepsilon_t \quad (5.60)$$

Mevsimsel olmayan serilerde değişen trend durumunda kullanılan bu test için $t(\hat{\rho})$ dağılımı da Perron tarafından türetilmiştir ve bu dağılımın da düzey değişiminde olduğu gibi, yalnızca $\lambda = \tau/n$ değerine bağlı olduğu bilinmektedir.

(5.60) denklemindeki gibi, değişen trendi ifade eden durumlar için kullanılacak $t(\hat{\rho})$ testi kritik değerleri de belirlenmiş bulunmaktadır ve bu kritik değerler, düzey değişimi durumlarında kullanılan kritik değerlere göre daha solda yer almaktadır.

5.6.6.4. Mevsimsel Serilerde Mevsimsel Düzey Değişimleri

Mevsimsel olmayan zaman serilerinde, düzey değişimlerinin birim kök testleri üzerindeki etkilerine benzer olarak, bir ya da daha fazla dönemdeki düzey değişimleri mevsimsel birim kök testleri üzerinde de etkilere sahiptir. Bu nedenle, mevsimsel düzey değişimlerini de dikkate alarak mevsimsel birim kökleri incelemek önem arz etmektedir. Mevsimsel düzey değişimlerini ihmal etmek, önemli tahmin hatalarının oluşmasına yol açar. Franses ve Vogelsang, (5.42) denkleminde belirtilen Hegy regresyon modelini, düzey değişimleri için kukla değişkenleri ekleyerek geliştirmeyi önermektedir. Üçer aylık dönemler için Hegy testinin mevsimsel düzey değişimlerini de içerecek şekilde geliştirilmiş hali aşağıdaki gibi gösterilebilir: (Franses, 1998)

$$\begin{aligned} \Delta_4 Y_t = & \sum_{s=1}^4 \delta_s \cdot D_{s,t} + \sum_{s=1}^4 \delta_s^* \cdot D_{s,t} \cdot I_t[t \geq \tau] + \sum_{j=1}^4 \kappa_j \cdot I_t[t = \tau - 1 + j] + \\ & \pi_1 \cdot (1 + L + L^2 + L^3) \cdot Y_{t-1} + \pi_2 \cdot (-1 + L - L^2 + L^3) \cdot Y_{t-1} + \\ & (\pi_3 \cdot L + \pi_4) \cdot (1 - L^2) \cdot Y_{t-1} + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (5.61)$$

Bu denklemde dört adet κ_j parametresine, τ zamanından itibaren dört mümkün düzey değişimini açıklamak için ihtiyaç duyulmuştur. Franses ve Vogelsang, π_1 ve π_2 için t testleri ve π_3 ve π_4 için birleşik F-testi dağılımının sadece $\lambda = \tau/n$ değerine bağlı olduğunu göstermişlerdir. Burada da, τ ; düzey değişiminin olduğu zamanı ifade etmektedir. Mevsimsel düzey değişimlerinin varlığında kullanılan bu Hegy testi için kritik t ve F değerleri belirlenmiş durumdadır. Bu t testi değerlerinin, düzey değişimi içermeyen mevsimsel birim kök sınaması için kullanılan Hegy testinin kritik t değerlerine göre solda olduğu; F testi kritik değerlerinin ise, düzey değişimi içermeyen mevsimsel birim kök sınamaları için kullanılan Hegy testinin kritik F değerlerine göre sağda olduğu bilinmektedir.

5.7. Zaman Serilerinde İleriyi Tahmin

Zaman serisi verileri ile belirlenen model, ileriki dönem için öngörülerde bulunmak amacıyla kullanılabilir. Bu tahminler, one-step forecast (statistic forecast) yönteminde olduğu gibi, 1 dönem sonraki değeri belirlemek için yapılabileceği gibi; h-step forecast (dynamic forecast) yönteminde olduğu gibi h adım sonraki değeri belirlemek için de gerçekleştirilebilir.

5.7.1. Bir Adım Sonraki Değerin Tahmin Edilmesi (Static Forecast)

Zaman serisi verilerinin, y_1 'den y_n 'e kadar n adet gözlem içermesi ve bu seriye uygun olan modelin belirlenmiş olması durumunda, $\hat{y}_{n+1}$ değeri, [(n+1).dönemin tahmin değeri], y_n kullanılarak; $\hat{y}_{n+2}$ değeri, [(n+2).dönemin tahmin değeri], y_{n+1} kullanılarak; $\hat{y}_{n+3}$ değeri de, [(n+3). dönemin tahmin değeri], y_{n+2} kullanılarak saptanabilir. Yani, bir dönem değerinin tahmin edilmesinde, bir önceki dönemin tahmin değeri değil, gerçekleşmiş değeri kullanılır. Tahminlerde, tahmin edilmiş değerler kullanılmaz.

Bu yöntemin uygulanmasında, genellikle veri setinin son gözlemleri, model kurma fazının dışında bırakılır ve son gözlemleri içermeyen veri seti kullanılarak uygun model belirlenir. Daha sonra, belirlenen bu model yardımıyla, elimizde gerçek değerleri mevcut olan ancak model kurulmasında kullanılmayan değerler tahmin edilir. Tahmin değerlerinin gerçek değerlere uyum sağlaması durumunda, modelin geçerli bir model olduğu kabul edilir ve elimizde var olmasına rağmen başlangıçta kullanılmayan değerler kullanılarak elimizde var olmayan yeni değerlerin elde edilmesine çalışılır.

5.7.2. H Adım Sonraki Değerin Tahmin Edilmesi (Dynamic Forecast)

Bu yöntemde, $\hat{y}_{n+1}$ değerinin tahmin edilmesi için y_n ; $\hat{y}_{n+2}$ değerinin tahmin edilmesi için $\hat{y}_{n+1}$; $\hat{y}_{n+3}$ değerinin tahmin edilmesi için de $\hat{y}_{n+2}$ kullanılır. Bir döneme ilişkin tahmin yapılırken, daha önceki dönemin gerçek değerinin değil de, tahmin değerinin kullanılması, hataların büyümesine yol açar.

5.7.2.1. MA Modelinde Tahmin

MA modellerinde tahmin sürecini açıklamak için, (5.62) no'lu denklemdaki MA(2) modeli kullanılabilir. (Franses, 1998)

$$y_t = \varepsilon_t + \theta_1 \cdot \varepsilon_{t-1} + \theta_2 \cdot \varepsilon_{t-2} \quad (5.62)$$

(5.62) no'lu denklemden,

$$y_{n+1} = \varepsilon_{n+1} + \theta_1 \cdot \varepsilon_n + \theta_2 \cdot \varepsilon_{n-1} \quad (5.63)$$

yazılabilir. Bu denklemden, n zamanında, ε_{n+1} bilinmemektedir ve ε_{n+1} 'in beklenen değeri 0'dır. Bu durumda y_{n+1} 'in beklenen değeri,

$$\hat{y}_{n+1} = \theta_1 \cdot \varepsilon_n + \theta_2 \cdot \varepsilon_{n-1} \quad (5.64)$$

olur. (5.63) ve (5.64) no'lu denklemlerden, $(n+1)$. dönemdeki hata teriminin,

$$y_{n+1} - \hat{y}_{n+1} = \varepsilon_{n+1} \quad (5.65)$$

olduğu görülmektedir. Burada, tanımlanan SPE (Squared Prediction Error) değeri, σ^2 'ye (hata terimlerinin varyansına) eşittir.

MA(2) modelinde, n . dönemden 2 dönem sonrası için,

$$y_{n+2} = \varepsilon_{n+2} + \theta_1 \cdot \varepsilon_{n+1} + \theta_2 \cdot \varepsilon_n \quad (5.66)$$

olarak yazılabilir.

(5.66) denkleminde, n zamanında, ε_{n+1} ve ε_{n+2} değerleri bilinmemektedir ve bu terimlerin beklenen değeri 0'dır. Bu durumda, y_{n+2} 'nin beklenen değeri,

$$\hat{y}_{n+2} = \theta_2 \cdot \varepsilon_n \quad (5.67)$$

olur. (5.66) ve (5.67) denklemlerinden;

$$y_{n+2} - \hat{y}_{n+2} = (\varepsilon_{n+2} + \theta_1 \cdot \varepsilon_{n+1} + \theta_2 \cdot \varepsilon_n) - \theta_2 \cdot \varepsilon_n \quad (5.68)$$

olarak yazılabilir. Bu denklemde, $\theta_2 \cdot \varepsilon_n$ terimleri birbirini götürür ve 2. adım için;

$$\text{SPE} = (1 + \theta_1^2) \cdot \sigma^2 \quad (5.69)$$

olarak bulunur.

MA(2) modelinde, n. dönemden 3 dönem sonra,

$$y_{n+3} = \varepsilon_{n+3} + \theta_1 \cdot \varepsilon_{n+2} + \theta_2 \cdot \varepsilon_{n+1} \quad (5.70)$$

olarak yazılabilir. Burada, n zamanında, ε_{n+1} , ε_{n+2} ve ε_{n+3} değerleri bilinmediğinden ve bu terimlerin beklenen değeri 0 olduğundan, $\hat{y}_{n+3}$ değeri 0'a eşit olur. Bu durumda;

$$y_{n+3} - \hat{y}_{n+3} = (\varepsilon_{n+3} + \theta_1 \cdot \varepsilon_{n+2} + \theta_2 \cdot \varepsilon_{n+1}) - 0 \quad (5.71)$$

ve,

$$\text{SPE} = (1 + \theta_1^2 + \theta_2^2) \cdot \sigma^2 \quad (5.72)$$

şeklinde ifade edilebilir.

Benzer şekilde, 4. adımda da,

$$y_{n+4} - \hat{y}_{n+4} = (\varepsilon_{n+4} + \theta_1 \cdot \varepsilon_{n+3} + \theta_2 \cdot \varepsilon_{n+2}) - 0 \quad (5.73)$$

ve,

$$\text{SPE} = (1 + \theta_1^2 + \theta_2^2) \cdot \sigma^2 \quad (5.74)$$

olmaktadır.

MA(q) modeli için, h-step forecast tekniği genelleştirilirse, h. adımdaki tahmin değeri için,

$$\hat{y}_{n+h} = \sum_{i=0}^q \theta_{i+h} \cdot \varepsilon_{n-i} \quad (5.75)$$

ve, $i+h > q$ için, $\theta_0=1$ ve $\theta_{i+h} = 0$ değerleri ile, h. adımdaki hata terimi için,

$$e_{n+h} = y_{n+h} - \hat{y}_{n+h} = \sum_{i=0}^{h-1} \theta_i \cdot \varepsilon_{n+h-i} \quad (5.76)$$

denklemleri yazılabilir (Franses, 1998).

Squared Prediction Error (SPE)'nin genelleştirilmiş formülasyonu ise,

$$SPE(h) = E(e_{n+h}^2) = \sigma^2 \cdot \sum_{i=0}^{h-1} \theta_i^2 \quad (5.77)$$

şeklindedir.

MA modellerinde, MA'nın mertebesinden daha yüksek dönemler için tahmin değerlerinin sabitleştiği görülmektedir. Bu nedenle, en fazla, MA'nın sahip olduğu mertebe kadarki ileri dönemler için tahminlerde bulunulabilir.

MA modellerinde yapılan tahminler için, %95 güven aralığı;

$$\hat{y}_{n+h} - 1,95 \cdot RSPE(h) \leq y_{n+h} \leq \hat{y}_{n+h} + 1,95 \cdot RSPE(h) \quad (5.78)$$

şeklinde yazılabilir. Burada, RSPE(h), [root squared prediction error]; SPE(h) değerinin kök alınmış halidir.

5.7.2.2. AR Modellerinde Tahmin

AR modellerindeki tahmin süreci, (5.79) no'lu denklemdeki AR(2) modeli ile ele alınabilir. (Franses, 1998)

$$y_t = \phi_1 \cdot y_{t-1} + \phi_2 \cdot y_{t-2} + \varepsilon_t \quad (5.79)$$

AR(2) modelinde, (n+1). dönem için;

$$y_{n+1} = \phi_1 \cdot y_n + \phi_2 \cdot y_{n-1} + \varepsilon_{n+1} \quad (5.80)$$

şeklinde yazılabilir.

Burada, n zamanında, ε_{n+1} değeri bilinmediğinden ve bu terimin beklenen değeri 0 olduğundan,

$$\hat{y}_{n+1} = \phi_1 \cdot y_n + \phi_2 \cdot y_{n-1} \quad (5.81)$$

dir. (5.80) ve (5.81) no'lu denklemlerden, 1. adım için SPE değerinin, σ^2 'ye eşit olduğu görülmektedir.

AR(2) modelinde, n. dönemden 2 adım sonrası için;

$$\begin{aligned} y_{n+2} &= \phi_1 \cdot y_{n+1} + \phi_2 \cdot y_n + \varepsilon_{n+2} \\ &= \phi_1 \cdot (\phi_1 \cdot y_n + \phi_2 \cdot y_{n-1} + \varepsilon_{n+1}) + \phi_2 \cdot y_n + \varepsilon_{n+2} \end{aligned} \quad (5.82)$$

şeklinde yazılabilir.

y_{n+2} 'nin n. dönemde yapılan tahmin değeri ise, ε_{n+2} teriminin değeri bilinmediğinden ve bu terimin beklenen değeri 0 olduğundan ve ayrıca; y_{n+1} 'in ancak tahmin değeri kullanılabildiğinden,

$$\begin{aligned} \hat{y}_{n+2} &= \phi_1 \cdot \hat{y}_{n+1} + \phi_2 \cdot y_n \\ &= \phi_1 \cdot (\phi_1 \cdot y_n + \phi_2 \cdot y_{n-1}) + \phi_2 \cdot y_n \end{aligned} \quad (5.83)$$

şeklinde ifade edilebilir. (5.82) ve (5.83) no'lu denklemlerden,

$$y_{n+2} - \hat{y}_{n+2} = \phi_1 \cdot \varepsilon_{n+1} + \varepsilon_{n+2} \quad (5.84)$$

ve,

$$\text{SPE}(2) = (1 + \phi_1^2) \cdot \sigma^2 \quad (5.85)$$

denklemleri elde edilir.

AR(2) modelinde, n. dönemden 3 adım sonrası için,

$$\begin{aligned} y_{n+3} &= \phi_1 \cdot y_{n+2} + \phi_2 \cdot y_{n+1} + \varepsilon_{n+3} \\ &= \phi_1 \cdot [\phi_1 \cdot (\phi_1 \cdot y_n + \phi_2 \cdot y_{n-1} + \varepsilon_{n+1}) + \phi_2 \cdot y_n + \varepsilon_{n+2}] \\ &\quad + \phi_2 \cdot [\phi_1 \cdot y_n + \phi_2 \cdot y_{n-1} + \varepsilon_{n+1}] + \varepsilon_{n+3} \end{aligned} \quad (5.86)$$

yazılabilir.

y_{n+1} ile y_{n+2} için gerçek değerler bilinmediğinden ve ancak tahmin değerleri kullanılabildiğinden, ayrıca, ε_{n+3} 'ün beklenen değeri 0 olduğundan, y_{n+3} 'ün tahmin değeri,

$$\begin{aligned} \hat{y}_{n+3} &= \phi_1 \cdot \hat{y}_{n+2} + \phi_2 \cdot \hat{y}_{n+1} \\ &= \phi_1 \cdot [\phi_1 \cdot (\phi_1 \cdot y_n + \phi_2 \cdot y_{n-1}) + \phi_2 \cdot y_n] + \phi_2 \cdot [\phi_1 \cdot y_n + \phi_2 \cdot y_{n-1}] \end{aligned} \quad (5.87)$$

şeklinde ifade edilir.

(5.86) ve (5.87) denklemlerinin karşılaştırılmasından,

$$\text{SPE}(3) = (1 + \phi_1^2 + \phi_2^2 + 2 \cdot \phi_1^2 \cdot \phi_2 + \phi_1^4) \cdot \sigma^2 \quad (5.88)$$

olduğu görülür.

(5.88) no'lu denklemin oldukça karmaşık olması, AR(p) modelini, MA formatında yazmanın daha faydalı olacağı sonucunu doğurur. Örnek olarak, incelenen AR(2) modeli,

$$y_t = \varepsilon_t + \eta_1 \cdot \varepsilon_{t-1} + \eta_2 \cdot \varepsilon_{t-2} + \eta_3 \cdot \varepsilon_{t-3} + \dots \quad (5.89)$$

şeklinde yazılabilir.

Burada, $\eta_0 = 1$ değeri ile birlikte h adımı için SPE değeri ise,

$$\text{SPE}(h) = \sigma^2 \cdot \sum_{i=0}^{h-1} \eta_i^2 \quad (5.90)$$

şeklinde gösterilebilir.

5.7.2.3. ARMA Modellerinde Tahmin

ARMA modellerinde tahmin sürecini açıklamak için, (5.91) no'lu denklemdeki ARMA(1,1) modeli kullanılabilir. (Franses, 1998)

$$y_t = \phi_1 \cdot y_{t-1} + \theta_1 \cdot \varepsilon_{t-1} + \varepsilon_t \quad (5.91)$$

(n+1). dönemdeki gerçek ve tahmin edilen y değerleri ise;

$$y_{n+1} = \phi_1 \cdot y_n + \theta_1 \cdot \varepsilon_n + \varepsilon_{n+1} \quad (5.92)$$

ve,

$$\hat{y}_{n+1} = \phi_1 \cdot y_n + \theta_1 \cdot \varepsilon_n \quad (5.93)$$

şeklinde gösterilebilir. Burada, (5.92) ve (5.93) no'lu denklemlerin incelenmesinden,

$$\text{SPE}(1) = \sigma^2 \quad (5.94)$$

olduğu görülmektedir.

ARMA(1,1) modelinde, (n+2). dönemdeki y değeri,

$$\begin{aligned} y_{n+2} &= \phi_1 \cdot y_{n+1} + \theta_1 \cdot \varepsilon_{n+1} + \varepsilon_{n+2} \\ &= \phi_1 \cdot (\phi_1 \cdot y_n + \theta_1 \cdot \varepsilon_n + \varepsilon_{n+1}) + \theta_1 \cdot \varepsilon_{n+1} + \varepsilon_{n+2} \end{aligned} \quad (5.95)$$

olarak yazılabilir.

ε_{n+1} ve ε_{n+2} değerleri bilinmediğinden ve bu terimlerin beklenen değerleri 0 olduğundan ve ayrıca y_{n+1} 'in ancak tahmin değeri kullanılabildiğinden,

$$\begin{aligned} \hat{y}_{n+2} &= \phi_1 \cdot \hat{y}_{n+1} \\ &= \phi_1 \cdot (\phi_1 \cdot y_n + \theta_1 \cdot \varepsilon_n) \end{aligned} \quad (5.96)$$

şeklinde yazılabilir. (5.95) ve (5.96) no'lu denklemlerin karşılaştırılmasından,

$$\text{SPE}(2) = (1 + \theta_1^2 + \phi_1^2 + 2 \cdot \phi_1 \cdot \theta_1) \cdot \sigma^2 \quad (5.97)$$

olarak bulunur.

5.7.3. Tahminlerin Karşılaştırılması

Tahminlerin kontrol edilmesi için kullanılan en yaygın çözüm, sahip olunan veri setindeki en son m gözlemi modele katmayıp, bu gözlemleri daha önceki dönemlere ilişkin veriler yardımıyla kurulan modeli değerlendirmek için kullanmaktır. Burada, tahminlerin %95'inin güven aralığının içinde olup olmadığı incelenebilir. Ayrıca, tahmin hatalarının, rasgele olarak pozitif veya negatif değerler alması istenir. Yani, sürekli olarak gerçek değer in altında ya da sürekli olarak gerçek değerin üstünde tahminler yapılması, arzu edilmeyen bir durumdur. Böyle bir durum, modeldeki, ortalama ya da trend gibi deterministik bir bileşenin yeterli olarak tanımlanamamış ve modellenememiş olmasından kaynaklanır.

Eldeki veri setinden son m adet gözlem değerinin performans değerlendirme için ayrılması ve başlangıçtaki n adet verinin analiz edilmesi ile kurulan modelin, m gözlem alanında iyi tahminler yapacağı kesin değildir. Bunun için, uygun yol, AIC

(Akaike Criteria) ve SIC (Schwartz Criteria) değerlerine bağlı olarak, birkaç model seçmek ve bu modelleri m gözlemlilik alanında test etmektir.

Bu amaçla,

$$MSPE = \frac{1}{m} \left[\sum_{h=1}^m (\hat{y}_{n+h} - y_{n+h})^2 \right] \quad (5.98)$$

olarak tanımlanan MSPE (Mean Squared Prediction Error), veya;

$$MAPE = \frac{1}{m} \left[\sum_{h=1}^m \left| (\hat{y}_{n+h} - y_{n+h}) / y_{n+h} \right| \right] \quad (5.99)$$

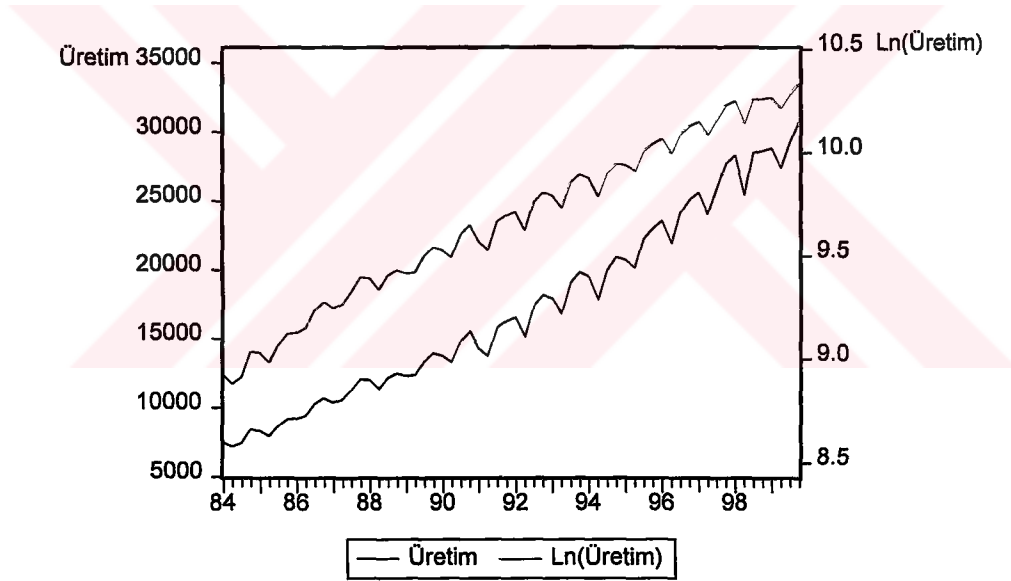
olarak tanımlanan MAPE (Mean Absolute Percantage Error) formulasyonlarından da yararlanılabilir ve en küçük MSPE veya MAPE değerini veren modelin forecastinin uygun olduğuna karar verilebilir. (Franses, 1998)

5.8. Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketim Verileri İçin Zaman Serisi Analizi Uygulamaları

Elektrik enerjisi üretimleri ve tüketimleri için yapılan zaman serisi analizi uygulamalarında, 1984 yılının ilk 3 aylık döneminden 1999 yılının son 3 aylık dönemine kadar uzanan veri setleri kullanılmıştır. Bu değerler ve bu değerlerin ln transformasyonu uygulanmış halleri Ek-E.1.'de verilmiştir.

5.8.1. Elektrik Enerjisi Üretimi İçin Zaman Serisi Analizi

1984 yılının 1. 3 aylık döneminden 1999 yılının 4. 3 aylık dönemine kadar olan elektrik enerjisi üretimi değerlerinin ve bu üretim serisinin ln transformasyonu uygulanmış halinin zamana göre değişimi, grafiksel olarak Şekil-5.1.'deki gibi gösterilebilir.



Şekil-5.1. Üretim ve Ln(Üretim) Serilerinin Grafiksel Gösterimi

Bu şekilde, hem üretim serisinin hem de üretim serisine ln transformasyonu uygulanmasıyla elde edilen serinin, mevsimsellik ve trend içerdiği (durağan olmadığı) görülmektedir. Uygulamada, elektrik enerjisi üretimi için yapılacak analizde, orijinal seri olarak ln transformasyonu ile elde edilen seri kullanılacaktır.

Üretim değerlerine ln transformasyonu uygulanmasıyla elde edilen serinin durağan olmadığı, Geliştirilmiş Dickey-Fuller testi (ADF testi) ile gösterilebilir. Bu testin, öncelikle (5.22) denklemindeki gibi sabit terimi ve trendi de içerecek biçimde (en genel hal ile) uygulanması sonucunda, trend için elde edilen olasılık değerlerinin %5 düzeyini geçmesi, testin, yalnızca sabit terim içerecek bir biçimde (5.21 denklemindeki gibi) yapılması gerektiğini gösterir. Hata terimlerinin arasında var olması muhtemel ardışık bağımlılığın ortadan kalkmasını sağlamak için modele eklenmesi gereken gecikmeli fark terimlerinin sayısı (lag değeri), gecikmeli fark terimleri için raporlanan olasılıklar göz önüne alınarak, 4 olarak, belirlenmiştir.

Tablo-5.1., üretim değerlerine ln transformasyonu uygulanmış seri (orjinal seri) için, yalnızca sabit terim ve lag=4 durumlarındaki ADF testi sonuçlarını vermektedir.

Tablo-5.1. Ln(Üretim) Serisi İçin ADF Testi Sonuçları

ADF Test Statistic	-2.252656	1% Critical Value*	-3.5437
		5% Critical Value	-2.9109
		10% Critical Value	-2.5928
*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.			
Augmented Dickey-Fuller Test Equation			
Dependent Variable: D(LU)			
Method: Least Squares			
Date: 05/24/01 Time: 21:56			
Sample(adjusted): 1985:2 1999:4			
Included observations: 59 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic
LU(-1)	-0.025797	0.011452	-2.252656
D(LU(-1))	-0.595187	0.127898	-4.653592
D(LU(-2))	-0.616308	0.132993	-4.634139
D(LU(-3))	-0.552873	0.132834	-4.162148
D(LU(-4))	0.270283	0.129683	2.084189
C	0.305532	0.115948	2.635089
R-squared	0.783528	Mean dependent var	0.022049
Adjusted R-squared	0.763106	S.D. dependent var	0.061098
S.E. of regression	0.029737	Akaike info criterion	-4.096681
Sum squared resid	0.046868	Schwarz criterion	-3.885406
Log likelihood	126.8521	F-statistic	38.36711
Durbin-Watson stat	2.020514	Prob(F-statistic)	0.000000

Hesaplanan ADF istatistiği değerinin -2.252656 olduğu görülmektedir. Bu değer, ADF testi için verilen kritik değerlerin (%5 anlamlılık düzeyi için -2.9109) sağında kalması, serinin durağan olmadığına göstergesidir. Üretim serisi, durağan hale gelebilmesi için fark almaya ihtiyaç göstermeyen bir I(0) serisi değildir. Bu

serinin, 1. farkının durağan olup olmadığını anlayabilmek için, serinin 1. farkına ADF sınaması uygulamak gerekir. 1. fark serisinde de trendin anlamlı çıkmaması, ADF testinin (5.21) denklemindeki gibi, yalnızca sabit terim içerecek bir biçimde yapılmasını gerektirir.

Tablo-5.2., üretim değerlerine ln transformasyonu uygulanmış serinin (orjinal serinin) 1. farkı için, yalnızca sabit terim ve lag=3 durumlarındaki ADF testi sonuçlarını vermektedir.

Tablo-5.2. Ln(Üretim) Serisinin 1. Farkı İçin ADF Testi Sonuçları

ADF Test Statistic	-4.467972	1% Critical Value*	-3.5437	
		5% Critical Value	-2.9109	
		10% Critical Value	-2.5928	
*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(LU,2)				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1985:2 1999:4				
Included observations: 59 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LU(-1))	-2.063066	0.461745	-4.467972	0.0000
D(LU(-1),2)	0.561732	0.351413	1.598495	0.1158
D(LU(-2),2)	0.056995	0.236242	0.241258	0.8103
D(LU(-3),2)	-0.382305	0.124205	-3.078012	0.0033
C	0.045453	0.011077	4.103498	0.0001
R-squared	0.903035	Mean dependent var		0.000906
Adjusted R-squared	0.895852	S.D. dependent var		0.095559
S.E. of regression	0.030839	Akaike info criterion		-4.039145
Sum squared resid	0.051356	Schwarz criterion		-3.863083
Log likelihood	124.1548	F-statistic		125.7248
Durbin-Watson stat	2.087318	Prob(F-statistic)		0.000000

Hesaplanan ADF istatistiği değeri olan -4.467972, ADF testi için verilen kritik değerlerden (%5 anlamlılık düzeyi için -2.9109) mutlak değerce daha büyüktür. Orijinal serinin 1. farkının alınmasıyla durağan bir seri elde edilmiştir. Yani, üretim serisi, bir I(1) serisi özelliği göstermektedir.

Orijinal serinin taşıdığı mevsimselliğin incelenmesi ve bu mevsimselliğin kaldırılması için gereken uygun transformatörün bulunması için kullanılabilecek test, Hegy testidir.

Hegy testinin uygulanabilmesi için, 1984 yılının birinci 3 aylık döneminde 1 değerini alan ve her bir dönem için 1'er artarak 1999 yılının dördüncü 3 aylık döneminde 64 değerine ulaşan bir trend bileşeni ve birinci 3'er aylık dönemlerde 1, diğer 3'er aylık dönemlerde 0 değerini alan S1; ikinci 3'er aylık dönemlerde 1, diğer dönemlerde 0 değerini alan S2 ve üçüncü 3'er aylık dönemlerde 1 ve diğer dönemlerde 0 değerini alan S3 mevsimsel kukla değişkenleri yaratılmıştır.

Ayrıca; lu , üretim serisine ln transformasyonu uygulanmasıyla elde edilen seriyi göstermek üzere, (5.39a,b,c,d) ve (5.42a,b,c,d) denklemlerinden yararlanarak,

$$Y1 = lu + lu(-1) + lu(-2) + lu(-3) \quad (5.100)$$

$$Y2 = lu - lu(-1) + lu(-2) - lu(-3) \quad (5.101)$$

$$Y3 = lu - lu(-2) \quad (5.102)$$

$$Y4 = lu - lu(-4) \quad (5.103)$$

değişkenleri de yaratılmıştır.

Quick / Estimation Equation menüsüyle açılan Equation Specification penceresinde, (5.42) denklemi, $Y4$ C $Y1(-1)$ $Y2(-1)$ $Y3(-2)$ $Y3(-1)$ tr S1 S2 S3 gösterimi ile ifade edilmiştir. Bu denklemin çalıştırılması ile elde edilen rapor, Tablo- 5.2'de gösterilmektedir.

(5.42) denklemindeki π_1 , $Y1(-1)$ değişkeninin; π_2 , $Y2(-1)$ değişkeninin; π_3 , $Y3(-2)$ değişkeninin ve π_4 de $Y3(-1)$ değişkeninin katsayısını göstermektedir.

Tablo-5.3'den görülebileceği üzere, trend için belirlenen olasılık değeri %6,24'tür. Bu değer %5'ten çok büyük olması, trendin çıkarılmasını gerektirirken, %6,24 değeri, %5'ten çok büyük olmadığından, gri bölgede kalmaktadır ve trendin denklemden çıkarılmamasında bir sakınca görünmemektedir.

Tablo-5.3. Ln(Üretim) Serisi İçin Hegy Testi Sonuçları

Dependent Variable: Y4				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1985:1 1999:4				
Included observations: 60 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	2.313086	1.066173	2.169522	0.0347
Y1(-1)	-0.062324	0.029879	-2.085894	0.0420
Y2(-1)	0.245818	0.077754	3.161488	0.0026
Y3(-2)	0.430441	0.098472	4.371225	0.0001
Y3(-1)	0.214572	0.102717	2.088955	0.0417
TR	0.005010	0.002630	1.904949	0.0624
S1	-0.040215	0.017446	-2.305045	0.0253
S2	-0.079829	0.021275	-3.752238	0.0004
S3	0.007876	0.019140	0.411478	0.6824
R-squared	0.584664	Mean dependent var		0.089118
Adjusted R-squared	0.519514	S.D. dependent var		0.034942
S.E. of regression	0.024221	Akaike info criterion		-4.465716
Sum squared resid	0.029919	Schwarz criterion		-4.151564
Log likelihood	142.9715	F-statistic		8.974036
Durbin-Watson stat	1.988732	Prob(F-statistic)		0.000000

Tablo-5.3.'de görülen değişkenler ve katsayıları kullanılarak, (5.104) ve (5.105) denklemleri yazılabilir.

Denklem Tahmini :

$$Y4 = C(1) + C(2)*Y1(-1) + C(3)*Y2(-1) + C(4)*Y3(-2) + C(5)*Y3(-1) + C(6)*TR + C(7)*S1 + C(8)*S2 + C(9)*S3 \quad (5.104)$$

Uygun Katsayılar :

$$Y4 = 2.31308592 - 0.06232435466*Y1(-1) + 0.2458180693*Y2(-1) + 0.430441441*Y3(-2) + 0.2145722446*Y3(-1) + 0.00501042651*TR - 0.04021466193*S1 - 0.07982877168*S2 + 0.00787583141*S3 \quad (5.105)$$

Y1(-1) ve Y2(-1) değişkenlerinin katsayılarının (π_1 ve π_2) anlamlılığının sınanması için t istatistiği; Y3(-2) ve Y3(-1) değişkenlerinin katsayılarının anlamlılığının sınanması için ise, birleşik-F istatistiği kullanılmaktadır.

Tablo-5.3.'ten, $t(\pi_1) = -2.085894$ ve $t(\pi_2) = +3.161488$ olarak okunmaktadır. π_1 için kritik t değeri, 3'er aylık verilerde, %5 anlamlılık düzeyinde ve trendin olması durumunda 10 yıllık veri seti için -3.34, 20 yıllık veri seti için -3.37 olarak

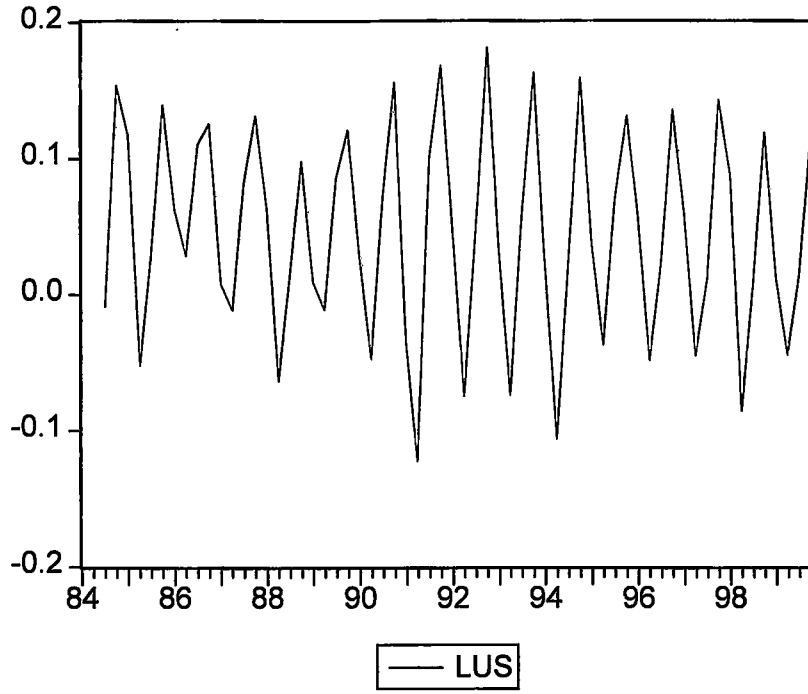
gösterilmektedir. π_2 için %5 anlamlılık düzeyindeki kritik t değeri ise, 10 yıllık veri seti için -2.77 ve 20 yıllık veri seti için -2.81 olarak belirtilmektedir. Hem π_1 hem de π_2 için belirlenen t değerlerinin kritik t değerinin sağında olması nedeniyle, $\pi_1=0$ ve $\pi_2=0$ hipotezleri red edilemez.

π_3 ve π_4 katsayılarının anlamlılığının sınanması için ise, birleşik-F testi kullanılır. Eviews programında, View / Coefficient Tests / Wald-Coefficient Restrictions menüsüyle açılan Wald testi penceresinde, Y3(-2) ve Y3(-1) değişkenlerinin katsayıları olan C4 ve C5'in (yani π_3 ve π_4 'ün) 0 olup olmadığı sınıandığından, kısıtlama olarak $C4 = C5 = 0$ yazılır ve bunun çalıştırılmasıyla F istatistiği değeri 13.62553 olarak bulunur. 3'er aylık verilerde, %5 anlamlılık düzeyinde ve trendin dahil olması durumunda, π_3 ve π_4 'ün birleşik sınanması için kritik F istatistiği değeri, 10 yıllık veriler için 6.56 ve 20 yıllık veriler için 6.57 olarak belirtilmektedir. Bu durumda, hesaplanan F istatistiği değeri, kritik F değerinden daha büyüktür ve π_3 ve π_4 değerlerinin 0'a eşit olmadığı anlaşılır.

π_1 ve π_2 değerlerinin 0'a eşit olduğu, π_3 ve π_4 değerlerinin ise 0'dan farklı olduğu göz önüne alındığında, orjinal seri için (üretim serisine ln transformasyonu uygulanarak elde edilen lu serisi için) uygun mevsimsellik transformatörü $(1-L^2)$ olarak belirlenir.

Komut satırına, $\text{genr lus} = \text{lu} - \text{lu}(-2)$ yazılarak, $(1-L^2)$ transformatörü uygulanmış olur ve lus serisi, orjinal seriye $(1-L^2)$ transformasyonu uygulanarak elde edilen seriyi gösterir.

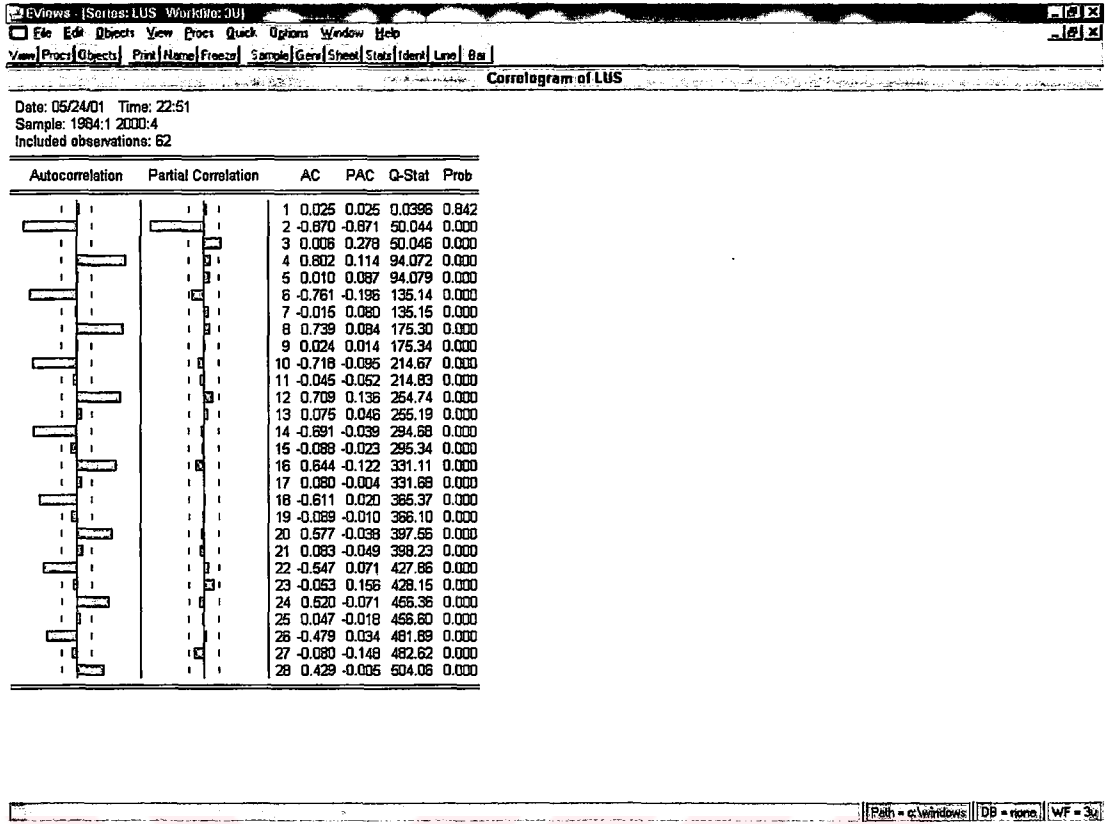
Şekil-5.2, orijinal seriye $(1-L^2)$ transformasyonu uygulanmasıyla elde edilen lus serisinin grafiğini göstermektedir. Bu transformatör, mevsimselliği ortadan kaldırdığı gibi, içerisinde trend giderme transformatörü olan $(1-L)$ bileşenini barındırdığından, durağanlığı da sağlamaktadır. Bu seriye uygulanan ADF testi de $(1-L^2)$ transformasyonu uygulanmış olan lus serisinin durağan olduğunu göstermektedir.



Şekil-5.2. Orijinal Seriye $(1-L^2)$ Transformasyonu Uygulanmasıyla Elde Edilen Serinin (Lus Serisinin) Grafiği

Şekil-5.3, Orijinal seriye $(1-L^2)$ transformasyonu uygulanarak elde edilen lus serisi için yapılmış olan korelogram çalışmasını göstermektedir.

Bu şekilde, bazı gecikme değerlerindeki otokorelasyon ve kısmi otokorelasyon çubuklarının kesikli çizgilerle belirlenen güven aralığının dışına taşmaları, modele bazı AR ve MA terimlerinin eklenmesi gerektiğinin göstergesi olmaktadır. Otokorelasyon çubukları, MA terimleriyle ilgili, kısmi otokorelasyon çubukları ise AR terimleri ile ilgili bilgi taşımaktadırlar. Bu nedenle modele girecek MA terimlerinin belirlenmesi için, istatistiksel bakımdan anlamlı olan (güven aralığının dışına çıkan) otokorelasyon çubuklarının gösterdiği k gecikme değerleri, modele girecek AR terimlerinin belirlenmesi için ise, istatistiksel bakımdan anlamlı olan (güven aralığının dışına çıkan) kısmi otokorelasyon çubuklarının gösterdiği k gecikme değerleri dikkate alınır.

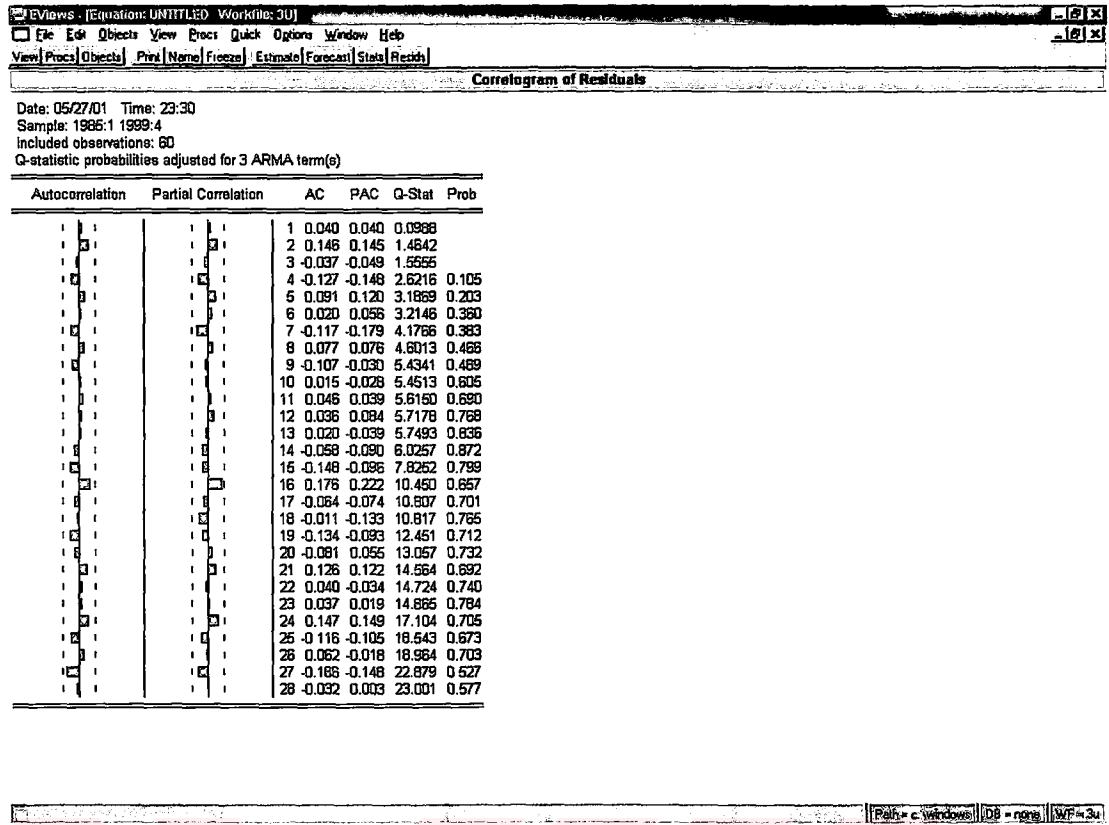


Şekil-5.3. Orijinal Seriye (1-L²) Transformasyonu Uygulanmasıyla Elde Edilen Seri (Lus Serisi) İçin Yapılan Korelogram Çalışması

Yapılan denemelerle, orijinal seriye (1-L²) transformasyonu uygulanmasıyla elde edilen Lus serisine, Quick / Estimate Equation menüsüyle açılan Equation Specification penceresinde lus C MA(1) AR(2) MA(3) yazılarak, C sabit terimi ve MA(1) AR(2) MA(3) terimlerinin empoze edilmesinin uygun olduğu anlaşılmıştır.

Bu modelin verilerle uyumlu olup olmadığının sınanması için, hata terimlerinin korelogramı incelenmelidir. Şekil-5.4., Lus serisine geçirilen Lus C MA(1) AR(2) MA(3) modeli için hata terimlerinin korelogramını göstermektedir.

Hata terimlerinin korelogramında, bütün gecikme değerleri için hesaplanmış otokorelasyon katsayılarını (AC) ve kısmi otokorelasyon katsayılarını (PAC) belirten korelogram çubuklarının %95 güven aralığını gösteren kesikli çizgilerin içinde kalması istenir. Aksi durumda, modele yeni AR veya MA terimlerinin eklenmesi gerekir.



Şekil-5.4. Lus Serisine Uygulanan Model İçin Hata Terimlerinin Korelogramı

Şekil-5.4.'den görüldüğü gibi, bütün otokorelasyon ve kısmi otokorelasyon çubukları, güven aralığının içinde yer almaktadır. Bu durum, modele eklenmesi gerekirken yanlışlıkla eklenmemiş olan bazı AR veya MA terimlerinin olmadığını göstermektedir.

Modele yanlışlıkla girmiş olan ve modelden çıkarılması gereken AR veya MA terimlerinin olup olmadığının anlaşılması için ise, modelde yer alan terimler için belirlenen katsayıları, standart hataları ve katsayıların standart hatalara bölünmesi ile elde edilen t istatistiklerini ve bunların olasılıklarını gösteren rapor tablosu incelenmelidir. Tablo-5.4, Lus serisine geçirilen modeldeki terimler için bu rapor tablosunu göstermektedir.

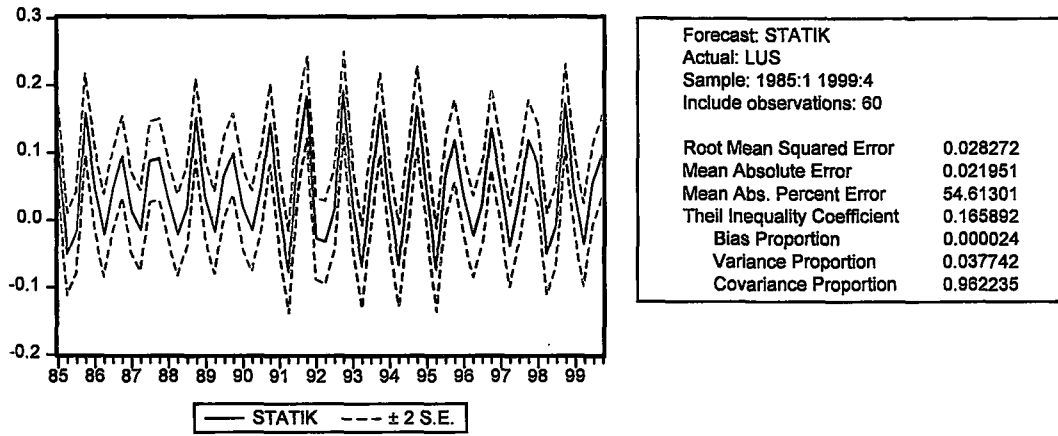
Tablo-5.4. Lus Serisine Uygulanan Modeldeki Terimlerin İstatistikleri

Dependent Variable: LUS				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1985:1 1999:4				
Included observations: 60 after adjusting endpoints				
Convergence achieved after 10 iterations				
Backcast: 1984:2 1984:4				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.044456	0.003502	12.69520	0.0000
AR(2)	-0.918838	0.051389	-17.88020	0.0000
MA(1)	0.501197	0.118160	4.241700	0.0001
MA(3)	0.283349	0.117381	2.413922	0.0191
R-squared	0.859410	Mean dependent var		0.044429
Adjusted R-squared	0.851878	S.D. dependent var		0.076037
S.E. of regression	0.029264	Akaike info criterion		-4.160582
Sum squared resid	0.047957	Schwarz criterion		-4.020959
Log likelihood	128.8174	F-statistic		114.1068
Durbin-Watson stat	1.911616	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted MA Roots	.19+.54i	.19 -.54i	-.87	

%5 anlamlılık düzeyinde çalışılması durumunda, modeldeki bütün terimler istatistiksel bakımdan anlamlı görünmektedirler. Yani, modele yanlışlıkla sokulmuş ve modelden çıkarılması gereken bir AR ya da MA terimi bulunmamaktadır.

Modele eklenmesi gerekirken eklenmeyen bir AR veya MA teriminin ve modelde yanlışlıkla bulunan ve çıkarılması gereken bir AR veya MA teriminin bulunmadığı anlaşıldığından, modelleme işlemi durdurulabilir.

Orijinal seriye $(1-L^2)$ transformasyonu uygulanması ile elde edilen Lus serisi için belirlenen model kullanılarak, 1984 yılının birinci 3 aylık döneminden, 1999 yılının dördüncü 3 aylık dönemine kadar statik tahmin yapılabilir. Şekil-5.5., bu tahminin, standart hatalarla birlikte grafiğini ve tahmin değerlendirme raporunu göstermektedir.



Şekil-5.5. 1984:1 1999:4 Döneminde Üretim İçin Yapılan Statik Tahminin Grafiği ve Tahmin Değerlendirme Raporu

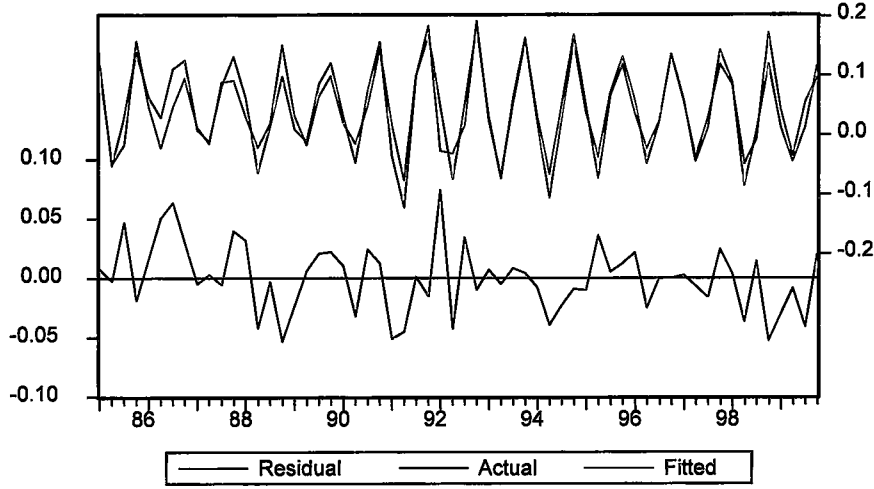
Tahmin edilen değerlerin, gerçek değerlerin bir süre boyunca sürekli üzerinde ya da altında olup olmadığını anlayabilmek için bias proportion değerine bakılır. Bu değer; tahmin edilen değerler, gerçek değerlerin sürekli üzerinde ya da altında kalırsa, 1'e yaklaşır. Bunun için, bias proportion değerinin 0'a yakın olması istenir. 0,000024 olarak hesaplanan bias proportion değeri, iyi bir değer olarak kabul edilebilir.

Variance proportion değeri, orjinal serinin dalgalanması ile tahmin edilen serinin dalgalanması arasındaki durumu gösterir ve dalgalanma gücünün belirtisidir. İdeal olan, bu değer 0'a yakın olmasıdır. 0,037742 olarak bulunan variance proportion değeri, iyi bir değer olarak düşünülebilir.

Covariance proportion değeri ise, tahmin edilen serinin orjinal seriye sağladığı uyumu gösterir. Bu değer 1'e yakın olması istenir. 0,962235 olarak bulunmuş olan covariance proportion değeri de iyi kabul edilebilir.

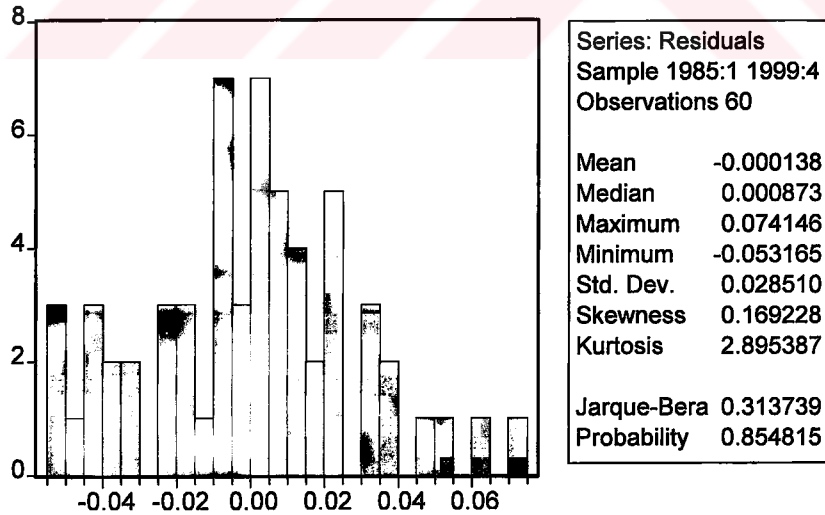
Bias proportion, variance proportion ve covariance proportion değerleri, Theil Inequality Coefficient olarak verilen istatistiğin bileşenleridir. Theil Inequality Coefficient değeri, bu 3 bileşenin ortak etkisini gösterir ve 0 ile 1 arasında değerler alan bu istatistiğin 0'a yakın olması istenir. 0,165892 olarak hesaplanmış Theil Inequality Coefficient değeri, iyi bir tahmin göstergesi olmaktadır.

Şekil-5.6., 1984 yılının birinci 3 aylık döneminden 1999 yılının dördüncü 3 aylık dönemine kadar, gerçek seri ile tahmin edilen serinin grafiğini birlikte vermekte ve hata terimlerinin grafiğini göstermektedir. Bu şekilden, gerçek seri ile tahmin edilen serinin birbirine iyi uyum sağladığı görülmektedir.



Şekil-5.6. Gerçek Üretim Serisinin, Tahmin Edilen Serinin ve Hata Terimlerinin Grafikleri

Şekil-5.7.'de ise, normalite testinin histogramı ve rapor tablosu görülmektedir.

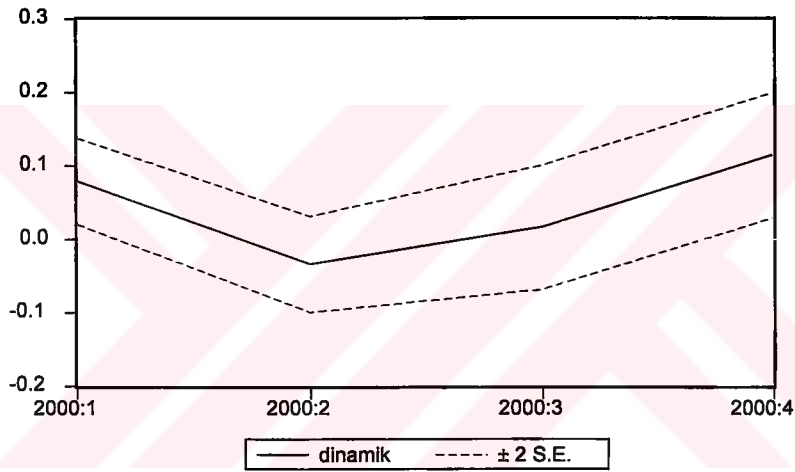


Şekil-5.7. Üretim İçin Normalite Testinin Histogramı ve Rapor Tablosu

Normal dağılım için 0 olması istenen çarpıklık (skewness) değeri 0,169228 olarak ve gene normal dağılım için 3 olması istenen basıklık (kurtosis) değeri

2,895387 olarak bulunmuştur. Bu değerler, kabul edilebilir sınırlar içerisinde yer almaktadırlar. Çarpıklık ve basıklığa bağlı olarak hesaplanan ve serinin normal dağılıp dağılmadığını test eden Jarque-Bera olasılığının %85,4815 olarak hesaplanmış olması, normal dağılım varsayımını kabul edebileceğimizi göstermektedir.

Orijinal seriye $(1-L^2)$ transformasyonu uygulanarak elde edilen Lus serisi için belirlenen model kullanılarak, 2000 yılının birinci 3 aylık döneminden dördüncü 3 aylık dönemine kadar dinamik tahminde bulunulabilir. Şekil-5.8., bu tahminin grafiğini, standart hatalarıyla birlikte göstermektedir. Tahmin serisi değerlerinin, ikinci 3 aylık periyot olan Nisan, Mayıs, Haziran aylarında azalma gösterdiği ve üçüncü ve dördüncü periyotlarda artışa geçtiği görülmektedir.



Şekil-5.8. 2000:1 2000:4 Döneminde Üretim İçin Yapılan Dinamik Tahminin Grafiği

Tahmin değerleri, 2000 yılının birinci dönemi için 0,080146; ikinci dönemi için -0,032906; üçüncü dönemi için 0,017155 ve dördüncü dönemi için 0,115539 olarak bulunmuşlardır. Ancak, bu değerler, üretim serisine uygulanan $\ln$ transformasyonunu ve $\ln$ dönüşümü yapılmış seriye uygulanan $(1-L^2)$ transformasyonunu da bünyelerinde barındırmaktadırlar. Bu nedenle, bu değerlerden üretim değerlerine dönebilmek için, öncelikle, bu değerlere $(1-L^2)$ transformasyonunun tersini uygulayarak $\ln$ 'i alınmış üretim değerlerine dönmek ve daha sonra bu değerlere de e^x transformasyonunu uygulayarak üretim değerlerine ulaşmak gerekmektedir. Tablo-5.5., $\ln$ 'i alınmış üretim değerlerine dönüşü göstermektedir.

Tablo-5.5. Tahmin Serisinden Üretim Değerlerine Dönüş Süreci

Zaman	ln'i alınmış üretim serisi	tahmin serisi
1999-3	10,28448	
1999-4	10,33622	
2000-1	10,364626	0,080146
2000-2	10,303314	-0,032906
2000-3	10,381781	0,017155
2000-4	10,418853	0,115539

Bu tabloda, italik yazılı değerler, hesaplanmış olan değerlerdir. 2000:1 2000:4 dönemi için ln'i alınmış üretim serisi değerlerini hesaplayabilmek için, $(1-L^2)$ transformasyonunun tersini uygulamak gerekmektedir. Yani, belirli bir dönem için, ln'i alınmış üretim serisi değeri, o dönemdeki tahmin serisi değeri ile o dönemden 2 dönem önceki ln'i alınmış üretim serisi değerinin toplanmasıyla bulunmaktadır. Örnek olarak, 2000 yılının birinci 3 aylık dönemi için, ln'i alınmış üretim serisi değeri, 2000 yılının birinci 3 aylık dönemdeki tahmin serisi değeri olan 0,080146 ile 1999 yılının üçüncü 3 aylık dönemdeki ln'i alınmış üretim serisi değeri olan 10,28448'in toplanmasıyla elde edilmiştir.

2000 yılının birinci 3 aylık döneminden dördüncü 3 aylık dönemine kadarki ln'i alınmış üretim serisi değerleri, bu şekilde hesaplandıktan sonra, bu dönemlerdeki üretim değerlerine ulaşabilmek için $ln\ u = x$ 'in tersi olan $e^x = u$ dönüşümü kullanılmıştır. Buna göre,

$$2000\ yılının\ 1.\ 3\ aylık\ dönemi\ için\ üretim\ değeri = e^{10,364626} = 31717,56793$$

$$2000\ yılının\ 2.\ 3\ aylık\ dönemi\ için\ üretim\ değeri = e^{10,303314} = 29831,31619$$

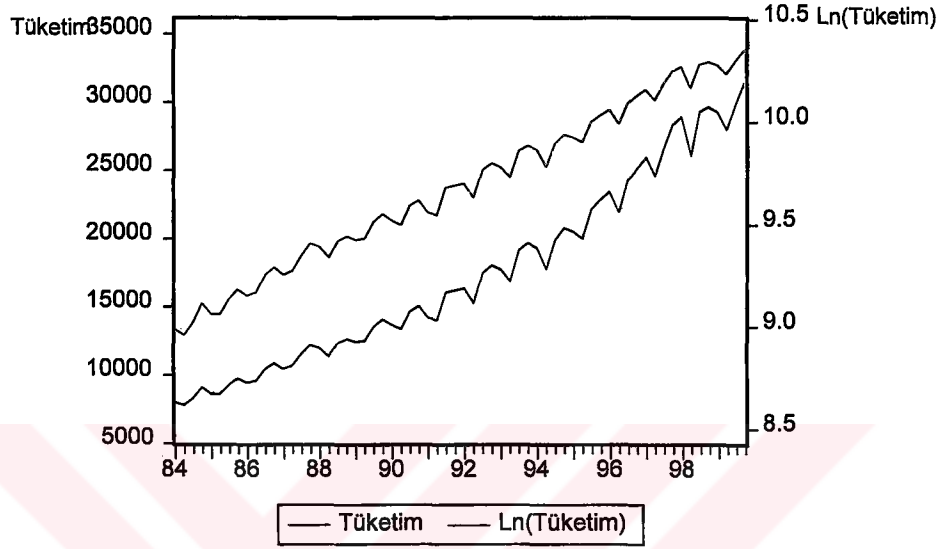
$$2000\ yılının\ 3.\ 3\ aylık\ dönemi\ için\ üretim\ değeri = e^{10,381781} = 32266,37675$$

$$2000\ yılının\ 4.\ 3\ aylık\ dönemi\ için\ üretim\ değeri = e^{10,418853} = 33485,0048$$

olarak hesaplanmıştır.

5.8.2. Elektrik Enerjisi Tüketimi İçin Zaman Serisi Analizi

Şekil-5.9, 1984 yılının birinci 3 aylık döneminden 1999 yılının dördüncü 3 aylık dönemine kadar olan süreçteki elektrik enerjisi tüketimi serisinin ve bu tüketim serisine $\ln$ transformasyonu uygulanmasıyla elde edilen serinin zamana göre değişimini göstermektedir.



Şekil-5.9. Tüketim ve $\ln(Tüketim)$ Serilerinin Grafiksel Gösterimi

Her iki seri için de trend ve mevsimsellik söz konusudur. Orjinal seri, tüketim değerlerine $\ln$ transformasyonu uygulanmasıyla elde edilen seri olarak alınacaktır. Bu seriye, sabit terim ve trend içerecek şekilde ADF testinin uygulanmasıyla elde edilen sabit terim ve trend olasılıkları %5'ten büyük çıkmaktadır. ADF testi, (5.21) denklemindeki gibi yalnızca sabit terim içerecek şekilde uygulandığında ise, sabit terim anlamlı görünmektedir. Hata terimlerinin arasındaki ardışık bağımlılığı ortadan kaldırmak için gerekli gecikmeli fark terimlerinin sayısı 3 olarak bulunmuştur.

Tablo-5.6., orjinal seri için ($\ln$ transformasyonu uygulanmış seri için), yalnızca sabit terim içeren bir kalıpla ve lag değeri olarak 3 alınması durumunda elde edilen ADF Testi sonuçlarını göstermektedir.

Tablo-5.6. Ln(Tüketim) Serisi İçin ADF Testi Sonuçları

ADF Test Statistic	-1.438490	1% Critical Value*	-3.5417
		5% Critical Value	-2.9101
		10% Critical Value	-2.5923
*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.			
Augmented Dickey-Fuller Test Equation			
Dependent Variable: D(LT)			
Method: Least Squares			
Sample(adjusted): 1985:1 1999:4			
Included observations: 60 after adjusting endpoints			
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic
LT(-1)	-0.013959	0.009704	-1.438490
D(LT(-1))	-0.838223	0.077303	-10.84335
D(LT(-2))	-0.872189	0.068756	-12.68533
D(LT(-3))	-0.804926	0.077709	-10.35826
C	0.209876	0.094460	2.221843
R-squared	0.791509	Mean dependent var	0.020633
Adjusted R-squared	0.776346	S.D. dependent var	0.058599
S.E. of regression	0.027713	Akaike info criterion	-4.254204
Sum squared resid	0.042239	Schwarz criterion	-4.079675
Log likelihood	132.6261	F-statistic	52.20022
Durbin-Watson stat	1.429193	Prob(F-statistic)	0.000000

Hesaplanan ADF test istatistiği olan -1.438490 değerinin, verilen kritik değerlerin sağında olması, serinin durağan olmadığını belirtir. Tüketim serisi de, üretim serisi gibi bir $I(0)$ serisi değildir. Bu serinin 1. farkına ADF sınaması uygulanarak, serinin 1. farkının durağan olup olmadığı anlaşılabılır. 1. fark serisinde de trendin anlamlı çıkmaması, ADF testinin (5.21) denklemindeki gibi, yalnızca sabit terim içerecek bir biçimde yapılmasını gerektirir.

Tablo-5.7., tüketim değerlerine ln transformasyonu uygulanmış serinin (orjinal serinin) 1. farkı için, yalnızca sabit terim içeren bir kalıp kullanılması ve lag değeri olarak 3 alınması durumlarındaki ADF testi sonuçlarını göstermektedir.

Tablo-5.7. Ln(Tüketim) Serisinin 1. Farkı İçin ADF Testi Sonuçları

ADF Test Statistic	-4.679087	1% Critical Value*	-3.5437	
		5% Critical Value	-2.9109	
		10% Critical Value	-2.5928	
*MacKinnon critical values for rejection of hypothesis of a unit root.				
Augmented Dickey-Fuller Test Equation				
Dependent Variable: D(LT,2)				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1985:2 1999:4				
Included observations: 59 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
D(LT(-1))	-2.250142	0.480893	-4.679087	0.0000
D(LT(-1),2)	0.704583	0.365047	1.930115	0.0589
D(LT(-2),2)	0.151916	0.245084	0.619853	0.5380
D(LT(-3),2)	-0.351647	0.126903	-2.771003	0.0076
C	0.047691	0.010812	4.410754	0.0000
R-squared	0.921827	Mean dependent var		0.001790
Adjusted R-squared	0.916036	S.D. dependent var		0.091633
S.E. of regression	0.026552	Akaike info criterion		-4.338485
Sum squared resid	0.038070	Schwarz criterion		-4.162423
Log likelihood	132.9853	F-statistic		159.1928
Durbin-Watson stat	2.080093	Prob(F-statistic)		0.000000

Hesaplanan ADF istatistiği değeri olan -4.679087 , ADF testi için verilen kritik değerlerden (%5 anlamlılık düzeyi için -2.9109) mutlak değerce daha büyüktür. Orijinal serinin 1. farkının alınmasıyla durağanlık sağlanmıştır. Tüketim serisi de, üretim serisi gibi, bir $I(1)$ serisi özelliği göstermektedir.

Orjinal serinin (ln transformasyonu uygulanmış serinin) mevsimselliğinin Hegy testi ile incelenmesi için, üretim kısmında açıklandığı şekilde; trend, mevsimsel kukla değişkenleri ve Y_1, Y_2, Y_3, Y_4 değişkenleri yaratılır. Hegy test denklemi olan (5.42) denklemi, Y_4 C $Y_1(-1)$ $Y_2(-1)$ $Y_3(-2)$ $Y_3(-1)$ tr S1 S2 S3 formülasyonu ile ifade edilir ve bu denklem çalıştırılır.

Tablo-5.8., tüketim değerlerine ln transformasyonu uygulanması ile elde edilen seri için Hegy testi raporunu vermektedir. Trend için belirlenen %6.58'lik olasılık değeri de üretim serisinde olduğu gibi gri bölgede kalmaktadır ve trendin denklemden çıkarılmamasında çok büyük bir sakınca yoktur.

Tablo-5.8. Ln(Tüketim) Serisi İçin Hegy Testi Sonuçları

Dependent Variable: Y4				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1985:1 1999:4				
Included observations: 60 after adjusting endpoints				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	3.257732	1.643813	1.981814	0.0529
Y1(-1)	-0.088731	0.045963	-1.930496	0.0591
Y2(-1)	0.192405	0.069592	2.764743	0.0079
Y3(-2)	0.501756	0.111477	4.500977	0.0000
Y3(-1)	0.211396	0.110625	1.910924	0.0616
TR	0.007409	0.003940	1.880231	0.0658
S1	-0.054262	0.017724	-3.061469	0.0035
S2	-0.083676	0.023377	-3.579455	0.0008
S3	0.004152	0.018782	0.221083	0.8259
R-squared	0.473248	Mean dependent var		0.084739
Adjusted R-squared	0.390620	S.D. dependent var		0.029053
S.E. of regression	0.022680	Akaike info criterion		-4.597191
Sum squared resid	0.026233	Schwarz criterion		-4.283039
Log likelihood	146.9157	F-statistic		5.727460
Durbin-Watson stat	1.850740	Prob(F-statistic)		0.000033

Tablo-5.8.'deki değişkenler ve katsayıları kullanılarak, aşağıdaki denklemler yazılabilir.

Denklem Tahmini :

$$Y4 = C(1) + C(2)*Y1(-1) + C(3)*Y2(-1) + C(4)*Y3(-2) + C(5)*Y3(-1) + C(6)*TR + C(7)*S1 + C(8)*S2 + C(9)*S3 \quad (5.106)$$

Uygun Katsayılar :

$$Y4 = 3.257731691 - 0.08873117639*Y1(-1) + 0.1924049385*Y2(-1) + 0.5017557024*Y3(-2) + 0.2113958861*Y3(-1) + 0.007408820369*TR - 0.05426186027*S1 - 0.08367585989*S2 + 0.004152388362*S3 \quad (5.107)$$

$t(\pi_1)$ değeri -1.930496 ; $t(\pi_2)$ değeri ise $+2.764743$ olarak belirlenmiş durumdadır. 3'er aylık verilerle çalışılması durumunda, %5 anlamlılık düzeyinde ve trend olması durumunda, π_1 için kritik t değeri 10 yıllık veriler için -3.34 , 20 yıllık veriler için ise -3.37 olarak belirlenmiş durumdadır. $t(\pi_1)$ değeri olarak belirlenmiş olan -1.930496 değeri, kritik $t(\pi_1)$ değerlerinin sağında kalmaktadır. Bu durumda $\pi_1 = 0$ olarak kabul edilir. Yine 3'er aylık verilerde ve %5 anlamlılık düzeyinde π_2

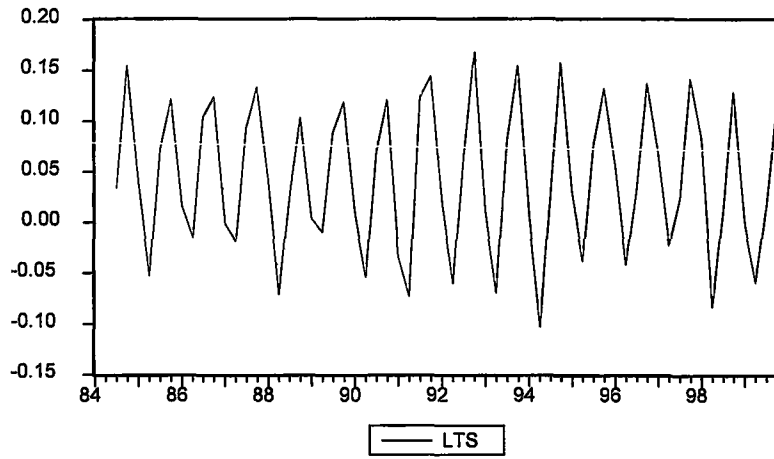
için kritik t değeri, 10 yıllık veriler için -2.77; 20 yıllık veriler için ise, -2.81 olarak belirlenmiştir. $t(\pi_2)$ değeri olarak hesaplanan +2.764743 değeri de, kritik değerlerin sağında kalmaktadır. Yani, $\pi_2 = 0$ hipotezi de red edilemez.

π_3 ve π_4 'ün anlamlılığının sınanması için, birleşik-F testi kullanılmaktadır. π_3 ve π_4 için F istatistiği değeri, üretim kısmında açıklandığı şekilde hesaplanarak, 13.54028 olarak bulunmuştur. %5 anlamlılık düzeyinde 3'er aylık verilerle çalışılması ve trend olması durumunda π_3 ve π_4 için kritik F istatistiği değeri, 10 yıllık veri seti için 6.56; 20 yıllık veri seti için ise, 6.57 olarak belirtilmektedir. Hesaplanan F istatistiği değerinin, kritik F değerinden daha büyük olması π_3 ve π_4 değerlerinin 0'a eşit olmadığını gösterir.

Tüketim serisi için de, üretim serisinde olduğu gibi, π_1 ve π_2 değerleri 0'a eşit bulunurken, π_3 ve π_4 değerlerinin 0'dan farklı olduğu anlaşılmıştır. Bu durumda tüketim serisine ln transformasyonu uygulanarak elde edilen seri için uygun mevsimsellik transformatörü, üretim serisinde olduğu gibi $(1-L^2)$ transformatörüdür.

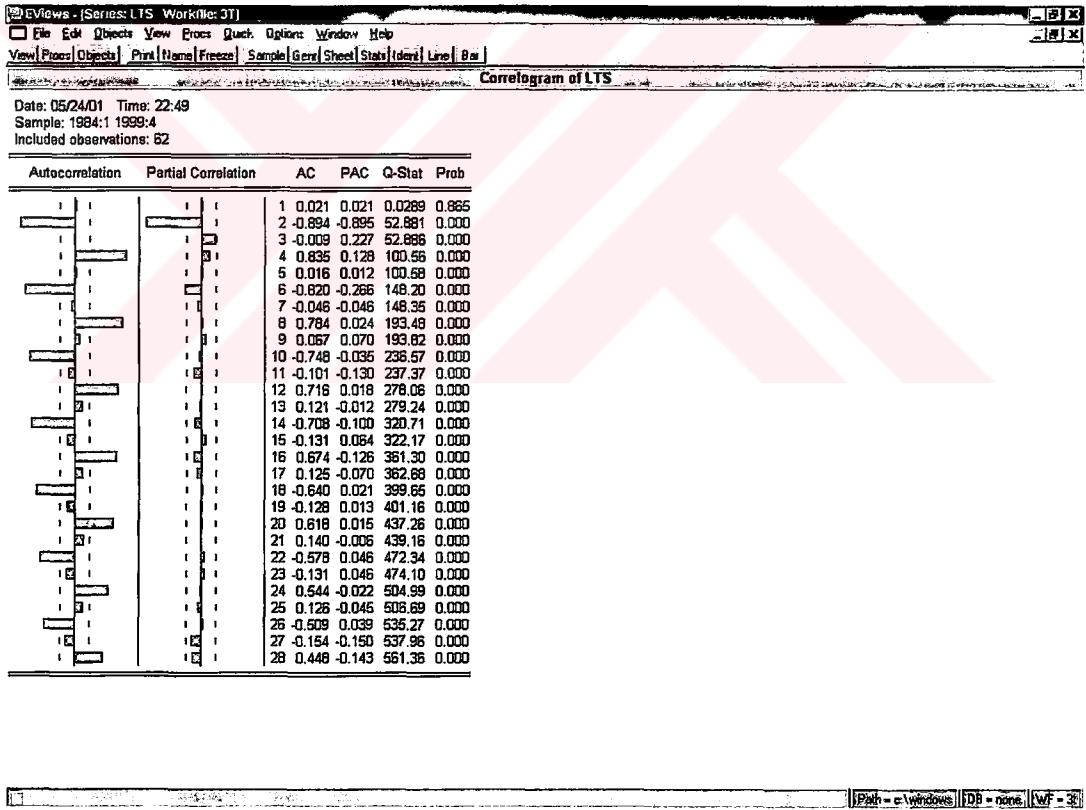
Orjinal seriye, yani tüketim serisine ln transformatörü uygulanarak elde edilen lt serisine, $(1-L^2)$ transformasyonunun uygulanması, genr lts = lt - lt(-2) komutu ile yapılır ve lts serisi, orjinal seriye $(1-L^2)$ transformasyonu uygulanarak elde edilen seriyi gösterir.

Şekil-5.10., $(1-L^2)$ transformasyonu uygulanarak elde edilen lts serisinin grafiğini göstermektedir. Bu transformatör, $(1-L)$ bileşenini de içerdiğinden, trendi de ortadan kaldırmış ve durağanlığı sağlamıştır. ADF testi de lts serisinin durağanlığını kanıtlamaktadır.



Şekil-5.10. Orijinal Seriye (1-L²) Transformasyonu Uygulanmasıyla Elde Edilen Serinin (Lts Serisinin) Grafiği

Şekil-5.11., lts serisi için yapılan korelogram çalışmasını göstermektedir.

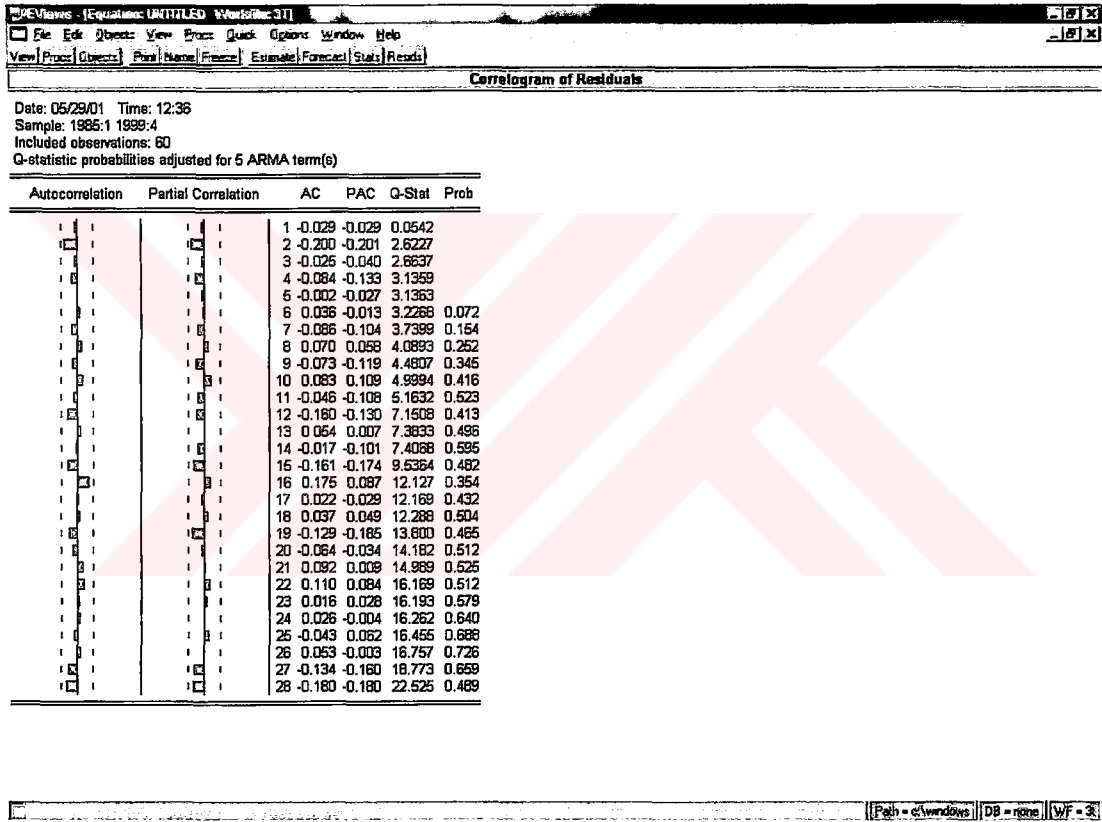


Şekil-5.11. Orijinal Seriye (1-L²) Transformasyonu Uygulanmasıyla Elde Edilen Seri (Lts Serisi) İçin Yapılan Korelogram Çalışması

Bazı gecikme değerlerinde, otokorelasyon ve kısmi otokorelasyon çubuklarının güven aralığının dışına çıkması, modele bazı AR ve MA terimleri eklenmesi gerektiğini göstermektedir.

Orjinal seriye $(1-L)^2$ transformasyonu uygulanması ile elde edilen lts serisine, C sabit terimini ve MA(1) MA(2) AR(2) MA(3) MA(5) terimlerini içeren bir modelin geçirilmesi uygun görünmektedir.

Şekil-5.12., lts serisine uygulanan lts C MA(1) MA(2) AR(2) MA(3) MA(5) modeli için hata terimlerinin korelogramını vermektedir.



Şekil-5.12. Lts Serisine Uygulanan Model İçin Hata Terimlerinin Korelogramı

Bu şekilden, bütün gecikme değerleri için, otokorelasyon ve kısmi otokorelasyon çubuklarının güven aralığının içinde yer aldığı görülmektedir. Yani, modele eklenmesi gerekirken eklenmemiş olan AR veya MA terimlerinin varlığı söz konusu değildir.

Modele konulan terimler için belirlenen katsayıları, standart hataları, katsayıların standart hatalara bölünmesi ile elde edilen t istatistiklerini ve bunların olasılıklarını gösteren rapor Tablo-5.9’de verilmektedir.

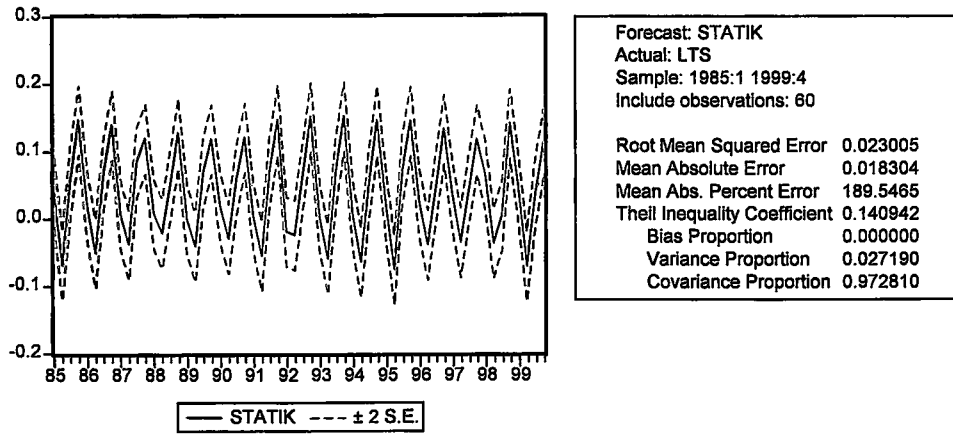
Tablo-5.9. Lts Serisine Uygulanan Modeldeki Terimlerin İstatistikleri

Dependent Variable: LTS				
Method: Least Squares				
Sample(adjusted): 1985:1 1999:4				
Included observations: 60 after adjusting endpoints				
Convergence achieved after 21 iterations				
Backcast: 1983:4 1984:4				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.042101	0.004368	9.639140	0.0000
AR(2)	-0.990339	0.018352	-53.96436	0.0000
MA(1)	0.516311	0.103561	4.985565	0.0000
MA(2)	0.687462	0.104160	6.600065	0.0000
MA(3)	0.582814	0.113498	5.135002	0.0000
MA(5)	0.243795	0.100234	2.432266	0.0183
R-squared	0.897691	Mean dependent var		0.041906
Adjusted R-squared	0.888218	S.D. dependent var		0.072530
S.E. of regression	0.024249	Akaike info criterion		-4.506204
Sum squared resid	0.031754	Schwarz criterion		-4.296769
Log likelihood	141.1861	F-statistic		94.76287
Durbin-Watson stat	2.058206	Prob(F-statistic)		0.000000
Inverted MA Roots	.26 -.57i	.26+.57i	-.08+.84i	-.08 -.84i
	-.88			

Modeldeki tüm terimler, olasılıkları itibarı ile, istatistiksel bakımdan anlamlıdır. Modele yanlışlıkla eklenmiş bir AR ya da MA terimi bulunmamaktadır.

Modelleme işlemi, eklenmesi ya da çıkarılması gereken bir AR ya da MA terimi görünmediğinden, sona erdirilebilir.

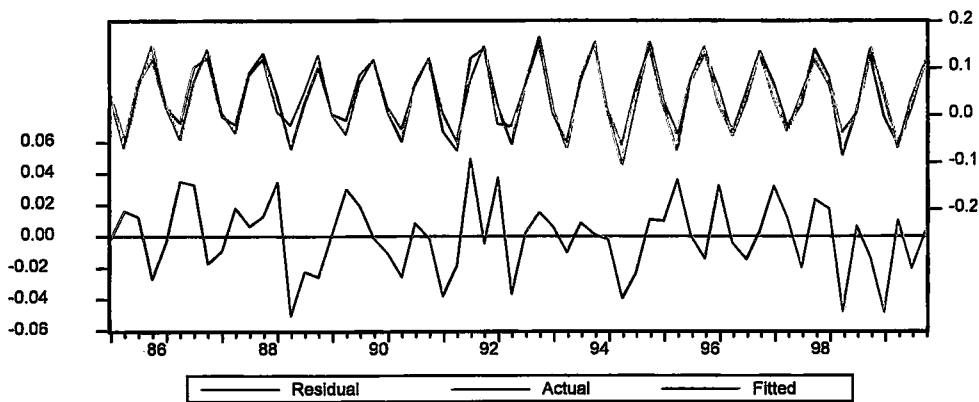
Lts serisine uygulanan bu modelle, 1984 yılının birinci 3 aylık döneminden 1999 yılının dördüncü üç aylık dönemine kadar statik bir tahminde bulunulabilir. Bu tahminin standart hatalarla birlikte grafiği ve tahmin değerlendirme raporu Şekil-5.13’te verilmektedir.



Şekil-5.13. 1984:1 1999:4 Döneminde Tüketim İçin Yapılan Statik Tahminin Grafiği ve Tahmin Değerlendirme Raporu

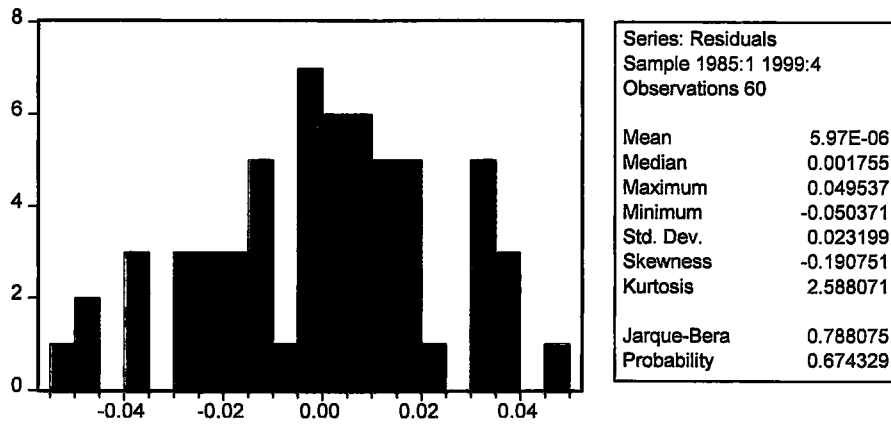
0'a yakın olması istenen bias proportion ve variance proportion değerleri, 0,000000 ve 0,027190 olarak bulunmuştur. 1'e yakın olması istenen covariance proportion için hesaplanan değer ise; 0,972810'dur. Bu değerler, kabul edilebilir niteliktedirler. Bu 3 bileşenin durumunun genel gösterimini veren Theil Inequality Coefficient değeri ise; 0,140942 olarak hesaplanmıştır ve gerçek seri ile tahmin edilen serinin uyumunun yüksek olduğunu göstermektedir.

Şekil-5.14., gerçek seri ile tahmin edilen serinin grafiğini birlikte vermekte ve hata terimlerinin grafiğini göstermektedir. Gerçek seri ile tahmin edilen serinin birbirine iyi uyum sağladığı, bu şekilden de görülebilmektedir.



Şekil-5.14. Gerçek Tüketim Serisinin, Tahmin Edilen Serinin ve Hata Terimlerinin Grafikleri

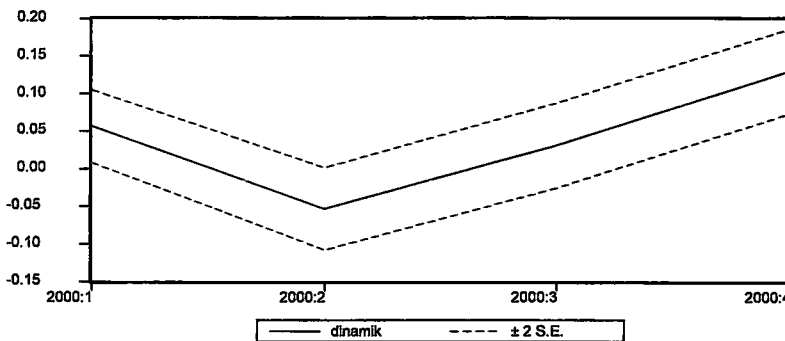
Normalite testinin histogramı ve rapor tablosu, Şekil- 5.15.'de verilmektedir.



Şekil-5.15. Tüketim İçin Normalite Testinin Histogramı ve Rapor Tablosu

Normal dağılım için 0 olması istenen çarpıklık değeri; -0,190751 olarak, 3 olması istenen basıklık değeri 2,588071 olarak bulunmuştur. %67,4329 olarak hesaplanan Jarque-Bera olasılığı, dağılımın normal dağılım olarak kabul edilebileceğini göstermektedir.

Lts serisi için belirlenen model yardımıyla, 2000 yılının birinci 3 aylık döneminden 2000 yılının dördüncü 3 aylık dönemine kadar dinamik tahminde bulunulabilir. Şekil-5.16., bu tahminin grafiğini güven aralığı ile birlikte göstermektedir. Üretim serisinde olduğu gibi, tüketim serisinde de tahmin serisi değerlerinin ikinci 3 aylık periyotta azalma gösterdiği ve üçüncü ve dördüncü periyotlarda artma eğilimine girdiği görülmektedir.



Şekil-5.16. 2000:1 2000:4 Döneminde Tüketim İçin Yapılan Dinamik Tahminin Grafiği

Tahmin serisi değerleri, 2000 yılının birinci dönemi için 0,057361; ikinci dönemi için -0,052214; üçüncü dönemi için 0,031484 ve dördüncü dönemi için 0,130620 olarak hesaplanmıştır. Bu değerler, tüketim serisine uygulanan $\ln$ transformasyonunu ve $\ln$ 'i alınmış bu seriye uygulanan $(1-L^2)$ transformasyonunu da ilerinde taşımaktadırlar. Bu nedenle, $\ln$ transformasyonu uygulanmış tüketim değerlerine, üretim kısmında açıklandığı gibi ulaşılır. Tablo-5.10., $\ln$ transformasyonu uygulanmış tüketim değerlerine dönüşü göstermektedir.

Tablo-5.10. Tahmin Serisinden Tüketim Değerlerine Dönüş Süreci

Zaman	$\ln$ 'i alınmış tüketim serisi	tahmin serisi
1999-3	10,30218	
1999-4	10,35528	
2000-1	10,359541	0,057361
2000-2	10,303066	-0,052214
2000-3	10,391025	0,031484
2000-4	10,433686	0,130620

2000 yılının birinci döneminden dördüncü dönemine kadarki itelik gösterilen $\ln$ 'i alınmış tüketim serisi değerleri, hesaplanmış değerlerdir. 2000 yılının herhangi bir dönemi için $\ln$ 'i alınmış tüketim serisi değeri, o dönemdeki tahmin serisi değeri ile o dönemden 2 dönem önceki $\ln$ 'i alınmış tüketim serisi değerlerinin toplanmasıyla elde edilmiştir. Bu işlem, $(1-L^2)$ transformasyonunun tersine uygulanmasına tekabül etmektedir.

2000 yılının birinci 3 aylık döneminden dördüncü 3 aylık dönemine kadarki elektrik enerjisi tüketim değerleri ise, bu dönemdeki $\ln$ 'i alınmış tüketim serisi değerlerine e^x transformasyonu uygulanarak elde edilebilir. Buna göre,

$$2000 \text{ yılının 1. 3 aylık dönemi için tüketim değeri} = e^{10,359541} = 31556,69347$$

$$2000 \text{ yılının 2. 3 aylık dönemi için tüketim değeri} = e^{10,303066} = 29823,91894$$

$$2000 \text{ yılının 3. 3 aylık dönemi için tüketim değeri} = e^{10,391025} = 32566,03$$

$$2000 \text{ yılının 4. 3 aylık dönemi için tüketim değeri} = e^{10,433686} = 33985,38981$$

olarak hesaplanmıştır.

6. SONUÇLAR ve ÖNERİLER

Dünya genelinde, ekonomik ve toplumsal gelişmenin sağlıklı olarak sürdürülebilmesi için bir temel girdi olan enerjiye duyulan gereksinimin giderek artmakta olması ve uluslararası organizasyonların enerji sektörüyle ilgili olarak aldıkları kararların yerel boyutlarla sınırlı kalmayıp tüm dünya ülkelerini etkilemesi gerçeği, enerji sektöründeki gelişme ve değişimlerin yakından takip edilmesini zorunlu kılmaktadır.

Günümüz şartlarında, dünyadaki enerji talebinin karşılanabilmesi için gerekli olan enerji kaynaklarının rezervlerine ve potansiyellerine bağlı bir sıkıntı bulunmamaktadır. Enerji kaynakları fiyatlarının, bir kriz döneminde görülebilecek yükseklikte seyretmemesi, ekonomik büyümeyi kolaylaştırıcı bir etken olarak göze çarpmaktadır. Dünya ekonomisinde yaşanan globalizasyon ortamı da, uluslar arası enerji yatırımlarını ve teknoloji transferini teşvik edici olmaktadır.

Ülkelerin sanayileşme dereceleri ve büyüklükleri, gerçekleştirdikleri enerji tüketimlerinin düzeyini önemli ölçüde etkilemektedir. Zira, Amerika Birleşik Devletleri, Çin, Rusya, Japonya ve Almanya, enerji tüketim düzeyleri bakımından en üst sıralarda yer alan ülkeler olmaktadır.

Bölgeler bazında enerji üretim ve tüketim düzeylerinin incelenmesi de; belirli bir refah düzeyine ulaşmış olan bölgelerin ürettiklerinden fazla enerji tükettikleri, buna karşılık gelişmekte olan ülkelere ve geri kalmış ülkelere oluşan bölgelerin enerji tüketim miktarlarının ise, ürettiklerinden bile küçük düzeylerde kaldığı sonucunu vermektedir. Kuzey Amerika, Avrupa ve Asya ve Okyanusya bölgeleri, ürettiklerinden daha fazla fosil yakıt tüketimi gerçekleştiren bölgeler olarak; Orta ve Güney Amerika, Eski SSCB Ülkeleri, Ortadoğu ve Afrika ise, fosil yakıt tüketim düzeyleri, üretim düzeylerinden düşük olan bölgeler olarak göze çarpmaktadır.

Kaynakların, yüksek verimlilikle ve çevreyle dost bir biçimde kullanılmasını öngören sürdürülebilir kalkınma kavramının gündemde olması, gelecekteki enerji

tüketiminin belirlenmesine yönelik olarak gerçekleştirilen modellemelerin, enerji – çevre ilişkisine göre yapılmasına yol açmıştır. Ancak, çevreye olan zararları diğer enerji kaynaklarından daha yüksek düzeylerde olan fosil yakıtların kullanımının, ekonomik nedenlerden dolayı gelecekte de artması beklenmektedir. Buna göre, günümüzde 3,5 milyar ton düzeyinde olan yıllık petrol arzının 2020 yılına kadar 0,8 – 1.6 milyar ton; 2300 Mtep düzeyinde olan yıllık doğal gaz arzının 600 – 1700 Mtep; 2200 Mtep düzeyinde olan yıllık kömür arzının 1500 – 2600 Mtep artması umulmaktadır. Buna göre, 2020 yılına kadar, dünyadaki enerji tüketiminin büyük kısmı, petrol, doğal gaz ve kömürden karşılanacaktır.

Dünya Enerji Konseyi, 2020 yılı için, yenilenebilir enerji üretimini 2300 – 3300 Mtep olarak tahmin etmektedir. Fosil yakıtlardan kaynaklanan global ısınma sorunu, yenilenebilir enerji kaynakları kullanımına geçiş sürecini hızlandırırsa da, kısa dönemde yenilenebilir enerji kaynaklarının fosil yakıtların yerini alması muhtemel görülmemektedir.

Nükleer enerjinin dünya enerji bilançosundaki payının ise, bu konuda alınacak güvenlik tedbirleri sayesinde artması beklenmektedir.

Türkiye’de 1980 yılında 17298 bin Tep olarak gerçekleşen birincil enerji kaynakları üretimi yılda ortalama %2,89 oranında artış göstererek 1998 yılında 28864 bin Tep’e ulaşmıştır. 1998 yılındaki 28864 bin Tep’lik bu üretimin %48,3’ü toplam kömür üretimi; %13,5’i petrol ve doğal gaz üretimi; %12,8’i hidrolik enerji ve jeotermal elektrik enerjisi üretimi; %0,9’u yenilenebilir enerji kaynaklarının üretimi; %24,5’i ise ticari olmayan yakıtların üretimi olarak gerçekleşmiştir.

1980 yılında 31913 bin Tep olarak gerçekleşen genel enerji tüketimi ise, yılda ortalama %4,8’lik bir artış göstererek 1998 yılında 74249 bin Tep’e ulaşmıştır. 1998 yılında petrol, 29022 bin ton tüketilerek, genel enerji tüketiminden en yüksek payı alan kaynak olmuştur.

Üretimin talebi karşılayamaması, 1998 yılında 48632 bin Tep’lik ithalat yapılmasını zorunlu kılmıştır. 1998 yılında talebin yerli üretimle karşılanma oranı %38,9 dur. Önümüzdeki dönem içinde artması beklenen enerji açığının karşılanması için de ithalata başvurulması planlanmıştır. 2020 yılı için gerçekleştirilmesi

gerekecek enerji kaynakları ithalatı düzeyinin 228211 bin Tep olacağı tahmin edilmektedir.

Türkiye'nin, 1998 yılında kalan üretilebilir petrol rezervi 43,7 milyon tondur. 1998 yılında 3224 bin ton olarak gerçekleşen petrol üretimi değerinin 2020 yılında 608 bin ton düzeyine düşmesi beklenmektedir. Buna karşılık 1998 yılında 29022 bin ton olan petrol tüketiminin, 2020 yılında 64364 bin tona ulaşacağı kestirilmektedir. 1998 yılında 29022 bin ton olarak gerçekleşen petrol tüketiminin 24236 bin tonunu nihai petrol tüketimi oluşturmaktadır. 2020 yılı için planlanmış olan 64364 bin tonluk petrol tüketiminin ise 58384 bin tonunun nihai tüketim olacağı düşünülmektedir.

Petrol üretiminin, tüketim düzeyini karşılayamadığı görülmektedir. Güney Doğu Anadolu Bölgesi'nde, Batı Karadeniz'de, Batı Toroslar'da ve denizlerde gerçekleştirilebilecek petrol arama çalışmaları, rezervlerin artmasına imkan yaratabilir. Ayrıca TPAO tarafından gerçekleştirilen arama çalışmalarında yurtiçi sahalarla daha fazla önem verilmesi de yararlı olacaktır.

Türkiye'nin 1998 yılı itibarıyla kalan üretilebilir doğal gaz rezervi; 8,8 milyar m³ düzeyindedir. 1998 yılında 565 milyon m³ olarak gerçekleşen doğal gaz üretiminin 2020 yılında 121 milyon m³'e düşmesi; buna karşılık 1998 yılında 10648 milyon m³ olarak gerçekleşen doğal gaz tüketiminin ise 82749 milyon m³'e yükselmesi beklenmektedir. 1998 yılındaki 10648 milyon m³'lük doğal gaz tüketiminin 5163 milyon m³'ü nihai tüketim iken; 2020 yılı için öngörülen 82749 milyon m³'lük tüketimin 25405 milyon m³'ünün nihai tüketim olması planlanmaktadır.

Doğal gaz için, ithalat arz güvenliğinin sağlanması, büyük önem arz etmektedir. Denizde, Kuzey Marmara'da ve karada Değirmendere'de gaz sahalarının yer altı gaz depolama rezervi olarak kullanılabilmesi için çalışmalar yapılmaktadır. Tuz Gölü'ndeki tuz mağaralarının da bu amaçla kullanılabilmesi mümkündür.

Türkiye'nin 1998 yılındaki toplam taşkömürü rezervinin 1,1 milyar ton düzeyinde olduğu bilinmektedir. Toplam taşkömürü üretimi 1998 yılında 2156 bin ton olarak gerçekleşmiştir ve 2020 yılındaki toplam üretimin 4800 bin ton düzeyinde olması umulmaktadır. 1998 yılında 13146 bin ton olarak gerçekleşen toplam

taşkömürü tüketiminin ise, 2020 yılında 147035 bin tona yükselmesi beklenmektedir. 1998 yılındaki 13146 bin tonluk tüketimin 6752 bin tonunu nihai taşkömürü tüketimi oluşturmaktadır. 2020 yılında gerçekleşmesi planlanan 147035 bin tonluk taşkömürü tüketiminin içindeki nihai tüketimin payının ise, 93534 bin ton düzeyinde olması planlanmaktadır.

Türkiye'nin taşkömürü yataklarının sınırlı olduğu ve üretiminin de petrol üretimi gibi ihtiyacı karşılamaya yetmediği görülmektedir. Yapılması gereken, yeni taşkömürü yataklarının araştırılmasıdır. Bartın ve Cide bölgelerinde TPAO tarafından gerçekleştirilen aramalar, bu bölgelerde taşkömürü yataklarının olabileceğinin sinyallerini vermiştir. Maden Kanunu'nun, MTA tarafından gerçekleştirilen aramaları MTA'nın ruhsat alanları ile sınırlaması ve ödenek sorunun yaşanması, yeni kömür yataklarının bulunmasına ket vurmaktadır. MTA'nın ödenek düzeyinin yükseltilmesi ve Bartın ile Cide bölgelerinde ciddi arama çalışmalarının yapılması, yeni havzaların bulunmasını sağlayabilecektir.

1998 yılında Türkiye'nin toplam linyit rezervi, 300 milyon belirlenmiş ve potansiyel kaynakla birlikte, 8375 milyon ton düzeyindedir. 1998 yılında 65204 bin ton olarak gerçekleşen linyit üretimi değerinin 2020 yılında 184555 bin tona ulaşması beklenmektedir. Linyit tüketimi ise 1998 yılında 64504 bin ton olarak gerçekleşmiştir ve 2020 yılında bu değer 184555 bin tona ulaşması planlanmaktadır. 1998 yılındaki tüketimin 12221 bin tonu nihai linyit tüketimi olarak saptanmıştır ve 2020 yılında 184555 bin ton düzeyinde gerçekleşmesi umulan linyit tüketiminin, 16562 bin tonunun nihai tüketim olması beklenmektedir.

Yer altı ve yer üstünde yapılan linyit üretim çalışmalarından alınan verimin yükseltilebilmesi için daha modern teknolojilerin kullanılması gerekmektedir. Ayrıca linyit rezervlerinin bulunmasının muhtemel olduğu sahalarda arama çalışmalarının yapılması faydalı olacaktır.

Türkiye'nin 1980 yılında 5119 MW olan elektrik enerjisi kurulu gücü, 1998 yılında 23352 MW'a ulaşmıştır. 1998 yılı itibarı ile, bu gücün %28'i katı yakıtlardan, %7'si sıvı yakıtlardan, %19'u doğal gaz yakıtlı santrallerden ve %46'sı da hidrolik enerji ve yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanmıştır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, ulaşılacak elektrik enerjisi kurulu güç kapasitesini, 2005 yılı için 39896

MW, 2010 yılı için 60490 MW, 2015 yılı için 81166 MW ve 2020 yılı için de 104893 MW olarak planlamıştır.

Elektrik enerjisi üretimi 1980 yılında 11927 GWh'ı termik 11348 GWh'ı hidrolik olmak üzere 23275 GWh olarak gerçekleşmiştir. 1998 yılına gelindiğinde ise toplam elektrik enerjisi üretimi 111022 GWh düzeyine yükselmiştir. Bu üretimin, 68793 GWh'ı termik, 42229 GWh'ı hidrolik kaynaklıdır.

1980 yılında 1341 GWh olarak gerçekleşen elektrik enerjisi ithalatı, 1998 yılında 3299 GWh düzeyine ulaşmıştır. Türkiye, 1992-1996 yılları arasında net elektrik enerjisi ihracatçısı olan bir ülke iken, 1997 ve 1998 yıllarında net elektrik ithalatçısı olmuştur.

Türkiye'nin elektrik enerjisi net tüketim miktarı, 1980 yılında 20398 GWh iken, 1998 yılında 87705 GWh düzeyine ulaşmıştır. Bu dönem içerisinde, kişi başına net elektrik enerjisi tüketimi de artış göstererek 459 kWh'ten 1382 kWh düzeyine yükselmiştir.

1998 yılında, sanayi sektörü, elektrik enerjisi tüketiminden %53, konut ve hizmetler sektörü %44 ve tarım sektörü de %2,7 oranında pay almışlardır.

Elektrik enerjisi sektöründe özelleştirme çalışmaları, Yap-İşlet-Devret (YİD), Yap-İşlet (Yİ) ve İşletme Hakkı Devri (İHD) modelleriyle sürdürülmektedir.

Bu çalışmada, 1984 yılının birinci 3 aylık döneminden 1999 yılının dördüncü 3 aylık dönemine kadar uzanan elektrik enerjisi üretimi ve tüketimi değerlerine zaman serisi analizi uygulanmıştır. Elektrik enerjisi üretimi ve tüketimi serileri ayrı ayrı modellenmiş ve bu modeller yardımıyla 2000 yılının 3'er aylık dönemleri için elektrik enerjisi üretimi ve tüketimi değerleri tahmin edilmiştir. Bu uygulamada kullanılan modellerin, Türkiye'nin yakın geçmiş elektrik enerjisi üretim ve tüketim davranışlarını açıklamakta faydalı olabileceği düşünülmektedir.

Fosil yakıt tüketiminin global ısınma problemine yol açması ve olumsuz çevre etkilerinin gayri safi yurtiçi hasılanın azalmasına neden olması, enerji tüketiminin fosil yakıtlardan yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına doğru kayması zorunluluğunu ortaya çıkarmaktadır. Türkiye, yenilenebilir enerji kaynakları olan hidrolik enerji, jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi ve biomas enerjisi

potansiyelleri açısından çok zengin bir ülkedir. Ancak, Türkiye'nin bu zengin potansiyelden tam anlamıyla yararlandığı söylenemez. Bugün için, yenilenebilir enerji kaynaklarından en çok kullanılanlar, hidrolik enerji ile klasik biomas enerjisidir. Jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi ve modern biomas enerjisi, planlı bir biçimde ele alınması ve değerlendirilmesi gereken yenilenebilir enerji türleridir. Türkiye'nin yenilenebilir enerji kaynaklarından gerektiği gibi yararlanması durumunda, enerji bilançolarındaki açıkların kapatılması mümkün olacaktır.

Akarsuların potansiyel enerjisinden yararlanılarak elde edilen hidrolik enerji, Türkiye için çok önemli bir kaynaktır. Türkiye için, kullanılabilecek hidrolik enerji potansiyeli 124 milyar kWh / yıl düzeyindedir. 1998 yılında 42229 GWh olarak gerçekleşen hidrolik enerji üretiminin, 2010 yılında 65387 GWh'e, 2020 yılında ise 97456 GWh'e ulaşması beklenmektedir.

124 milyar kWh / yıl olarak belirlenmiş hidrolik enerji potansiyelinin ancak üçte birine yakın bir kısmı değerlendirilebilmiştir. Hidrolik enerji potansiyelinin tamamının değerlendirilebilmesi için gerekli olan kurulu güç düzeyi 35000 MW dolaylarındadır. 1998 yılı itibarıyla, Türkiye'deki toplam kurulu hidrolik güç ise, 10307 Mw'dır. Hidrolik enerji potansiyelinden daha yüksek düzeylerde yararlanılabilmesi için, kurulu gücün artırılması gerekmektedir. Ayrıca, puant santraller olarak, pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin kurulması da düşünülebilir.

Jeotermal enerji, yeraltındaki sıcak suların yeryüzüne ulaşması ile oluşan bir enerji türüdür. Türkiye, jeotermal enerji açısından oldukça zengin bir ülkedir. Brüt jeotermal ısı kapasitesi 31100 MW düzeyinde olan Türkiye'de, kullanılabilecek kanıtlanmış ısı potansiyel 2500 MW kadardır. 4500 MW düzeyinde olduğu düşünülen brüt jeotermal elektrik potansiyelinin ise, 200 MW'ının varlığı, sondaj çalışmalarına bağlı olarak ispat edilmiştir.

1998 yılında 85 GWh'lık jeotermal elektrik enerjisi üretimi ve 153 bin Tep'lik jeotermal ısı enerjisi üretimi gerçekleştirilmiştir. Türkiye'nin jeotermal enerji potansiyelinin artırılması için, jeotermal alanlarda yeni kuyuların açılması ve jeotermal elektrik üretimine uygun olan alanlarda gerekli santrallerin kurulması

teşvik edilmelidir. Ayrıca, maliyeti doğal gazla ısıtmadan daha düşük olan jeotermal merkezi ısıtmanın uygun olan alanlarda kullanımının artırılması da yarar sağlayacaktır.

Türkiye, güneş kuşağında yer alan bir ülkedir. Türkiye'nin kullanılabilecek güneş enerjisi potansiyeli 25-26 Mtep / yıl düzeyindedir. 1998 yılında 100 bin Tep olarak gerçekleşen güneş enerjisi üretiminin, 2010 yılında 431 bin Tep'e ve 2020 yılında da 828 bin Tep'e ulaşması beklenmektedir.

Türkiye'de güneş enerjisi teknolojisinin gelişmesine bağlı olarak, güneş enerjisi kullanımı da gelişmelidir. Güneşli su ısıtıcıları teknolojisine dayalı güneş kollektörleri, Türkiye'den yurtdışına ihraç edilmektedir. Üreticilerin ve tüketicilerin teşvik edilmesini ve korunmasını sağlayan düzenlemeler yapılarak, güneşli su ısıtıcılarının ülke çapında kullanımının sağlanmasına ve güneş kollektörleri için de bir iç piyasa oluşturulmasına çalışılmalıdır. Güneş pilleri ve güneş termik elektrik santralleri ile güneşten elektrik enerjisi üretimi çalışmalarının ve yapıların güneşle ısıtılması uygulamalarının özendirilmesi de Türkiye'nin güneş enerjisi teknolojisini benimsemesi ve gerektiğinde kullanması açısından önem taşımaktadır.

Rüzgar enerjisi; emniyetli, sürekli ve temiz bir enerji kaynağıdır. Rüzgar santrallerinin yeni teknoloji ile rüzgar enerjisi çevirim sistemleri olarak geliştirilmesi dünya genelinde rüzgar enerjisi kullanımını artırmıştır.

Türkiye'de, karasal alanlarda ekonomik olarak değerlendirilebilecek rüzgar enerjisi potansiyeli 50 milyar kWh / yıl düzeyindedir. Denizlerdeki rüzgar enerjisi potansiyelinin ise, 150 milyar kWh / yıl olduğu kestirilmektedir. Bu büyük potansiyelin iyi değerlendirilebilmesi için, rüzgar enerjisi kurulu gücü artırılmalıdır. Toplam gücü 700 MW'ı bulan 30 kadar başvuru, değerlendirme aşamasında bulunmaktadır. Rüzgardan kesintisiz enerji sağlanabilmesi için yapılması gereken, Ege kıyıları başta olmak üzere doğuya doğru tüm yurt genelinde rüzgar santralleri kurulabilmesi için uygun olan alanları değerlendirmek ve rüzgar enerjisi kullanımını teşvik edici önlemler almaktır.

Kaynağı hayvansal ve bitkisel artıklar olan biomas enerjisi, Türkiye'de, genellikle ticari olmayan bir biçimde, konut ısıtımı gibi amaçlar için kullanılmaktadır. Modern biomas kullanımı önemsenmeli ve bu bağlamda enerji

ormancılığı ve enerji bitkileri tarımından yararlanılmalıdır. 2020 yılında dünya genelinde modern biomas ile üretilecek enerjinin, jeotermal enerjinin 6,4 katı, rüzgar enerjisinin yaklaşık 3 katı, güneş enerjisinin 1.6-2.2 katı olacağının tahmin edildiği düşünüldüğünde, modern biomasın ülkemiz için önemi daha rahat anlaşılabilir. Tezeğin ikamesi olarak kabul edilen biogazın ve landfill olarak bilinen çöp gazının da değerlendirilmesi yoluna gidilmesi ve çöp termik santrallerinin yaygınlaştırılması yararlı olacaktır.

Nükleer enerji, gelişmiş ülkelerin elektrik üretimlerinde önemli bir pay almaktadır. Dünyadaki toplam nükleer enerji kurulu gücünün, gelecek dönemde de artması beklenmektedir.

Artan kaynak yetersizliği, ülkemizin, nükleer enerjiyi, enerji programlarına almasına yol açmıştır. 2007 yılında, 1000 MW gücündeki ilk nükleer santralin işleme alınması, 2010 yılında 1000 MW gücündeki ikinci nükleer santralin devreye girmesi ve böylece 2010 yılında 2000 MW'lık bir kurulu güce ulaşılması planlanmıştır. Bu programa uyulması durumunda, 2010 yılında, nükleer enerji, toplam elektrik üretiminin %3'ünü ve genel enerji üretiminin %1'ini karşılıyor olacaktır. 2020 yılında ise, nükleer enerji kurulu gücünün 10000 MW'a çıkarılması ve nükleer enerjinin, toplam elektrik üretiminin %9'unu, genel enerji üretiminin %2,5'ini karşılıyor olması planlanmaktadır. Enerji planlarında nükleer enerjiye yer verilmesinin diğer bir nedeni de; nükleer santrallerin, sistemde baz santraller olarak yer almalarıdır.

Yenilenebilir ve alternatif enerji kaynaklarından daha üst düzeylerde yararlanılması yoluna gidilmesi ve elektrik iletim hatlarındaki yüksek oranlardaki kayıpların önlenmesi durumunda, nükleer enerjiye olan zorunluluk azalacaktır. Türkiye'nin, yaptığı enerji programlarına uygun olarak nükleer teknolojiyi hayata geçirmesi durumunda ise, güvenlik tedbirlerini en yüksek düzeyde almayı ihmal etmemesi, yerinde olacaktır.

Fosil yakıtların, yanma süreci sonucunda, global ısınma problemine neden olan karbondioksit emisyonu yaratmaları ve fosil yakıtların mevcut rezervlerinin kullanılabilme sürelerinin çok uzun olmaması, hidrojeni alternatif bir enerji kaynağı olarak ön plana çıkartmaktadır. Hidrojen, kullanım verimi yüksek, emniyetli, uygun

maliyetli ve çevreyle dost bir yakıt türüdür. Hidrojen yakıt hücresi santralinden, elektrik üretilmektedir. Hidrojen yakıtı ile ilgili olarak uluslararası standartlar hazırlanmış olup, hidrojenin, önümüzdeki 10 – 15 yıl içerisinde, dünya genelinde bir enerji kaynağı olarak yoğun biçimde kullanılması planlanmaktadır.

Ülkemizde, hidrojen enerjisinin kullanımı ile ilgili olarak gerekli çalışmaların başlatılmasında yarar vardır. Karadeniz'in tabanında doğal hidrojen deposu bulunması, Türkiye için büyük bir şanstır. Hidrojen enerjisi üretiminin hayata geçirilmesi, önümüzdeki dönemlerde karşılaşılması muhtemel enerji açığının kapatılması açısından da yararlı olacaktır.

Türkiye'de, enerji sektöründeki Araştırma-Geliştirme ve teknoloji oluşturma çalışmaları oldukça yetersizdir. Uluslararası Enerji Ajansı, 1996 yılında, Türkiye'nin enerji sektöründe gerçekleştirdiği AR-GE harcamalarının, toplam AR-GE harcamalarının %0,5'ini oluşturduğunu belirtmiştir. Türkiye'de enerji sektöründeki AR-GE çalışmalarının %80'i kamu sektörü, %20'si ise özel sektör tarafından yürütülmektedir. 1996 yılında, kamu kesiminin enerji sektöründe gerçekleştirdiği AR-GE çalışmalarının %57'si fosil yakıtlar, %23'ü nükleer enerji, %7'si enerji tasarrufu ve %4'ü de yenilenebilir enerji kaynakları üzerine yönlendirilmiştir. Özellikle, enerji tasarrufu ve yenilenebilir enerji kaynakları üzerine yapılan AR-GE çalışmalarının artırılmasında yarar görülmektedir.

Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu'nun 1993-2003 dönemi için belirlediği ulusal bilim ve teknoloji politikasında yer verilen tek enerji kaynağı nükleer enerji olmuştur. Türkiye Bilimsel ve Teknik Araştırma Kurulu (TÜBİTAK) ve Türkiye Teknoloji Geliştirme Vakfı (TTGV)'nin desteği ile oluşturulan Enerji Teknolojileri Politikası Çalışma Grubu, 1998 yılının Haziran ayında Ulusal Enerji Teknoloji Politikası isimli bir rapor yayınlamıştır. Üniversitelerin de desteğinin alındığı bir çalışma sonucu yayınlanan bu rapor; yeni enerji teknolojileri, enerji sektöründeki AR-GE çalışmalarının yapılandırılması gibi konularda öneriler getirmektedir. Ayrıca, bu raporda, enerji tasarrufunun artırılmasına yönelik önlemlerin alınması, “ Enerji Verimliliği” kanunu üzerine çalışılarak verimli enerji kullanım teknolojilerinin teşvik edilmesi, AR-GE çalışmalarının artırılması ile çevre dostu teknolojiler olarak görülen yenilenebilir enerji teknolojilerine yönelmesi ve yenilenebilir enerji

kaynakları kullanımının özendirilmesi yolunda da sonuçlara varılmıştır. (Tübitak, 1998)

Gelişmişliğin bir ölçüsü olarak kabul edilen ulusal teknoloji oluşturma yolunda önemli adımların atılabilmesinin sağlanması için, AR-GE çalışmalarına daha fazla ağırlık verilmesi, gerçekleştirilen araştırmalar arasında koordinasyonun sağlanması, hazırlanan enerji plan ve programlarıyla ilgili olarak fizibilite çalışmalarının yapılması ve yeni teknolojilerin beraberinde getireceği enerji-çevre ilişkilerinin göz önünde tutulması gerekmektedir. Bir enerji bilgi bankası oluşturularak, bu araştırmalar içinde bulunan kamu ve özel sektör kurumlarına gerekli desteğin sağlanması da yararlı bir uygulama olacaktır.

Türkiye’de nihai enerji girdisinin %63,1’i kayıplara gitmektedir. %36,9 düzeyinde olan genel enerji veriminin çağdaş teknikler kullanılarak yükseltilmesi ve böylece enerji tasarrufunun sağlanması mümkündür. Enerjinin verimli ve etkin olarak kullanılması, aynı miktarda enerji tüketimi ile daha çok mal ve hizmet üretiminin sağlanabilmesi anlamına gelmektedir. Enerji sektöründeki yeni teknolojinin amacı da gayri safi milli hasıla başına düşen enerji tüketimini azaltmaktır. Enerji kaynakları fiyatlarının artırılarak enerji talebinin düşmeye zorlanmasının yerine, teknolojik önlemlerle enerji verimliliğinin yükseltilmesi ve böylece enerjiye duyulan talebin azaltılması tercih edilmelidir.

Türkiye’de Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü’ne bağlı olarak kurulan Ulusal Enerji Tasarruf Merkezi, enerji kaynaklarının verimli kullanılmasıyla enerji tasarrufunun sağlanmasına yönelik çalışmaları sürdüren kuruluştur. Bu kuruluşun yaptığı incelemeler, Türkiye’de, yılda 3 milyar ABD doları tutarlı 14 Mtep enerjinin, genel enerji tüketimi miktarından tasarruf edilebileceği sonucunu vermiştir.

Sanayi, ulaşım, konut gibi farklı sektörlerde enerji tüketiminin gerçekleşmesi, enerji tasarrufu sağlanması için yapılacak planlama çalışmalarına, bu sektörlerden temsilcilerin de katılmasını gerekli kılmaktadır.

1995 yılında sanayi sektöründe enerji verimliliğinin yükseltilmesinin sağlanması için yayınlanan Enerji Tasarruf Yönetmeliği, yılda 2000 Tep ve üzerinde enerji tüketimi gerçekleştiren sanayi kuruluşlarına enerji yöneticisi atanması

yükümlülüğünü getirmiştir. Yıllık enerji tüketimi 500 Mtep ve üzerinde olan sanayi kuruluşlarının da bu yönetmeliğin kapsamına alınması ve böylece 1250 üretim tesisine enerji yöneticisi atanması zorunluluğunun getirilmesi planlanmaktadır. Sanayi sektöründeki enerji tasarruf potansiyelinin %40'ının basit işletme tedbirleri ve düşük yatırımlı düzenlemeler ile değerlendirilebileceği bilinmektedir.

Karayolu ulaşımında enerji tasarrufunun sağlanabilmesi için en kolay yöntem, toplu taşımacılığa önem verilmesi ve insanların toplu taşıma araçlarına yönlendirilmesidir. Bu açıdan, toplu taşımacılık ağ yapılarının ve metro ulaşımının kent planlarına uygun olarak düzenlenmesi yararlı olacaktır. Ayrıca, demiryolları ve su yollarından da daha etkin bir biçimde faydalanılabilmesi için gerekli düzenlemeler yapılmalıdır.

Nisan 1999'da yayınlanan yalıtım standardı ile, konut-bina sektöründe ısıtma için gereken enerjinin 50-150 kWh/m² düzeyinde düşürülebileceği düşünülmektedir. Bu düzenleme ile mevcut bina stoğunun %2,5'inde enerji verimliliğinin her yıl %50 düzeyinde artması planlanmaktadır. (Gürer ve İleri, 1997)

Enerji kullanım sürecinin her kademesinde, çevre ögesine özel önem verilmesi gerekmektedir. Enerji kaynaklarının aranması ve çıkarılması, enerji üretilmesi, üretilen enerjinin taşınması, depolanması, dağıtımı ve kullanılması süreçlerinde ekolojik dengeye zararı olmayacak teknolojilerin seçilmesi yoluna gidilmelidir. Enerji üretim tesislerinin yarattığı çevre sorunlarının en aza indirilmesi için azami gayret gösterilmeli ve enerji santrallerinde bu konu üzerine alınabilecek teknik önlemler azami ölçüde alınmaya çalışılmalıdır. Özellikle fosil yakıtlı termik santrallerin birbirine çok yakın ve turizm potansiyelinin bulunduğu bölgelerde inşa edilmemesine gayret edilmeli, santrallerin kurulum aşamasında kirletici emisyonların çevreye yayılmasını önleyecek teknik tedbirlerin alınmasına özen gösterilmelidir. Aşırı derecede karbondioksit emisyonunun yol açtığı global ısınma sorunu ve sera etkisinden kaçınmak için, fosil yakıtların alternatifi olarak yenilenebilir enerji kaynaklarına ve hidrojen enerjisine, bir enerji politikası olarak yönelinmesi de faydalı olacaktır. (Girdaplı vd., 1998)

Enerji sektöründe düşünülen yönetsel bazdaki yeniden yapılanma sürecinde, kamu sektöründen başka, özel sektörün, üniversitelerin, ilgili meslek kuruluşlarının

görüşlerinin alınması yarar sağlayacaktır. Avrupa Birliği'ne üye olma hedefindeki Türkiye'nin, bu yeniden yapılanma ve enerji politikalarının belirlenmesi süreçlerinde Avrupa Birliği'nin standartlarını göz önünde bulundurması da kaçınılmaz bir zorunluluktur.



KAYNAKLAR

- Acaroğlu, M.**, 1998. Türkiye’de Biyokütle Enerjisinin Mevcut Durumu, Araştırma ve Geliştirme Çalışmaları, Politikalar ve Alınması Gereken Önlemler, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
- Altın, V.**, 1995. Nükleer Teknoloji, Mühendislik Fakültesi Derlemeler Dizisi-3, Mersin Üniversitesi, Mersin.
- Altınbilek, D. ve Pasin, S.**, 1998. Türkiye Hidroelektrik Enerji Potansiyeli ve Gelişme Durumu, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Ankara.
- Baysal, S.** 1998. Türkiye’de Rüzgar Enerjisi Yatırımlarının Durumu, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
- Bourillon, C.**, 1998. Wind Energy – Clean Power for Generators, *17th Congress of The World Energy Council*, Houston.
- BOTAŞ**, 1998. Yıllık Rapor, Boru Hatları İle Taşıma A.Ş., Ankara.
- Box, G.E.P., Jenkins, G.M.**, 1976. Time Series Analysis Forecasting and Control, Holden Day, San Fransisco.
- BP**, 1997. Statistical Review of World Energy, BP Press, London.
- BP**, 1999. Statistical Review of World Energy, BP Press, London.
- DPT**, 1999. Ekonomik ve Sosyal Göstergeler (1950 – 1998), Devlet Planlama Teşkilatı, Ankara.
- DPT**, 1995. 7. 5 Yıllık Kalkınma Planı, Devlet Planlama Teşkilatı, Ankara.
- Ertek, T.**, 1996. Ekonometriye Giriş, Beta Yayınları, İstanbul.
- ETKB**, 1998. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Araştırma ve Planlama Koordinasyon Kurulu İstatistikleri, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, Ankara.

- Franses, P. H.**, 1998, Time Series Models for Business and Economic Forecasting, Cambridge University Press.
- Girdaph, S., Güler, M., Tütünlü, F.**, 1998. Energy Related Environmental Policy of Turkey, *17th Congress of the World Energy Council*, World Energy Council, London.
- Gujurati, D. N.**, 1995. Basic Econometrics, McGraw-Hill Inc.
- Gürer, T., İleri, A.**, 1997. Türkiye’de Enerji ve Ekserji Kullanımı ve Sektörel Verimler, *Türkiye 7. Enerji Kongresi*, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
- İnan, D. ve Ültanır, M.Ö.**, 1996. Dünyada ve Türkiye’de Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretiminin Değerlendirilmesi – Öneriler, TÜBİTAK, Ankara.
- Jenkins, N. ve Walker, J.F.**, 1997. Wind Energy Technology, John Wiley & Sons, Chicester.
- Kambur, H.**, 1995. Türkiye’nin Nükleer Enerji Stratejisi, Mühendislik Fakültesi Derlemeler Dizisi-3, Mersin Üniversitesi, Mersin.
- Kurtkaya, N.**, 1998. Türkiye’de Doğal Gaz, Boru Hatları İle Taşıma A.Ş., Ankara.
- Levin, R. I., Rubin, D. S.**, 1998. Statistics for Management, Prentice Hall International Inc.
- Mertoğlu O.**, 1998. Geleceğin Alternatif Enerjisi : Çevre Dostu, Yenilenebilir ve Kendi Özvarlığımız Olan Jeotermal Enerji, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
- Müezzinoğlu, A.**, 1998. TTGV Temiz Üretim Temiz Ürün Çevre Dostu Teknolojiler Çalışma Grubu Enerji Sektörü Alt Grubu Raporu, TÜBİTAK, Ankara.
- Nakoman, E.**, 1998. Türkiye Enerji Sektöründe Kömürün Önemi ve Kömür Arama Statejileri, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
- Özbalta, N.** 1998. Güneş Enerjisi Potansiyeli ve Uygulamalar, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
- Parzen, E.**, 1962. Stochastic Processes, Holden Day Inc, San Fransisco.
- PİGM**, 1998. Petrol Faaliyetleri, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü, Ankara.

- TEAŞ**, 1998. Türkiye Elektrik Üretim – İletim İstatistikleri, TEAŞ Genel Müdürlüğü, Ankara.
- TEDAŞ**, 1998. Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri, TEDAŞ Genel Müdürlüğü, Ankara.
- TÜBİTAK**, 1998. Enerji Teknolojileri Politikası Çalışma Grubu Raporu, TTGV Bilim Teknoloji Sanayi Tartışmaları Platformu, TÜBİTAK, Ankara.
- UNPEDE**, 1997. Unipede Electricity Barometer, Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d’Energie Electrique, Brüksel.
- Ülengin, B.**, 2001. İleriyi Tahmin Teknikleri Dersi, Yayınlanmamış Ders Notları, İTÜ, İstanbul.
- Ültanır, M.Ö.**, 1998a. 21. Yüzyıla Girerken Türkiye’nin Enerji Stratejisinin Değerlendirilmesi, TÜSİAD, İstanbul.
- Ültanır, M.Ö.**, 1998b. Yerin Derinliklerinden Gelen Tükenmez Güç: Jeotermal Enerji, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
- Ültanır, M.Ö.**, 1997. Hidrojenin Yakıt Olarak Kullanımı ve Özellikleri, *Çevre ve Enerji Kongresi*, TMMOB Makine Mühendisleri Odası, Ankara.
- Yiğitgüden, Y.H.**, 1998. Privatization Activities and Models Under Practice In Turkey, *17th Congress of The World Energy Council*, Houston.
- WEC**, 1998a. Survey of Energy Resources, World Energy Council, London.
- WEC**, 1998b. The World Directory of Renewable Energy, World Energy Council, London.
- WEC**, 1995. Global Energy Perspectives to 2050, World Energy Council, London.
- WEC**, 1993. Renewable Energy Resources Opportunities and Constraints 1990-2020, World Energy Council, London.

EKLER

Tablo-A.1. Kaynaklara Göre Çevrim Katsayıları

Birim	Kaynak	Çevrim Katsayısı (tep)	Isıl Değer (Kcal/kg)
1 Ton	Taşkömürü	0,6100	6100
1 Ton	Linyit (Konut 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	0,0860	860(***)
10 ³ KWh	Jeotermal (Elektrik)	0,8600	8600(***)
10 ³ KWh	Nükleer	0,2606	2606(***)
1 Ton	Odun	0,3000	3000
1 Ton	Hayvan ve Bitki Artıkları	0,2300	2300

(*) : Isıl Değer/1000

(**) : Kcal/m³

(***) : Kcal/KWh

Tablo-E.1. Elektrik Enerjisi Üretim ve Tüketim Değerleri

	El. En. Üretimi (GWh)	El. En. Tüketimi (GWh)	ln (üretim)	ln (tüketim)
1984-1	7528,9	8033,2	8,9265042278	8,9913382332
1984-2	7211,2	7807,0	8,8833906519	8,9627760461
1984-3	7464,1	8314,7	8,9178601401	9,0257803116
1984-4	8409,3	9111,6	9,0370935153	9,1173036060
1985-1	8394,7	8645,7	9,0353558333	9,0648173665
1985-2	7986,2	8652,0	8,9854703311	9,0655457871
1985-3	8653,4	9293,7	9,0657075863	9,1370920302
1985-4	9184,6	9769,9	9,1252834474	9,1870615096
1986-1	9221,1	9452,0	9,1292496153	9,1539816383
1986-2	9453,4	9629,9	9,1541297441	9,1726281205
1986-3	10302,0	10492,1	9,2400933301	9,2583778720
1986-4	10718,3	10897,4	9,2797078400	9,2962795077
1987-1	10386,9	10485,7	9,2483006758	9,2577677031
1987-2	10598,1	10700,4	9,2684300188	9,2780364029
1987-3	11279,6	11508,6	9,3307510634	9,3508498610
1987-4	12088,3	12230,3	9,3999933216	9,4116717582
1988-1	12004,9	12026,6	9,3930701788	9,3948761423
1988-2	11344,9	11398,7	9,3365235827	9,3412545928
1988-3	12187,0	12365,0	9,4081250888	9,4226251800
1988-4	12512,0	12639,7	9,4344434628	9,4445979332
1989-1	12302,6	12414,0	9,4175659011	9,4265801470
1989-2	12374,7	12521,7	9,4234093447	9,4352184182
1989-3	13398,4	13567,3	9,5028905758	9,5154177647
1989-4	13967,5	14098,7	9,5444884813	9,5538378735
1990-1	13805,5	13690,9	9,5328223425	9,5244866575
1990-2	13324,9	13361,5	9,4973897443	9,5001327162
1990-3	14838,5	14678,8	9,6049804334	9,5941595550
1990-4	15574,1	15080,5	9,6533645571	9,6211577975
1991-1	14326,9	14204,6	9,5698941680	9,5613211348
1991-2	13785,2	14025,2	9,5313508319	9,5486109905
1991-3	15826,0	16069,8	9,6694094362	9,6846970131
1991-4	16308,2	16199,7	9,6994233278	9,6927480025
1992-1	16595,3	16387,1	9,7168748017	9,7042497189
1992-2	15141,7	15260,7	9,6252078060	9,6330361753
1992-3	17447,2	17512,4	9,7669344563	9,7706644804
1992-4	18158,0	18056,6	9,8068665139	9,8012665479
1993-1	17969,2	17708,0	9,7964144601	9,7817717939
1993-2	16870,3	16856,0	9,7333099584	9,7324619555
1993-3	19105,0	19192,2	9,8577053599	9,8622592255
1993-4	19863,0	19675,5	9,8966139836	9,8871294859
1994-1	19519,2	19319,4	9,8791538755	9,8688650514
1994-2	17867,3	17758,9	9,7907275055	9,7846420777

Tablo-E.1.'in devamı..

1994-3	19982,9	19909,3	9,9026321868	9,8989422382
1994-4	20952,3	20795,4	9,9500037045	9,9424870874
1995-1	20749,3	20528,1	9,9402677902	9,9295499582
1995-2	20192,9	20019,6	9,9130863365	9,9044670726
1995-3	22279,9	22148,9	10,0114402057	10,0055431128
1995-4	23025,3	22854,9	10,0443488904	10,0369208153
1996-1	23603,8	23465,3	10,0691629950	10,0632780131
1996-2	21944,9	21924,4	9,9962900453	9,9953554508
1996-3	24174,5	24250,3	10,0930536376	10,0961842674
1996-4	25138,5	25148,6	10,1321558145	10,1325575080
1997-1	25637,5	25988,0	10,1518114024	10,1653901720
1997-2	24040,0	24597,0	10,0874743886	10,1103797633
1997-3	25938,3	26636,7	10,1634759199	10,1900452431
1997-4	27740,1	28355,5	10,2306342988	10,2525762939
1998-1	28339,9	28947,1	10,2520259847	10,2732253053
1998-2	25461,4	26095,3	10,1449188588	10,1695105005
1998-3	28530,8	29303,9	10,2587394845	10,2854758919
1998-4	28690,3	29676,4	10,2643143655	10,2981073961
1999-1	28881,0	29284,3	10,2709392184	10,2848068152
1999-2	27454,9	27980,6	10,2202999374	10,2392666919
1999-3	29274,7	29797,5	10,2844789408	10,3021797764
1999-4	30829,3	31422,5	10,3362208155	10,3552794758

ÖZGEÇMİŞ

1976 yılında Çanakkale’de doğan Erınç ŞENER, eğitim hayatına 1982 yılında başlamıştır. 1993 yılında Gelibolu Lisesini bitirerek aynı yıl İTÜ Makine Fakóltesi Makine Mühendisliğı bölümüne girmiştir. 1998 yılında Makine mühendisi olarak mezun olduktan sonra İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü İşletme Mühendisliğı yüksek lisans programında eğitimine başlamıştır ve halen İTÜ Fen Bilimleri Enstitüsü İşletme Mühendisliğı yüksek lisans programında eğitimine devam etmektedir.

