

İSTANBUL TEKNİK ÜNİVERSİTESİ ★ FEN BİLİMLERİ ENSTİTÜSÜ

**TÜRKİYE’NİN ENERJİ POLİTİKASI
VE DÜNYADAKİ YERİ**

**T.C. YÜKSEKÖĞRETİM KURULU
DOKÜMANTASYON MERKEZİ**

**YÜKSEK LİSANS TEZİ
Elk. Müh. Güvenç AKBİL
504951319**

101457

**Tezin Enstitüye Verildiği Tarih : 5 Haziran 2001
Tezin Savunulduğu Tarih : 3 Temmuz 2001**

Tez Danışmanı :

Prof.Dr. R. Nejat TUNÇAY 19.07.2001

Diğer Jüri Üyeleri

Prof.Dr. A. Taner DERBENTLİ

Prof.Dr. Adnan KAYPMAZ

TEMMUZ 2001

ÖNSÖZ

Bana inanan ve her zaman yanımda olan Anne ve Babama,
Lisans ve yüksek lisans öğrenimim boyunca değerli fikirleriyle her zaman yol gösteren, tez çalışmam esnasında her türlü desteği veren Sayın Hocam Prof. Dr. R. Nejat TUNÇAY'a teşekkürlerimi sunuyorum.

Haziran 2001

Güvenç AKBİL



İÇİNDEKİLER

KISALTMALAR	vii
TABLO LİSTESİ	ix
ŞEKİL LİSTESİ	x
ÖZET	xi
SUMMARY	xii
1. GİRİŞ	1
1.1. İlgili kavramlar, Hatırlatmalar	4
2. ENERJİ PİYASASI VE POLİTİKALARI	6
2.1. Enerji İhtiyaçları	6
2.1.1. Termik ihtiyaçlar	6
2.1.2. Mekanik güç ihtiyacı	6
2.1.3. Hammadde ihtiyaçları	7
2.1.4. Işık ihtiyacı	7
2.2. Enerjinin Boyutları	7
2.2.1. Fiziksel boyut	8
2.2.2. Teknolojik boyut	9
2.2.3. Ekonomik boyut	9
2.2.4. Politik boyut	10
2.2.5. Çevresel boyut	10
2.2.6. Enerji ekonomisi	11
2.3. Türkiye’de Enerji Politikasına Objektif Bakış	12
2.4. Türkiye’de Enerji Yönetiminin Organizasyonu ve Endüstri	13
3. TÜRKİYE’NİN ENERJİ PROFİLİ	14
3.1. Coğrafya ve Nüfus	14
3.2. Dünyadaki Enerji Durumu	15
3.2.1. Ekonomik büyüme	16
3.2.2. Nüfus artışı	18
3.2.3. Dünyadaki birincil enerji talebi	18

3.3. Türkiye'nin Ekonomik Durumu ve Enerji Üretimi ile Talebi	21
3.4. Türkiye'de Enerji Sektörünün Görünümü	21
3.4.1. Birincil enerji kaynakları itibariyle üretim ve tüketim	21
3.4.2. Elektrik enerjisi	29
3.5. Cumhuriyet'in 100. Yılına Kadar Türkiye'nin Enerji Durumunda Beklenen Gelişmeler	29
3.5.1. Türkiye'nin 2000-2025 dönemi genel enerji talep ve üretim projeksiyonları	32
4. ENERJİ KAYNAKLARI	38
4.1. Kömürün Enerjide Kullanımı	38
4.1.1. Giriş	38
4.1.2. Kömür rezervleri	39
4.1.3. Üretim durumu ve geleceğe yönelik hedefler	39
4.1.3.1. Günümüzdeki üretim durumu	39
4.1.3.2. Arama ve üretim hedefleri	40
4.1.4. Sorunlar	41
4.1.5. Sonuç ve öneriler	41
4.2. Hidrolik Enerji	42
4.2.1. Giriş	42
4.2.2. Türkiye'deki mevcut hidroelektrik potansiyel	43
4.2.3. Hidroelektrik potansiyelin değerlendirilmesi	44
4.2.4. Hidroelektrik Santraller	48
4.2.5. Sonuç, yeni hidroelektrik santraller stratejisi ve öneriler	53
4.3. Petrol ve Doğal Gaz	59
4.3.1. Giriş	59
4.3.2. Arama çalışmaları ve rezervler	60
4.3.3. Üretim ve tüketim	63
4.3.4. Uluslararası petrol boru hatları ve Türkiye	66
4.3.4.1. Irak-Türkiye ham petrol boru hattı	66
4.3.4.2. Hazar-Akdeniz ham petrol boru hattı projesi	67
4.3.4.3. Ceyhan-Samsun ham petrol boru hattı projesi	68
4.3.5. Uluslararası doğal gaz boru hatları ve Türkiye	69
4.3.5.1. Rusya Federasyonu-Avrupa-Türkiye doğal gaz boru hattı	70
4.3.5.2. Rusya Federasyonu-Karadeniz-Türkiye doğal gaz boru hattı projesi	71
4.3.5.3. Türkmenistan-Türkiye-Avrupa doğal gaz boru hattı projesi	72
4.3.5.4. İran-Türkiye doğal gaz boru hattı projesi	73
4.3.5.5. Transbalkan doğal gaz boru hattı projesi	74

4.3.5.6. Mısır-Türkiye doğal gaz boru hattı projesi	74
4.3.5.7. Irak-Türkiye doğal gaz boru hattı projesi	74
4.3.5.8. Rusya-Türkiye-İsrail doğal gaz boru hattı projesi	75
4.3.6. Uluslararası enterkonneksiyon ve Türkiye	76
4.3.6.1. Mevcut enterkonneksiyonlar	76
4.3.6.2. Planlanan enterkonneksiyonlar	77
4.4. Nükleer Enerji	78
4.4.1. Giriş	78
4.4.2. Nükleer teknolojinin bugünkü durumu	79
4.4.3. Türkiye’de nükleer santral çalışmaları	83
4.4.4. Türkiye için nükleer enerji stratejisi	89
4.4.5. Sonuç ve öneriler	93
4.4.6. Nükleer füzyon	94
4.4.6.1. Nükleer füzyon reaktörleri ve küresel tokamaklar	94
4.4.6.2. Küresel tokamak programları	95
4.4.6.3. Sonuçlar	98
4.5. Yenilenebilir Enerji Kaynakları	99
4.5.1. Giriş	99
4.5.2. Jeotermal enerji	103
4.5.2.1. Jeotermal enerjinin yenilenebilir enerji kaynakları arasındaki yeri	103
4.5.2.2. Jeotermal elektrik sistemleri	104
4.5.2.3. Jeotermal enerji ile ilgili sorunlar	104
4.5.3. Güneş enerjisi	106
4.5.3.1. Güneş enerjisinin yenilenebilir enerji kaynakları arasındaki yeri	106
4.5.3.2. Güneş enerjisinin kullanımı	108
4.5.3.3. Güneş enerjisi ile ilgili sorunlar	109
4.5.4. Rüzgar enerjisi	111
4.5.4.1. Rüzgar enerjisinin yenilenebilir enerji kaynakları arasındaki yeri	111
4.5.4.2. Rüzgar enerjisi ile ilgili sorunlar	113
4.5.5. Biomas enerjisi	115
4.5.5.1. Biomas enerjinin yenilenebilir enerji kaynakları arasındaki yeri	115
4.5.5.2. Biomas enerji ile ilgili sorunlar	116
5. ELEKTRİK ENERJİSİ	120
5.1. Giriş	120
5.2. Üretim ve Tüketim	121
5.3. Elektrik Güç İletimi	123

5.3.1. Giriş	123
5.3.2. Elektrik güç iletimi	123
5.4. Dağıtım ve Kullanım	124
5.5. Elektrik Sektöründe Özelleştirme Çalışmaları	125
5.5.1. Yapılan uygulamalar	125
5.5.2. Yapılması tasarlanan ve gereken düzenlemeler	128
6. IEA RAPORUNA GÖRE TÜRKİYE'YE TAVSİYELER	130
7. SONUÇ VE ÖNERİLER	134
KAYNAKLAR	143
ÖZGEÇMİŞ	148



KISALTMALAR

bcm	: Bilyon metreküp
bb/d	: Günde bilyon varil
btu	: British thermal unit
OECD	: Organization for Economic Co-operation and Development
TAEA	: Türkiye atom enerjisi komisyonu
TUBİTAK	: Türkiye bilimsel araştırma komisyonu
TEAS	: Türkiye elektrik üretim ve iletim kurumu
TEDAS	: Türkiye elektrik dağıtım kurumu
TKİ	: Türkiye linyit işletmeleri
TTK	: Türkiye taşkömür işletmeleri
BOTAS	: Petrol boru hattı kurumu
OTAŞ	: Doğalgaz iletimi
DİE	: Devlet İstatistik Enstitüsü
DSİ	: Devlet Su İşleri
HES	: Hidroelektrik Santral
ICOLD	: Uluslararası Büyük Barajlar Komisyonu
TPAO	: Türk Petrolleri Anonim Ortaklığı
TPES	: Total Primary Energy Supply (Dünyadaki toplam birincil enerji kullanımı)
PPP	: Satın Alma Gücü Paritesi
EU	: Avrupa Birliği ülkeleri
GDP	: Gayrisafi iç istihsal (Brüt milli gelir)
IEA	: Uluslararası enerji şubesi
IEP	: Uluslararası enerji programı
GSYİH	: Gayri Safi Yurtiçi Hasıla
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
MAED	: Model of Analysis of Energy Demand
DPT	: Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı
Toe	: 1 ton akaryakıt veya eşdeğeri enerji
LNG	: Sıvılaştırılmış doğal gaz
LPG	: Sıvılaştırılmış petrol gazı
Mb/d	: Günde milyon varil
Mcm	: Milyon metreküp
PPP	: Değişik kurlarda satın alma gücünü eşitleyen satın alma gücü paritesi
TPES	: Toplam doğal enerji kapasitesi
UCPTE	: Elektrik enerjisi üretim ve iletim koordinasyonu birliği
VAT	: Katmadeğer vergisi
TPES/GDP	: Toplam doğal enerji kapasitesinin (Mtoe olarak) brüt iç üretim değerine oranıdır. GDP, dolar olarak 1990 fiyatları ve kurunda hesaplanmıştır. Bu oran enerji şiddeti olarak adlandırılır.

WASP	: Wien Automatic System Planning Package
TEP	: Ton Petrol Eşdeğeri
TFC	: Sonuç olarak toplam enerji sarfıyatı. Bu değere enerji kayıpları da dahildir.
SEE	: State Economic Enterprise (İktisadi Devlet Teşekkülü)



TABLO LİSTESİ

	Sayfa No
Tablo 3.1. Türkiye nüfus tahminleri.....	14
Tablo 3.2. GSYİH artış hızı kabulleri.....	15
Tablo 3.3. Ülkelere göre enerji tüketim ve üretim miktarları.....	19
Tablo 3.4. Türkiye birincil enerji kaynakları ve rezervleri (1999 yılı sonu itibariyle).....	22
Tablo 3.5. Türkiye birincil enerji kaynakları üretimi.....	26
Tablo 3.6. Türkiye birincil enerji kaynakları tüketimi.....	27
Tablo 3.7. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 1998 planlama verilerine göre Türkiye'nin birincil enerji talebi ve ekonomik indikatörler.....	32
Tablo 3.8. ESM modeli ile hesaplanan Türkiye'nin birincil enerji taban talebi senaryosu ve ekonomik indikatörler.....	36
Tablo 4.1. Türkiye'nin brüt hidroelektrik enerji potansiyeline ilişkin hesaplama sonuçları.....	45
Tablo 4.2. Türkiye'de havzalara göre yıllık akış ve brüt hidroelektrik potansiyel	46
Tablo 4.3. 1997 yıl sonu itibari ile Türkiye ekonomik hidroelektrik potansiyelinin değerlendirilme durumu.....	49
Tablo 4.4. Çalışan büyük hidroelektrik santrallerin kurulu güç ve 1997 yılı üretimleri.....	51
Tablo 4.5. İnşa halinde olan ve inşaatına başlanılmamış bulunan hidroelektrik santral projeleri.....	52
Tablo 4.6. DSİ verilerine göre ekonomik hidroelektrik potansiyel kapsamında olmakla birlikte inşaatına henüz geçilememiş 360 hidroelektrik santral projesinin güç dağılımı.....	56
Tablo 4.7. Türkiye'deki rafinerilerin kurulu kapasitesi ve işledikleri petrol miktarı.....	64
Tablo 4.8. Türkiye'de 1997 yılı petrol ürünleri üretimi.....	65
Tablo 4.9. Türkiye'nin anlaşmalı doğal gaz temin miktarları.....	75
Tablo 4.10. Türkiye'nin brüt hidroelektrik enerji potansiyeline ilişkin hesaplama sonuçları.....	92
Tablo 4.11. Tokamak fiziği problemlerinin zamanla çözüm evrimi.....	98
Tablo 4.12. Türkiye'de ve dünyadaki jeotermal uygulamalar.....	103
Tablo 4.13. Türkiye'de bölgelere göre güneş enerjisi potansiyeli.....	106
Tablo 4.14. Türkiye'de yapılması önerilen biomas enerji üretimi.....	117
Tablo 5.1. Türkiye'nin enerji üretimi ve kurulu güç gelişimi (1980-1999)...	122
Tablo A.1. Birincil enerji kaynak talepleri (2001 – 2020).....	145
Tablo A.2. Birincil enerji kaynakları üretimi (2001 - 2020).....	146
Tablo B.1. Türkiye elektrik enerjisi tüketiminin yıllar itibariyle gelişimi (1980 – 1999).....	147

ŞEKİL LİSTESİ

	<u>Sayfa No</u>
Şekil 3.1 : Dünya birincil enerji kullanımının satın alma gücüne bağlı değişimi.....	16
Şekil 3.2 : Toplam dünya ekonomisi içinde bölgelerin oranları.....	17
Şekil 3.3 : Dünya birincil enerji kaynaklarının değişimi.....	20
Şekil 3.4 : Bölgelere göre birincil enerji talebinin 1997 ve 2020 değerleri...	20
Şekil 3.5 : 2000 – 2025 döneminde birincil kaynak talepleri.....	33
Şekil 3.6 : Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlamasına göre sektörlerin birincil enerji talepleri.....	34
Şekil 3.7 : Sektörlerin birincil enerji talebindeki payları.....	34
Şekil 4.1 : Önemli havzaların yıllık ortalama akış ve enerji potansiyelleri....	44
Şekil 4.2 : Türkiye ekonomik hidroelektrik potansiyelinin değerlendirilme durumu(1997).....	50
Şekil 4.3 : Türkiye Cumhuriyeti'nin 100. Yılında 75. Yılda ekonomik hidroelektrik potansiyelin tamamının kullanılabilir duruma getirilmesi için oluşturulması gereken hidroelektrik kurulu güç trendi.....	54
Şekil 4.4 : Türkiye petrol rezervinin şirketlere dağılımı.....	61
Şekil 4.5 : Türkiye bilinen doğal gaz rezervinin şirketlere dağılımı (1997...	62
Şekil 4.6 : Türkiye için nükleer santral projeksiyonu.....	92
Şekil 4.7 : Sera gaz emisyonlarının beher kWh elektrik üretimi için değişimi.....	101
Şekil 4.8 : Yeni ve yenilenebilir kaynaklardan (jeotermal-güneş-rüzgar-modern biomas) yapılabilecek enerji üretimi.....	102
Şekil 4.9 : Yeni-yenilenebilir kaynaklar üretim payları.....	102
Şekil 4.10 : Türkiye'de güneş enerjisi üretim projeksiyonu.....	107

TÜRKİYE’NİN ENERJİ POLİTİKASI VE DÜNYADAKİ YERİ

ÖZET

Enerji, ihtiyaçların karşılanması için bir araçtır. Termik ihtiyaçlar, mekanik güç ihtiyacı, hammadde ihtiyaçları ve ışık ihtiyacı, enerji tüketimlerine yol açan temel ihtiyaç grupları olarak özetlenebilir. Bu yüzden, enerji, günlük yaşantımızla doğrudan bir ilişki içindedir. Bu ilişki enerji kavramını ülkelerin gelişme sürecinde en önemli olgulardan biri yapmaktadır. Böylelikle ülkelerin enerji politikalarına gereken özeni göstermeleri gereği doğmaktadır.

Bu yüksek lisans tez çalışmasının amacı; söz konusu enerji politikasının önemi doğrultusunda, Dünyadaki durumu da dikkate alarak, Türkiye’nin enerji politikasını ortaya koymak, günümüze kadarki gelişmeler ve projeksiyonlara bakıldığında beklenen gelişmelere yer vererek öneriler geliştirmektir.

Bu doğrultuda, coğrafya, nüfus, endüstri, ekonomi faktörlerinin enerji politikasına etkisine yer verilerek, günümüze kadarki birincil enerji üretim, tüketimleri ve yirmi yıl içindeki üretim, tüketim projeksiyonları ele alınmıştır. Türkiye’nin enerji talebi, simülasyona dayalı olan MAED (Model for analysis of Energy Demand) modeli yardımıyla belirlenmiştir. Özetle, bu modelin girdisi, ekonomik veriler, nüfus ve iş gücü potansiyeli gibi demografik-sosyal veriler, sektörlerin birim enerji tüketimleri gibi teknik verileri kapsamaktadır. Model çıktısı olan talep sektörel bazda; sanayi, ulaştırma, konut/hizmet ve tarım kesimi için ayrı ayrı elde olunmaktadır. MAED modeli ile çıktı olarak alınan nihai enerji talebine, arz programları sonucu ortaya konulan çevrim sektörü talebi eklenerek, genel enerji talebine ulaşılmaktadır.

Bu incelemeler sonucunda Türkiye’nin genel enerji politikası, birincil enerji kaynakları, ikincili enerji kaynakları ve yenilenebilir enerji kaynakları üzerine öneriler verilmiştir.

TURKEY'S ENERGY POLICY AND ITS PLACE IN THE WORLD

SUMMARY

Energy is a tool for supplying the demands. Basic demand groups which cause energy consumptions can be summarized as thermic demands, mechanical power demand, raw material demand and light demand. Because of this, energy has direct relationships with our daily life. This relationship makes energy concept one of the most important things in developing time period of the countries. In this way, countries have to show importance on their energy policies.

Aim of this thesis is to put Turkey's energy policy forth considering the situation of the world, to improve suggestions by considering the developings up today and considering developings expected when looking at the projections, through the importance of energy policy.

Targeting this goal, putting forth the effects of the factors like geography, population, industry, economics on energy policy; primary energy production, consumption up today and production, consumption projections in twenty years are examined. Turkey's general energy demand is made clear by the help of MAED (model for analysis of energy demand) model, which is based on simulation. Shortly, input of this model consists of economical data, demographic-social data like population and business potential and technical data like primary energy consumptions of the sectors. The demand, which is the output of the model, is obtained separately for industry, transportation and agriculture sections in sectoral base. And finally general energy demand is reached by adding circling sector demand (put forth after demonstration programs) to final energy demand taken as output of MAED model.

After these examinations, suggestions on Turkey's general energy policy, primary energy supplies, secondary energy supplies and renewable energy supplies are given.

1. GİRİŞ

Enerji temini ve bundan yararlanarak temel ihtiyaçların karşılanması, insanlık için çağlardan beri süre gelen bir uğraş, bir hedeftir. Diğer bir deyişle, enerji ile insan yaşantısı doğrudan bir ilişki içerisinde. Hele ilerleyen teknoloji ile yaşam standartlarının yükselmesi ve ihtiyaç sınırlarının zorlanması, enerjiye olan talebi giderek artırmaktadır. Böylece, dünya uluslarının doğal kaynaklardan daha fazla pay alabilme rekabeti ve buna dayalı politikaları gündeme gelebilmekte, diğer potansiyel sorunlara ek olarak silahlanma yarışı da süregelmektedir. İlerleyen teknolojinin ürünü olan modern silahlar da modern yaşam gibi enerjiye bağımlıdır.

Bu düşünceler, barışta ya da savaşta, insan yaşamındaki itici gücün, teknolojiyi ve enerji kullanımını körüklediği şeklindeki doğal sonuçlar ve konuya giriş sözcükleridir. Bu amaç için insanlar yeryüzünde mevcut bilinen doğal enerji kaynaklarından, ancak teknolojilerinin el verdiği ölçüde yararlanabiliyorlardı. Örneğin, rüzgar enerjisi yelkenli gemilerde ve yel değirmenlerinde önemli derecede kullanılmaktaydı. Şüphesiz, hayvan ve insan gücü en pratik olarak çok yaygın bir kullanım alanı içinde değerlendiriliyordu. Savaş esirlerinin kürek mahkumu olarak deniz taşıtlarında enerji kaynağı olarak kullanılması uzunca bir süre devam etmiştir. Su ve güneş enerjisi yine bu geleneksel kaynaklar arasında yer almıştır. Hala bile tarımsal ve hayvansal ürünler yaz güneşinde kurutularak kışa hazırlık yapılmaktadır. Şüphesiz yandıkları zaman ise üretilen bilinen yakıtlar da en geniş ölçüde kullanılmaktaydı.

Bu şekilde, bilinen enerji kaynaklarından yararlanma, geleneksel yöntemlerle doğrudan kullanılarak sağlanıyordu. Sanayi devriminin başladığı yıllara kadar bu böyle devam etmiştir. Buharlı makinanın ve elektriğin keşfinden sonra enerji konusunda dünyada yeni bir dönem başlamıştır. İlerleyen teknoloji, nükleer enerji gibi yeni enerji kaynaklarının bulunmasına yol açtığı gibi, mevcut kaynaklardan azami derecede ve yüksek verimde yararlanılması, çevre şartları ve insan sağlığının

korunması gibi pozitif olgulara da fırsat sağlamıştır. Bugün teknoloji ve enerji ikilisinden her biri, diğerine destek olarak, küresel kalkınma ve gelişme göstergesinin gittikçe yükselmesini sağlamaktadır.

Gerçekten de teknoloji izin vermeseydi, çok değerli bir enerji kaynağı olan akaryakıttan, sadece basit bir yakma aracı içinde yakılarak, çevrenin veya suyun ısıtılmasında yararlanılabilecekti. Hatta bu kaynak ancak mevcut halinde kullanılacak, petrol türevleri dediğimiz birçok değerli üründen mahrum kalınacaktı. Bugün, benzin, motorin, diesel oil gibi petrol türevleri ve bunların kullanıldığı benzin ve dizel motorları sayesinde akaryakıt çok daha değerli bir şekilde kullanılmaktadır.

Akaryakıtın yüksek ısı değeri, depolanma ve taşınabilme kabiliyeti yanında, içten patlamalı motorlar dediğimiz benzin ve dizel motorlarında doğrudan mekanik enerji sağlaması, ulaşım sektörü için büyük bir imkan sağlamıştır.

Daha ileri bir aşama olarak, doğal enerji kaynaklarının elektrik enerjisine dönüştürülebilmesi, elektrik enerjisi ile çalışan makine ve cihazların ortaya çıkması, ayrıca otomasyon teknolojisinin yardımı ile enerji sistemlerinin denetim altında tutularak en yüksek verimde ve güvenli bir şekilde çalıştırılabilmesi ile, enerji alanında modern bir çağa girilmiştir. Elektrik motorları, ucuz fiyatlı ve basit yapıları ile, bakım, tamiri kolay, her yere kolayca monte edilebilen ve elektrik enerjisini kolayca kullanabilen yapıları ile, endüstrinin her alanına yerleşerek, elektrik enerjisinin önemini iyice ortaya çıkarmışlardır. Elektrik enerjisinin bir başka avantajı da, ışık ve ısı üreten cihazları da doğrudan ve yüksek verimle çalıştırabilmesidir. Ayrıca elektrik enerjisi, üretim bölgesinden itibaren, en uç noktadaki kullanıcıya kadar, stasyonier iletim tesisleri üzerinden rahatça iletilebilmektedir. Elektrik akımı ile sadece enerji tesisleri çalıştırılmamaktadır. Bu sayede otomasyon ve iletişim gibi modern teknolojinin en önemli alanlarında da uygulama sağlanmaktadır.

Elektrik enerjisi; iletim, dağıtım, kontrol ve kullanım açısından diğer enerji türlerinden çok daha avantajlıdır. Bu nedenle gelişmiş ülkelerde, kullanılan toplam enerji içinde elektrik enerjisinin oranı %35'in üzerindedir. Günümüzde kişi başına elektrik enerjisi tüketimi, kalkınmanın bir ölçütü olarak kullanılmaktadır. Türkiye'de kişi başına düşen elektrik enerjisi tüketimi yaklaşık 1417 kWh/kişidir [1]. Avrupa

ortalaması 5500 kWh/kişi olup, bu sayı Kuzey Amerika'da Avrupa'dakinin iki katından da fazladır [2]. Görüldüğü üzere, gelişmiş ülkelerin ortalamalarına erişmek için elektrik enerjisi üretiminin her yıl önemli ölçüde artırılması şarttır.

Elektrik enerjisinde bütün bu sayılan olumlu özellikler nedeni ile, diğer doğal enerji kaynakları, büyük ölçüde elektrik enerjisinin üretiminde kullanılmaktadır. Hemen bütün enerji kaynakları, elektrik enerjisi üretimi için, bulundukları yöreye göre, fizibilitelerine göre, pratik uygulama imkanlarına göre seçilerek kullanılmaktadır. Bu nedenle ülkelerin geneldeki enerji politikalarının yanı sıra özel olarak, bir elektrik enerji politikası tespit etmeleri, bu alanda araştırma ve çalışma yapmaları doğal bir sonuçtur. Eğer elektrik enerjisinin depolanması konusunda da gelişmeler sağlınırsa, önemi daha da artacaktır. Bugün için elektrik, küçük enerji miktarlarında akümülatör bataryalarında depolanabilmektedir. Daha büyük güçte depolanacak olan elektrik enerjisi, taşıt vasıtalarında akaryakıt ve içten patlamalı motorların yerini alarak yeni bir teknoloji devrimi yaratılmış olacaktır.

Bugün, dünya enerji gereksiniminin yüzde 80'i kömür, petrol ve doğalgaz gibi fosil yakıtlardan karşılanmaktadır. Fosil yakıtların dünyadaki bilinen rezerv dağılımının petrol eşdeğeri, %80 kömür, %15 petrol ve %5 doğalgaz olarak hesaplanmaktadır. Buna göre bilinen petrol rezervlerinin ömrü 40 yıl, Doğalgaz'ın 60 yıl, kömürün ise 260 yıldır [2].

Global ölçekte bakıldığında, önümüzdeki çeyrek asırda endüstrileşmiş ülkelerde enerji üretimi artışının nisbeten düşük olması beklenmektedir. Türkiye'nin de dahil olduğu gelişen ülkelerde ise enerji gereksinimi çok daha büyük olacaktır. Dünya, bu enerji gereksinimini sürdürebilir kalkınma, çevre ve ekonomi kriterlerini sağlayabilen kaynaklara yöneltmek durumundadır.

Bu çalışma yedi bölümden oluşmuştur. Giriş bölümünün ardından enerji piyasası ve politikaları ele alınmış, Dünyadaki ve Türkiye'deki enerji durumu incelenmiştir. Üçüncü bölümde Türkiye'de birincil enerji kaynakları itibarıyla üretim ve tüketim sunulmuş, daha sonra 2000-2025 dönemi için genel enerji talep ve üretim projeksiyonları verilmiştir. Dördüncü bölümde birincil ve yenilenebilir enerji kaynakları, beşinci bölümde elektrik enerjisi üretim ve tüketim de dikkate alınarak detaylandırılmıştır. Altıncı bölümde IEA raporuna göre Türkiye'ye verilen

tavsiyelere, raporun son bölümünde bu çalışmayla varian sonuçlar ve önerilere yer verilmiştir.

Bu çalışmada, Türkiye’de ve Dünyada enerji ile ilgili genel durumun saptanması, Türkiye’nin enerji politikasının araştırılması amaçlanmıştır.

1.1. İlgili Kavramlar, Hatırlatmalar

Bu inceleme yazımızda, elektrik enerjisi üretiminde kullanılmak üzere, adı geçecek olan doğal enerji kaynakları aşağıdaki şekilde özetlenebilir;

Taş Kömürü: Kömür cinsinden katı yakıt olarak, üretim alanlarında kurulan elektrik santrallerinde kullanılmaktadır. Tahrik makinası buhar türbinidir.

Linyit: Kömür cinsinden katı yakıt olarak üretim alanlarında kurulan elektrik santrallerinde, Türkiye’de daha yaygın kullanılmaktadır. Isı enerjisi ile santral kazanında üretilen buhar türbin çalıştırılmaktadır.

Akaryakıt: Yük artış saatlerinde çabuk devreye girmesi gereken santrallerde, içten patlamalı motorlar üzerinden kullanılmaktadır.

Doğal gaz: Santralde buhar türbini için buhar üretiminde yararlanılabilir.

Su gücü: Debi ve basınçları ile orantılı olan enerjilerini, su türbinine vererek kullanılmaktadır.

Rüzgar: Rüzgar türbini kanatlarına etkiyen rüzgar gücü kaynak olarak kullanılır.

Jeotermal: Doğal sıcak su kaynaklarının taşıdığı ısı gücüdür.

Biolojik atıklar: Bunların doğrudan kendilerinin ve açığa çıkardıkları gazın ısı değerinden yararlanılır.

Nükleer enerji: Açığa çıkan ısı enerjisinden yararlanılır. Ancak radyoaktif atıkların çok iyi muhafazası sorunu aşılmalıdır.

Enerji kullanan sektörleri ise aşağıdaki şekilde gruplandıracağız;

- Ulaştırma sektörü
- Endüstri
- Konutlar ve ticari binalar
- Elektrik

Konu ile ilgili Dünya ülkeleri gruplaması ve adlandırması aşağıdaki gibi düzenlenmiştir;

- OECD Avrupa
- OECD Kuzey Amerika
- OECD Pasifik
- Ekonomik değişim sürecindeki ülkeler
- Çin
- Doğu Asya
- Güney Asya
- Latin Amerika
- Afrika
- Orta Doğu

OECD (Organization for Economic Co-operation and Development) ülkeleri olarak, aralarında Türkiye'nin (OECD Avrupa) de bulunduğu, ekonomik kalkınmada işbirliği içinde yer alan ülkeler grubu anlaşılmaktadır. Ekonomik değişim sürecindeki ülkeler grubunda, merkezi ekonomik sistemden liberal düzene geçmekte olan Sovyet Rusya ve Doğu Avrupa ülkeleri kastedilmektedir.

2. ENERJİ PİYASASI VE POLİTİKALARI

2.1. Enerji İhtiyaçları

Enerji üzerine her düşünce, başlangıçta ihtiyaçlar yönünden gelişir. Nitekim, enerjinin üretimi, dağıtımı ve tüketimi ancak bir ihtiyacın karşılanması durumunda anlam kazanır.

Enerji, ihtiyaçların karşılanması için bir araçtır. Enerji tüketimlerine yol açan bu ihtiyaçlar dört büyük bölüme ayrılabilir [3].

2.1.1. Termik ihtiyaçlar

Belirli ürünlerin işlenmesi, piyasaya hazırlanması ve yaşanan ortamın iyileştirilmesi amacıyla, doğrudan ya da su, hava ve diğer akışkanların yardımıyla çeşitli sıcaklıklarda sağlanan ısıtma veya soğutma ihtiyacıdır.

Konutların ısıtılması, pişirme, yıkama için sıcak su, endüstri için yüksek sıcaklıkta ısı (buhar, damıtma, pişirme, kurutma, füzyon), soğuk hava depolarında saklama bu ihtiyacın çeşitleridir.

Termik ihtiyaçlar, ülkelere göre değişen iklim koşullarına, endüstriyel ısı ihtiyaçları ise endüstrileşme düzeyine bağlıdır.

2.1.2. Mekanik güç ihtiyacı

İnsan ya da hayvan gücünün yerine kullanılması amacıyla, sabit ya da hareketli mekanik iş üretme ihtiyacıdır.

Mekanik güç, çeşitli uygulama yöntemleriyle (buhar makinası, patlamalı motor, elektrik motoru, hidrolik türbin, gaz türbini, vs.) taşıma ve kaldırma araçlarında,

inşaat, endüstri, küçük sanatlar, tarım, ormancılık, balıkçılık işlerinde geniş kullanım alanlarına sahiptir.

2.1.3. Hammadde ihtiyaçları

Enerji çoğu kez endüstride temel ürün görevi de yapar. Petrolden ve doğalgazdan elde edilen kimyasal ürünler (petrokimya), kömür ve yan ürünlerinden elde edilen kimyasal ürünler (karbokimya), metaloksitlerin redüksiyonu için katı ya da gaz biçiminde karbon kullanımı (karbonik redüksiyon), kimya endüstrisinde ısı uygulamalar dışında elektrik enerjisi kullanımı(elektrokimya), enerjinin hammadde şeklindeki örnekleridir.

Gerçekten, plastikler, sentetik elyaf, boya ve gübre üretiminde, petrol ve doğalgazın bu ürünlerin başlıca hammaddesi sayılması gerekir. Elektrik ise, elektrometalurji ve elektroliz işlemlerinde öylesine önemli bir etkidir ki, bu gibi durumlarda bir üretim elemanı olarak ele alınması doğal karşılanmalıdır.

2.1.4. Işık ihtiyacı

Aydınlatma (elektrik, havagazı, gaz lambası gibi), gün ışığına bağlılığa son vererek bir yandan konfor sağlarken, diğer yandan endüstrileşmenin yoğunlaşmasında önemli bir etken olmuştur.

Işık ihtiyacının karşılanması yoluyla çalışma süresi uzatılmış ve gece çalışma koşulları oluşturulmuştur.

2.2. Enerjinin Boyutları

Dünyada enerji tüketiminin, benzerlerine uymayan bir gelişme gösterdiği ve sürekli büyüme trendinde olduğu gözlenmektedir. Nitekim, son otuz yılda yaklaşık 3 kat artarak 1989'da 8 milyar ton petrol eşdeğerine ulaşmıştır [3].

Kullanımındaki bu aşırı genişleme, enerjiye dünya ölçüsünde fiziksel boyutunun dışında yeni boyutlar kazandırmıştır. Bunlar; fiziksel, teknolojik, politik ve çevresel boyutlardır [3].

2.2.1. Fiziksel boyut

Ekonomik açıdan işletilebilir olup olmamasına bakılmaksızın yararlanılabilir duruma getirilebilen doğadaki enerji kaynaklarının tümü “enerji varlıkları” olarak belirtilebilir. Bunların bir bölümü yenilenemez doğal enerji kaynakları (tükenebilir-stok enerji kaynakları), bir bölümü ise sürekli yenilenen doğal enerji kaynakları(yenilenebilir-akım enerji kaynakları)dır. Bu arada enerjinin değişim ya da dönüşüm görmemiş biçimine “birincil (primer) enerji denir.

Uluslararası literatürde birincil kanaklar aşağıdaki şekilde sınıflandırılırlar:

- katı yakıtlar (kömür, linyit, vs.
- petrol,
- doğal gaz,
- hidrolik enerji,
- nükleer enerji,
- yeni enerjiler (güneş, jeotermalik, rüzgar, vs)
- geleneksel veya ticari olmayan enerjiler.

Katı yakıtlar, petrol, doğalgaz, hidrolik enerji ve nükleer enerjiler “tükenebilir enerjileri”, hidrolik, yeni enerjiler ve ticari olmayan enerjiler ise “yenilenebilir enerjileri” oluşturmaktadır.

Birincil enerjilerin dönüştürülmesi sonucu elde edilen enerji çeşidi “ikincil (sekonder enerji)dir. İkincil enerjinin en önemli ve en çok kullanılan çeşidi elektriktir.

Dünyada tükenebilir enerji kaynaklarının artan tempoda kullanılması karşısında, bir gün biteceği düşünülebilir. Bu konuyla ilgili ortak tahminlerin birleştiği nokta, petrol, doğal gaz ve uranyumun gelecek yüzyılın sonlarına doğru tükeneceği üzerinedir.

Böylece doğanın milyonlarca yılda oluşturduğu bu stokları insanoğlu bir aç yüzyılda bitirmiş olacaktır. Bu durumda geriye kömürün dışında, yenilenebilir enerji kaynakları kalacaktır.

2.2.2. Teknolojik boyut

Enerji, teknolojik açıdan incelendiğinde, bazı alanlarda erişilen ileri ve karmaşık teknik gelişmelerin ve mevcut teknolojinin olağanüstü çeşitliliği göze çarpmaktadır.

Enerji alanında 20. Yy.'ın en önemli teknolojik gelişmeleri;

- 1939'da fiziğin bir temel buluşunun sonucu nükleer enerjinin ortaya çıkışı,
- Doğalgazın daha uzun mesafeye taşınması imkanını veren sıvılaştırma tekniklerinin uygulamaya konulması,
- Denizaltı petrol kaynaklarına ulaşılmasıdır.

Teknolojik gelişmeler, enerji alanında çıkabilecek yetersizlikleri sürekli şekilde erteleyen bir yapıya sahiptir. Örneğin dünyada taşıt araçlarındaki gelişmeler sonucu özgül tüketimin düşürülmesi, petrol yakıtlarının tükenme sürelerini uzatmaktadır. Halen gelişme safhasında olan sürgeneratörlerin ticari işletmeye girişleri de, yeryüzündeki uranyum yataklarının ömrünü uzatacaktır.

Enerji alanındaki teknolojik yeniliklerin etkinlikleri, ancak uzun bir süre sonra geniş ve yaygın bir hale gelebilmektedir. Bu “hantallık”, enerjinin teknolojik boyutunun bir özelliğidir. Örneğin milyonlarca otomobile sahip bulunan bir ülkede, otomobille ilgili yeniliklerin etkili bir düzeye gelmesinin bir kaç on yıl alacağı hesaplanmıştır.

2.2.3. Ekonomik boyut

Teknolojik açıdan mümkün olan, ekonomik açıdan her zaman mümkün olmayabilir. Enerji sektöründe yatırımların boyutları oldukça büyüktür. Bu nedenle gelişmekte olan ülkeler enerji sistemlerini gerekli ölçüye getirmekte zorlanmaktadırlar. Örneğin dünyanın en büyük barajlarından olan Brezilya'daki Itaipu barajı (kurulu gücü 13000 MW) 15 milyar USD tutarında bir yatırım gerektirmiştir. Bizdeki Fırat nehri üzerine kurulan Atatürk Barajı ile hidroelektrik santrali için ise (8*300 MW) 1992 yılı itibari ile 20 trilyon TL harcanmıştır.

Dünya üzerinde enerji kararlarını halen petrole hakim ülke ve şirketler vermektedir. Bu şirketin kararlarının büyük kısmını halen petrol gelirleri oluşturmaktadır. Üretici konumundaki ülkeler bu kardan yeterince pay almalarına karşın (1989 yılı itibariyle OPEC ülkelerinin petrol geliri 150 milyar USD civarında olmuştur) ithalatçı ülkeler

ise bu maliyetin yükünden kurtulabilmek için ulusal potansiyellerini, dışa bağımlılığı azaltacak şekilde düzenlemek için uğraş vermektedirler (vermelidirler).

Bütün bu görünüm enerji alanında arz ve talep yapıları arasında derin bir dengesizlik olduğunu göstermektedir. Bir tarafta bu pazarı yönlendiren güçlü ve az sayıda arz sahibi ve diğer tarafta enerji fiyatlarına göre kendini ayarlayan büyük sayıda talep sahipleri.

2.2.4. Politik boyut

Enerji, her zaman ve her devirde politik bir madde olmuştur. Ancak 1970’lerde meydana gelen petrol krizleri bunları ayrılmaz bir ikili haline getirmiştir. Enerjinin artan politik öneminin çeşitli gerekçeleri bulunmaktadır:

- Petrol stratejik bir maddedir. Örneğin petrol zengini ülkeler askeri üstünlük sağlayabilmektedirler.
- Enerji sektöründeki kesilmeler maddi ve manevi sıkıntıları ekonomik, toplumsal ve politik düzeyde hissedilmektedir.
- Enerji fiyatlarındaki küçük değişimlere karşı pazar ekonomileri kendini ayarlayabilmekte, ancak büyük değişiklikler karşısında politik müdahaleler söz konusu olabilmektedir.

Dünya enerji piyasasının temsil ettiği ekonomik sorunların genişliği, çok defa neden olduğu politik olaylarla son bulmuştur. Örneğin İran ile Irak arasındaki savaşlar, Irak’ın Kuveyt’i işgali ile başlayan kriz ve akabinde meydana gelen savaş...

Özetle, ihtiyaçlar açısından ekonomik yaşantımıza gösterişsiz bir biçimde giren enerjinin, oldukça kısa bir sürede, dünyanın başlıca politik çalkantılarının kaynağı haline geldiği söylenebilir.

2.2.5. Çevresel boyut

Büyük miktarda enerji üretilmesi ve dağıtılması sonucu çevre bozulmaktadır. Karbondioksit gazı ile diğer muhtelif gazların yayılmasıyla sera etkisi ve bunlara bağlı iklimsel değişiklikler; yanma tesisleri ve kara taşıt araçlarından yayılan gazlardan oluşan asit yağmuru, nükleer enerji atıklarının saklanması gibi çevresel enerji faaliyetleri sonucu ortaya çıkmaktadır.

1960'lara doğru, nükleer radyasyon tehlikesinin yarattığı gerilim, hava kirliliğini azaltmak için yapılan baskılar, çevre ile ilgili diğer sorunlarla birleşince gelişmiş ülkeler çevreden gelecek toplam zararını önleme çabası içine girmişlerdir. Özellikle Kuzey Amerika ve Batı Avrupa'da toplumsal amaç, sağlığa ve çevresel sorunların sıfıra indirilmesine yöneliktir. Böylece, enerji etkinlikleri giderek daha da sıklaşan kurallara bağlanmakta ve enerji kurumları çevresel zararları azaltma konusunda açık hedefler haline gelmektedirler. Çevre koruma önlemleri, bazı ülkelerde önem bakımından ekonomik ölçülerin önüne geçme yolundadır. Öyle ki "yeteri kadar petrol olacak mı?" sorusu yerini "çok fazla fosil yakmadık mı?" sorusuna bırakmaktadır.

Artık enerji-ekonomi ikilisinin yerini enerji-ekonomi-çevre üçlüsü almaktadır. Batıda genel ekolojik uyanıştan bu yana tüketiciler geçmişteki pasif kullanıcı konumundan çıkarak müdahaleci, karar verici duruma gelmişlerdir. Tüketiciler gezegenimizin geleceğini korumak için herhangi bir enerji sistemine karşı çıkabilmekte, dolayısıyla enerji-ekonomi-çevre üçlüsünün işleyişindeki aksaklıkların çözümüne katılabilmektedirler.

Bütün bunlardan dolayı, önümüzdeki yıllarda enerjinin çevresel boyutu bu alandaki faaliyetlerde tahminlerin üstünde bir düzeyde ön sıraya geçecektir.

2.2.6. Enerji ekonomisi

Enerjinin kaynaklar itibarıyla büyük miktarda çeşitlenmesi, endüstrinin her kesiminde ve toplumun her katında geniş ölçüde yer alması; onun önemli ekonomik faaliyetlerden biri olarak ortaya çıkmasına neden olmuş ve böylece ekonominin bir dalı olan "enerji ekonomisi" doğmuştur. Enerji ekonomisinin, özellikle 1973 petrol şokundan sonra ağırlığı iyice artmıştır.

"Enerji Ekonomisi", enerji kaynaklarının varlığını ve bu kaynakların ekonomik faaliyetlerle ilişkisini ele almaktadır. Enerji talebi ile ekonomik büyüme arasındaki ilişki ve arasındakinin bolluğu veya yetersizliğinin ekonomik çalışmalar üzerindeki etkilerin, bu bilim dalının önemli konularını oluşturmaktadır [4].

Enerji Ekonomistleri Birliği (Association des Economistes de l'Energie-AEE)'ne göre, enerji ekonomisi; "teknolojik ve bilimsel gelişmelerin, jeopolitik kuvvetlerin,

büyyüme stratejilerinin ve giderek artan çevreye bağlı görüşlerin buluştuğu alandır”. Diğer bazı eserlerde enerji ekonomisinin amacı, “ulusal düzeyde enerji kaynakları ile tüketim arasında ulusal ekonomiye uygun bir denge kurulması” şeklinde belirtilmektedir.

Enerji sorunları ve bunların çözüm imkanları, dünyanın farklı bölgeleri ve ülkeleri arasında geniş ölçüde değişmektedir. Enerji politikalarının ekonomi politikaları gibi ulusal düzeyde belirtilmesi gerekirken; enerjinin uluslararası yapısı da gözden uzak tutulmamalıdır. Nitekim enerji sistemindeki krizden sadece bir kaç ülke kendini koruyabilmiştir. Fakat önlemler konusunda bütün ülkelerin benzer uygulamaları yapmaları sonucunda (enerji tasarrufu, petrol yerine başka enerjinin kullanılması, verimin artırılması,...) krizin atlatılmasını sağlamıştır. Bu olay enerjinin uluslararası yapısının, diğer özelliklerinden daha baskın olduğunu göstermektedir. Bu da enerji ekonomisi bilimini daha üst düzeye çıkarmaktadır [4].

Enerji yatırımlarının ağır parasal yükü, uzun süre alması ve enerji ihtiyaçlarının belirlenmesinde kullanılan elemanlardaki belirsizlik, genel olarak enerji planlamalarında çok dikkatli ve duyarlı davranmayı gerektirmektedir. Bu yönden de enerji ekonomisi önem kazanmaktadır.

2.3. Türkiye’de Enerji Politikasına Objektif Bakış

Sürekli olarak enerji politikaları beş yıllık planlar göre tespit edilmektedir. Şu sırada yürürlükte olanı 2000-2005 yılları arasını kapsayan periyottur. Bu periyotlar geniş ölçüde daha öncekilerden bağımsız olarak aşağıdaki gibidir [5]:

- Ekonomik ve sosyal gelişmeyi desteklemek için yeterli ve güvenilir enerji teminini güvence altına almak,
- Enerji temini güvenliğini devam ettirmek,
- Büyüyen enerji talebine cevap vermek üzere yeterli yatırımların yapılmasını teşvik etmek.

Türkiye enerji temininde çeşitliliği arttırmak için doğal gaza yönelmiştir. Bu amaçla BOTAŞ (Doğalgaz ve akaryakıt taşıma şirketi) Cezayir, Türkmenistan, Rusya ve İran ile çeşitli kontratlar imzalamıştır. Ayrıca yeni görüşmeler devam etmektedir. Türkiye

aynı zamanda Kafkaslar bölgesinden batı pazarlarına akaryakıt ve doğal gaz transit geçişini kolaylaştırmak için çeşitli çözümler önermiştir.

2.4. Türkiye’de Enerji Yönetiminin Organizasyonu Ve Endüstri

Enerji işleri, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nın yönetimindedir. Çevre sorunları ile ilgili işler, Çevre Bakanlığı tarafından yürütülmektedir.

Devlet Planlama Teşkilatı, Türkiye’nin enerji talebi, üretim ve ithalat dengelerini araştırarak, doğrudan Başbakanlığa rapor etmektedir. İlgili kuruluşlarla görüşükten sonra, Devlet Planlama Teşkilatı yıllık yatırım kararları üretmektedir. Özelleştirme idaresi, satılacak ve özelleştirilecek kurumlar için doğrudan Başbakanlığa rapor hazırlar.

Türkiye enerji sektörü, halen devlet elinde bulunmaktadır. Bunlar arasında Elektrik Enerjisi üretim ve iletim kuruluşu(TEAS), Elektrik enerjisi dağıtım kurumu(TEDAS), Petrol şirketi (TPAO), Rafineriler(TÜPRAŞ), Petrol ürünleri dağıtımı(PETROL OFİSİ), Doğal gaz iletimi (OTAŞ) sayılabilir.

3. TÜRKİYE’NİN ENERJİ PROFİLİ

3.1. Coğrafya ve Nüfus

Türkiye, Avrupa’dan Asya’ya doğru İstanbul ve Çanakkale boğazları üzerinden uzanır. Yunanistan, Bulgaristan, Romanya, Ukrayna, Rusya, Gürcistan, Ermenistan, Azerbeycan, İran, Irak ve Suriye sınır komşularıdır. Toplam yüzölçümü 778000 km² olup, bunun %97’si Asya, %3’ü Avrupa’da bulunur. Türkiye’yi çevreleyen denizler ise Marmara, Ege, Akdeniz ve Karadeniz’dir. Toplam kıyı uzunluğu yaklaşık 8300 km.dir. Son yıllarda, körfez savaşının sonuçlanması ve Sovyetler Birliği’nin dağılması ile Türkiye jeopolitik yönden büyük bir şans yakalamıştır. Sovyetler Birliği’nden kopan yeni bağımsız ülkeler ortaya çıkmıştır. Türkiye’nin yeni komşuları arasına kuzeydoğu ve kuzeyde Gürcistan, Ermenistan, Azerbeycan ve Ukrayna dahil olmuştur. Orta Asya ve Kafkaslarda sekiz yeni cumhuriyet meydana gelmiştir: Kazakistan, Türkmenistan, Özbekistan, Tacikistan, Azerbeycan, Gürcistan, Ermenistan ve Kırgızistan.

1998 yılında ülkemizin nüfusu 63.4 milyon olarak saptanmıştır. Türkiye, üyesi bulunduğu OECD-Uluslararası Enerji Ajansı’na üye ülkeler arasında en yüksek nüfus artış hızına sahip ülkedir. 1990-1998 yılları arasında yıllık ortalama nüfus artış hızı % 1.6 olarak gerçekleşmiştir. Devlet İstatistik Enstitüsü Başkanlığı’nca 2022 yılına kadar yapılan nüfus tahminleri Tablo 3.1’de verilmektedir.

Tablo 3.1 Türkiye Nüfus Tahminleri [6]

	2005	2010	2022
Nüfus (Bin)	69 825	74 119	83 421
Artış (%)	1.3	1.2	1.0

Diğer sosyal faktörlerin yanı sıra artan nüfusa paralel olarak köyden kente göç olayı da, özellikle doğudan batıya olmak üzere hızla artmaktadır.

1998 yılında Gayri Safi Yurtiçi Hasıla (GSYİH) 1990 yılı fiyatları ile 199 milyar US \$ olarak gerçekleşmiş olup, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı’nca (ETKB) yapılan

genel enerji planlaması çalışmaları çerçevesinde, enerji talebinin belirlenmesinde kullanılan MAED (Model of Analysis of Energy Demand) modelinin girdileri arasında yer alan GSYİH için Devlet Planlama Teşkilatı Müsteşarlığı (DPT) tarafından öngörülen artış hızı kabulleri Tablo 3.2’de verilmektedir.

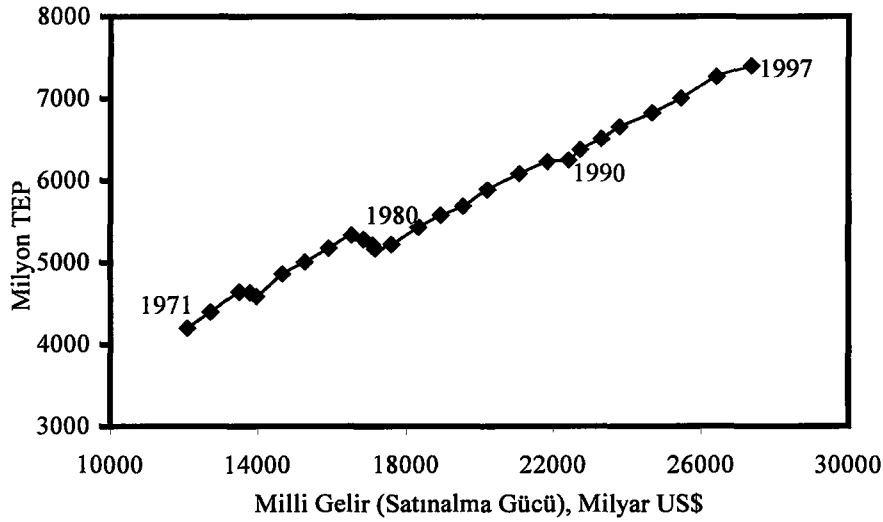
Tablo 3.2 GSYİH Artış Hızı Kabulleri [7]

	2005	2010	2022
Artış (%)	4.7	5.0	5.7

3.2. Dünyadaki Enerji Durumu

Türkiye’nin enerji durumunun tam olarak anlaşılması ve geleceğe yönelik öngörülerin doğru olarak belirlenebilmesi için dünyadaki durumun tam olarak saptanması ve olası gelişmelerin saptanması büyük önem taşımaktadır. Küreselleşme sürecinin hızlandığı, uluslararası enerji trafiğinin artmakta olduğu, çevresel konuların daha da önem kazandığı günümüzde enerji, tam bir “Dünya Konusu” olmuştur. Dünya ölçeğinde enerji kullanım tercihlerinin öngörülebilmesi, bilinen ve tahmini rezervlerin saptanması, genel yönelimlerin bilinmesi, doğru bir ulusal enerji politikası oluşturulmasının yapı taşlarıdır. Bu nedenle günümüzde, ulusal enerji politikasının uluslararası veriler üzerine inşaa edilmesi kaçınılmaz olmuştur.

Dünyadaki toplam birincil enerji kullanımı (Total Primary Energy Supply, TPES) ile Ekonomik Büyüklüğün doğrudan ilişkisi bulunmaktadır. Tanım olarak Birincil Enerji Kullanımı; kömür, doğal gaz, yenilenebilir ve su gibi birincil enerjilerin tümünün petrol eşdeğeri (TEP) olarak toplamına eşittir. Ekonomik büyüklük hesabında, döviz kurlarını esas alan fert başına milli gelir yerine, daha gerçekçi olan kişi başına satınalma gücü (purchasing-power parities, PPPs) kullanılmaktadır. Örneğin Türkiye’de, satınalma gücü cinsinden hesaplanan kişisel gelir yaklaşık 6000 ABD Doları düzeyinde olup, bilinen klasik fert başına milli gelir değerinin yaklaşık iki katıdır. Şekil 3.1’de dünyadaki birincil enerjinin kullanımının, ekonomik büyüklüğe bağlı değerinin 1971 yılından 1997 yılına kadarki değişimi gösterilmiştir. Bu grafik son derece öğretici olup, kalkınmanın enerji talebini ne denli etkilediğini göstermektedir. Şekil üzerinde, 1974 ve 1979 yıllarında meydana gelen petrol krizlerinin ve 1990 yılında yaşanan ılık kışın etkileri eğimin azalması biçiminde görülmektedir [2].



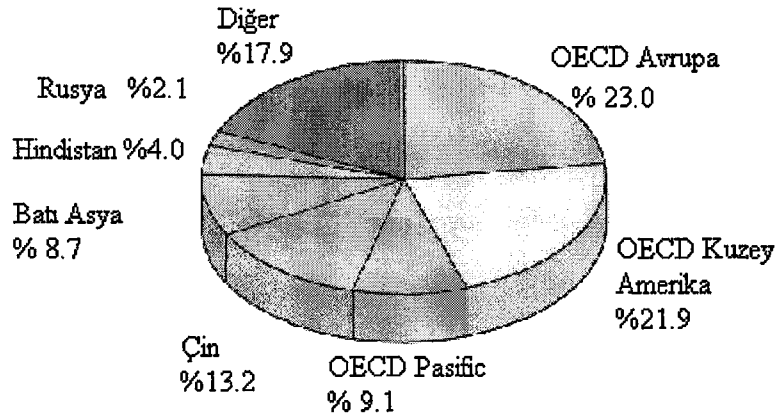
Şekil 3.1 Dünya Birincil Enerji Kullanımının Satınalma Gücüne Bağlı Değişimi

2020 yılına kadarki enerji öngörülerinin, bu eğrinin uygun bir senaryo ile uzatılmasıyla elde edilebileceği anlaşılmaktadır. Enerji artış grafiğinin ilgili yıldaki eğimi; enerji fiyatlarıyla, iklim koşullarıyla ve enerji kullanım alışkanlıklarıyla doğrudan ilişkilidir [2].

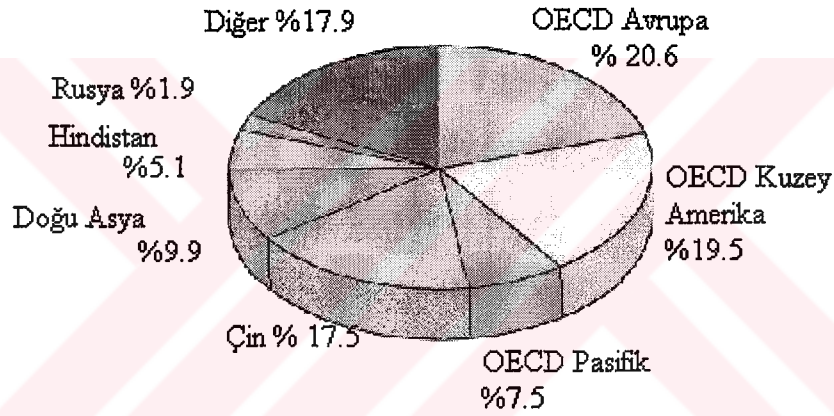
3.2.1. Ekonomik büyüme

Dünya Bankası ve OECD verilerine göre, 2020 yılına kadar dünya ekonomisinin her yıl ortalama % 3.1 büyüyeceği hesaplanmaktadır. OECD Avrupa ve OECD Kuzey Amerika'da bu oran % 2.1 olacak, OECD Pasifik'te % 1.7'de kalacaktır. Rusya ve diğer Ekonomik Geçiş Devletlerinin, Orta Doğu ve Afrika'nın ortalama kalkınma hızları %3, Güney Amerika'nın % 3.2, Brezilya'nın ise % 2.5 olarak gerçekleşecektir. Öngörü süresi içinde Doğu Asya ekonomileri yılda ortalama % 4.2, Çin % 5.2, Hindistan % 5'lik oranında büyüyeceklerdir. Bu ekonomik göstergelere göre genel olarak her yörede, kalkınma hızlarında daha önceki dönemlere göre bir yavaşlama beklenmektedir. Dünyanın toplam ekonomik büyüklüğü, ABD Dolarının 1990 değeri cinsinden 1997 yılında 33 trilyon iken, 2020 yılında 67.3 trilyona ulaşacaktır. Büyüme hızının yavaşlamasına karşın, yine de diğer ülkelerden daha hızlı büyüyen Çin, 2020 de dünyanın en büyük ekonomisi konumuna gelecektir. Şekil 3.2'de 1997 ve 2020 yıllarına ilişkin ekonomik büyüklükler yüzdeler olarak gösterilmektedir [2].

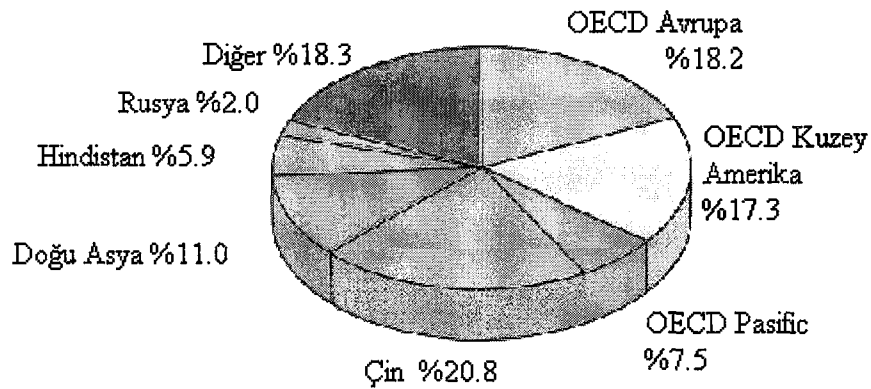
1997: 33.0 trilyon US\$



2010: 49.9 trilyon US\$



2020: 67.3 trilyon US\$



Şekil 3.2 Toplam Dünya Ekonomisi İçinde Bölgelerin Oranları.

3.2.2. Nüfus artışı

Enerji talebinin değişimini belirleyen bir diğer unsur nüfus artışıdır. Birleşmiş Milletlerin 1999 yılı nüfus raporunu temel alan IEA World Energy Outlook 2000'e göre, dünya nüfusu ortalama % 0,3 lük oranda artarak, bugünkü 6 milyar kişiden, 2020 yılında 7.4 Milyar kişiye ulaşacaktır. Gelişmekte olan yörelerin nüfusu yılda %1.3 artacak ve toplam nüfusun içindeki % 77 lik bugünkü payı, 2020 yılında % 81 lik orana yükselecektir. Bunun sonucu, gelecekte temel enerji gereksinmesinin karşılanması gereken insan sayısının artacağıdır. Bu süre içersinde OECD'de kişi başına gelir yaklaşık 18 000 Dolar'dan 28 000 Dolar'a yükselirken, Çin'de 4000 den 7000 Dolar'a yükselebilecektir. Düşük gelirli toplumların enerji kullanım alışkanlıkları ve öncelikleri de farklı olmaktadır. Bu da, gelecekte CO2 gibi atık gazların artmasının devam edeceğini, enerji yoğun tüketim teknolojilerin devam edeceğini göstermektedir [2].

3.2.3. Dünyadaki birincil enerji talebi

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi Enerji Raporu'nda 1994 yılı için ülkeler bazında üretim ve tüketim miktarları Tablo 3.3'de verilmiştir. ABD, Kanada, İngiltere ve Rusya gibi ülkeler enerji kaynakları zengin, enerji tüketimi yüksek olan ülkeler, Avrupa ülkeleri ve Japonya kaynakları kıt, tüketimleri yüksek ülkeler, Suudi Arabistan, İran, Irak, Kuveyt gibi ülkeler ise kaynakları bol, tüketimleri sınırlı olan ülkeler olarak dikkat çekmektedir [8].

Tablo 3.3'ü aşağıdaki şekilde yorumlayabiliriz;

- Türkiye'nin enerji üretimi, tüketimin ancak %39'unu karşılamaktadır.
- Türkiye'nin kişi başına tüketimi, Dünya ortalamasının yaklaşık yarısı düzeyindedir.

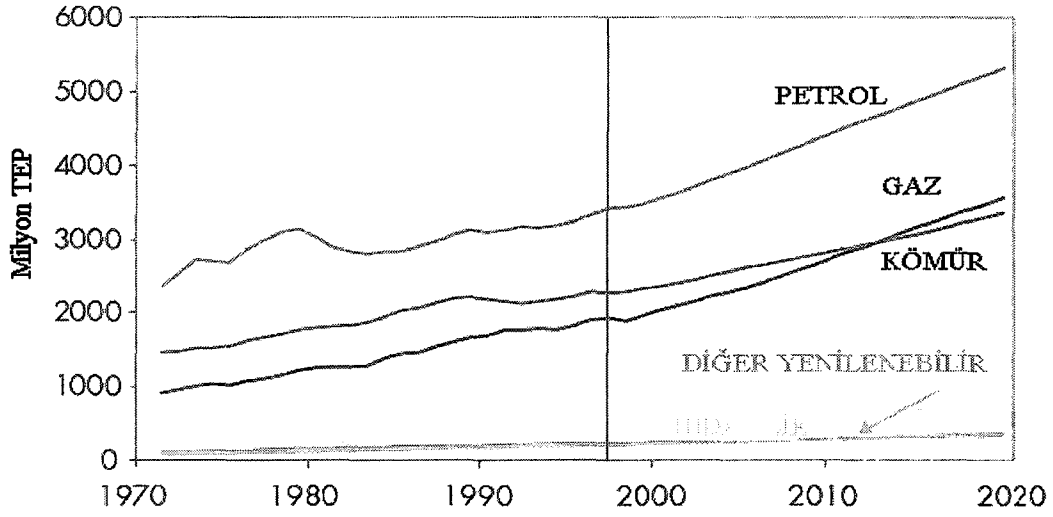
Yani, kişi başına enerji kullanımının kısa bir süre içersinde bir kaç misli arttırılması, aksi takdirde gelişmiş ülkeler arasında yer almanın olanaksız olduğu görülmektedir.

2020 yılına kadar dünyadaki enerji talebinin her yıl ortalama %2 artacağı, 1997 yılında 8 610 MTEP olan toplam enerji kaynağının, %68'lik toplam büyümeyle 2020 yılında 13 529 MTEP değerine ulaşacağı tahmin edilmektedir. Birincil enerji kaynakları olan petrol, doğal gaz, kömür, nükleer ve su kaynaklarına olan talebin

senelere göre değişimi şekil 3.3’de sunulmaktadır. Bu şekilden, önümüzdeki yirmi yıla damgasını vuracak birincil enerjilerin petrol ve doğal gaz ve kısmen de kömür olacağı görölmektedir.

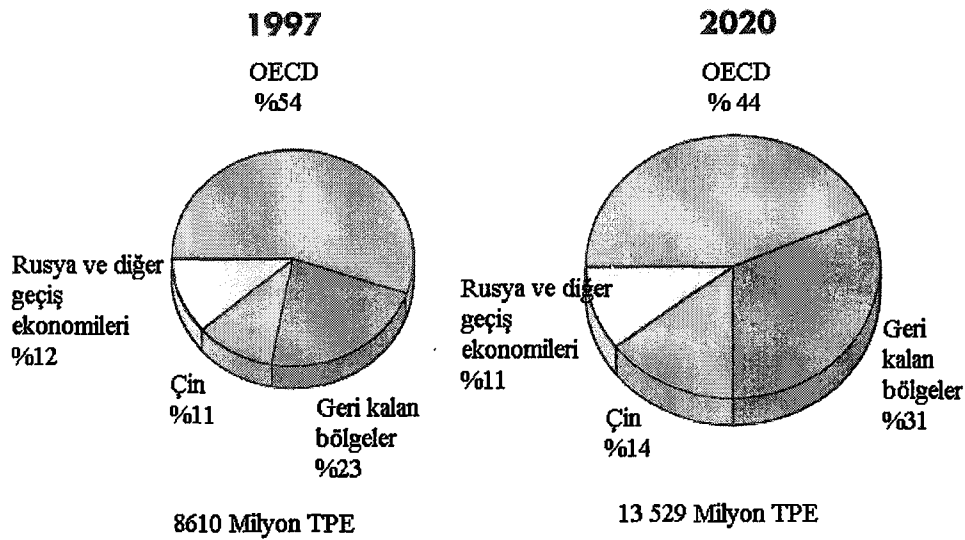
Tablo 3.3 Ülkelere Göre Enerji Tüketimi ve Üretim Miktarları [8]

ÜLKELER	Ticari Enerji			Elektrik Enerjisi
	Üretim	Tüketim	Tüketim	Tüketimi
	(MTEP)	(MTEP)	(KEP/Kişi)	(KWh/Kişi)
ABD	1713	2078	7973	12711
RUSYA FED.	969	619	4197	5805
ÇİN	760	765	644	780
SUUDİ ARAB.	459	70	4038	3826
KANADA	338	256	7659	17510
İNGİLTERE	243	218	3733	5870
İRAN	222	86	1315	1203
HİNDİSTAN	208	241	262	420
ALMANYA	141	311	3832	6528
FRANSA	112	208	3606	7139
İTALYA	30	158	2764	4711
İSPANYA	28	84	2109	4129
BULGARİSTAN	9	20	2280	4316
MISIR	57	28	461	777
SURİYE	32	13	895	1044
YUNANİSTAN	8	24	2257	3937
PAKİSTAN	20	32	232	418
JAPONYA	85	440	3485	7726
DÜNYA	8325	7881	1395	2245
TÜRKİYE	19	49	809	1280



Şekil 3.3 Dünya birincil enerji kaynaklarının değişimi

Birincil enerji talebinin bölgelere göre dağılımı incelenecek olursa, mutlak değer olarak enerji kullanımının artmasına karşın OECD ülkeleri payının %54 den % 44'e düşeceği, Rusya ve diğer geçiş ekonomilerinin payının %12 den %11'e düşeceği, Çin dahil olmak üzere dünyanın geri kalan bölgelerinin payının ise % 34'den % 45'e çıkacağı öngörülmektedir. Şekil 3.4'de, bölgeler itibariyle dünya enerji talebinin 1997 ve 2020 değerleri gösterilmiştir. Bu değişimin başlıca nedeni, OECD ülkelerinde nüfus artışının neredeyse durmuş olması, enerji yoğun teknolojilerin OECD dışına çıkmakta oluşu ve enerji veriminin artmaya devam etmesidir. Buna karşılık gelişmekte olan ülkelerde, artan nüfusa paralel olarak enerji fiyatları göreceli olarak ucuzdur, elektrikleştirme yaygınlaşmakta ve elektrikli eşyaların kullanımı artmaktadır. Bir önemli etmen de karayolu araçlarının hızla çoğalması ve bunun doğal sonucu olarak kullanılan petrolün artmasıdır [2].



Şekil 3.4 Bölgelere göre birincil enerji talebinin 1997 ve 2020 değerleri

3.3. Türkiye'nin Ekonomik Durumu Ve Enerji Üretimi İle Talebi

1995 yılında Türkiye'de GDP (brüt milli gelir) yaklaşık 165 milyon US dolar idi. Fert başına milli gelir yaklaşık 2800 US dolar idi ve OECD, Dünya Bankası, Birleşmiş Milletler Türkiye'yi geliştirmekte olan ülkeler kategorisine koymuşlardı. Ancak, PPP (satın alma gücü paritesi) göz önüne alındığında, Türkiye'nin fert başına milli geliri 6300 US dolar gibi bir değere ulaşmaktaydı.

1993 ve 1995 yılları arasında, GDP'deki reel büyüme, yıllık ortalaması olarak %4,2 idi. Aynı dönem IEA ülkelerinde bu oranın bir mukayese için %2,5 olduğunu da belirtelim. Aynı periyod içerisinde, ekonomik yapı da önemli derecede değişti. Tarım hizmeti artarken, bunun GDP içindeki payı azaldı. 1995'deki tarım, balıkçılık ve ormancılık payı %15 GDP, endüstri ve inşaat sektörü %32,6 GDP ve hizmetler de %52,4 oranında GDP'de pay sahibi olmuşlardır. Ticaret, Avrupa Birliği ülkelerinden ithalat hızla gelişmiştir. 1990 yılında Avrupa Birliği ülkelerinden ithalat %44, ihracat %55 iken bu oranlar 1995 yılında %71 ve %51,4 olmuştur. 1996 Ocak ayında Türkiye, Avrupa ülkeleri Gümrük Birliği'ne dahil olmuştur.

GDP'deki büyümeyi takiben, birincil enerji sağlanmasında (TPES) hızlı adımlarla artış meydana gelmiştir. 1973 ve 1995 yılları arasında, Türkiye GDP düzeyine göre hafif bir artma ve IEA Avrupa ortalama enerji talebi büyümesi olan %0,8'e göre daha kuvvetli bir artma ile TPES yılda %4,4'lük bir artış kaydetmiştir. 1995 yılında akaryakıt %47,6 ile en büyük talep payını almıştır [9].

3.4. Türkiye'de Enerji Sektörünün Görünümü

3.4.1. Birincil enerji kaynakları itibariyle üretim ve tüketim

Birincil enerji üretimi için en önemli kaynaklarımız linyit ve hidrolik enerji olmaktadır, ayrıca petrol, taş kömürü, asfaltit, doğalgaz, jeotermal, odun, hayvan ve bitki artıkları, rüzgar ve güneş enerjisi gibi birincil enerji kaynakları ile elektrik enerjisi üretilmekte ve tüketime sunulmaktadır. Enerji kaynaklarımızın, son belirlemelere göre, rezerv ve potansiyel rezervleri Tablo 3.4'de verilmiştir.

Tablo 3.4 Türkiye Birincil Enerji Kaynakları ve Rezervleri (1999 Yılı Sonu İtibariyle) [10]

Kaynaklar	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam
Taşkömürü (Milyon ton)	(*)423	456	245	1.124
Linyit (Milyon ton)				
Elbistan	3.357			3.357
Diğer	3.982	626	110	4.718
Toplam	7.339	626	110	(**)8.075
Asfaltit (Milyon ton)	45	29	8	82
Bitümlü Şist (Milyon ton)	555	1.086		1.641
Hidrolik				
GWh/Yıl	123.799			123.799
MW/Yıl	35.045			35.045
Ham petrol (milyon ton)	43.7			43.7
Doğalgaz(Milyar m ³)	8.8			8.8
Nükleer Kaynaklar (Ton)				
Tabii Uranyum	9.129			9.129
Toryum	380.000			380.000
Jeotermal (MW/Yıl)				
Elektrik	200		4.300	4.500
Termal	2.250		28.850	31.100
Güneş (Milyon TEP)				
Elektrik				8.8
Isı				26.4

(*) Hazır Rezerv dahil

(**) 300 milyon ton belirlenmiş ve potansiyel kaynakla 8.375 milyon ton olmaktadır.

Taşkömürü: Ülkemizin, 2000 yılı sonu itibariyle toplam (görünür+muhtemel+mümkün) taşkömürü rezervi 1.1 milyar ton civarındadır. Taşkömüründe yerli üretim ülke talebini karşılamadığından önemli bir kısmı ithal edilmektedir. 1999 yılındaki yerli üretim 1.9 milyon tondur.

Linyit: Linyit rezervlerimiz alt ısı değerlerine göre kategoriler altında toplandığında, 1000'den az-kcal/kg %3, 1000-2000 kcal/kg %65.5, 2000-3000 kcal/kg %24.2, 3000-4000 kcal/kg %5, 4000'den çok kcal/kg alt ısı değere sahip linyitlerimizin %2'lik pay aldığı görülmektedir. Buna göre linyitlerimizin %68'i düşük alt ısı değere sahip olup bunun en büyük bölümünü 3.4 milyar ton ile Elbistan Linyitleri (ortalama alt ısı değeri 1050 kcal/kg) teşkil etmektedir.

Linyitlerimizin % 90'ı açık işletme, kalanı yer altı üretim metodu ile üretilmektedir. Linyit konut sektöründe, termik santrallerde ve sanayi sektöründe yaygın olarak kullanılmaktadır. 1999 yılında 65 milyon ton üretim yapılmıştır.

Asfaltit: Asfaltit Şırnak ve Silopi havzalarında bulunmakta olup, toplam 82 milyon ton rezerv tesbit edilmiştir. 1992 yılında 860 bin ton üretim yapılmış, 1994'de hiç üretim yapılmamıştır. Yıllık üretim 1982 yılında en yüksek düzeyi olan 860.000 tona ulaşmış, ancak daha sonra önemli ölçüde düşmeye başlamıştır. 1996'da 34 bin ton, 1997 ve 1999 yıllarında 29.000 ton üretim gerçekleştirilmiştir. Bu kaynağın elektrik üretimi amacıyla da değerlendirilmesi programlanmaktadır.

Bitümlü Şeyller: Bitümlü şeyller başlıca Ankara-Beypazarı, Balıkesir-Burhaniye, Bolu-Himmetoğlu, Mengen, Hatildağ, Kocaeli Bahçecik, Kütahya-Seyitömer, Niğde Ulukışla, Eskişehir-Sarıkaya, Çorum-Dodurga, Amasya-Çeltek yörelerine olup toplam, 1.6 milyar ton rezerv MTA tarafından tesbit edilmiştir.

Turba: Oluşumu henüz tamamlanmamış kömür türü fosil yakıtlardır. Türkiye'nin önemli turba yatakları Kayseri ve Yüksekova'da bulunmaktadır. Türkiye'nin toplam turba alanı, Dünya Enerji Konseyi 1998 istatistiklerinde 56 bin hektar olarak bildirilmektedir. Kayseri Ambar Köyü yöresindeki turbaların ısı değeri 6,100 kJ/kg olup, rezerv 105 milyon ton hesaplanmıştır. Ancak, bu turbalar yerleşim alanı altında kalmıştır. Yüksekova turbalarının rezervi 85 milyon ton olarak belirlenmiştir. Bunlarda kuru numunenin ısı değeri 12,560 kJ/kg'a kadar çıkmaktadır. Türkiye'de şimdilik turba yataklarının enerji hammaddesi olarak değerlendirilmesi üzerinde durulmaktadır.

Petrol: 1997 yılı sonu itibariyle Türkiye' de bilinen sahalara göre rezervuarlardaki petrol rezervi 978 milyon tondur. Bunun yaklaşık 150 milyon tonu üretilbilir

durumdadır. 1998 yılı sonu itibariyle geriye kalan üretilebilir petrol rezervi 44 milyon ton dur. Türkiye’de (yılda 3.5 milyon) 14 yıl üretim yapılacak kapasite mevcuttur. Diğer taraftan 1996 yılında 23 milyon ham petrol ile 5 milyon ton petrol ürünleri ithal edilmiş ve 2 milyon ton ürün ihraç edilmiştir. 1996 yılında rafinerilerde 26.5 milyon ton ham petrol işlenerek 25.5 milyon ton ürün elde edilmiştir. Bunun %88’lik kısmı TUPRAŞ’a ait olan İzmit, İzmir(Aliağa), Kırıkkale ve Batman rafinelerinden geriye kalanı ise yabancı sermayeye ait ATAŞ rafinerisinde gerçekleştirilmiştir.

Doğalgaz: 1998 yılı sonuna göre rezervuardaki toplam gaz 18.5 milyar m³, üretilebilir toplam gaz 12.4 milyar m³, kalan üretilebilir rezerv ise 8.9 milyar m³, kalan üretilebilir rezerv ise 8.9 milyar m³ tür.

Ülkemizde doğal gaz üretimine 1976 yılında başlanmıştır. 1998 yılında ise 1997 yılı üretimine göre iki kattan fazla artarak 253 milyon m³’ ten, 565 milyon m³’ e ulaşmıştır. Doğalgaz üretimi yetersiz olduğundan 1987 yılında Rusya Federasyonundan ithalat başlatılmış ve 1996 yılında Rusya’dan 5.5 milyar m³ doğalgaz ithal edilmiştir. Doğalgaz yurdumuza Bulgaristan sınırında Malkoçlar mevkiinden girmektedir.

Hidrolik Enerji: Türkiye'nin hidrolik kaynaklarının teorik olarak, ortalama debi ve düşü koşullarında hesaplanan brüt potansiyeli 430 milyar kWh/yıl'dır. Ekonomik yapılabilir olmasına bakılmaksızın, teknik yapılabilirlik koşulu ile bu kaynaktan sağlanabilecek teknik potansiyel, 215 milyar kWh/yıl olarak hesaplanmıştır. Hem teknik ve hem de ekonomik yapılabilirlik koşulları altında kullanılabilecek potansiyel, bugün için 124.5 milyar kWh/yıl olarak bildirilmektedir. Ancak, ekonomik potansiyele bağlı güvenilir enerji üretim potansiyeli 79.7 milyar kWh/yıl kadardır. 1997 yılında hidrolik kaynaktan enerji üretimi 39.8 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer 2010 yılında 85.4 milyar kWh'a ve 2020 yılında da 103.7 milyar kWh'a ulaşması planlanmaktadır.

Nükleer Enerji: Ülkemizde ilk nükleer santral fizibilite etütleri 1967-70 yıllarında yapılmış, bu yıllardan sonra nükleer santral yapımı zaman zaman gündeme gelmiştir. Son planlama çalışmalarına göre ilk nükleer santralin 2005 yılında devreye girmesi gerekliliği ortaya çıkmış ve nükleer santral yapımı ile ilgili ihaleye çıkılmıştır.

Halen ticari nükleer santrallerin yakıtı durumunda olan uranyum ülkemizde Salihli-Köprübaşı havzasında ve Yozgat-Sorgun'da bulunmaktadır. Toplam tabii metal uranyum rezervi halen 9129 ton olarak belirlenmiştir. Eskişehir-Sivrihisar'da ise dünya çapında önemli toryum rezervleri (380.000 ton) bulunmuştur. İleriki yıllarda toryum kullanan santrallerin ticari hale gelmesi durumunda ülkemizin bu zengin toryum kaynaklarını değerlendirmesi mümkün olabilecektir.

Biyomas: Ülkemizde biyomas kaynakları arasında yer alan odun, hayvan ve bitki artıkları genel olarak kırsal kesimde kullanılmaktadır. Bunların yanında, biyogaz üretim potansiyeli, biyogaz çalışmalarının yoğun olduğu yıllarda 2.8-3.9 milyar m³ (1.4-2 milyon TEP) olarak belirlenmiştir. Yurt dışında “landfill” gazı olarak adlandırılan çöp gazı %60 oranında metan içermektedir. Ülkemizde de bazı belediyeler şehir çöpleri için çöp santralleri tesisi çalışmaları başlatmıştır.

Jeotermal Enerji: Jeotermal enerji açısından zengin ülkeler arasında bulunan ülkemizde 1962 yılından beri MTA tarafından envanter çalışmaları yapılmaktadır. Bugüne kadar yapılan çalışmalar sonucunda kesinleşen potansiyel: elektrik üretiminde 200 MW'e, şehir ve sera ısıtmasında ise 2250 MWt civarındadır. Jeotermal potansiyelin yaklaşık %70'inin Marmara Bölgesi'nde olduğu saptanmıştır.

Ülkemizde 20 MW kurulu güç kapasitesindeki ilk jeotermal santral, Denizli-Kızıldere sahasında 1984 yılı sonunda üretime başlamıştır. Ayrıca 90.000 TEP olarak gerçekleşen jeotermal enerjisi ile bir çok yerleşim birimleri ve seralar ısıtılmaktadır.

Rüzgar enerjisi: İlk yapılan tesbitler sonucunda Marmara, Ege, Güney Doğu Bölgelerinin rüzgar enerjisi potansiyeli açısından ümit verici olduğu görülmüştür. Genel değerlendirmeye ilave olarak ülkemizde rüzgardan enerji üretimine yönelik potansiyel belirlenmesi çalışmaları yürütülmektedir. Bu kapsamda uygun olabilecek bölgelerde bilgisayar destekli rüzgar enerjisi gözlem istasyonları kurulmaktadır.

Güneş enerjisi: Ülkemiz coğrafi konumu nedeniyle güneş enerjisi potansiyeli açısından bir çok ülkeden daha şanslıdır. Potansiyel belirleme çalışmaları sonunda yıllık toplam güneşleme süresinin 2640 saat olduğu, yıllık ortalama ışıyım şiddetinin 308 Cal/cm² gün (3.6 KWh/m² gün) olduğu saptanmıştır. 1996 yılında sıcak su

üretiminde kullanılan güneş enerjisinin 64 bin TEP civarında olduğu tahmin edilmektedir.

Birincil enerji kaynaklarının üretim ve tüketim durumu yıllara göre Tablo 3.5 ve Tablo 3.6’da görülmektedir [10].

Tüketicinin sektörlere göre dağılımı, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı verilerine göre incelendiğinde, enerji tüketiminin sektörel dağılışı sanayi sektörü %34 ile ikinci sırayı almaktadır. Enerjinin %23’ü ulaşırmada kullanılmaktadır. Ulaşırmada yoğun olarak petrol ve türevlerinin yer aldığı göz önüne alındığında, toplu taşımanın ekonomik yönü bir kez daha dikkat çekmektedir.

Tablo 3.5 Türkiye Birincil Enerji Kaynakları Üretimi [10]

Yıllar	Taş kömürü (Bin T)	Linyit (Bin T)	Asfaltit (Bin T)	Doğalgaz (Mil. m3)	Petrol (Bin T)	Hidrolik (GWh)	Rüzgar-Jeotermal Elektrik Isı (Gwh) (Bin TEP)		Odun (Bin T)	Hay.ve Bitki Art. (Bin T)	Güneş (Bin TEP)	Top. (Bin TEP)
1990	2745	44407	276	212	3717	23148	80	16	17870	8030	21	25123
1991	2762	43207	139	203	4451	22683	81	16	17970	7918	27	25138
1992	2830	48388	213	198	4281	26568	70	30	18070	7772	32	26408
1993	2789	45685	86	200	3892	33951	78	30	18171	7377	38	26021
1994	2839	51553	0	200	3687	30586	79	47	18272	7074	45	26059
1995	2248	52758	67	182	3516	35541	86	64	18374	6765	52	26255
1996	2441	53888	34	206	3500	40475	84	90	18374	6666	80	26926
1997	2513	57387	29	253	3457	39816	83	108	18374	6575	80	27687
1998	2156	65204	23	565	3224	42229	91	153	18374	6739	100	28863
1999	1990	65019	29	731	2940	34678	83	63	17642	6529	112	27057

Tablo 3.6 Türkiye Birincil Enerji Kaynakları Tüketimi [10]

Yıllar	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Taş kömürü (Bin Ton)	8191	8824	8841	8544	8192	8548	10892	12537	13146	11197
Linyit (Bin Ton)	45861	48851	50659	46086	51178	52405	54961	59474	64504	61049
Asfaltit (Bin Ton)	287	139	197	102	0	66	34	29	23	29
Doğalgaz (Mil. m3)	3418	4205	4612	5088	5408	6937	8114	10072	10648	12808
Petrol (Bin T)	22700	22113	23660	27037	25859	27918	29604	29176	29022	31939
Hidrolik (GWh)	23148	22683	26568	33951	30586	35541	40475	39816	42229	34678
Jeotermal	Elek (Gwh)	80	81	70	78	79	86	84	83	91
	Isı (Bin TEP)	16	16	30	30	47	64	90	108	153
Odun (Bin T)	17870	17970	18070	18171	18272	18374	18374	18374	18374	17642
Havan ve Bitki Artıkları (Bin T)	8030	7918	7772	7377	7074	6765	6666	6575	6739	6529
Elektrik İthalı (Gwh)	176	759	189	213	31	-	270	2492	3299	2330
Elektrik İhracı (Gwh)	-907	-506	-314	-589	-570	-696	-343	-271	-298	-285
Güneş (Bin TEP)	21	27	32	38	45	52	80	80	100	112
Toplam (Bin TEP)	52632	53915	56298	59845	58675	63215	69402	73257	74248	76631

Tablo 3.5 incelendiğinde, birincil enerji kaynakları üretimleri 1998 yılında, 1997 yılı seviyesine göre %4.3 artışla 27.7 milyon TEP'ten, 28.9 milyon TEP'e ulaşmıştır. Petrol ve doğal gaz üretim miktarları oldukça küçük olup, ülkenin ana enerji kaynağı başta linyit olmak üzere kömürdür. 1998 yılı linyit üretimi 65 milyon ton. olarak gerçekleşmiştir. Üretiminde önemli artış kaydedilen diğer bir enerji kaynağı da hidrolik enerji olup, 1990 yılında 23 148 GWh'ten yıllık ortalama %7.8 artışla 1998 yılında 42 229 GWh'e ulaşmıştır.

1998 yılında toplam kömür, birincil enerji kaynakları üretiminin %48.3'ünü, petrol ve doğal gaz % 13.5'ini, hidrolik ve jeotermal elektrik 12.8'ini, diğer yenilenebilir kaynaklar %0.9'unu, ticari olmayan yakıtlar ise %24.5'ini oluşturmuştur.

Tablo 3.6'dan görüldüğü gibi 1990-1998 yılında, tüketimde yıllık ortalama % 4.4'lük bir artış gözlenmiştir. 1990 yılında 52,6 milyon TEP olan tüketim, 1998 yılında 74.2 milyon TEP' ne ulaşmıştır. 1998 yılında genel enerji tüketiminde petrol %40.9 ile en büyük paya sahip olmuştur. Bunu %17 ile linyit, % 13.1 ile doğal gaz takip etmiştir. Aynı yılda hidrolik enerjinin payı %4.9 iken ticari olmayan kaynakların payı %9.5 olmuştur. 1998 yılında hidrolik enerji hariç yenilenebilir enerji kaynaklarının toplamı 7.4 milyon TEP olmuştur. Bunun önemli bir miktarı odun (5.5 milyon TEP) ile hayvan ve bitki artıklarını (1.6 milyon TEP) içermekte olup, geri kalan kısmını jeotermal enerji (0.2 milyon TEP) ile güneş (0.1 milyon TEP) oluşturmaktadır. 1990 yılında 938 kgpe olan kişi başına enerji tüketimi, 1998 yılında 1170 kgpe' ne ulaşmıştır.

Tüketimin sektörel dağılımı incelendiğinde, 1990 yılında nihai enerji tüketimi içinde 15 003 bin TEP ile %46'lık pay alan konut ve hizmetler sektörünün payı 1998 yılında 18 784 bin TEP'e ulaşmıştır. Ancak, konut ve hizmetler sektörü enerji tüketiminin 1998 yılında iyi hava koşulları nedeniyle 1997 yılı seviyesine nazaran düştüğü gözlenmektedir. Konut ve hizmetler sektöründe yeni ve yenilenebilir enerji enerji kaynaklar en yüksek paya sahiptir (%38.4). Bu da özellikle yenilenebilir grupta değerlendirilen odun ile hayvan ve bitki artıkları (%37.2) kaynaklı olup, yeni enerji kaynaklarından jeotermal enerjinin payı %0.8 ve güneşin payı 0.4'dür. Bu dönem içerisindeki elektriğin payı hızla artarak %10'dan %17.7'ye ulaşmıştır. Aynı şekilde doğal gazın payı %0.3'ten % 12.9'a çıkmıştır [10].

3.4.2. Elektrik enerjisi

Son 16 yılda kurulu gücümüzde 16128 MW'lık bir artış kaydedilmiştir. 1996 yılında Türkiye kurulu gücü 22 247 MW'a ulaşmıştır. Toplam kurulu gücün 11 312 MW (%53) termik, 9 935 MW'ını ise (%47) hidrolik kaynaklar oluşturmaktadır. Linyit santralleri, 1980 yılından beri termik kapasite içinde en fazla payı almaktadır. Ancak, 1985 yılından itibaren sisteme dahil edilen doğal gaz yakıtlı santrallerin payları hızla artmış ve buna bağlı olarak linyit santrallerinin payında düşme olmuştur. 1996 yılında Türkiye toplam kurulu gücünün %30'u yakıtlar, %6,5'ı sıvı yakıtlar ve %14,4'ü ise doğal gaz yakıtlı santrallerden oluşmuştur.

1996 yılı itibariyle kurulu gücün kuruluşlar bazında dağılımı incelendiğinde, TEAŞ Genel Müdürlüğü'nün 18 902 MW (%89), ayrıcalıklı şirketlerin 716 MW (%3), üretim şirketlerinin 199 MW (%1) ve otoproduktörlerin 1429 MW (%7) kurulu güce sahip olduğu görülmektedir [10].

3.5. Cumhuriyetin 100. Yılına Kadar Türkiye'nin Enerji Durumunda Beklenen Gelişmeler

Cumhuriyetin 100. yılı olacak 2023 yılı için seçilen hedef, Türkiye'nin gelişmiş ülkeler ortalamasını yakalayabilmesidir. 2023 yılının Türkiye'si Avrupa ile entegrasyonu tamamlanmış bir Türkiye olmalıdır. Bu bağlamda Türkiye, her alanda Avrupa standartlarını tutturabilmelidir. Türkiye bu hedefe ulaşabilmek için sürdürülebilir bir büyüme süreci içine girmelidir. Sürdürülebilir büyüme mekanizmasının önemli kollarından biri yeterli enerji sektörüdür.

Türkiye'de resmi enerji planlama çalışmaları beşer yıllık periyotlar halinde 2020 yılına kadar yapılmış bulunmaktadır. Bu bölümde Türkiye Cumhuriyeti'nin 100.yılı olacak 2023 yılını da içeren 2000-2025 dönemi için genel enerji talebi, yerli enerji üretimi, enerji dışalımı ile elektrik üretim ve tüketim dengesi araştırılmıştır. Bu amaçla Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile kuruluşlarının öngörülerinin yanısıra, özel olarak hazırlanan enerji modellerinden yararlanılmıştır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı Türkiye'nin genel enerji talebini simülasyona dayalı olan MAED (Model for Analysis of Energy Demand) modelini kullanarak

belirlemektedir. Bu paket model ekonomik, sosyal ve teknik-teknolojik yapıya ilişkin çok geniş bir yelpazede girdi gerektirmektedir. Bu girdiler kapsamında kalkınma ve sanayileşme politikaları, ulaştırma ve teknolojik gelişmelerle ilgili olarak benimsenen politikalar, tüketici eğilimleri modele verilmektedir. GSYİH'nın sektörel yapısı gibi ekonomik veriler, nüfus ve işgücü potansiyeli gibi demografik-sosyal veriler, sektörlerin birim enerji tüketimleri gibi teknik veriler girdilerde yer almaktadır [11].

Model çıktısı olan talep sektörel bazda; sanayi, ulaştırma, konut/hizmet ve tarım kesimi için ayrı ayrı elde olunmaktadır. Kaynak bazında talep; fosil yakıtlar, motor yakıtları, elektrik, güneş, merkezi ısıtma, metalurjik kok ve ticari olmayan kaynaklar biçiminde çıkmaktadır. MAED modeli ile çıktı olarak alınan nihai enerji talebine, arz programları sonucu ortaya konulan çevrim sektörü talebi eklenerek, genel enerji talebine ulaşılmaktadır.

MAED modeli ile 2020 yılına kadar Türkiye'nin enerji talebi belirlenmiş olup, model çıktıları üzerinde kaynaklar bazında revizyonlar yapılmaktadır. 2020 yılına kadar belirlenen söz konusu talep trendi, regresyon ve korrelasyon analizi ile bu çalışma için 2025 yılına kadar uzatılmıştır.

MAED modelinden elde olunan elektrik enerjisi talep tahmin serisine ilişkin çıktı, TEAŞ tarafından yararlanılan ENPEP-ELECTRIC (WASP III+) paket modelinde girdi olarak kullanılmaktadır. WASP (Wien Automatic System Planning Package) adıyla tanınan ve bir optimizasyon modeli olan WASP III+ ile üretim, yatırım optimizasyonu yapılmaktadır. Enerji kaynağı ve cinslerine göre gerekli kurulu güç ve üretim kapasiteleri çıktı olarak alınmaktadır. MAED ve WASP III+ modelleri ile 2020 yılına kadar hesaplanan Türkiye'nin elektrik talebi ve güç değerleri üzerinde regresyon ve korrelasyon analizi yapılarak, 2025 yılına kadar gerekli veriler türetilmiştir.

Bir diğer model çalışması ise, Ankara Üniversitesi Enerji Çalışma Grubu tarafından özel olarak oluşturulan ESM (Enerji Simülasyon) ile EOM (Enerji Optimizasyon) modelleri olmuştur. ESM modeli kapsamında, nüfus (N), GSMH ve GSMH'nın sektörel dağılımı, GSYİH, sektörlerin mal ve hizmet üretim indeksleri, öngörülen kalkınma hızları ve enerji yoğunlukları, beşer yıllık periyotlarla girdi olarak alınmaktadır.

Bu çalışmada;

$$\text{Enerji talebi} = \sum_j \left(\frac{\text{TBET}}{\text{GSYİH}} \frac{\text{GSMH}}{N} N \right)$$

biçiminde tanımlanmıştır. Burada toplam birincil enerji tüketimi (TBET)'nin GSYİH'ya oranı enerji yoğunluğunu göstermektedir. ESM modeli ile toplam ve sektörel bazda genel enerji talebi türetilmiş olup, EOM modeli ile fosil yakıtlar ve yenilenebilir kaynaklar için potansiyel ve rezerv kısıtları, teknolojik kapasite ve kullanım alanı kısıtları, yatırım kısıtları ve seçilen karar değişkenleri altında, üretimin fiziksel büyüklüğü maksimum olmak üzere, üretim maliyetini minimize edecek talep dağılımı yapılmıştır [11].

Öneri senaryolar hazırlanması amacıyla yapılan özel modelleme çalışması için enerji verilerinin elde olunmasında, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi yıllık enerji raporları, T.C. Cumhurbaşkanlığı Devlet Denetleme Kurulu için hazırlanan "Türkiye'nin Kısa-Orta-Uzun Vadeli Enerji İhtiyacı, Bu İhtiyacın Karşılansında Çeşitli Seçenekler ve Yatırımlar - 1998" raporu, 17. Dünya Enerji Kongresi'ne sunulan "Survey of Energy Resources - 1998" raporu, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığına bağlı ve ilgili kuruluşlarının faaliyet raporlarından yararlanılmıştır.

Enerji talebi GSMH ve GSYİH reel değerleri ile sıkı bir ilişki içindedir. Gelirin satın alma gücü paritesi (Purchasing Power Parity-PPP) ile diğer ekonomik göstergeler burada etkili olmaktadır. Ekonomik göstergeler, OECD kurallarına bağlı olarak cari ve 1992 dolar bazında saptanmıştır. Gerekli verilerin elde olunmasında T.İş Bankası tarafından yayınlanan "Ekonomik Göstergeler"den, 2000-2010 dönemi GSMH-GSYİH için Devlet Planlama Teşkilatı yayınlarından ve Uluslararası Enerji Ajansı'nın "Energy Policies of IEA Countries" raporlarından yararlanılmıştır. 2010-2020 dönemi için 1998 yılında Dışişleri Bakanlığı tarafından yayınlanan Turkey & The World raporundaki veriler kullanılmıştır. Söz konusu verilerin 2025 yılına kadar uzatılması, trendin regresyonu ile yapılmıştır. Nüfus verileri ise Devlet İstatistik Enstitüsü'nün nüfusun gelişimi ile ilgili öngörülerinden alınmıştır.

3.5.1. Türkiye'nin 2000-2025 dönemi genel enerji talep ve üretim projeksiyonları

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 2000-2020 döneminde Türkiye'nin birincil enerji talebini Tablo 3.7'de gösterilen biçimde planlamıştır. Bakanlığın öngördüğü trend, yukarıda açıklanan biçimde 2025 yılına kadar uzatılmıştır. Bakanlığın planlama verilerine göre, 2000-2020 döneminde Türkiye'nin tüketeceği birincil enerjinin kümülatif toplamı 3 862 Mtep olup, aynı trendle 2000-2025 dönemi için kümülatif toplam tüketim 5 704 Mtep'dir. Bu trend [11];

$$Y = 0.3097 X^2 + 4.1782 X + 89.116 (R^2 = 0.9996) \quad (3.1)$$

eşitliği ile karakterize edilmektedir. Burada:

Y = Yıllık birincil enerji tüketimi (Mtep).

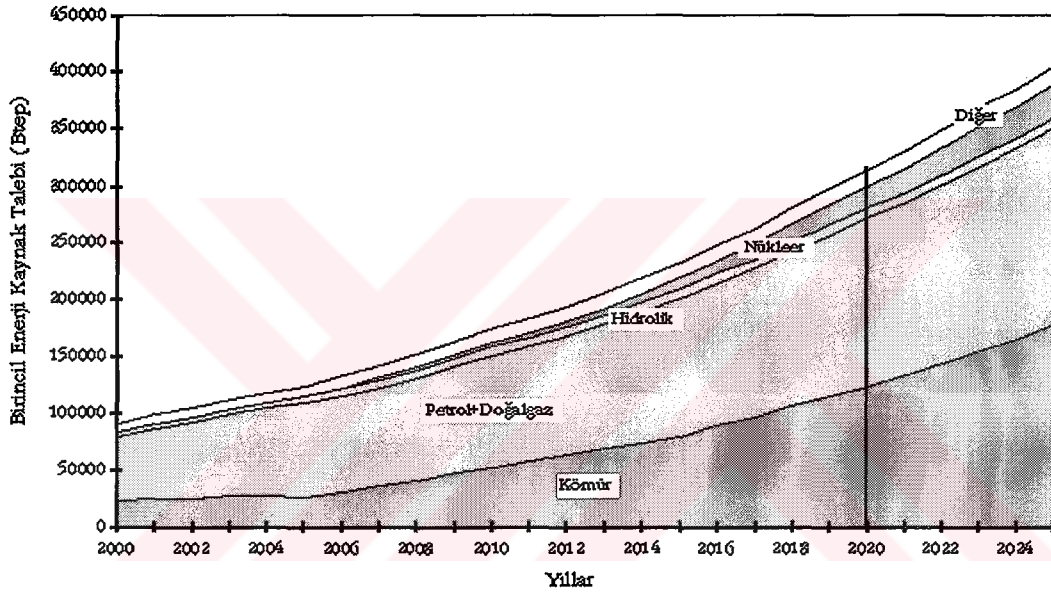
X = 2000 yılı 1, 2001 yılı 2, alınmak üzere yıl.

Tablo 3.7 Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 1998 planlama verilerine göre Türkiye'nin birincil enerji talebi ve ekonomik indikatörler [10]

YILLAR	2000	2005	2010	2015	2020	2023	2025
Toplam birincil enerji talebi – TBET(Btep)	91030	124748	175074	233296	314353	367780	407106
GSYİH	238.11	321.56	458.32	666.85	994.82	1272.27	1499.0
TBET/GSYİH (Mtep/milyar ABD\$'ı)	0.38	0.39	0.38	0.35	0.32	0.29	0.27
Nüfus (bin)	65864	70271	74677	78633	82588	84555	85867
kep/kişi	1382	1775	2344	2967	3806	4350	4741
GSYİH/kişi (cari ABD \$'ı)	3615	4576	6137	8481	12046	15047	17457
GSYİH/kişi (1992 PPP)	7317	9975	13600	19299	27386	33875	38862

Tablodan görüleceği gibi enerji yoğunluğu (TBET/GSYİH) 0.39-0.27 arasında değişmekte olup, ancak 2010 sonrasında düşme trendine girmektedir. Kişi başına enerji tüketimi ise 2000 yılındaki 1 382 kep/kişi değerinden 2023 yılında 4 350 kep/kişi değerine yükselmektedir. Böylece, gelişmiş ülkelerin bugünkü ortalamasına ulaşılabilir.

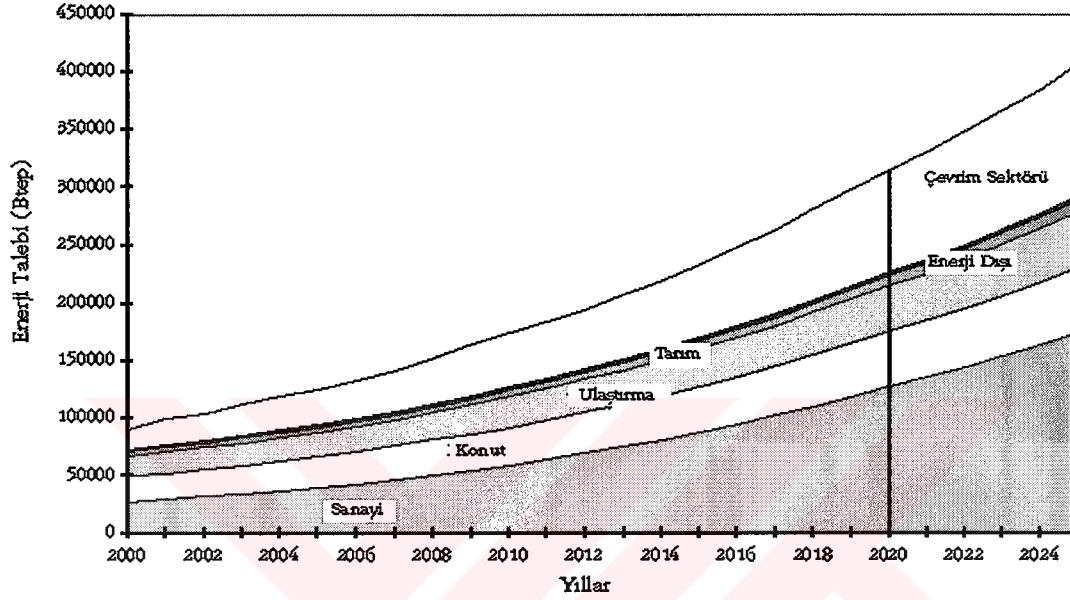
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 1998 yılında revize olunan planlamasına göre, 2000-2025 döneminde birincil kaynak talepleri Şekil 3.5'de gösterilmiştir. Tablo A.1'de de talepler enerji kaynakları bazında detaylandırılmıştır [10].



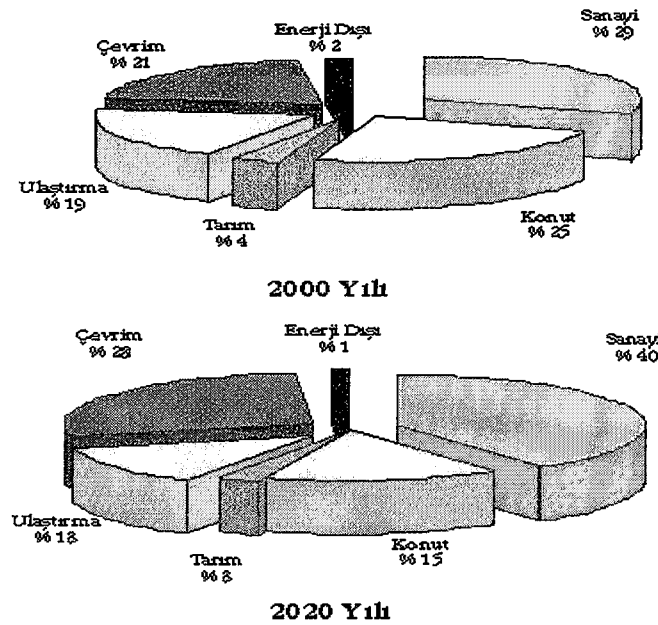
Şekil 3.5 2000-2025 Döneminde Birincil Kaynak Talepleri

Şekilden görüleceği gibi petrol ve doğal gaz ile kömür en ağırlıklı payı kapsamaktadır. Petrol ve doğal gazın toplam payı 2000 yılında % 60.7 olurken, 2020 yılında % 47.1'e ve 2025 yılında % 42.6'ya düşmektedir. Taşkömürü, linyit ve asfaltit toplamından oluşan kömürün payı ise 2000 yılındaki % 26.6'dan, 2020 yılında % 39.5'e ve 2025 yılında % 43.8'e çıkmaktadır. 2000-2025 döneminde kümülatif toplam olarak 2923 Mtep petrol+doğal gaz ve 2024 Mtep kömür tüketilebilecektir. Hidrolik ve nükleer enerji toplamının genel talep ve/veya tüketimdeki payı 2020 yılında % 8.7 kadardır. Jeotermal enerji, güneş enerjisi, merkezi ısı ve klasik biomas diğer grubu içerisinde toplanmış olup, Bakanlığın planlamasına göre bu kaynakların toplam payı 2000 yılında % 8.7 ve 2020 yılında % 5.0 düzeyinde bulunacaktır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlamasına göre sektörlerin birincil enerji taleplerinin beklenen gelişim trendi Şekil 3.6'da verilmiştir [10]. Toplam talep içinde sanayi sektörünün enerji talebi 2000 yılındaki % 29.7'den 2010 yılında % 33.6'ya, 2020 yılında % 40.4'e ve 2025 yılında da % 42.6'ya yükselmektedir. Diğer sektörlerin yüzde payları Şekil 3.7'de görülmektedir.



Şekil 3.6 Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlamasına göre sektörlerin birincil enerji talepleri



Şekil 3.7 Sektörlerin birincil enerji talebindeki payları

2000-2025 dönemi için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlama verileri ile saptanan enerji talebi gerçekleşebilecek tüketim olarak alınmak koşuluyla, yine planlanan resmi ekonomik göstergelere dayalı biçimde saptanan GSMH verileri arasındaki ilişki araştırılmıştır. En yüksek korrelasyona bağlı regresyon eşitlikler aşağıdaki biçimde saptanmıştır [11]:

$$Y = 2.0168 X^2 - 7.1248 X + 277.49 \quad (R^2 = 0.9975) \quad (3.2)$$

veya

$$Y = 208.05 e^{0.0743 X} \quad (R^2 = 0.9978) \quad (3.2a)$$

Burada:

X = Beklenen enerji tüketimi (Mtep).

Y = Beklenen GSMH (milyar ABD \$'ı).

Bir alternatif talep, Enerji Simülasyon Modeli (ESM) kullanılarak türetilmiştir. Burada, 2010 yılına kadar toplam birincil enerji talebi (=gereken arz) olmak üzere Uluslararası Enerji Ajansı verileri ile aynı değerde alınmıştır. Üretimde yeni teknolojilere, enerji maliyeti düşük sanayi ürünleri üretimine ve enerjinin etkin (rasyonel) kullanımına ağırlık verileceği varsayımı ile 2015-2025 enerji talebi için bir alt sınır oluşturulması amaçlanmıştır. Ancak, GSYİH'nın Tablo 3.7'deki değerlerini koruması benimsenmiştir. Dolayısıyla nüfus ve GSYİH önceki değerlerini korurken, enerji yoğunluğu ve kişi başına tüketim değerleri değişmiştir. ESM'nin talep çıktıları ile oluşturulan, birincil enerji taban talebi ve ekonomik indikatörler Tablo 3.9'da topluca verilmiştir [11].

Her iki talep serisi kıyaslandığında, ekonomik büyüme değişmeksizin, yeni teknolojilerden ve enerjinin rasyonel kullanımından yararlanmakla, enerji maliyeti düşük sanayi ürünleri üretimine öncelik vermekle talebe bağlı olarak arzın, 2000 yılında % 0.2'den başlayarak 2020 ve 2025 yıllarında % 9.8 ve kısılmasını sağlamak olanaklı görülmektedir. Enerji yoğunluğu, Tablo 3.8'e göre yaklaşık aynı düzeyini koruyarak, 2000 yılındaki 0.38'den 2025 yılında 0.27'ye düşecektir. Bu trende göre talebin kümülatif toplamı 2000-2020 dönemi için 3 753.19 Mtep, 2000-2025 dönemi için de 5 553.18 Mtep'dir. Böylece kümülatif toplam Enerji ve Tabii Kaynaklar

Bakanlığı talep serisine göre 2000-2020 döneminde % 2.8 ve 2025 döneminde % 2.6 azalmış görünmektedir. Her iki talep serisi az farkla birbirine yakın görünmektedirler.

Tablo 3.8 ESM Modeli ile hesaplanan Türkiye'nin birincil enerji taban talebi senaryosu ve ekonomik indikatörler [11]

YILLAR	2000	2005	2010	2015	2020	2023	2025
Toplam birincil enerji talebi- TBET(Btep)	90800	120905	167457	228682	307612	359526	397655
GSYİH (milyar cari \$)	238.11	321.56	458.32	666.85	994.82	1272.27	1499.01
TBET/GSYİH (Mtep/milyar \$)	0.38	0.38	0.37	0.34	0.31	0.28	0.27
Nüfus (bin)	65864	70271	74677	78633	82588	84555	85867
(kep/kişi)	1379	1721	2242	2908	3725	4252	4631
GSYİH/kişi (cari ABD \$'ı)	3615	4576	6137	8481	12046	15047	17457
GSYİH/kişi (1992 PPP)	7317	9975	13600	19299	27386	33875	38862

Enerji üretimi 1994 yılındakinin biraz üstünde bir seviyede olarak 1995 yılında 26,1 Mtoe idi. Akaryakıt ve doğal gaz üretim ortamı düşük iken, başlıca dahili enerji kaynağı kömür ve özellikle linyit üretimi 1995'de 10,7 Mtoe'ye ulaşmıştır. Linyit üretimi 1980'e kadar artış göstererek bu tarihten itibaren satıl hale gelmiştir. İncelemeler kömür ve linyitte artış olacağını göstererek, 2000 yılında 24,2 Mtoe ve 2010'da 35,2 Mtoe üretim değerlerine ulaşması beklenmektedir.

Biyolojik atıklar ve odun gibi türe giren enerji kaynakları 1995 yılında 7,2 Mtoe değerine ulaşmıştır. Bunu 0,14 Mtoe ile Jeotermal enerji izlemiştir. Su enerjisi üretimi önemli ölçüde yükselmiş ve 1995'de 3,1 Mtoe'a ulaşmıştır. Su enerjisinin büyük potansiyele sahip olması nedeni ile, üretimin 2000 yılında 3,6 Mtoe ve 2010 yılında 6,7 Mtoe değerlerine ulaşması beklenmektedir.

Enerji üretimindeki stabilizasyonun yarattığı duraklama ve buna karşılık talep artışının devam etmesi, Türkiye'yi enerji ithalatına itmiştir. 1973 ve 1995 yılları arasında net enerji ithalatı her yıl %7 artış göstermiştir. 1995'de 37,2 Mtoe'yi bulmuştur. Bu değer TPES'in %60'ı olup, 1973'ün %36'sına karşılık artışı göstermektedir. İstatistikler, linyit üretimindeki hızlı artış nedeni ile, linyit açısından 1995'deki payın devam edeceğini göstermektedirler. Akaryakıt ithalatının 1995'deki 27,2 Mtoe'den 2000 yılında 29,8 Mtoe değerine, doğal gaz ithalatının ise, 5,7 Mtoe'den 18 Mtoe'ye yükselmesi beklenmektedir.

Son yıllarda, elektrik üretim kapasitesi, talebe göre uygun düzeyde gitmemektedir. Böylece bazı bölgelerde enerji kıtlığı baş göstermiş ve devlet elektrik üretimi için özel sektör girişimleri arayışına girmiştir. Elektrik üretiminde çeşitlilik ve artış sağlanması için, gelecek yüzyılın başında Türkiye bir nükleer enerji üretimine başlamayı planlamaktadır.

2001 yılı ve sonrası için enerji üretim projeksiyonları Tablo A.2'de verilmektedir.

4. ENERJİ KAYNAKLARI

4.1. Kömürün Enerjide Kullanımı

4.1.1. Giriş

Dünya enerji tüketimi; nüfus artışına, sanayileşmeye ve teknolojik gelişmelere paralel olarak, baş döndürücü bir hızla artmakta ve 21. yüzyıla girerken adeta enerji soğuran bir toplum ortaya çıkmaktadır. Tüm pazar koşullarında olduğu gibi arz ve talep ilişkisinin geçerli olduğu enerji sektöründe de, gereksinimlerin karşılanması için ya yeni kaynakların yaratılması ya da var olan kaynakların daha verimli olarak kullanılması zorunlu hale gelmektedir. Günümüzde enerji hammaddeleri olarak, fosil yakıtlar, su(hidroelektrik) ve nükleer yakıtlar önemli yer almaktadır. Bunların dışında çok az da olsa sıcak sular, güneş, rüzgar, hayvan ve bitki atıkları ile odun da kullanılmaktadır.

Bugün, dünya enerji gereksiniminin yüzde 80'i kömür, petrol ve doğalgaz gibi fosil yakıtlarla karşılanmaktadır. Fosil yakıtların dünyadaki bilinen rezerv dağılımı taşkömürü eşdeğeri olarak, %80'i kömür, %15 petrol, %5 doğalgaz olarak hesaplanmaktadır. Dünya'nın 21. Yüzyıldaki en önemli enerji kaynağı yine kömür olacaktır. ABD 2010 yılında enerjisinin %60'ını kömürden üretmeyi hedeflemektedir. Türkiye'nin elindeki en güvenilir enerji kaynağı da kömürdür [2].

Linyit kömürü rezervlerinin, en son bilgi ve teknolojiler kullanılarak ve arama yatırımlarına öncelik verilerek, 40 milyar ton düzeyine çıkarılması hedeflenmelidir. Ayrıca kömür üretimi ve kömüre dayalı enerji üretimi artırılarak enerji üretiminin önemli bir kısmı karşılanmalıdır. Linyit ve taşkömürü olarak, yerli kömürün genel enerji tüketimindeki payı en az %35 mertebelerine yükseltilmelidir. Mevcut senaryolarda 2020 yılındaki toplam enerjinin %30'unun ithal taşkömür ve %20'sinin doğalgaza bağlanması oldukça sakıncalı görünmektedir.

Türkiye gibi her türlü potansiyele sahip bir ülkenin, enerjisini belirtilen ölçülerde dışa bağlaması düşünülemeyeceğinden, enerji politikasının ve senaryoların ivedilikle ele alınması gerekmektedir.

4.1.2. Kömür rezervleri

Dünyanın görünür taşkömürü rezervleri (antrasit ve bitümlüler dahil) ile, linyit rezervleri (subbitümlüler dahil) ve 2000 yılında sırası ile 519.4 milyar ton ve 512.3 milyar ton olarak belirlenmiştir. Bu rezervlerde %24.2 ile ilk sırayı ABD, eski SSCB ülkeleri %23.4'lük pay ile ikinci sırayı almakta, Çin %11.1 ile, Avustralya %8.8 ile, Hindistan %6.8 payla bu ülkeleri takip etmektedir. Türkiye'nin toplam kömür rezervi ise bu rezervler içinde %0.7 pay almaktadır. Dünya kömür rezervlerinin 2000 yılı üretimi göz önüne alındığında yukarıda bahsedilen diğer yakıt cinslerine göre daha uzun süreler kullanılabileceği görülmektedir. Kömür rezervlerinin kullanılabilme süresi 224 yıl olarak hesaplanmaktadır [2].

Türkiye'nin bilinen kömür rezervleri, görünür, muhtemel ve mümkün olmak üzere 1.119 milyar ton taşkömürü, 8.374 milyar ton linyit ve 82 milyon ton asfaltit olmak üzere toplam 10.313 milyar ton düzeyindedir [10]. Ayrıca 1.6 milyar ton bitümlü şist rezervi bulunmaktadır. Bu rezervlerle Türkiye dünyada 12. Sırayı almaktadır [2].

4.1.3. Üretim durumu ve geleceğe yönelik hedefler

4.1.3.1. Günümüzdeki üretim durumu

Son verilere göre 3352.3 milyon ton taşkömürü, 1255.1 milyon ton linyit olmak üzere Dünya kömür üretimi 4607.4 milyon ton olarak gerçekleşmiştir [10]. 1300 milyon ton üretim (%38.8) ile taşkömürü üreticisi ülkelerin başında Çin gelmekte, bunu 562.2 milyon ton ile ABD (%16.8), 313.5 milyon ton ile eski SSCB (%9.4), 283 milyon ton ile Hindistan (%8.4) ve 136.2 milyon ton ile Polonya (%4.1) takip etmektedir. Linyit üretiminde ise ilk sırada 402 milyon ton ile ABD bulunmakta (%32), ABD'ni 187.2 milyon ton ile Almanya (%14.9), 91.9 milyon ton ile eski SSCB (%7.3) ve 62.8 milyon ton ile Polonya (%5) takip etmektedir [2].

Türkiye toplam kömür üretimi 1999 yılında 67 milyon ton düzeyinde gerçekleşmiştir [10]. Bu üretimin %72'si termik santrallerde elektrik enerjisi üretiminde %28'i de konut ve sanayi yakıtı olarak kullanılmıştır.

4.1.3.2. Arama ve üretim hedefleri

Dünya enerji hammaddeleri içinde en uzun ömüre sahip olan yakıt kömürdür. Bilinen kömür rezervlerinin 224 yıl ömüre sahip olduğu hesaplanmaktadır. Ülkemizin sahip olduğu en önemli enerji hammaddesi de kömürdür. Ülkemizin hızla artan enerji ihtiyacının karşılanması ve aynı oranda artış gösteren dışa bağımlılığının azaltılması için, kömür rezervlerinin ve üretiminin hızla artırılması gerekmektedir.

Türkiye'de 1970'li yılların sonundan beri kömür aramalarına yeterli kaynak ayrılmamaktadır. Bunun nedeni kalıcı enerji politikalarının oluşturulmamasıdır. Geliştirilen enerji senaryoları ise, halen bilinen rezerv değerlerine dayandırılmakta ve kömür rezervinin önümüzdeki 20 yıl içinde hiç artmayacağı kabul edilmektedir. Bu varsayımlar Türkiye'yi kendinde bulunmayan enerji kaynaklarına yönlendirmekte ve dışa bağımlılık baş döndürücü hızla artmaktadır.

Enerji üretiminde dışa bağımlılıktan kurtulmanın tek çaresi kömür rezervlerinin ivedi bir program ile artırılmasıdır. Türkiye'deki kömür içermesi olası alanların %60'ı henüz ayrıntılı olarak aranmamıştır. Halen dünyada ortalama 200 metre derinlikten ekonomik kömür üretimi yapılmaktadır. Bu durum göz önüne alındığında, aranmayan neojen alanları ile paleocoğrafya da kömür bulunması olası diğer jeolojik alanlar, uzaktan algılama, modern jeofizik etüd, jeolojik etüd ve sondajlar yolu ile ortalama 200 metre derinliğe kadar aranması ve bunun bir devlet politikası haline getirilmesi kaçınılmaz bir olgudur. Bu tür aramalar sonucunda, kömür rezervlerinin 40 milyar tonun üzerine çıkabileceği olasılığı bilim adamlarınca belirtilmektedir [12].

Türkiye'nin 1999 yılı kömür üretimi 67 milyon ton düzeyindedir [10]. 10.313 milyar ton rezervin karşılığı olması gereken üretim ise, 103.13 milyar ton/yıl olmalıdır. Önümüzdeki 20 yıl içerisinde, 40 milyar ton rezerve ulaşıldığı takdirde, bunun karşılığı üretim de en az 400 milyar ton/yıl düzeyinde olabilir. Türkiye bu hedeflere ulaşmayı kaçınılmaz olarak planlamalıdır. Öngörülen hedeflere ulaşıldığı takdirde,

enerji üretiminde kömür gereken yerde olacak ve dışa bağımlılık büyük ölçüde azalacaktır.

4.1.4. Sorunlar

Ülkemizde kömür aramalarının kaynak eksikliği nedeni ile yeterince yapılamaması, buna bağlı olarak üretimin düşük kalması, kömüre bağlı enerji açısından en önemli sorunları oluşturmaktadır. Bunların dışında kömürlerin iyileştirilmesi için yatırım yapılmaması, kömürlerimize uygun yakma teknolojilerinin termik santrallarda kullanılmaması, termik santrallardaki enerji üretim veriminin düşük olmasının başlıca nedenlerini oluşturmaktadır. Sanayi ve evsel yakıt olarak kullanılan kömürlerimizi nitelikli kömür haline getirecek yatırımların yapılmaması ve teşvik edilmemesi Türkiye'nin enerjide giderek artan dışa bağımlılığı sonucunu doğurmaktadır.

Enerji üretim projeksiyon ve senaryolarının bugün bilinen kömür rezervlerine dayandırılması, ileride telafisi mümkün olmayan bir dışa bağımlılık doğurmaktadır. En temel sorun bu olarak görünmektedir.

4.1.5. Sonuç ve öneriler

Günümüzde alınan veriler, dünya ve Türkiye için en önemli enerji kaynağının kömür olduğunu göstermektedir. Projeksiyonlar ve senaryolar, Türkiye'nin önümüzdeki 20 yıl içerisinde enerjisinin %75'ini dış kaynaklardan sağlama durumunda kalacağını göstermektedir [12].

Öneriler;

- 1.119 milyar ton taşkömürü ve 8.374 milyar ton linyit rezervlerinin arttırılması gerekmektedir. Şimdiye kadar yapılan aramalarda, kömür bulunması olası alanların ancak %40'ı taranmış, ortalama arama derinliği ise 80 metre olmuştur. Tüm alanların ve ortalama 200 metre derinliğin aranması halinde kömür rezervlerinin 30 milyar tonun üzerine çıkacağı bilim adamlarınca belirtilmektedir.
- Türkiye'nin 1999 yılı itibari ile kömür üretimi 67 milyon ton düzeyindedir. 10.313 milyar ton rezerve göre bu üretimin 100 milyon ton/yıl civarında olması gerekirdi.

- Yeni rezervlerin bulunması ile 2020 yılındaki üretimin 250 milyon ton'un üzerine çıkarılması hedeflenmelidir.
- İthal yolu ile sağlanan doğal gazla alt yapı için milyonlarca dolar düzeyinde yatırım yapılırken, öz kaynak kömürün araması, üretimi iyileştirilmesi ve uygun yakma teknolojilerinin geliştirilmesi için hiç bir yatırım yapılmaması, enerjinin geleceği açısından onarılmaz tahribatlara neden olabilecek bir hatadır.
- Mevcut, kömüre dayalı enerji santrallerinin, kömür hazırlama ve yakma birimlerinde yapılacak değişikliklerle, önemli verim artışı sağlanabilecektir.
- Termik santrallerdeki artık ısıнын civar yerleşim birimlerinin ısıtılmasında kullanılması gerekir.
- Yeni planlanan termik santrallerde, yeni yakma ve çevrim teknolojilerinin seçimine enerji verimliliği ve çevre sağlığı açısından özen gösterilmelidir.
- Doğal gazdaki dışa bağımlılığın doğuracağı sakıncanın en az düzeye indirilmesi için, yerli kömürlerimizin gazlaştırılması ile ilgili araştırma ve projelere büyük ağırlık verilmelidir. Bu yolla üretilecek olan gazlardan ileri çevrim teknolojileri ile daha verimli elektrik enerjisi üretimi mümkün olacaktır.
- 2020 yılı enerji üretimi için hazırlanan ve %32 doğalgaz öngören senaryoların yerli kömür lehine değiştirilmesi ve en az %40 enerjinin yerli kömürden sağlanması gerekir.
- Sanayi ve konut ısıtmada yakıt olarak kullanılan kömürlerin fiziksel-kimyasal ve ısı yöntemlerle iyileştirilmesi ve çevreyi kirletmeyen standart briket haline getirilmesini sağlayarak yakılmasının özendirilmesi gerekmektedir. Ayrıca uygun yakma sistemleri ile merkezi ısıtma uygulaması büyük önem arz etmektedir.

4.2. Hidrolik Enerji

4.2.1. Giriş

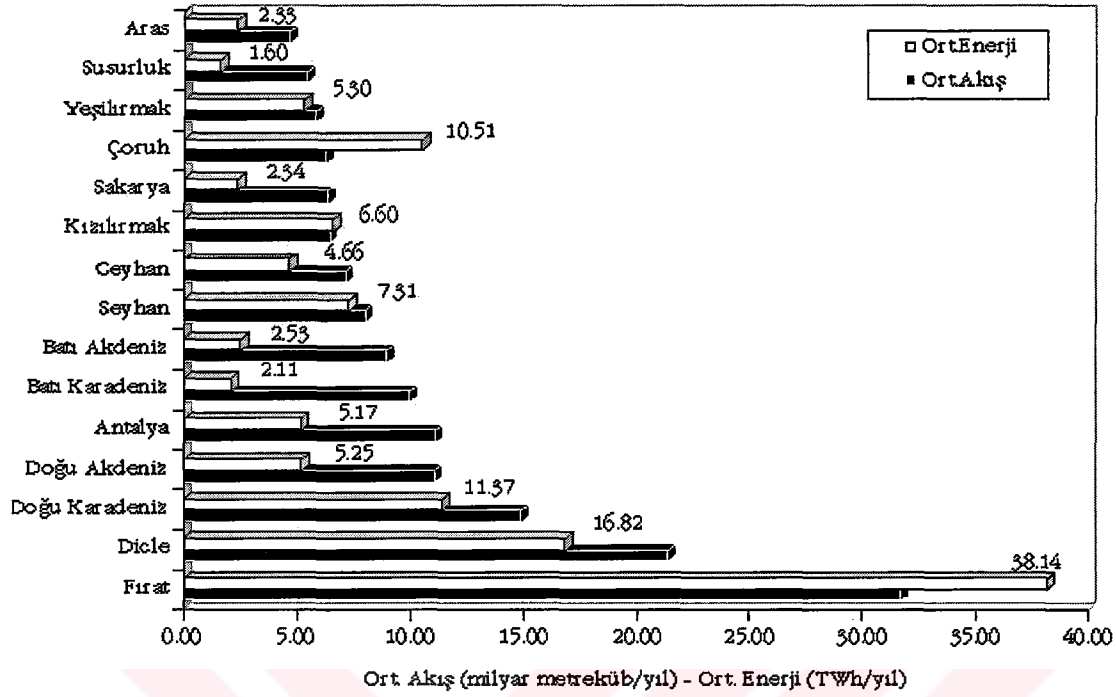
Dünyada su enerjisinin hidroelektrik enerjisi olarak kullanılması 1880 yılına kadar uzanmaktadır. Kıt'a ve ülkeler düzeyinde çok farklı bir dağılım gösteren hidroelektrik potansiyelin değerlendirilmesinde son 50 yılda büyük artış olmuştur. Özellikle büyük kapasiteli baraj ve hidroelektrik santral inşaatlarının hızlı bir şekilde sürdürüldüğü 1970-1990 yılları arasında bu enerji potansiyelinin değerlendirilmesinde önemli mesafeler katedilmiştir.

Gelişmiş ve gelişmekte olan ülkelerden bir çoğu, mevcut hidroelektrik potansiyelinin ekonomik olarak kullanılabilir bölümünün tamamına yakın bölümünü değerlendirmiş durumdadırlar. Geri kalan potansiyelin değerlendirilmesi için de hızlı çalışmalar devam ederken, günümüzde önem kazanan çevresel etkiler nedeniyle özellikle gelişmiş ülkelerde barajlı santraller yerine, doğal akışlı nehir santralı yatırımları ön plana çıkmıştır. Bu bağlamda, küçük akarsular ve yan kollar üzerinde kurulan küçük hidroelektrik santraller, gelişmiş ve gelişmekte olan bir çok ülkede kırsal kalkınma için birer itici güç oluşturmuşlardır. Bu uygulamanın en çarpıcı örnekleri Amerika Birleşik Devletleri, İtalya, Kuzey Avrupa ülkeleri ve Çin’de görülmektedir.

4.2.2. Türkiye’deki mevcut hidroelektrik potansiyel

Türkiye’de 26 akarsu havzasına dağılmış olan su kaynaklarının enerji üretimi açısından toplam debisi 186 km³/yıl düzeyindedir. Bu doğal olanakta havzaların en büyük payları sırasıyla; Fırat % 17, Dicle % 11.5, Doğu Karadeniz % 8, Doğu Akdeniz % 6 ve Antalya % 5.9 düzeylerindedir. Ancak, akarsularımızın rejimleri düzgün değildir. Akarsu debisi aşırı sulak yıllarda 1.5-2 kat artabilirken, aşırı kurak yıllarda yarıya düşebilmektedir. Ayrıca, yıl içinde Nisan-Haziran döneminde ortalamadan yüksek, Haziran-Ağustos döneminde ortalamadan düşük olmaktadır. Ortalama enerji üretim potansiyeli 1 TWh/yıl’ın üzerinde olan havzaların yıllık akış ve enerji potansiyelleri Şekil 4.1’de verilmiştir [11].

Teknik ve ekonomik yapılabilirlik sınırlamaları göz önüne alınmaksızın, Türkiye’nin hidrolik kaynaklarının teorik olarak, ortalama debi ve düşü koşullarında hesaplanan brüt potansiyeli 430 milyar kWh/yıl’dır. Ekonomik yapılabilir olmasına bakılmaksızın, teknik yapılabilirlik koşulu ile bu kaynaktan sağlanabilecek teknik potansiyel, 215 milyar kWh/yıl olarak hesaplanmıştır. Hem teknik ve hem de ekonomik yapılabilirlik koşulları altında kullanılacak potansiyel, bugün için 124.5 milyar kWh/yıl olarak bildirilmektedir. Ancak, ekonomik potansiyele bağlı güvenilir enerji üretim potansiyeli 79.7 milyar kWh/yıl kadardır. 1997 yılında hidrolik kaynaktan enerji üretimi 39.8 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Bu değer 2010 yılında 85.4 milyar kWh’a ve 2020 yılında da 103.7 milyar kWh’a ulaşması planlanmaktadır.



Şekil 4.1 Önemli havzaların yıllık ortalama akış ve enerji potansiyelleri

Ekonomik hidrolik potansiyelin % 29'u değerlendirilmiş durumdadır. Çoruh ve Doğu Karadeniz dışında büyük havzaların enerji potansiyeli önemli ölçüde değerlendirilmiştir. İnşa halindeki tüm hidrolik santrallerin devreye girmesi ile ekonomik hidrolik potansiyelin % 38'i değerlendirilmiş olacaktır. Gerçekleşme oranının daha üst düzeylerde olmamasının nedeni, hidroelektrik santral maliyetlerinin diğer kaynaklara göre yüksek oluşudur.

4.2.3. Hidroelektrik potansiyelin değerlendirilmesi

Hidroelektrik enerji, suyun potansiyel enerjisinin kinetik enerjiye dönüştürülmesi ile sağlanan enerji olup, enerji miktarı düşü ve debi değişkenlerine bağlıdır. Belli bir düşü altında cebri boru ile türbine gelen suyun potansiyel enerjisi türbinde kinetik enerjiye, türbine akupile jeneratörde elektrik enerjisine dönüşmektedir. Türbine gelen suyun düşü yüksekliği ve debisi üretilecek gücü belirlemektedir.

Akarsuların hidrolik potansiyeli de, topoğrafik koşulların sağladığı düşü yüksekliğine ve suyun debisine bağlı olarak belirlenir. Ülkedeki tüm akarsu havzaları için yapılan etütlerle hidroelektrik potansiyel belirlenmektedir. Akarsuların toplam debi ve düşülerine göre hesaplanan brüt potansiyel maksimum teorik düzeyi gösterir.

Türkiye'nin brüt hidroelektrik potansiyeli üzerinde 1965-1987 döneminde değişik altı çalışma yapılmış olup, 433-455 TWh/yıl arasında saptanmıştır. Düşü-akım diyagramları yöntemine göre değişik araştırmacılar tarafından hesaplanmış brüt hidroelektrik potansiyel değerleri Tablo 4.1'de topluca gösterilmiştir [11]. Tablodaki güç değerleri 8760 h/yıl değerine göre hesaplanmış teorik değerlerdir.

Tablo 4.1 Türkiye'nin brüt hidroelektrik enerji potansiyeline ilişkin hesaplama sonuçları [11]

İlgili Çalışma	Gözlem istasyonları (adet)	Toplam gözlem süresi (istasyon.yıl)	Brüt potansiyel	
			(TWh/yıl)	(MW)
DSİ (Öziş), 1965	229	1 700	433	49 417
Öziş, 1966	518	3 000	436	49 800
Öziş, 1971	660	4 300	435	49 240
Erke, 1978	660	4 300	455	51 978
Öziş, et.al., 1985	660	4 300	433	49 427
Baran ve Durnabaş, 1987	1 467	13 400	442	50 428

Brüt potansiyel bütün doğal akışların, deniz seviyesine, sınır aşan sularda sınıra kadar % 100 verimle türbinlenerek elde edilebileceği varsayılan yıllık enerji potansiyelini ifade etmektedir. Brüt hidroelektrik potansiyel için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı yayınlarında ve raporlarında 430 TWh/yıl ve Devlet Su İşleri (DSİ) yayınlarında ise 433 TWh/yıl değeri esas alınmaktadır. Ortaya sunulan bu değerler arasındaki fark önemsizdir. Türkiye'de havzalara göre ortalama yıllık akış miktarları ve brüt potansiyel değerleri Tablo 4.2'de verilmiştir. DSİ tarafından benimsenen ve ayrıntısı ile 432 981 GWh/yıl enerji olan brüt potansiyelin güç karşılığı, 8760 h/yıl değerine göre 49 427 MW'dır. Hidroelektrik santrallerin yıllık çalışma süresi 4000 h/yıl varsayımı ile söz konusu enerjinin karşılığı olacak kurulu güç gereksinimi 108 245 MW'dır. Brüt potansiyelin tamamı üretime dönüştürülemez. Üretime dönüştürülebilecek maksimum potansiyel teknik potansiyel olmaktadır.

Tablo 4.2 Türkiye'de havzalara göre yıllık akış ve brüt hidroelektrik potansiyel [11].

Havza	Ortalama yıllık akış(milyar m ³)	Akışa katkı (%)	Hidroelektrik Potansiyel		
			(GWh/yıl)	(MW)	(%)
Fırat	31.61	17	84 122	9 603	19.4
Dicle	21.33	11.5	48 706	5 560	11.2
Doğu	14.9	8	48 478	5 534	11.2
Doğu Akdeniz	11.07	6	27 445	3 133	6.3
Antalya	11.06	5.9	23 079	2 634	5.3
Batı	9.93	5.3	17 914	2 045	4.1
Batı Akdeniz	8.93	4.8	13 595	1 552	3.1
Marmara	8.33	4.5	5 177	591	1.2
Seyhan	8.01	4.3	20 875	2 383	4.8
Ceyhan	7.18	3.9	22 163	2 530	5.1
Kızılırmak	6.48	3.5	19 552	2 232	4.5
Sakarya	6.4	3.4	11 335	1 294	2.6
Çoruh	6.3	3.4	22 601	2 580	5.2
Yeşilırmak	5.8	3.1	18 685	2 133	4.3
Susurluk	5.43	2.9	10 573	1 207	2.4
Aras	4.63	2.5	13 114	1 497	3
Konya-kapalı	4.53	2.4	1 218	139	0.3
Büyük Menderes	3.03	1.6	6 263	715	1.4
Van Gölü	2.39	1.3	2 593	296	0.6
Kuzey Ege	2.09	1.1	2 882	329	0.7
Gediz	1.95	1.1	3 916	447	0.9
Meriç-Ergene	1.33	0.7	1 000	114	0.2
Küçük Menderes	1.19	0.6	1 375	157	0.3
Asi	1.17	0.6	4 897	559	1.1
Burdur-Göller	0.5	0.3	885	101	0.2
Akarçay	0.49	0.3	543	62	0.1
TOPLAM	186.05	100	432 981	49 427	100

Hidroelektrik enerji üretiminin teknolojik üst sınırını gösteren teknik yönden değerlendirilebilir su kuvveti potansiyeli, kullanılan teknolojiye bağlı olarak meydana gelebilecek düşü, akım ve dönüşümdeki kayıplar hariç tutularak hesaplanır. Teknik açıdan uygulanması mümkün su kuvveti projelerinin tümünün gerçekleştirilmesi sonucunda elde olunabilecek üretimin maksimum değerini gösteren teknik potansiyel, enerji değeri olarak brüt potansiyelin bir fonksiyonudur ve onun yüzdesi olarak ifade olunur.

Hidrolik santrallarda net düşünün toplam düşüye oranı, 0.5 ile 0.9 arasında değişip, ortalama 0.7 alınır. Türbinden geçirilebilen debinin, tesisin bulunduğu yerdeki su akımına oranı ise birden küçük olup, yaklaşık hesaplamalarda 0.9 seçilmektedir. Tesisin şalt sahasında elde olunan elektrik gücünün, suyun türbinlere etkittiği mekanik güce oranı, yine yaklaşık hesaplamalarda ortalama 0.8 düzeyinde varsayılmaktadır. Sudan enerji üretiminde zorunlu kayıpların oluşturacağı toplam etki katsayısı $0.7 \times 0.9 \times 0.8 = 0.5$ kadardır. Bu nedenle, teknik yönden değerlendirilebilir su kuvveti potansiyeli $442 \text{ TWh/yıl} \times 0.5 = 222.5 \text{ TWh/yıl}$ 'dır. Bugün için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı bu değeri 215 TWh/yıl , Devlet Su İşleri 216 TWh/yıl olarak almaktadır. 216 000 GWh/yıl enerjinin üretilmesi için gereken hidrolik kurulu güç, 4000 h/yıl çalışma koşulu ile 54 000 MW 'dır.

Beklenen yararları ve mali getirisi giderlerinden fazla olan ekonomik su kuvveti potansiyeli ekonomik analizlerle belirlenmekte olup, bu analizde hidroelektrik kaynaktan sonra en ucuz üretim kaynağı olabilecek bir tesisin yıllık giderleri, hidroelektrik santralin geliri olarak değerlendirilmektedir. Hidroelektrik santral bir başka birincil kaynaklı santralla karşılaştırılmakta, ekonomik bulunursa bu kapsama alınmaktadır. Günümüzde karşılaştırmaya temel olan referans santral grubu doğal gaz ve ithal kömür santral grubudur. Doğal gaz ve ithal kömür fiyatlarındaki artışlar, ekonomik hidroelektrik potansiyeli artıran ana faktördür. Günümüzde yalnızca ekonomik ve politik çalkantılardan etkilenen bu yakıt fiyatlarının uzun dönemde kaynak kıtlığından etkilenmesi de kaçınılmazdır.

Ekonomik hidroelektrik potansiyel için 1990 sonrasındaki pekçok raporda 124.5 TWh/yıl değerinin yazılmış olmasına karşın, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 1998 raporlarında 123 799 GWh/yıl ve DSİ de son olarak 123 385 GWh/yıl değerini

vermektedir. 2000-2025 arasındaki dönemde bu değerin 150 TWh/yıl değerini çok aşması beklenmelidir. Çünkü, 25 yıl önce 70 TWh/yıl olan bu değer, bugüne kadar 50 TWh/yıl düzeyini aşkın bir artış göstermiştir. Türkiye gibi, gerek enerji talebinin ve gerekse enerji fiyatlarının hızlı artışının yanısıra, akarsu havza geliştirme planlarının yeterince gerçekleştirilmemiş olduğu ülkelerde, ekonomik hidroelektrik potansiyelde zamanla önemli artışlar görülmesi olağandır.

Teknik ve ekonomik hidroelektrik potansiyelin yeni projelerle belli oranda artırılması Devlet Su İşleri tarafından da olanaklı görülmekle birlikte, artışın % 5'i geçmeyeceği savlanmaktadır. Ayrıca, artan nüfusa bağlı olarak içme ve kullanma suyu talebi potansiyel artışını olumsuz etkilemektedir.

Devlet Su İşleri tarafından yapılan çalışmalara göre 123.4 TWh/yıl ekonomik potansiyelin değerlendirilmesi için 493 adet hidroelektrik santralla 34 892 MW kurulu güce gerek vardır. Bu hesaplamada hidrolik santralların yıllık çalışma süresi, 8 760 saatin % 40'ını kapsar biçimde ortalama 3 540 saat dolaylarında alınmıştır. Bu varsayımına göre teknik potansiyelin tamamının değerlendirilmesi için gereken kurulu güç 61 000 MW kadardır. Hidroelektrik santralların yıllık maksimum çalışma süreleri de 5 000 h'ı aşmamaktadır.

Kullanılabilir hidroelektrik potansiyeli akarsu rejimi önemli ölçüde etkilemektedir. Türkiye'de akarsu rejimi düzenli değildir. TEAŞ tarafından yapılan normal, kurak ve yağışlı dönemleri saptamaya yönelik bir çalışma ile her yıl için üç hidrolojik rejimin gerçekleşme olasılığının % 65 ortalama yağışlı yıl, % 20 yağışlı yıl ve % 15 kurak yıl olduğu belirlenmiştir [11].

4.2.4. Hidroelektrik santrallar

Hidroelektrik santrallar (HES); barajlı santrallar ile doğal göl ve akarsu santralları olarak ikiye ayrılabilir. Barajlı santrallar genellikle büyük rezervuar (yıllık rezervuar) kapasitelidir. Literatüre göre bu tür santrallar pik (puant) yük santralları olarak da tanımlanır. Akarsu santralları ise devamlı olarak çalıştıklarından baz yük santralları olarak tanımlanırlar. Türkiye'de 1997 yılı itibari ile hidroelektrik üretimin % 95.7'si barajlı santrallardan, % 4.3'ü de doğal göl ve akarsu santrallarından sağlanmıştır. Türkiye'nin toplam elektrik üretimi içerisinde barajlı santralların katkısı % 36.5,

doğal göl ve akarsu santrallerinin katkısı % 1.7'dir. Türkiye'de barajlı santraller pik yük dışında baz yük karşılamak için kullanılmaktadırlar [11].

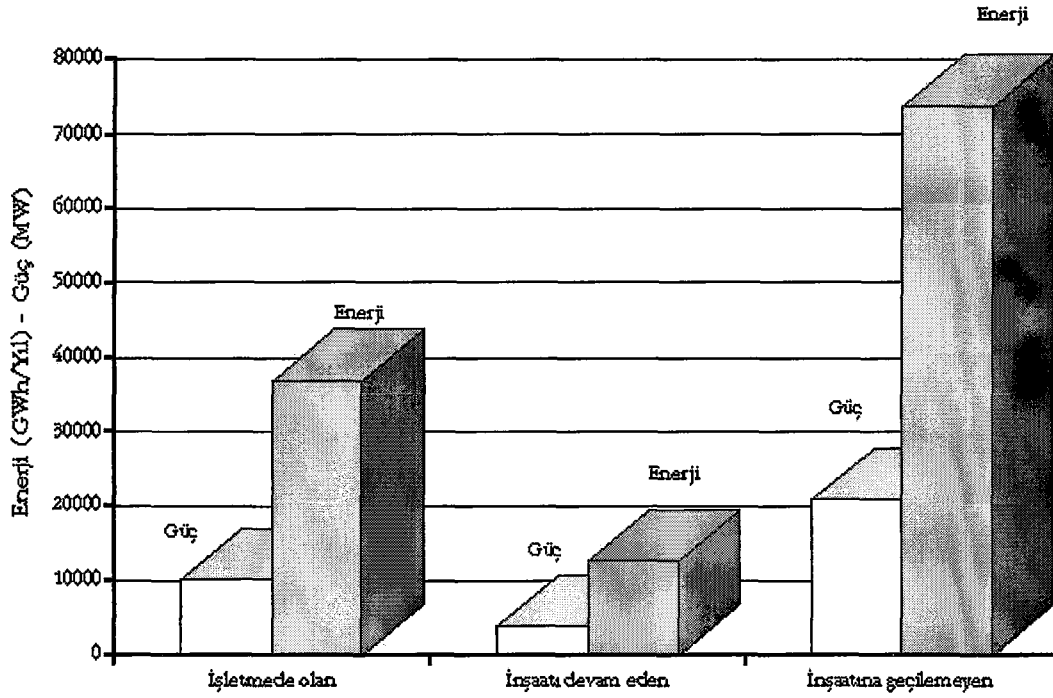
Barajlar hidroelektrik enerji üretimi, içme ve kullanma suyu sağlama, sulama ve taşkın koruma gibi amaçlardan biri veya birkaçı için inşa edilirler. Dünya Barajlar Kütüğü kayıtlarına göre, Türkiye'de ICOLD (Uluslararası Büyük Barajlar Komisyonu) standartlarında; temelden yüksekliği 15 m'den çok ve rezervuar hacmi 3 hm³ den büyük, 439 adedi işletmede ve 206 adedi de inşa halinde olmak üzere 645 baraj bulunmaktadır. 1998 yılı başı itibari ile işletmede olan 186 ve inşaatı devam eden 103 baraj enerji amaçlıdır. Söz konusu toplam 289 barajın % 22'sini oluşturan 63 baraj çok amaçlı grupta yer almaktadır. Çok amaçlı barajların 39'u işletmede ve 24'ü inşa halindedir.

1997 yıl sonu itibari ile Türkiye'nin kurulu hidroelektrik gücü 10 108 MW'dır. Kalan 24 754 MW gücün yaklaşık % 10'u inşaat aşamasında olup, % 60'ı inşaatına geçilemeyen projedir. Tablo 4.3'de ve Şekil 4.2'de ekonomik hidroelektrik potansiyele göre hidroelektrik santral projelerinin durumu gösterilmiştir. Ekonomik hidroelektrik potansiyelin % 30'u işletmede iken, inşaat halinde olan ve kesin projesi hazır bulunanların payı % 23 kadardır. Diğerleri ön inceleme ve planlama aşamasındadır. İşletmede olan 100 hidroelektrik santralin 34'ü barajlı santral, diğerleri doğal göl ve akarsu santralidir. Akarsu santrallerinden küçük kapasiteli 31 adedi devre dışı bırakılmıştır. Türkiye'de 69 hidroelektrik santral ile fiili üretim, öngörülen proje değerlerinin üzerinde gerçekleştirilmiştir [11].

Tablo 4.3 1997 yıl sonu itibari ile Türkiye ekonomik hidroelektrik potansiyelinin değerlendirilme durumu [11].

Hidroelektrik santral projelerinin durumu	HES (Adet)	Toplam kurulu güç (MW)	Yıllık ortalama enerji (GWh/yıl)	Payı (%)	Ardışık Payı (%)	Ort. yıllık Faktör (%)
1997 yıl sonunda işletmede olan	100	10 108	36 866	30	30	42
İnşaatı devam eden	33	3 938	12 580	10	40	36
İnşaatına geçilemeyen	360	20 816	73 939	60	100	40
TOPLAM	493	*34 862	123 385	100	-	40

(*) Çalışmayan küçük santrallerin 10 MW toplamı da dahildir.



Şekil 4.2 Türkiye Ekonomik Hidroelektrik Potansiyelinin Değerlendirilme Durumu (1997)

1997 yıl sonu itibari ile Türkiye'de kurulu hidroelektrik gücünün 9 404 MW'ı TEAŞ'ın ve 704 MW'ı özel sektörün elindedir. TEAŞ hidrolik santralleri 37 341.6 GWh üretim yapmıştır. Ayrıcalıklı ortaklıklar, üretim şirketleri ve otoprodüktörler ile özel sektörün hidrolik enerji üretimi 2 474.5 GWh olmuştur. Şu anda çalışmakta olan büyük hidroelektrik santrallerden Sır HES dışındakiler TEAŞ'ın mülkiyetindedir. Kurulu gücü 250 MW'dan büyük olan hidroelektrik santrallerin 1997 yılı üretimleri Tablo 4.4'de yer almaktadır. Tabloda gösterilen sekiz santral üretimin % 81'ini sağlamıştır. Yine gücü 250 MW'dan büyük olan inşa halinde ve inşasına başlanamamış hidroelektrik santraller de Tablo 4.5'de verilmiştir. Gücü 250 MW'ın üzerinde çalışan, inşa halinde olan ve inşasına başlanamamış santraller toplam 25 adettir.

1997 yılı ile hidroelektrik üretimin % 26.6 sını karşılayan Atatürk HES kurulu gücü ile dünyada 23. sırada, üretimde % 22 payı olan Karakaya dünya güç sıralamasında 37. sırada yer almaktadır. Halen 24 adedi DSİ, bir adedi TEAŞ ve 8 adedi özel sektör tarafından inşa ettirilen 33 hidroelektrik santralin tamamlanması ile hidroelektrik kurulu güç 3 938 MW ve ortalama üretim kapasitesi 12 580 GWh artarak, toplam kurulu güç 14 046 MW'a, yıllık üretim kapasitesi 49 446 GWh'a ulaşacak ve ekonomik potansiyelin % 40'ı geliştirilmiş olacaktır.

Türkiye gibi hidroelektrik enerji açısından zengin çeşitli ülkelerde hidroelektrik potansiyelin % 95'lik bölümünün kullanıma sokulması için gerekli sürenin 30 ile 100 yıl olduğu görülmüşse de, daha çok 60-70 yıl süreleri geçerlidir. Türkiye'de su gücünün değerlendirilmesi 1950'li yıllarda başlamış olup, 1953 yılında yapılan Türkiye 1. İstişari Enerji Kongresi'nde hidroelektrik enerji politikasının temelleri konularılmıştır. 1950 yılında 18 MW kurulu hidrolik gücü olan Türkiye'de, 48 yıl sonra ekonomik hidroelektrik potansiyelin % 30'u kullanılabilir duruma sokulabilmiştir.

Tablo 4.4 Çalışan büyük hidroelektrik santrallerin kurulu güç ve 1997 yılı üretimleri [11]

Santralin adı	Gücü (MW)	Üretimi(GWh/1997)	
		Brüt	Net
Atatürk HES	2 400.0	10 610.9	10 520.6
Karakaya HES	1 800.0	8 800.1	8 746.9
Keban HES	1 330.0	7 676.8	7 437.0
Altınkaya HES	700	1 253.7	1 233.4
Oymapınar HES	540	1 187.1	1 170.1
Hasan Uğurlu HES	500	1 192.5	1 161.9
Sır HES	284	752.0 ortalama üretim	
Gökçekaya HES	278.4	589.6	582.6

Tablo 4.5 İnşa Halinde Olan ve İnşaatına Başlanılmamış Bulunan Hidroelektrik Santral Projeleri [11].

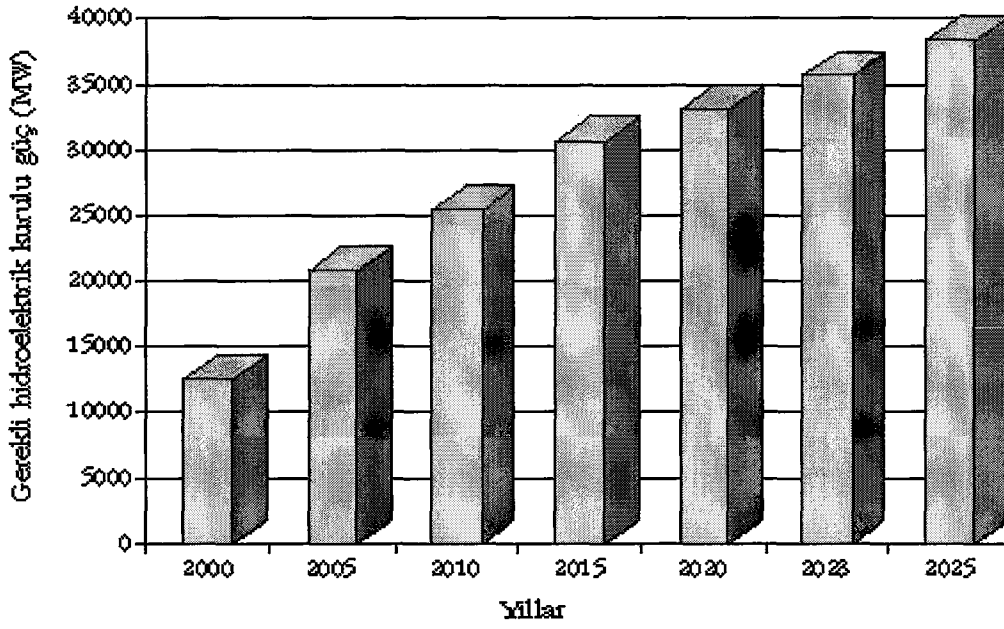
Proje Adı	Kurulu Gücü (MW)	Ortalama üretimi (GWh/yıl)	Açıklama
Birecik	672	2 460	YİD modeli ile inşası sürmekte.
Berke	510	1 668	ÇEAŞ tarafından inşası sürmekte.
Deriner	670	2 118	DSİ tarafından inşası sürmekte.
İhsu	1 200	3 833	DSİ tarafından inşası sürmekte.
Yusufeli	540	1 705	DSİ tarafından yapılacak kesin projesi hazır.
Borçka	300	1 039	DSİ tarafından yapılacak kesin projesi hazır.
Artvin	332	1 026	DSİ tarafından yapılacak kesin projesi hazır.
Kayraktepe	420	991	Kesin projesi hazır.
Boyabat	513	1 468	YİD modeli ile Danıştay onayından geçmiş, kesin projesi hazır.
Yedigöze	250	969	YİD modeli ile sözleşme görüşmeleri başlamış, kesin projesi hazır.
Ermenek	320	1 022	Kesin projesi yapılmakta.
Doğanlı	462	1 327	Master planı hazır.
Göktaş	270	1 160	YİD modeli ile değerlendirilmesi devam eden, planlaması hazır.
Çetin	350	1 237	YİD ile başvuru aşamasında, ön incelemesi hazır.
Beyhanı	300	1 435	Ön incelemesi hazır.
Kaleköy	293	1 293	Ön incelemesi hazır.
Of-Solaklı	380	1100	YİD modeli ile sözleşmesi hazır.

4.2.5. Sonuç, yeni hidroelektrik santraller stratejisi ve öneriler

Enerji talebinin yeteri kadar yedekli bir arz ile karşılanmasında yerli kaynakların katkısı büyük olmaktadır. Hidrolik enerjinin yerli ve yenilenebilir bir kaynak oluşu, çevre etkisindeki olumsuzlukların azlığı, işletme ve bakım masraflarının düşüklüğü, olabildiğince geliştirilmesini zorunlu duruma getirmektedir. Türkiye'de su kaynaklarının kullanılmasına öncelik verilmesi bir ulusal politika olarak benimsenmiştir. Bugüne kadar hidroelektrik kurulu güçte önemli gelişmeler sağlanmış olsa da, yukarıda açıklandığı gibi yeterli değildir. Hidroelektrik enerjinin geliştirilmesi yeni bir strateji ile ele alınmak zorundadır.

TEAŞ tarafından ENPEP ELECTRIC ve WASP III+ optimizasyon modelleri kullanılarak yapılan çalışmaya göre hidroelektrik kurulu gücün 2005 yılında 17 981 MW, 2010 yılında 24 935 MW, 2015 yılında 28 806 MW ve 2020 yılında 29 984 MW olması gerekmektedir. Böylece 2020 yılında üretilecek hidrolik enerji 103 715 GWh olacaktır. 3. Bölümde açıklanan ve bu rapor için EOM modeli ile yapılan çalışmaya göre, ekonomik hidroelektrik potansiyelin tamamının 2023 yılında kullanılır duruma getirilmesi için hidroelektrik kurulu gücün; 2005 yılında 20 824 MW, 2010 yılında 25 565 MW, 2015 yılında 30 628 MW, 2020 yılında 33 186 MW ve 2023 yılında 35 635 MW olması gerekmektedir. Böylece 2023 yılında üretim 124 721 GWh'a çıkabilecektir. Önerilen üretim serisi Şekil 4.3'de gösterilmiştir [11].

Hidroelektrik santrallerin yapılması; inşaat işleri ve elektromekanik donanım kurulması olmak üzere iki ana bölümde gerçekleştirilmektedir. Hidroelektrik santral inşaatı için yerli teknoloji yeterli durumdadır. Ancak, küçük güçlü elektromekanik donanım için yerli olanak varken, orta ve büyük güçlüler için bu olanak yeterli değildir. 50-250 MW güç kademesi için yerli elektromekanik sanayinin desteklenerek geliştirilmesi, hidroelektrik projelerin gerçekleştirilmesine büyük kolaylık sağlayacaktır. Yerli elektromekanik sanayi, yabancı sermaye ve teknoloji transferinin katılımıyla geliştirilmelidir.



Şekil 4.3 Türkiye Cumhuriyeti'nin 100. Yılında 75. Yılda ekonomik hidroelektrik potansiyelin tamamının kullanılabilir duruma getirilmesi için oluşturulması gereken hidroelektrik kurulu güç trendi

2001 yılında hidroelektrik kurulu gücün 12 628.1 MW'a, ortalama yıllık üretimin de 45.5 TWh/yıl düzeyine ulaşması beklenmektedir. Dünyadaki gelişime bakılınca, 21. Yüzyılın ilk çeyreğinde ekonomik hidroelektrik potansiyelin bugünkü düzeyini aşmış biçimde tam değerlendirilmiş olması hedeflenmelidir. Cumhuriyet'in 100. Yılı'na ekonomik hidroelektrik potansiyelin tamamı değerlendirilmiş olarak girebilmek için her sene yaklaşık 1000 MW'lık hidrolik proje gerçekleştirmek gerekmektedir. Resmi raporlarda hidroelektrik santrallerin birim kurulu güç için yatırım maliyetleri 800-1 600 ABD \$/kW, ortalama 1 200 ABD \$/kW olarak belirtilmektedir. Sağlıklı bir ekonomik değerlendirme inşaat, hidromekanik ve elektromekanik teçhizat, şalt tesisi, iletim hattı, mühendislik ve organizasyon giderleri ile hidrolik santral yapımı her yıl en az 1.6 milyar ABD \$'ı yatırım istemektedir [11].

Hidroelektrik potansiyelin kullanımının geliştirilmesinde devlet payını aşağıya çekici ve bu alana yerli+yabancı özel sermayenin girmesini kolaylaştırıcı yasal ve yönetsel düzenleme hızla yapılmalıdır. Yapılacak hidroelektrik santrallerde gecikme oluşmaması gibi gerekçelerle, devlet ağırlığının sürdürülmesi istemleri ve görüşü dikkate alınmamalıdır. Şimdiye kadar yapılan uygulamalar, en büyük gecikmenin devlet yatırımcılığından kaynaklandığını göstermiştir. Mevcut uygulama büyük güçlerde Devlet Su İşleri tarafından santrallerin yapılması ve TEAŞ'a

devredilmesi, küçük ve orta güçlerde sınırlı olarak Yap-İşlet-Devret modelinin uygulanması biçimindedir.

Oysa, tüm hidroelektrik santraller yerli+yabancı özel sektör işbirliği ile kurulabilir. Türkiye'de büyük hidroelektrik projelerin bir kısmı devlet eli ile tamamlanmış, kalanı da devlet ve bir ölçüde özel sektör tarafından ele alınmış durumdadır. Devlet eliyle kurulmuş ve kurulmakta olan, mülkiyeti devlet elinde bulunan hidroelektrik santrallerin işletme haklarının bir plan kapsamında özel sektöre devredilmesi, yeni kurulacak santrallerin özel sektör eliyle kurulmasına öncelik ve olanak tanınması temel politika olmalıdır. Bugünkü mevzuata göre, özel sektör hidrolik santralleri Yap-İşlet-Devret modeli ile yapabilmektedir. Bu modele yeni bir işlerlik kazandırmak, anayasal ve yasal düzenlemeler yapmak, hidrolik santrallerin ekonomik ömrü boyunca ya da belli süre için işletmeciyeye tam bir mülkiyet hakkı tanımak gerekmektedir. Bu mülkiyet hakkı süre bitiminde belli koşullarla yenilenmeli, kaynağın kötü kullanılması durumunda süre bitmeden kaldırılabilir.

Yeni bir strateji saptanırken projelerin büyüklüğü önemlidir. Türkiye'nin işletmede olan altı büyük hidroelektrik santralının (Atatürk, Karakaya, Keban, Altınkaya, Oymapınar, Hasan Uğurlu) güçlerinin toplamı 7 270 MW ve yıllık ortalama üretimleri toplamı 26.7 TWh/yıl olup, kurulu gücün % 72'sini ve ekonomik hidroelektrik potansiyelin de % 21.5'ini kapsamaktadır [11].

Türkiye'de inşaatına henüz geçilemeyen 360 proje kapsamında; 1000 MW'dan büyük bir proje, 500 MW'dan büyük iki proje bulunmaktadır. Bunların toplam güçleri 2 253 MW'dır. 250-500 MW güç kademesinde toplam gücü 3 596.6 MW olan 11 proje vardır. Hidroelektrik projelerin 300 adet ile büyük bir bölümü 10-100 MW arasında olup, toplam güçleri 8 137.7 MW'dır. Tablo 4.6'da inşaatına henüz geçilemeyen toplam 360 adet hidroelektrik projenin güç kademesine göre sınıflandırması verilmiştir [11].

Tablo 4.6 DSİ verilerine göre ekonomik hidroelektrik potansiyel kapsamında olmakla birlikte inşaatına henüz geçilememiş 360 hidroelektrik santral projesinin güç dağılımı.

Güç Kademesi	Proje Sayısı	Güç Toplamı (MW)	%	Ortalama Üretim (GWh)	%	Güvenilir Üretim (GWh)	%
< 5 MW	46	121.9	0.59	657	0.89	290	0.67
5 – 10 MW	52	371.2	1.78	1 682	2.27	745	1.73
10 – 50 MW	143	3 547.1	17.04	15 548	21.03	7 997	18.57
50 - 100 MW	59	4 097.5	19.69	14 964	20.24	9 213	21.39
100 - 250 MW	46	6 827.8	32.8	21 806	29.49	13 156	30.54
250 - 500 MW	11	3 596.6	17.28	12 276	16.6	7 158	16.62
500 - 1000 MW	2	1 053.0	5.06	3 173	4.29	2 054	4.77
> 1000 MW	1	1 200.0	5.77	3 833	5.18	2 459	5.71
TOPLAM	360	20 815.2	100	73 939	100	43 071	100

2000-2025 döneminde özellikle orta ve küçük hidroelektrik santrallerin yapımı ağırlık kazanacaktır. Bu kapsamda 100-1000 MW'lık projeler ile 10-100 MW'lık projeler kendilerine özgü teknik ve ekonomik koşullar içinde ayrı değerlendirilmelidir. Hidroelektrik santral gücü küçüldükçe, genelde birim kurulu güç maliyeti artmakta ise de, 5 MW'dan küçük santraller ucuza mal olurken, 5-50 MW arasındaki santrallerin birim kurulu güç başına yatırım maliyeti yüksek olmaktadır. Bu tür santrallerin kurulmasında dünyada örnekleri olduğu gibi, çeşitli yoldan sağlanabilecek devlet katkısı ile maliyetleri düşürerek özel sektörü teşvik edici önlemler uygulanmalıdır. 50-250 MW güçlü santrallerin özel sektör tarafından yapımı sorunlu gözükmemektedir. 250 MW'dan büyük santrallerin finansmanı büyük olduğundan, yine özel sektör eliyle gecikilmeden yapılmaları için çeşitli yollarla devlet desteği sağlanabilir.

Hidroelektrik santraller pekçok ülkede puant yükü karşılamak için kullanılır. Türkiye gibi su kaynakları zengin olan ülkelerde, bir ölçüde sistemi besleyen baz santraller olarak kullanılmaları olağandır. Ancak, Türkiye'de de puant talebin karşılanması sorunu vardır ve hidroelektrik santrallerin sürekli aşırı yüklenerek çalıştırılması puant talebin karşılanmasında olumsuzluklar yaratmaktadır. Puant yükün karşılanmasında hidrolik enerjiden yararlanmak için "pompa depolamalı hidroelektrik santraller" dönemine adım atılmalıdır.

Pompa depolamalı hidroelektrik santraller yüke uyabilmede esneklik sağlama, yedek enerji tutabilme, güç faktörünün iyileştirme ve frekans regülasyonu yapabilme gibi avantajlar getirmektedir. Pompa depolamalı hidroelektrik santraller konusunda ABD ve batıda yapılan uygulamalar, ekonomik çalışmaya olanak tanıdıklarını kanıtlamıştır.

Pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin dünyadaki durumuna bakıldığında toplam 82 804 MW kurulu güç ile 290 santralin işletmede olduğu ve yaklaşık 30 000 MW kurulu güç ile 42 santralında inşa halinde bulunduğu görülmektedir. ABD'de 18 000 MW, Japonya'da 17 000 MW, İtalya'da 6 500 MW, Almanya'da 5 700 MW, İspanya'da 5 000 MW, Fransa'da 5 000 MW ve Avusturya'da 3 000 MW kurulu güçte pompa depolamalı santraller vardır [2]. Bugün dünya genelinde pompa depolamalı santrallara artan bir eğilim gözlenmektedir. Örneğin, Çin 3 400 MW, Japonya 9 930 MW, Hindistan 2 620 MW pompa depolamalı santral inşa etmekte, Rusya gibi hidroelektrik potansiyeli zengin ülke bile pompa depolamalı santral planlamaktadır. Türkiye'de de bu konuda TEAŞ ve DSİ işbirliği ile fizibilite hazırlanması üzerinde uzlaşmıştır.

Pompa ile yüksek bir rezervuarda su depolama, mekanik enerji depolama yöntemlerinden biridir. Barajlı hidrolik santrallara uygulanmasında, baraj gölünün dışında ayrı bir rezervuar depolama için kullanılmaktadır. Bu amaçla normal koşulda türbinden geçen ve santraldan nehre atılan suyun (kuyruk suyunun) bir kısmı özel rezervuara pompalanmaktadır.

Pompa depolamalı hidroelektrik santral entegre bir sistem olup, pompaj için gerekli enerji santralin normal ünitelerinden sağlanmaktadır. Normal koşullarda barajdan santralin türbinlerine baraj cebri boruları ile su gelmesine karşın, pik yük için çalışma

koşulunda vanalarla komuta edilen depo cebri borularından yine aynı türbinlere su gelmektedir. Tipik değerlerle pompa-motor ve türbin-jeneratör randımanları sırasıyla % 88 ve % 85'dir. Buna göre toplam randıman $(0.88) \times (0.85) = 0.75$ olduğundan, pik zaman dışındaki 4 kWh harcanarak depolanacak enerji, pik yük anında 3 kWh olarak yeniden üretilmektedir.

Yapılan uygulamalarda pompalı santrallerin depolama kapasitesi daha çok 20-60 MWh olmasına karşın, 2 MWh'a kadar düşebilen küçük ve 100 MWh'a çıkabilen büyük depolar da vardır. Pompalı santralin depolama kapasitesi; yatırım tutarı, depolanan su için geniş emre amadelik (yararlanabilirlik), çevresel etkiler ve sistemin toplam verimi gibi dört temel faktöre bağlıdır. ABD'deki uygulamalara göre pompalı su depolama sistemlerinin tesis maliyeti 16-26.5 ABD \$/m³ sınırları arasındadır.

Depo rezervuar düşüşü 30 m dolaylarında olmaktadır. Suyu 30 m düşü yüksekliğine pompalamakla kazanılan potansiyel enerji 0.082 kWh/m³ kadardır. Buna göre 20 000 kWh'lık bir deponun hacmi 250 000 m³ ve 60 000 kWh'lık deponun hacmi de 750 000 m³ dolaylarındadır. Sisteme 40 yıllık ömür tanınarak amortisman hesaplanmaktadır. Normal çalışma koşulunun dışında, pik yük anında bu sistemle üretilecek enerjinin birim maliyeti 1.31-2.18 cent/kWh olarak bildirilmektedir.

Pompa depolamalı sistemin devreye sokulmasındaki çabukluk, bu sistemleri, enterkonnekte şebekeyi besleyen termik santrallerin devreden çıkmasında ya da yetersiz kalmasında ideal bir çözüm aracı durumuna getirmektedir. Bu tür santraller elektrik sisteminin işletme güvenirliliği sağlanmasına büyük katkı yaptığından, çeşitli ülkelerde yaygınlaştıkları görülmektedir. Türkiye'de 2000-2025 döneminde pompalı hidroelektrik santralleri kurulmasına girişilmeli ve ilk etapta kurulu hidrolik gücün % 5'i kadar bir hedef seçilmelidir.

Hidroelektrik santrallerin ekonomik ömrünün 50 yıl sayılmasına karşın, bakım ve yenilemelerle ömrün 75-100 yıl olabileceği görülmüştür. Bu nedenle, işletmede olan santrallerin bakım ve yenilenmeleri, özel bir proje kapsamında ele alınmalıdır. Mevcut santrallerin ünite güç ve verimlerini yükseltecek rehabilitasyon çalışmaları bir an önce başlatılmalıdır. Bakım ve rehabilitasyon çalışmalarının gerektirdiği mali kaynak göz önünde tutulacak olursa, hızlı ve etkili biçimde yapılabilmesi için en iyi

yöntem, hidroelektrik santrallerin işletme haklarının bir an önce özel sektöre devredilmesidir.

4.3. Petrol ve Doğal Gaz

4.3.1. Giriş

Türkiye'nin gelişmesi ve ekonomisi için başlıca enerji kaynakları olan petrol ve doğal gazın tüm dünya ülkelerinde olduğu gibi ülkemiz için de yaşamsal önemi vardır.

Ülkemizde 1940'lı yıllarda ilk petrol sahası (Raman) keşfedilmiş, 1976 yılında Trakya-Hamitabat'da doğal gaz üretimiyle tanışılmış, 1987 yılında doğal gaz ithalatı ve 1994 yılında LNG ithalatı başlamıştır.

1954 yılında petrol aranmasına ve işletilmesine yerli ve yabancı özel sermayenin girmesine olanak tanınmıştır. Türkiye'de 1954-1997 döneminde 188 şirket, petrol arama ve işletme faaliyetinde bulunmuştur. 1997 yılında arama ve işletme faaliyetinde bulunan şirket sayısı 25'dir. Bu şirketlerin 21'i yabancı, 4'ü yerlidir [11].

1997 yılı sonuna kadar Türkiye'de 1,044 arama, 450 tesbit, 1,248 üretim, 30 enjeksiyon ve 78 istikşaf olmak üzere toplam 2,850 kuyu açılmıştır. Bu kuyuların toplam metrajı 5,662,812 m'dir. 1997 sonuna kadar 96 adet petrol ve 4'ü CO₂ olmak üzere 21 adet doğal gaz sahası keşfedilmiştir [11].

Türkiye'de açılan arama kuyusu sayısına göre keşif yapılan petrol ve doğal gaz sahası oranı yüksek görünmekte olup, bunun nedeni, sahaların bir kısmının birbirine çok yakın olması ve birbirinden tektonik hatlarla ayrılarak aynı yapıyı paylaşmalarıdır. Bazı ülkelerde yılda açılan kuyu sayısı binler ve onbinler ile ifade olunurken, hatta umutsuz ülkelerde bile yüzlerce kuyu açılabilirken, Türkiye'de 65 yılın ortalaması olarak açılan arama, tesbit, üretim, enjeksiyon ve istikşaf kuyuları sondajı 87,120 m/yıl ve adedi 44 kuyu/yıl'dır. Yalnız arama kuyuları ele alındığında, 1934 yılından 1997 sonuna kadar yapılan sondaj 2,430,505.72 m ve açılan kuyu adedi 1,044 dır. 1997 yılında açılan arama kuyusu sayısı 11, yapılan sondaj 27,489.22 m olmuştur. 1997 yılında açılan toplam kuyu sayısı ise 51 olup, toplam sondaj 107,167.22 m'dir [11].

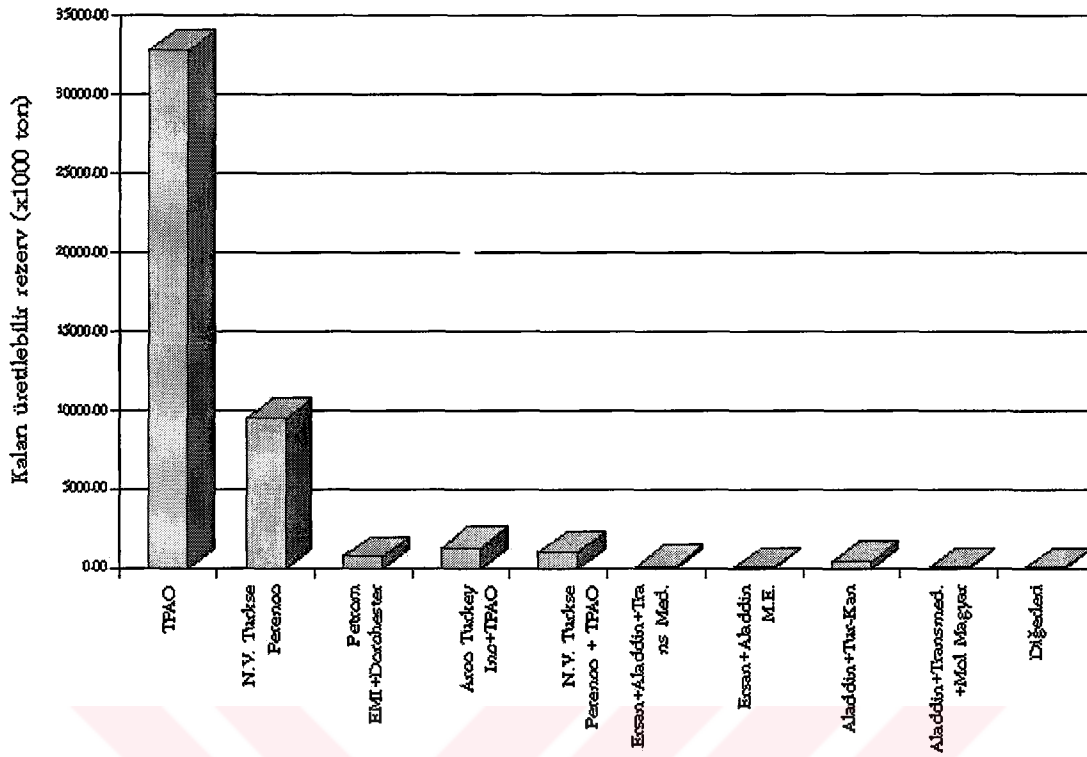
4.3.2. Arama çalışmaları ve rezervler

Petrol rezervleri jeolojik yapıya bağlı bir olgudur. Türkiye'de petrol taşıması ihtimali bulunan efektif petrol taşıyabilir alan üzerinde yapılan teorik çalışmalarla ortaya konulmuş rezerv alternatifleri bulunmaktadır. Efektif petrol taşıyabilir alan, karalarda toplam umutlu alanların % 1-10'u denizlerde % 6-9'u kadar olmaktadır. Buna göre Türkiye'de petrol taşıyabilir efektif alan ihtimali karalarda 188,662 km², denizlerde 146 443 km² olmak üzere toplam 335,105 km²'dir. Bu sahaların kesin bulgulanması için detaylı arama yapılması gereken alanlar ise; karalarda 545,000 km², denizlerde 296,000 km², yani toplam 841,000 km² kadardır. Yapısal ve stratigrafik analizlere göre petrol ve benzer hidrokarbonlara rezerv oluşturabilecek en az alan büyüklüğü karalarda 6,947 km², denizlerde 3,644 km² ve toplam 10,591 km²'dir.

Önceki arama bulgularından yararlanılarak yapılan hesaplamalarla, yukarıda belirtilen rezerv alanının içerebileceği petrol miktarı için ortaya konulan seçeneklere göre, Türkiye'de ortalama 1.8-10.4 milyar ton arasında petrol rezervi bulunabileceği öne sürülmüştür. Böyle bir rezervden çıkarılabilecek petrol ise 274 milyon ton ile 1.58 milyar ton arasındadır.

Türkiye'de petrol aramaları X. Bölge Siirt, XI. Bölge Diyarbakır, XII. Bölge Gaziantep üzerinde yoğunlaştırılmış, ardından I. Bölge Marmara, XIII. Bölge Hatay, XIV. Bölge Adana, XV. Bölge Konya, XVI. Bölge Antalya yörelerinde sürdürülmüştür. II. Bölge Bolu, III. Bölge Ankara ve XVII. Bölge İzmir'de de sınırlı aramalar yapılmıştır. Ancak onsekiz bölgenin tamamının yeterince arandığı söylenemez. Öncelikle Güneydoğu Anadolu, Batı Toroslar, Batı Karadeniz, İç Anadolu ve denizlerde yapılacak yeni aramalarla bilinen petrol rezervinin artması olasıdır.

1997 yılı sonu itibariyle Türkiye'de bilinen sahalara göre rezervuardaki petrol rezervi (ispatlanmış + muhtemel + mümkün) 6,670,189,000 varil yani 978,749,000 tondur. Buna göre üretilebilir petrol 149,699,000 ton olmaktadır. Bu rezervden yapılmış olan kümülatif üretim 103,362,868 ton olduğundan, geriye kalan üretilebilir petrol rezervi 317,161,852 varil ya da 46,336,132 tondur. Mevcut üretilebilir rezervin % 70.7'si TPAO'ya, % 20.7'si de N.V. Turkse Perenco'ya (eski Shell) aittir. Türkiye petrol rezervinin şirketlere dağılımı Şekil 4.4'de verilmiştir.



Şekil 4.4 Türkiye Petrol Rezervinin Şirketlere Dağılımı

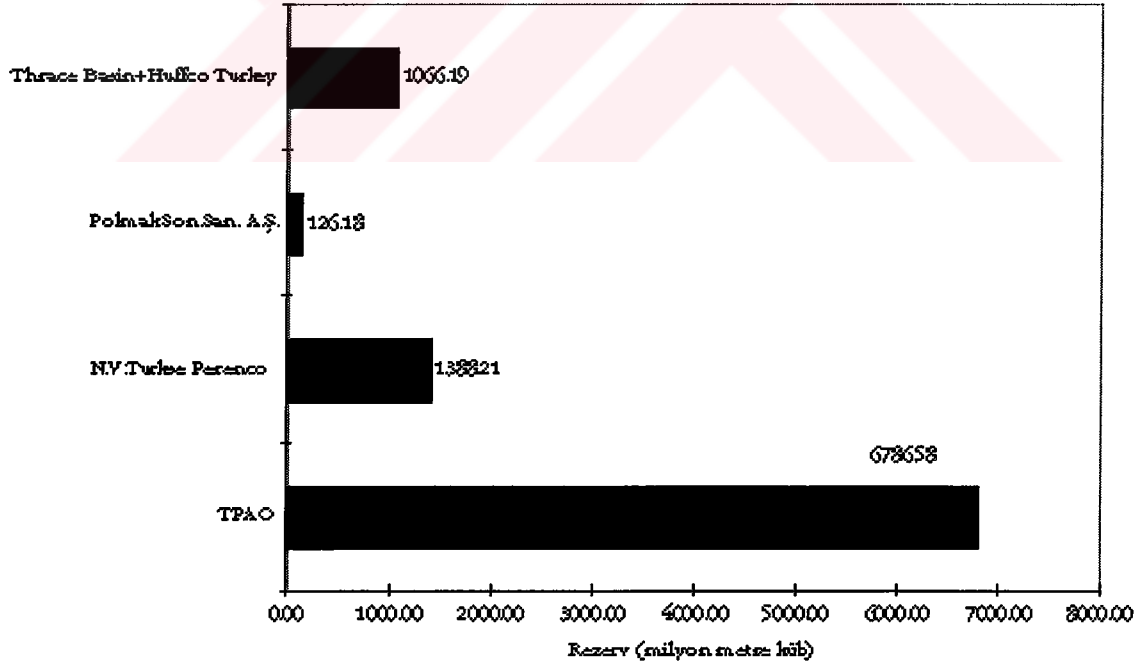
MTA tarafından bulgularan Raman ve Garzan'da ortalama derinlik 1,450 m'yi geçmezken TPAO'nun bulguladığı alanlarda 1000-3 250 m arasında, N.V.Türkse Shell tarafından bulunan sahalarda 1,439-2,531 m, diğer şirketlerce saptanan alanlarda 1,040-3,030 m arasında değişmektedir.

Türkiye'de petrol giderek daha derin kuyularda bulunabilmektedir. Geçmişte Son yıllarda Türkiye'de petrol aramaları giderek azaldığından, rezerv rakamları küçülmekte ve yapılan üretime karşılık yeterli yeni rezerv artışı sağlanamamaktadır. Bu olumsuz gelişimi ortaya çıkaran nedenler; TPAO'ya tanınan aşırı ruhsat hakkı ile olanaklı petrol sahalarının kapatılarak bekletilmesi, TPAO'nun ise arama çalışmalarını yurt içinden gereksiz ölçüde yurt dışına kaydırması ve yurt içindeki aramalarının zayıflaması, yabancı petrol şirketlerine gerekli kolaylığın sağlanmaması, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na bağlı olarak Petrol İşleri Genel Müdürlüğü'nün TPAO'ya avantaj sağlayan tutumunu değiştirecek ve yabancı şirketlerin önünü açacak Petrol Kanunu değişikliklerinin gündeme getirilememesi biçiminde sıralanabilir.

Türkiye'de üretilen ham petrolün ortalama gravitesi 23.8o API olmakla birlikte, bu değer bazı yerlerde 11-1o API değerine düşmektedir. Yerli petrolün genel karakteristikleri olarak % 1'den az kükürt içeren bölümü % 29.1'dir. Yerli petrolümüzün % 6.9'u hafif, % 56.8'i orta ve % 36.3'ü ağır petroldür.

1997 yılı sonu itibariyle Türkiye'nin bilinen sahalarındaki doğal gaz rezervi, rezervuardaki toplam gaz olarak 18,104,718,000 m³, üretilebilir toplam gaz olarak 12,338,576,000 m³ düzeyinde verilmektedir. Ancak, yapılan kümülatif üretim 2,971,418,296 m³ olduğundan, kalan üretilebilir rezerv 9,367,157,704 m³ dır. Bu rezervin % 72.5'i TPAO'nın elindedir. Doğal gaz rezervinin şirketlere dağılımı Şekil 4.5'de gösterilmiştir.

Ülkemizde yeni doğal gaz alanlarının bulunması olasılığı vardır. Özellikle, Batı Karadeniz ve Marmara, Orta Anadolu Bölgesi ümitli alanlar olarak görülmektedir. 1988 yılında Silivri açıklarında denizde bulgular ve 1997'den itibaren günde 1 500 000 m³ üretim yapılmasına başlanan Kuzey Marmara Doğal Gaz Sahası, bu konuda ümitli olunmasını gerektiren önemli bulgulardan biridir.



Şekil 4.5 Türkiye Bilinen Doğal Gaz Rezervinin Şirketlere Dağılımı (1997)

4.3.3. Üretim ve tüketim

Yerli petrol üretimi 1991 yılında 4 451 702 ton iken, sonraki yıllarda düşmüş ve 1997 yılında 3,456,966 ton olmuştur. Üretimin % 70.8'i TPAO'ya, % 16.3'ü N.V. Turkse Perenco'ya aittir. 1997 yılı petrol ithalatı 23,336,672 tondur. İthalatın büyüklüğüne göre petrol alınan ülkeler Suudi Arabistan, İran, Irak, Libya, Suriye, Mısır, Cezayir, Rusya olarak sıralanmaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlamalarına göre petrol ithalatının 2010 yılında 50 877 000 ton ve giderek 2020 yılında 75 048 000 ton olması beklenmektedir.

Petrol ürünleri ithalatı ile birlikte 1997 yılında Türkiye'nin toplam petrol tüketimi 29,175,000 tondur. Türkiye'deki rafinerilerde 1997 yılında 3,271,738 tonu yerli ve 23,397,071 tonu ithal olmak üzere 26,668,809 ton ham petrol işlenmiştir. 1997 yılı petrol ürünleri sivil tüketimi ise 28,255,800 ton olmuştur.

Türkiye'de toplam kurulu kapasiteleri 32 milyon tona ulaşan; Batman, İzmit, İzmir, Ataş ve Kırıkkale rafinerileri faaliyetlerini sürdürmektedir. Bu rafinerilerin kurulu kapasiteleri ve 1997 yılında işledikleri ham petrol miktarları Tablo 4.7'de yer almaktadır. Rafinerilerin petrol ürünleri üretim kapasitelerini göstermek amacıyla Tablo 4.8'de de 1997 yılında ürün üretimleri verilmiştir.

1997 yılında Türkiye'nin yerli doğal gaz üretimi 253,215,832 m³ olmuştur. Üretimin yaklaşık tümü TPAO tarafından yapılmıştır. Thrace Basin Natural Gas Corp. Turkey + Huffco Turkey Inc ortaklığının sembolik bir üretimi vardır. Talebi karşılamak için 1997 yılında 9,874,000,000 m³ doğal gaz ithal olunmuştur. Böylece, 1997 yılı doğal gaz tüketimi 10,127,216,000 m³ düzeyine ulaşmıştır. 1998 yılı için programlanan yerli üretim, Kuzey Marmara Sahasının üretime girmesi nedeni ile 760 milyon m³ dür. Ancak, Türkiye'nin bu yılki talebi 13.4 milyar m³ düzeyindedir.

Türkiye'nin doğal gaz arz kaynakları olarak Batı Terminali ile Rusya Federasyonu'ndan yıllık 6 milyar m³ doğal gaz ithal bağlantısı vardır. Ayrıca, Cezayir'den LNG olarak yılda 4 milyar m³ doğal gaz ithal bağlantısı bulunmaktadır. LNG spot ithalatı da yapılmaktadır.

Tablo 4.7 Türkiye'deki rafinerilerin kurulu kapasitesi ve işledikleri petrol miktarı.

Rafineri	Kurulu Kapasite (ton/yıl)	1997 yılında işlenen petrol (ton/yıl)	
BATMAN (1955)	1 100 000	Yerli Petrol :	824 893
İZMİT (1961)	11 500 000	Yerli Petrol :	713 864
		İthal Petrol :	8 159 702
		Toplam :	8 873 566
ATAŞ (1962)	4 400 000	Yerli Petrol :	540 477
		İthal Petrol :	2 940 764
		Toplam :	3 481 241
İZMİR (1972)	10 000 000	Yerli Petrol :	245 357
		İthal Petrol :	9 676 758
		Toplam :	9 922 115
KIRIKKALE (1986)	5 000 000	Yerli Petrol :	947 147
		İthal Petrol :	2 619 847
		Toplam :	3 566 994
Toplam	32 000 000	Yerli Petrol :	3 271 738
		İthal Petrol :	23 397 071
		Toplam :	26 668 809

Tablo 4.8 Türkiye’de 1997 yılı Petrol Ürünleri Üretimi (ton)

Ürünler	Batman	İzmit	İzmir	Ataş	K.Kale	Toplam
Raf. yakıt gazı	3775	326787	159014	62590	93474	645640
LPG	3563	273738	270409	70205	130091	748006
Nafta	-	261239	1342935	-	-	1604174
Normal benzin	26042	761081	339574	324539	359739	1810975
Super benzin	3845	747960	359992	148434	222784	1483015
Kur.suz benzin	-	260531	70362	53998	106395	491286
Solvent	163	2667	-	-	-	2830
Jet yakıtı	-	651279	497478	40112	138404	1291173
Gazyağı	645	26887	27763	8178	9018	72491
Motorin	120942	2182215	2754733	923609	1168939	7150438
Ürünler	Batman	İzmit	İzmir	Ataş	K.Kale	Toplam
Kal. yakıtı	-	955418	337299	102642	215673	1611032
Fuel oil-6	304938	1900901	2448262	1756440	768547	7179088
Asfalt	323995	409875	333144	-	257933	1324947
Madeni yağ	-	-	259074	-	-	259074
HVGO	-	76146	217521	-	-	293667
Diğerleri	-	18619	73725	2872	10009	105225
TOPLAM	787908	8855343	9491285	3457519	3481006	26073061

Bu arada Rusya ile Batı Terminali'nden, ek olarak 8 milyar m3 lük ve hemen yürürlüğe konulan bir ithal bağlantısı oluşturulmuşsa da, ithalat için bağlantı hattı yeni loop'larla geliştirilmek zorundadır. Ayrıca, kompresör istasyonlarında kapasite artırımı gerekmektedir. Mevcut doğal gaz hattının tevsi çalışmaları

sürdürülmektedir. Nijerya ile 1999 yılında başlayacak 1.2 milyar m³/yıl LNG ithalat bağlantısı yapılmıştır.

Siyasi açıdan belirsizlikleri olmakla birlikte İran ile 1999 yılında başlaması gereken 10 milyar m³/yıl ithalat bağlantısı vardır. Doğu Terminali denilen bu hattın gerçekleşme olasılığı zayıf görünmektedir. Rusya Federasyonu ile 2000 yılında 0.5 milyar m³ ile başlayacak ve kademeli biçimde 16 milyar m³/yıl düzeyine çıkarılacak Karadeniz Doğal Gaz Boru Hattı bağlantısının gerçekleştirilmesine çalışılmaktadır.

Türkiye'nin doğal gaz talebi 2000 yılında 20,790 milyon m³, 2010 yılında 53,553 milyon m³, 2020 yılında 80,000 milyon m³ düzeyine çıkacaktır. Şimdiye kadar yapılan bağlantıların toplamı 45.2 milyar m³/yıl olmakla birlikte, gerçekleştirmelere ilişkin belirsizlikler 2003-2005 yıllarına kadar Türkiye'de doğal gaz sıkıntısının süreceğini göstermektedir.

4.3.4. Uluslararası petrol boru hatları ve Türkiye [11]

Türkiye'nin uluslararası petrol bağlantıları açısından petrol boru hatları, petrol ithalatına güvence getireceği gibi, petrol taşımacılığında Türkiye'ye ekonomik çıkar da sağlayacaktır. Petrol boru hatları konusunda, halen tam kullanılmayan mevcut Irak-Türkiye Petrol Boru Hattı'nın yanısıra, gerçekleşmesi için büyük çaba harcanan Hazar-Akdeniz (Bakü-Ceyhan) Ham Petrol Boru Hattı Projesi üzerinde durulmaktadır.

4.3.4.1. Irak-Türkiye ham petrol boru hattı

Bu hat gerçekte paralel iki hattın oluşmaktadır. Irak'ın Kerkük ve diğer üretim sahalarından elde olunan ham petrolü Ceyhan (Yumurtalık) Deniz Terminali'ne ulaştırmaktadır. Yıllık 35 milyon ton kapasiteli boru hattı, 1976 yılında işletmeye alınmıştır. Ancak, bu birinci hat fiilen Mayıs 1977'de çalışır duruma gelmiştir. 1983 yılında başlayıp, 1984 yılında tamamlanan I. Tevsii Projesi ile hattın kapasitesi 46.5 milyon ton'a yükseltilmiştir. I. Boru Hattı, 641 km'si Türkiye'de olmak üzere 986 km uzunluğundadır. I. Boru Hattı'na paralel olan ve Ağustos 1987'de işletmeye alınan II. Boru hattı ile de yıllık taşıma kapasitesi 70.9 milyon tona ulaşmıştır. II. Boru hattı 656 km'si Türkiye'de olmak üzere 890 km uzunluğundadır.

1990 yılında Körfez Krizi nedeniyle kapatılan hat, 1996 yılında tekrar işletmeye alınmıştır. Birleşmiş Milletler Güvenlik Konseyi'nin 8 Haziran 1997 tarih ve 1111 Sayılı Kararı ile ikinci defa sınırlı petrol sevkiyatına izin verilmiştir. 1997 yılında bu hattın taşınan ham petrol 17.9 milyon tondur. 4 Aralık 1997 tarihinde de üçüncü kez 6 aylık süre için sınırlı petrol sevkiyatına izin verilmiş olup, bu sevkiyat 7 Ocak 1998'de başlamıştır. Birleşmiş Milletler'in kararı doğrultusunda sınırlı petrol sevkiyatı yapılabilen bu hattın, 1998 yılında 140 milyon varil (20.5 milyon ton) petrol taşınması öngörülmüştür. Siyasi belirsizliklerden ötürü bu hattın taşınabilecek petrol için planlama yapılamamaktadır.

4.3.4.2. Hazar-Akdeniz ham petrol boru hattı projesi

Kamuoyunda Bakü-Ceyhan Petrol Boru Hattı olarak bilinen bu projeyle, Hazar Havzası'nda bulunan, Kazakistan, Türkmenistan, Azerbaycan gibi ülkelerde üretilen ham petrolün, boru hattı ile Ceyhan'a taşınması, Ceyhan'dan tankerlerle dünya pazarlarına ulaştırılması amaçlanmaktadır. Projenin fizibilitesi yapılmıştır. Boru hattının toplam uzunluğu 1 730 km olacak ve 468 km'si Azerbaycan'dan, 225 km'si Gürcistan'dan ve 1037 km'si de Türkiye'den geçecektir.

Boru hattı, Bakü yakınlarındaki Sangachally Terminali'nden başlayacak, Türkiye'ye Çıldır Gölü'nün doğusundan girip; Erzurum, Erzincan, Sivas, Pınarbaşı ve Kozan'dan geçerek Ceyhan'a ulaşacaktır. Bu boru hattı ile 45 milyon ton/yıl petrol taşınması planlanmakta olup, bunun 20 milyon ton/yıl kapasitesi Kazakistan petrollerine, 25 milyon ton/yıl kapasitesi de Azerbaycan petrollerine ayrılacaktır. Boru hattı ilk olarak 11.5 milyon ton/yıl kapasite ile çalışmaya başlayacak, 6 yılda 45 milyon ton/yıl kapasiteye ulaşacaktır. Projenin fizibilite ve çevresel inceleme çalışması, Dünya Bankası'ndan sağlanan kredi ile BOTAŞ tarafından hazırlanmakta olup, 1998 yılında tamamlanacaktır.

Bakü-Ceyhan Boru hattı uluslararası politikaya konu olduğundan, üzerinde çok spekülasyon yapılan bir hattır. Türkiye bu boru hattının yapılması için kararlı bir siyaset izlemiş, ABD desteğini kazanmış, Azerbaycan ile ortak politika oluşturmuştur. Türkiye, Azerbaycan, Kazakistan, Gürcistan ve Türkmenistan devlet başkanları arasında da tam bir görüş birliği oluşmuştur. Bakü-Ceyhan petrol boru hattına olumlu yaklaşan uluslararası petrol şirketlerinin yanında, hattı ticari açıdan

uygun görmeyenlerin olduğu bilinmekte ise de, yapılan fizibilite çalışmaları uygunluğunu göstermektedir.

Bakü-Ceyhan hattına Karadeniz'e açılan Bakü-Novorosisk (Gürcistan) ve Bakü-Supsa (Gürcistan) hatları alternatif gibi gösterilmek istenmektedir. Bakü-Novorosisk ve Bakü-Supsa hatları kısa dönem için öncül üretimlerin taşınmasında kullanılabilecek özellikte olup, Bakü-Ceyhan gibi ana hat karakteri taşımamaktadır. Karadeniz'den gelecek petrol tankerlerinin istedikleri gibi Türkiye boğazlarından geçmesine izin verilemez. Bu tankerlerin Bulgaristan Burgaz terminaline petrol taşımaları, oradan Burgaz-Alexandroupolis (Yunanistan) boru hattı ile petrolün Avrupa'ya taşınması ise boru hattı mantığı ile bağdaşmayan geçici çözüm yolu olmaktan öte geçmemektedir.

Son gelişme ile Bakü-Ceyhan Petrol Boru Hattı'nın gerçekleşmesi için siyasi irade beyanı olarak; Türkiye, Azerbaycan, Gürcistan, Kazakistan ve Özbekistan Cumhurbaşkanları tarafından 29 Ekim 1998 tarihinde Ankara'da, hattın ana petrol boru hattı olarak gerçekleştirilmesine ilişkin kararlılığı teyid eden Ankara Deklerasyonu imzalanmış bulunmaktadır. ABD'nin Enerji Bakanı düzeyinde tanık olarak katıldığı bu deklarasyonda, hattın adı Bakü-Tiflis-Ceyhan olarak değiştirilmiş ve güzergahı kesinlikle ortaya konulmuştur. Böylece konu, Bakü-Ceyhan hattının yapılıp yapılamayacağı tartışmasından çıkarılmış, nasıl yapılacağına dönüştürülmüştür. Dış politikalarda görülen çıkar çatışmaları nedeni ile konu üzerinde bazı spekülasyonlar sürdürülebilirse de, karşılaşılabilecek olası zorluklara rağmen bu petrol boru hattı gerçekleştirilecektir.

4.3.4.3. Ceyhan-Samsun ham petrol boru hattı projesi

Ukrayna ve diğer Karadeniz ülkelerinin ham petrol ve/veya rafineri ürünleri taleplerinin karşılanması, Çanakkale ve İstanbul boğazlarından geçecek tanker taşımacılığına gerek kalmaksızın, boru hattı taşımacılığını amaçlayan bir projedir. Bu hat Ceyhan Terminali'nden başlayacak ve Samsun'da son bulacaktır. Samsun'dan Ukrayna ve diğer Karadeniz ülkelere ham petrol tankerlerle taşınacaktır. Geçmişte bu hat üzerinde durulmuş olmakla birlikte, şimdilik beklemekte olan bir proje durumundadır.

4.3.5. Uluslararası doğal gaz boru hatları ve Türkiye [11]

Türkiye'nin bugün için doğal gaz ithalatı aşağıda gösterilen iki yoldan sağlanmaktadır:

- Rusya Federasyonu-Avrupa-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı (Batı Terminali),
- Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) İthal Terminali.

Rusya'dan gelen boru hattının dışında arz güvenliği oluşturmak ve artan talebi karşılamak için Marmara Ereğlisi'nde Sıvılaştırılmış Doğal Gaz (LNG) İthal Terminali kurulmuştur. Burada, özellikle Cezayir'den gelen (2 milyar m³/yıl doğal gaz eşdeğeri) LNG parça parça depolanmakta, istenilen miktarda gazlaştırılarak ana hatta sevk edilmektedir. Terminalin 255 bin m³ LNG depolama ve 439 000 Nm³/h maksimum gaz sevk kapasitesi vardır. Sevk kapasitesi kısa süre için 685 000 Nm³/h pik değere de çıkarılabilmektedir.

Yukarıda sıralanan iletim tesislerinden başka, doğal gaz temini için ortaya konulmuş aşağıda sıralanan çeşitli projeler bulunmaktadır:

- Rusya Federasyonu-Karadeniz-Türkiye (Mavi Akıntı) Doğal Gaz Boru Hattı Projesi,
- Türkmenistan-Türkiye-Avrupa Doğal Gaz Boru Hattı Projesi,
- İran-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi,
- Irak-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi,
- Transbalkan Doğal Gaz Boru Hattı Projesi
- Mısır-Akdeniz-Türkiye Doğal Gaz Boru Hattı Projesi,
- LNG İthal Terminali.

Türkmenistan ve İran bağlantılı iki doğal gaz boru hattı projesi, Doğu Terminali adı altında da ele alınmaktadır. Geçmişte gündeme gelen ve bugün terkedilmiş aşağıda sıralanan projeler de vardır:

- Rusya Federasyonu-Türkiye-İsrail Doğal Gaz Boru Hattı Projesi,
- Mısır ve Yemen'de LNG tesislerine ortaklık,

- Üçüncü LNG İthal Terminali (İskenderun'da kurulacak bu terminal projesinden vaz geçildiği halde İskenderun Doğal Gaz Santrali'nin Yap-İşlet projesi olarak değerlendirilmesi devam etmektedir).

Ayrıca, halen kullanılmakta olan boru hattının geliştirilmesi için Kırklareli Kompresör İstasyonunun Tevsii, Malkoçlar Ölçüm İstasyonunun Tevsii, Pendik ve Ambarlı Kompresör İstasyonlarının yapımı, 1. ve 2. Loop Hatlarının İnşası üzerinde çalışılmaktadır.

4.3.5.1. Rusya federasyonu-Avrupa-Türkiye doğal gaz boru hattı

1977 ikinci yapay petrol krizinin ardından, tüm dünyada olduğu gibi ülkemizde de alternatif kaynak arayışları başlamış ve bu çalışmalar sonucu 18 Eylül 1984 tarihinde Eski Sovyetler Birliği ile doğal gaz sevkiyatına dair anlaşma imzalanmıştır. Bu anlaşmaya göre Sovyetlerin yetkili kuruluşu Soyuzgazexport, doğal gaz sevkiyatının ayrıntılarını ve fiyatını belirlemek, ticari sözleşme yapmak üzere görevlendirilmiştir. Türkiye'de konu ile ilgili çalışmalar BOTAŞ tarafından yürütülmüş, 1985 yılında yaptırılan Doğal Gaz Kullanım Etüdü ile tüketim potansiyeli ve boru hattı güzergahı belirlenmiştir. Bu etütle özellikle Kuzey Batı Anadolu elverişli bölge olarak seçilmiştir.

1986-1988 yıllarında yapılan hat, Bulgaristan sınırından Malkoçlar İstasyonu'ndan Türkiye'ye girmekte, Kırklareli üzerinden Marmara Ereğlisi'ne, Silivri'den İstanbul'un batısına ve boğazdan geçerek İstanbul'un doğusuna ulaşmakta, Bursa üzerinden Ankara'ya gelmektedir. Ayrıca, Adapazarı üzerinden Karadeniz Ereğlisi'ne de gitmektedir. Bu hattın Türkiye içindeki toplam uzunluğu 842 km'dir.

Hat ilk önce 1987 yılında Hamitabat'a ulaşmış, burada Trakya Kombine Çevrim Santrali'nde elektrik üretiminde doğal gaz kullanılmaya başlanmıştır. Bu hattın sağlanan doğal gaz 1988 yılında IGSAŞ'da, Ambarlı Santrali'nde ve Ankara'da binalarda kullanılır duruma gelmiştir. 1992 yılında İstanbul ve Bursa'da, 1996 yılında İzmit'de ve Eskişehir'de de doğal gaz kullanımı başlamıştır. Bu hattın yılda 6 milyar m³ debi ile 25 yıl gaz alımı için 14 Şubat 1986 tarihinde imzalanan anlaşma yürürlüktedir.

Yapılan ikinci bir 25 yıllık anlaşma ile ek 8 milyar m³/yıl gaz alımı sağlanmış ve bu anlaşma da yürürlüğe girmiştir. Ancak, hattın 14 milyar m³/yıl kapasiteyi taşıyabilmesi için geliştirilmesine çalışılmaktadır. Bu çalışma kapsamında Malkoçlar Ölçüm İstasyonu ve Kırklareli Kompresör İstasyonu'nun tevsii, Pendik Kompresör İstasyonu ve Ambarlı Kompresör İstasyonu yapımı, 1. ve 2. loop hatlarının inşası yer almaktadır. Ayrıca, "Gaztransit Projesi" ile de ek gaz alımına yönelik olarak, Rus gazının Türkiye'ye ulaştırılmasında kullanılan hattın Ukrayna sınırları içinde kalan bölümünün geliştirilmesi planlanmaktadır.

4.3.5.2. Rusya Federasyonu-Karadeniz-Türkiye doğal gaz boru hattı projesi

Bu projenin bir diğer adı Mavi Akıntı Projesi (Blue Stream Project) olup, Rusya Federasyonu'ndan Türkiye'ye, Karadeniz tabanından geçecek boru hattı ile ek 16 milyar m³ doğal gaz getirmeyi amaçlamaktadır. Bu hatla ilgili anlaşma 15 Aralık 1997 tarihinde imzalanmış ve Bakanlar Kurulu tarafından onaylanarak, 12 Mayıs 1998 tarihinde Resmi Gazete'de yayınlanmıştır. Ancak, Mavi Akıntı Projesinin finansman temini ve Karadeniz geçişi teknik problemleri henüz tam açıklığa kavuşmamıştır.

Anlaşmaya göre, gaz sevkiyatı 25 yıl sürecektir. Rus tarafı 2000 yılında 0.5 milyar m³, 2001 yılında 4 milyar m³, 2002 yılında 8 milyar m³, 2003 yılında 10 milyar m³, 2004 ve 2005 yıllarında 12 milyar m³, 2006 yılında 14 milyar m³, 2007-2025 döneminde yıllık 16 milyar m³ gaz göndermeyi taahhüt etmiştir. Rusya Federasyonu ve Türkiye, Türkiye'ye sevk edilecek doğal gaz miktarının artırılması ve her iki tarafın ortak çıkarları doğrultusunda üçüncü ülkelere de sevk edilmesi imkanlarının araştırılması hususunda anlaşmışlardır.

Söz konusu doğal gaz boru hattı, Rusya Federasyonu'nun topraklarında ve Karadeniz altında RAO Gazprom tarafından, Türkiye topraklarında ise RAO Gazprom'un ana inşaat şirketi ve Türk şirketleri ile oluşturulan bir konsorsiyum tarafından inşa edilecektir. Karadeniz boru hattı ile gelecek doğal gazın teslimatının teknik, ticari ve idari uygulama koşulları BOTAŞ ve VEP Gazexport-Rao Gazprom arasında imzalanan alım-satım kontratı ile belirlenecektir.

Söz konusu doğal gaz boru hattı Rusya Federasyonu'nun İzobilnoya İstasyonu'ndan başlayarak, yaklaşık 390 km yol aldıktan sonra, Djubga kenti yakınlarında Karadeniz'e girerek, denizin 2,100 m altından 380 km yol alarak Samsun'da Türkiye'ye ulaşacak, 444 km'lik bir boru hattıyla Samsun-Ankara arasını kat edecektir. Karadeniz geçişi yedekli olması için çift hat olarak döşenecektir. Proje için Rus Gazprom, Hollandalı Petergaz B.V ve Gibrospetsgaz firmaları tarafından jeofizik, sismik ve oşinografik etüdler sürdürülmektedir. Türkiye'de de TÜMAŞ Samsun-Ankara hattının fizibilite etütlerini yapmaktadır.

4.3.5.3. Türkmenistan-Türkiye-Avrupa doğal gaz boru hattı projesi

Türkiye, kendi artan talebinin yanısıra 2000'li yıllarda Avrupa'da beklenen doğal gaz açığının bir bölümünün karşılanmasına yönelik olarak, Türkmenistan'dan Türkiye'ye ve Türkiye'den Avrupa'ya uzanacak doğal gaz boru hattı projesi geliştirmiştir. Bu proje ile ilgili olarak, Türkmen gazının İran üzerinden Türkiye'ye ve Avrupa'ya gönderilmesi alternatifine göre, Türkmen tarafı SOFRE Gaz firmasına bir ön fizibilite çalışması yaptırmıştır. Ayrı bir güzergah ve/veya ikinci hat olarak, Türkmen gazının Hazar Denizi üzerinden Türkiye'ye ve Avrupa'ya taşınmasına ilişkin projeye ait ön fizibilite de BECHTEL firması tarafından yapılmıştır.

5 Aralık 1997 tarihinde BOTAŞ, Alman PLE firması ve UNOCAL firması ile bir sözleşme imzalayarak Kafkasya, Hazar Denizi ve Orta Asya'da üretilecek doğal gazın Bakü'den Türkiye'ye taşınmasını sağlayacak boru hattına ait ön fizibilite ve çevresel etki etüdları yaptırmıştır. 28 Aralık 1997 tarihinde de Türkiye ve Türkmenistan arasında Doğal Gaz Boru Hattı Mutabakat Zaptı imzalanmıştır. Fizibilite etüdlerini Shell şirketi yapacaktır.

Alman PLE firması ve UNOCAL firması çalışmasında Bakü-Ceyhan ham petrol boru hattı güzergahına paralel bir yol izlenmiş, ancak etüd Türkmenistan-Hazar, Hazar Denizi geçişi, Bakü-Ceyhan olarak üç bölümde yapılmıştır. Mayıs 1998'de BOTAŞ'a teslim olunan bu çalışmada Türkiye'ye yönelik debi iki alternatifle ele alınmıştır. Bunlardan birincisi 15 milyar m³/yıl olup, 10 milyar m³/yıl Türkmen gazı ve Gürcistan geçişinde eklenen 5 milyar m³/yıl Rus gazı ile oluşturulmuş, boru çapı 48 inç seçilmiştir. İkinci alternatif 19.6 milyar m³/yıl yıl debi ve 48 inçlik boru ile yalnızca Türkmen gazının sevkine ilişkin planlamadır.

Proje için bir termin programı bulunmamaktadır. Türkmenistan'dan doğal gaz alımına ve Türkmen gazının Türkiye üzerinden dünya pazarlarına sunulmasına ilişkin ikili anlaşma, Türkiye ve Türkmenistan Cumhurbaşkanları tarafından 29 Ekim 1998 tarihinde Ankara'da imzalanmıştır.

4.3.5.4. İran-Türkiye doğal gaz boru hattı projesi

Bu projeye Türkiye'nin doğal gaz açığının bir bölümünün İran'dan karşılanması için ilk etapta İran'dan Türkiye'ye, daha sonra Avrupa'ya uzanacak bir boru hattının yapılması amaçlanmaktadır. İran'dan doğal gaz alımına ilişkin anlaşma 12 Ağustos 1996 tarihinde imzalanmıştır. Anlaşmaya göre Türkiye İran'dan 22 yıl süre ile doğal gaz alacak, bu alım 3 milyar m³/yıl düzeyinden başlayıp, 10 milyar m³/yıl düzeyine çıkacaktır.

Proje ile ilgili olarak seçilen güzergah, sınırda Doğubeyazıt'dan başlamakta Erzurum, Erzincan, Sivas ve Kayseri üzerinden Ankara'ya ulaşmaktadır. Öncelikle 800 km uzunluğundaki Doğubeyazıt-Erzurum arasında bulunan hattın ihalesine çıkılarak, yapım sözleşmesi 29 Nisan 1997 tarihinde imzalanmıştır. Bu bölümle ilgili kamulaştırma çalışmaları sürmekte olup, yapım süresi 20 ay olarak planlanmıştır.

Projenin ikinci aşaması olan ve Erzurum'u Ankara'ya bağlayan 905 km'lik bölümü için Erzurum - İmranlı, İmranlı - Kayseri ve Kayseri - Ankara şeklindedir. Söz konusu hatlarla birlikte Kayseri - Konya - Seydişehir branşman hattı için 22 Aralık 1997 tarihinde ihaleye çıkılmıştır. Bu proje demeti için 17 Mart 1998 tarihinde toplam 78 adet teklif alınmış olup, teklifler değerlendirilmektedir.

Ancak, 29 Nisan 1997'de Fernas-Enerkom-STFA konsorsiyumuna ihale olunan 290 km'lik İran sınırı-Erzurum boru hattı inşası bugüne dek başlamamıştır. Çapı değiştirilerek 48 inçe çıkarılmış bu hatta, bazı belirsizlikler vardır. Termin programına göre 2000 yılında devreye girmesi gereken hatta, halen 2 yıllık gecikme mevcuttur. Bu hattın işleyişinde en önemli birim olan Doğu Beyazıt Kompresör İstasyonu ihalesi ile ilgili teklifler 30.7.1998 tarihinde alınmıştır.

Bu projeye Amerika'nın siyasi itirazı bulunmaktadır. Ancak, İran ile yapılan sözleşmede zamanında gerçekleşmeyecek alım karşısında BOTAŞ'ı tazminat ödemeye mecbur edici hükümler bulunmaktadır. Ayrıca, bu hattın gecikmesi veya

gerçekleşmemesi Türkiye'nin doğal gaz arz kaynakları hedeflerinde ciddi bozulmalara neden olabilecektir. Bu arada İran, Türkmenistan ile doğal gaz bağlantısı kurmuştur. Bu nedenle bu hattın taahhüt olunan gazın zamanında çekilmesi, hem Türkiye'nin çıkarları ve hem de Türkmen gazı üzerinde yapılan olumsuz spekülasyonun bitirilmesi açısından önem arz etmektedir.

4.3.5.5. Transbalkan doğal gaz boru hattı projesi

TEKFEN-ENKA-GAMA-İNTES ve BOTAŞ'ın yer aldığı bir şirketler grubunun, Türkiye'nin Balkanlar yolu ile Rusya'dan aldığı doğal gazın, boru hatlarının sayısı ve çaplarının yetersizliği nedeni ile artırılmayışı dar boğazını gidermek amacıyla, bir alternatif proje oluşturma çalışmaları sonucu ortaya çıkmıştır. Ön fizibilite safhası aşılmış, kapasitenin yılda 16 milyar m³'e çıkarılması için birkaç etaplı ön proje ve global listeler hazırlanmıştır. Saptanan 2.9 milyar ABD \$'lık finansmanın sağlanması konusunda çalışmalar sürdürülmektedir.

4.3.5.6. Mısır-Türkiye doğal gaz boru hattı projesi

Henüz tasarım aşamasında olan ve Mısır'ın Akdeniz altına dönecek boru hatlarından 10 milyar m³/yıl gaz gönderebileceği teklifinden kaynaklanan, 1996 yılında üzerinde durulan LNG projesinin iptalinden sonra ortaya çıkan bir projedir. Finansman sağlanmasında büyük zorluklar olacağı sanılan proje değerlendirme aşamasındadır.

4.3.5.7. Irak-Türkiye doğal gaz boru hattı projesi

Bu proje geçmişte ele alınmış ve terk edilmişti. Şimdi, TPAO-TEKFEN- BOTAŞ şirketlerince oluşturulan bir grup tarafından 2.5.1997 tarihinde Irak ile imzalanan bir anlaşma çerçevesinde yürütülmektedir. Bağdat yöresindeki doğal gaz yataklarının saha geliştirme, üretim, gaz işleme ve boru hattı yapımı işlemlerinden oluşan kompleks bir projedir.

Irak'dan hem doğal gaz hem de LPG sevkiyatı planlanmaktadır. Birleşmiş Milletler ambargosu nedeni ile sonuç alınması zor görünmekle birlikte, İran projesine Amerika'nın siyasi itirazı karşısında, yine Amerika'nın onayı ve desteği ile Birleşmiş Milletler'den onay alınabilecek bir proje olarak da görülmektedir.

4.3.5.8. Rusya-Türkiye-İsrail doğal gaz boru hattı projesi

Geçmişte ele alınan ve terk olunan bir projedir. Bugün için rafta bekleyen bu projenin, dış politika gelişmeleri karşısında yeniden gündeme gelmesine ve gerçekleştirilmesine çalışılmalıdır.

Sıralanan doğal gaz boru hattı projelerinden başka İzmir Aliaga'da kurulması planlanan yıllık 6 milyar m³ doğal gaz eşdeğeri kapasitede olacak II. Doğal Gaz Terminali projesi de vardır. Tractabell-Parmaş ortaklığı tarafından mühendislik çalışmaları yapılan bu projenin gidişinin tatmin edici olmadığı bildirilmektedir.

Türkiye'de doğal gaz arz güvenliğini sağlamak için oluşturulmuş çok sayıda ve önemli projeler bulunmaktadır. Ancak, ele alınmış birçok projede gecikmelerden endişe olunmakta, bazıları ise başlamamış bulunmaktadır. Türkiye'nin hesaplanan doğal gaz talebi ile ortaya konulan kesin sayılabilecek arz olanakları karşılaştırıldığında açıklar görülmektedir. Bu nedenle, Türkiye'nin doğal gaz darboğazına girme olasılığı vardır. Anlaşmalı doğal gaz temini ve beklenen açıklar Tablo 4.9'da verilmiştir. Doğal gazla elektrik üretimine ağırlık verildiği, büyük projelere başlanıldığı için doğal gaz talebinin yeterince karşılanamaması, Türkiye'ye çok zora sokabilecektir. Bu nedenle Türkiye'nin doğalgaz temin projelerinin, saptanacak bir termin programından sapma olmaksızın gerçekleştirilmesi önem taşımaktadır.

Tablo 4.9 Türkiye'nin Anlaşmalı Doğal Gaz Temin Miktarları

	RUSYA	LNG M. EREĞLİ	İRAN ANLAŞMASI	RUSYA EK ANLAŞMASI	RUSYA MAVİ AKINTI	TOPLAM TEMİN MİK.	TALEP EDİLEN MİK.	AÇIK
1998	6000	4000	0	2000	0	12399	13352	-963
1999	6000	4250	0	3000	0	14040	17445	-3406
2000	6000	5200	3000	4500	500	19833	20790	-957
2005	6000	5200	10000	8000	12000	40470	45141	-4671
2010	6000	5200	10000	8000	16000	44402	63663	-9151
2015	6000	5200	10000	8000	16000	44402	64802	-20400
2020	6000	5200	10000	8000	16000	44402	80000	-35598

4.3.6. Uluslararası enterkonneksiyon ve Türkiye

Elektrik enerjisi alanında uluslararası enterkonneksiyon yedek kapasitelerin ortak kullanımıyla, yeni üretim tesisi yatırımlarından tasarruf sağlamakta, arızalar sonucu beklenmeyen üretim kayıplarını karşılayabilmekte, pik yükler dışında yüksek maliyetli üretim ünitelerinin gerekirse yedeklenmesine yaramaktadır. Avrupa Birliği ülkeleri arasında gelişmiş bir uygulama türüdür. Türkiye'nin şu an özellikle Bulgaristan ve Gürcistan üzerinden elektrik ithali vardır. Bunun dışında başka ülkelerle gerçekleştirilmiş bağlantılar ve yeni enterkonneksiyon projeleri bulunmaktadır.

4.3.6.1. Mevcut enterkonneksiyonlar

Bulgaristan ile Dimodichev-Babaeski arasında 400 kV ile çalışmaya hazır durumda 500 MW taşıma kapasiteli bir enerji hattı vardır. 1986 yılına kadar Trakya bölgesini izole olarak besleyen hat, daha sonra Bulgaristan'da izole bir bölgeyi beslemek, Bulgaristan üzerinden Romanya'ya, Bulgaristan ve eski Yugoslavya üzerinden Arnavutluk'a elektrik transferi için kullanılmıştır. Bu hat üzerinden Türkiye ve Balkan ülkeleri elektrik sistemlerinin senkron ve paralel çalışabilirliğinin fizibilitesi üzerinde durulmaktadır.

UNPEDE/UCPTE işbirliği ile Avrupa enterkonneksiyonunda Bulgaristan hattından yararlanılması istenmektedir. Söz konusu hattan 1996 yılı sonunda 250 MW güçle ayda 100 milyon kWh $\pm$ %10 elektrik alımına girilmiş, daha sonra 300 MW güçle ayda 150 milyon kWh $\pm$ %20 olarak yükseltilmiştir. Hattan 1998 yılında 2.5-3 milyar kWh elektrik ithal edilmesi beklenmekte olup, kapasite 3 milyar kWh/yıl ile sınırlıdır. Bu arada alım gücünün 450 MW'a çıkarılmasına da çalışılmaktadır.

Gürcistan ile Batum-Hopa arasında 220 kV, 300 MW taşıma kapasitesine sahip enerji nakil hattı vardır. Tam kapasite ile değerlendirilememektedir. Hattın tam kapasitesi 1 milyar kWh/yıl kadardır. Bu hat başlangıçta ülkemizde izole bir yöreyi beslemiş, daha sonra Gürcistan'a enerji transferinde kullanılmış olup, şimdi enerji ithali için kullanılmaktadır.

Nahçıvan (Azerbaycan) hattı çift olup, Aralık-Sederek arasında 34.5 kV, 10 MW kapasiteli ve Iğdır-Babek arasında 154 kV, 100 MW kapasitelidir. Bu hatlar Nahçıvan'a elektrik transfer etmek için kullanılmaktadır.

Ermenistan ile Kars-Leninakan arasında 220 kV, 300 MW taşıma kapasiteli hat varsa da, trafo kapasitesi yetersizdir. Şimdilik enerji alış-verişi yapılmayan hattın kapasitesi 1 milyar kWh/yıl kadardır.

Suriye ile Çağ Çağ-Kamışlı arasında 66 kV, 40 MW taşıma kapasiteli bir hat bulunmakla beraber, bugüne kadar enerji alış-verişi yapılmamıştır. Hat 240 milyon kWh/yıl kapasitelidir.

Irak ile PS(3)-Zakho arasında 400 kV, 500 MW hat tesis edilmiş olup, 154 kV ile çalıştırılabilir durumdadır. Bu hattın Kuzey Irak'a insani yardım çerçevesinde çok az bir elektrik transferi geçmiş yıllarda yapılmıştır.

İran ile Doğu Beyazıt-Bazargan arasında 154 kV, 100 MW taşıma kapasiteli hat vardır. Ayda 12 milyon kWh gibi çok az bir enerji transferi yapılmaktadır. 400 kV'luk yeni hatla bağlantı geliştirilmesine çalışılmaktadır.

4.3.6.2. Planlanan enterkonneksiyonlar

Balkan Ülkeleri Elektrik Sistemleri Enterkonneksiyonu Geliştirme Koordinasyon Komitesi çalışmalarına bağlı olarak Türkiye-Yunanistan enterkonneksiyon projesi oluşturulmuştur. İlk etapta 400 kV, 600 MW taşıma kapasiteli bir hat, ikinci etapta birincisinden elde olunacak yarar doğrultusunda hattın geliştirilmesi üzerinde durulmaktadır. Ancak, enerji fiyatı konusunda anlaşma sağlanamadığından çalışmalar başlatılamamıştır.

Beş Ülke (Mısır, Irak, Ürdün, Suriye ve Türkiye) Enterkonneksiyon Projesi için 1989 yılında bir anlaşma yapmıştır. 400 kV üzerinden bağlantı yapılması kararlaştırılmıştır. Bu proje ile ilgili olarak Birecik-Halep 124 km'lik hattın 1998 yılında tamamlanması üzerinde durulmaktadır. Hattı desteklemek için Atatürk Barajı-Birecik hattı yapılmaktadır. Bu proje kapsamındaki Cizre-Kesek 129 km'lik bağlantısı ise 2002 yılında tamamlanacaktır.

Türkiye-İran-Türkmenistan Enterkonneksiyon Projesi, 400 kV'luk bağlantı hattına dayanmaktadır. Bu proje üzerinde teknik ve ekonomik değerlendirme çalışmaları sürdürülmekte, Türkmenistan'da üretilecek elektriğin Türkiye'ye transferi için kullanılması düşünülmektedir.

Türkiye UNPEDE/UCPTE ve UNPEDE/NIEDELEC işbirliği ile yürütülen "Doğu-Batı Avrupa Enterkonneksiyonu", Avrupa Sistemi İçin Hedef Şebeke" ve "Akdeniz Enterkonneksiyonu" çalışmalarına katılmaktadır. Avrupa Komisyonu "TACIS Bölgesel İşbirliği Programı" kapsamındaki elektrik enerjisi alış-verişini içeren Kafkas Ülkeleri ile Türkiye Enterkonneksiyonu Projesi ön çalışmaları sürdürülmektedir. Karadeniz Ekonomik İşbirliği kapsamında Karadeniz çevresindeki elektrik sistemlerinin enterkonneksiyonu projelerinin oluşturulmasına çalışılmaktadır.

4.4. Nükleer Enerji

4.4.1. Giriş

Bugün fisyon reaksiyonuna (çekirdek bölünmesi olayına) dayalı nükleer enerji, klasik enerji teknolojileri arasında yer almaktadır. Nükleer santrallerin reaktör ünitelerinde, nükleer fisyon reaksiyonu güvenli biçimde denetim altına alınmış olarak gerçekleştirilmektedir. Bir nükleer elektrik santralının reaktörü, uranyum gibi fisyonaya uygun maddelerden oluşan nükleer yakıtın, çekirdek bölünmesi sonucu açığa çıkan nükleer enerjisini, sürekli-güvenli ve kontrollü biçimde ısı enerjisine dönüştüren bölümdür.

Reaktörden elde olunan ısı enerjisi ile buhar elde olunmakta, herhangi bir termik santralda olduğu gibi buhar türbini ve jeneratör ikilisinden elektrik üretilmektedir. Fisyon işlemi sırasında ortaya çıkan radyoaktivitenin, reaktör çalışanlarına ve çevreye zarar vermemesi için reaktör güvenliği kapsamında gerekli önlemler alınmakta olup, bu yöntemle elektrik üretim teknolojisindeki tehlike olasılığı, diğer elektrik üretim teknolojilerinden daha azdır.

Nükleer fisyon reaksiyonuna dayalı nükleer enerjinin başlıca hammaddesi uranyumdur. Uranyumun 235 nolu izotopu bu amaçla kullanılmaktadır. Reaktörün çekirdeğinde bulunan nükleer yakıtın enerji yoğunluğu fazladır. Bu yakıt seramik

pelletler biçiminde ve yakıt çubuklarının içinde yer alır. Bir pellet 3/8 inç çapında ve yarım inç'den biraz uzun (1 cm³'den biraz az hacimde) silindircik olup, 149 galon petrole eşdeğer enerji taşımaktadır. Enerji zengini pelletler yarım inç çapında, 12 veya 14 feet uzunluğunda yakıt çubuklarının içine doldurulmaktadır. Bu çubuklar paketler veya topluluklar biçiminde reaktör çekirdeğine yerleştirilir. Büyük bir reaktörde milyonlarca yakıt pelleti vardır.

1 kg uranyum 235, 141 kg doğal uranyumdan elde olunur. 1 kg uranyum ile üretilen elektrik 16.6 ton taşkömürü ya da 11.1 ton (80 varil) petrole üretilen elektriğe eşdeğerdir. Bir başka anlatımla 1 kg kömürden 3 kWh, 1 kg petrolden 4.5 kWh, 1 kg uranyumdan 50 000 kWh enerji üretilir [13].

4.4.2. Nükleer teknolojinin bugünkü durumu

Bugün ticari elektrik üretim amacı ile geliştirilmiş bulunan iki tip nükleer reaktör olup, bunlar hafif su soğutmalı reaktörler ve ağır sulu reaktörlerdir. Hafif su soğutmalı reaktörlerin de basınçlı su ve kaynar su reaktörleri olmak üzere iki değişik tipi bulunmaktadır. Nükleer santraller kullandıkları nükleer yakıt tiplerine göre; doğal uranyumlu, zenginleştirilmiş uranyumlu ve plutonyumlu olarak da ayrılırlar. Bugün için ticari reaktörlerin % 85'i hafif su soğutmalı ve zenginleştirilmiş uranyum yakıtlı tiplerdir. Ağır sulu ve doğal uranyum yakıtlı olanlar % 6, diğerleri % 9 pay kapsamaktadır [13].

Dünyada elektrik üretim amaçlı nükleer santrallerin kurulu gücü 1966 yılındaki 7 GW'dan, 1970 yılında 17 GW'a, 1980 yılında 135 GW'a, 1986 yılında 281 GW'a, 1992 yılında 343 GW'a ve 1996 yılında 351 GW'a yükselmiş bulunmaktadır. 1997 yılı sonu itibari ile işlemekte olan 437 ünitenin kurulu güçleri toplamı 351,795 MW'dır. Bu güçle 2 276.49 TWh elektrik üretilmiş olup, dünya elektrik üretiminin % 17'sine eşdeğerdir. Avrupa, Batı Avrupa, OECD ve AB ülkelerinin 1986-1997 dönemi nükleer elektrik üretimlerinde artışlar vardır. Oysa, 1986 sonrası Chernobyl kazası nedeni ile nükleere karşı çevreci baskının aşırı boyutlara ulaştığı bir dönemdir.

Nükleer teknolojiye ve santrallara sahip bazı gelişmiş ülkelerde, son yıllarda yeni nükleer santral siparişleri olmamaktadır. Bunun nedeni; nükleer santrallerin toplam elektrik üretimi içindeki paylarının % 20-80 gibi bir açıklıkta doyum noktasına

ulaşması, kişi başına yıllık enerji tüketim düzeylerinin üst sınır grubunda yer alması, nüfus artış hızlarının yokumsanacak kadar düşük bulunması, sanayi büyüme hızlarının da küçülmesidir. Enerji doygunluğundan kaynaklanan ülke tercihleri nedeni ile kapatılan nükleer üniteler toplam ünite sayısının % 1'ini aşmazken, amortismanı tamamlanan ve ekonomik ömrü dolmaya yaklaşan santrallerin kapatıldığı görülmektedir.

1997 verileri ile dünya elektrik üretiminin % 17'sinin 32 ülkede yer alan 437 nükleer üniteden karşılanması, ayrıca 14 ülkede 36 adet yeni nükleer ünitenin inşa ediliyor olması, nükleer enerjiden vazgeçilmediğinin en açık göstergesidir. Bugün nükleer santrali olmayan bazı ülkeler, yeni nükleer santralleri programlarına almışlardır. Avrupa genelinde nükleer kurulu güç artış göstermektedir. Nükleer santrallerin en çok 40 yıllık ömürleri olup, 1960-1970 yıllarında kurulan ünitelerin 2000-2010 yıllarında sökülmesi, ancak yerlerine yeni nükleer santraller kurulması bugünden planlanmış durumdadır.

İsveç'te 1980 yılında yapılan referandum sonucunda ülkedeki tüm nükleer santrallerin 2010 yılında devreden çıkarılmasına şartlı karar verilmiş olup, kararın uygulanması ülkede işsizliğe ve pahalılığa neden olmamaya bağlıdır. İtalya ve Avusturya'da yapılmış referandumlarla nükleer santral programları askıya alınmışsa da, İtalya 2010 yılında devreye girecek 4000 MW güçlü nükleer santralını planlamış bulunmaktadır.

Dünyada elektrik üretim amaçlı nükleer santral kurulu gücünün 2000 yılında 357-367 GW, 2010 yılında 358-414 GW ve 2015 yılında 333-473 GW arasında olması beklenmektedir. 1998 yılında toplanan 17. Dünya Enerji Kongresi'ne sunulan görüşlerde, değişik senaryolara göre yapılan etütlerle dünya nükleer kurulu gücünün 2020 yılına kadar 1000 GW'ın altında kalacağı, 2050 yılında 2000 GW'ı aşacağı, 21.yüzyılın sonuna doğru 6000 GW'a ulaşacağı öne sürülmüştür. Kongre sonuç bildirisinde alternatif kaynakların üst düzeyde kullanılması öngörülmeyle birlikte, nükleer enerjinin baş rolü oynaması istenmiştir. Kısacası, dünya nükleer enerjiye yeni bir strateji ile ağırlık verme döneminin eşiğinde bulunmaktadır.

Nükleer santraller, yer seçiminden yapımına ve işletilmesinden kapatılmasına dek her aşamada güvenliğin ön planda tutulduğu, çok disiplinli, uluslararası denetimli,

yüksek bir teknolojinin ürünüdür. Eski Sovyetler Birliği dönemi mirası olan nükleer santraller dışında kalan batı ülkelerinin nükleer santralleri, güvenliği artırılarak çevre dostu durumuna getirilmiş temiz enerji tesisleridir. Bunun kanıtı, 1979 yılında ABD'deki Three Miles Island Nükleer Santralı kazasında çevreye hiçbir radyasyon sızıntısının olmayışdır. Batının güvenlik önlemlerinden yoksun Chernobyl Nükleer Santralı kazası ise çok özel bir örnektir ve tüm nükleer santrallara kapsatılamaz. Kaldı ki, Chernobyl kazası santral işletmeciliğinden değil, acil durdurma deneyi yapma esnasında meydana gelmiştir.

Yukarıda belirtildiği gibi, 1997 yılı verilerine göre dünya elektrik üretiminin % 17'si nükleer enerjiden sağlanmıştır. Bu oran Avrupa genelinde % 25'e, OECD genelinde % 24'e, OECD Avrupa ve/veya Batı Avrupa'da % 33'e, Avrupa Birliği'nde % 35'e yükselmektedir. Nükleerden elektrik üretim oranı Fransa'da % 78.17, Belçika'da % 60.05, Ukrayna'da % 46.84, İsveç'de % 46.24, Bulgaristan'da % 45.38, Japonya'da % 35.22, Güney Kore'de % 34.08, Almanya'da % 31.76, İspanya'da % 29.34, İngiltere'de % 27.45, ABD'de % 20.14 düzeylerindedir.

Özellikle dünya global ısınması ve diğer çevre etkilerinin boyutları anlaşıldıkça, kaza olasılığı ve çevre etkilerine karşı güvenlik önlemleri artırılmış nükleer santrallerin çevre dostu santral olduğu düşüncesi yaygınlaşmaktadır. Nükleer dışı birçok konvansiyonel üretim tesisinin ekonomik ömrünün dolmakta oluşu, onların yerine yeni tesislerin kurulması zorunluluğu, önümüzdeki yıllarda nükleer santrallerin tekrar güçlü biçimde gündeme gelmelerine neden olacaktır.

Fosil yakıt rezervlerinin insan ömrü ile kıyaslanabildiği bir dönemde, nükleer santraller için birincil kaynak sorunu yoktur. 17. Dünya Enerji Kongresi'ne sunulan Survey of Energy Resources 1998 raporuna göre kanıtlanmış çıkarılabilir dünya uranyum rezervi, üretim maliyeti 130 ABD \$/kg'a kadar olmak üzere $3,382.7 \times 10^3$ tondur. Bu rezervin $2,526.4 \times 10^3$ tonu için uranyum üretim maliyeti 80 ABD \$/kg iken, 856.3×10^3 tonu için üretim maliyeti 80-130 ABD \$/kg arasındadır. Kanıtlanmış rezerve eklenebilecek tahmini rezervin 80 ABD \$/kg'a kadar 1673.1×10^3 ton, 80-130 ABD \$/kg arasında 744.9×10^3 ton olmak üzere toplam 2481.0×10^3 ton olduğu bildirilmektedir. Bunların dışında 130 ABD \$/kg'a kadar $10,596.7 \times$

103 ton uranyumun diğer kaynaklardan eklenmesi olanaklı görülmektedir. Tenörü düşük ve üretim maliyeti 130 ABD \$/kg'ı aşan yataklar da vardır.

Önemli uranyum stokları olduğundan, 1992-1995 yıllarında uranyum üretimi 32,188-32,916 ton düzeyinde kalmış, 1996 yılında 34 996 tona ve 1997 yılında da 35,692 tona yükselmiştir. 1997 yılında tüketilen uranyum ise 63,000 tondur. Bugünkü tüketim düzeyi ile kanıtlanmış rezerv 53 yıl, eklenebilir rezerv 39 yıl, diğer kaynaklardan sağlanabilecek uranyum ise 168 yıl yeter görünmektedir. Kullanılan yakıtın yeniden işlenmesi ve yakıtın yüksek verimlilikle değerlendirilmesi burada çok etkilidir. Bu nedenle, gelişmiş nükleer teknolojiye dayalı dünya uranyum talebi 2000 yılında 60,300 ton, 2010 yılında 57,400 ton ve 2020 yılında 46,500 ton olarak hesaplanmaktadır. Bu talep gelişimi ile dünyada bir yüzyıl için uranyum yakıtı sorunu bulunmamaktadır.

Baz santraller olarak kullanılabilecek güvenlik önlemleri en sıkı santraller nükleer santrallerdir. Nükleer santraller 8760 h'lık yıl boyunca 7000 h'dan çok çalışabilen emre amadeliği yüksek santrallerdir. Dolayısıyla, 1000 MW'lık bir nükleer santral 7000 GWh/yıl düzeyini aşkın enerji elde olunurken, örneğin 1000 MW'lık rüzgar tarlasından 1800-2500 GWh elektrik üretilir.

Nükleer teknoloji ve santralleri olan ülkelerde, yeni nükleer santral kurulması kararı, daha çok enerji talebi ve enerji maliyeti açısından değerlendirilerek verilmektedir. IAEA/Worldatom tarafından rapor edildiğine göre nükleer santrallerin kurulması için gereken yatırım 2 000-2 500 ABD \$/kW iken, kömür santrallerinde 1 100-1 600 ABD \$/kW, petrol santrallerinde 1 000 - 1 200 ABD \$/kW ve gaz santrallerinde 600-900 ABD \$/kW olmaktadır. Nükleer santrallerde ilk yatırım fosil yakıt santrallerinden daha yüksek olmakla birlikte, yatırımın santral ömrüne bağlı amortismanı, yakıt, işletme ve bakım giderleri hesaba katıldığında enerji maliyetleri konvansiyonel santrallerle rekabet edebilmektedir. Birim enerji maliyetleri ülkelere göre koşullara bağlı olarak değişmektedir.

Örneğin, 1995 yılında ABD'de işletmede olan 109 nükleer santral üzerinde yapılan etüde göre, ilk yatırım (sermaye) payı hariç elektrik üretim maliyeti (sökme ve atık depolama dahil olmak üzere) 2 cent/kWh olmuştur. ABD'de bu maliyeti 1.1 cent/kWh'a düşüren işletmeler vardır. Üretim maliyeti üzerine 2-2.5 cent/kWh

sermaye payı eklendiğinde bile, toplam maliyet 4-4.5 cent/kWh ile kömür ve diğer fosil yakıt santralleri ile rekabet edebilmektedir.

Bir diğer örnek olarak İngiltere'de sermaye, yakıt, işletme ve bakım giderlerinin toplamı enerji maliyeti gaz için 2.3-2.9 pence/kWh iken, kömürde 4.3-5.0 pence/kWh ve nükleerde 4.0-6.6 pence/kWh olmaktadır. Bu değere çevre etki maliyeti (dış maliyet) eklendiğinde elde olunan değer gaz için 3.0-3.6 pence/kWh, kömür için 6.3-7.0 pence/kWh, nükleer için 6.0-8.6 pence/kWh düzeylerindedir.

Nükleer elektrik üretimin en büyük pay kapsadığı Fransa'da elektrik maliyetleri, IAEA/Worldatom raporlarına göre Tablo 9.1'de gösterilmiştir. Tablodaki değerler tüm santrallerin yılda 6000 h çalışma koşuluna göre hesaplanmıştır. Tabloda 1993 ve 1997 fiyatları karşılaştırmalı biçimde verilmiş olup, fiyatlar aşağıya çekilmiştir. Fransa'da nükleerden elde olunan elektrik, İngiltere'den farklı olarak gazdan elde olunan elektrikten ucuzdur.

21. yüzyılın ilk yarısında, dünya nükleer kurulu gücü güvenliği artırılmış santrallerle sürekli gelişecek ve nükleer enerji giderek artan önem kazanacaktır. Türkiye'nin bu gelişime ayak uydurması gerekir. Gerçekte Türkiye, nükleer santraller dönemine adım atmada ve nükleer teknoloji kazanımında geç kalmıştır. Türkiye'de gerek birincil enerji talebi açısından ve gerekse teknoloji kazanımı açısından nükleer santrallara ihtiyaç duyulmaktadır.

4.4.3. Türkiye'de nükleer santral çalışmaları

Türkiye'nin yeni nükleer enerji stratejisi geçmişteki hatalardan ders çıkarılarak oluşturulmalı ve Türkiye'yi daha fazla zaman kaybetmeksizin nükleer enerjiye ve nükleer teknolojiye kavuşturmalıdır. Nükleer teknoloji, ülke elektrik talebinin güvenle karşılanmasına önemli katkıda bulunacak, ucuz elektrik sağlayacak, yüksek teknoloji kazandıracak, sanayi için bir itici güç oluşturacak, yeni istihdam alanı yaratacak, bilgi birikimini artıracaktır.

Türkiye kullanılabılır enerji kaynakları sınırlı ve enerji ithal etmek zorunda olan bir ülkedir. Enerjide dış bağımlılık artarken, ithal olunan enerji türlerinin çeşitlendirilmesi ithal güvencesi açısından gereklidir. Türkiye kendi hidrolik, linyit ve taşkömürü kaynaklarından ekonomik olarak en çok 246 milyar kWh/yıl elektrik

üretebilecektir. Oysa, 2010 yılındaki elektrik talebi 290 milyar kWh ve 2020 yılındaki elektrik talebi de 547 milyar kWh'dır [11]. Aradaki farkın ithal kömür ve ithal doğal gaz ile kapatılması önemli ithal ve çevre sorunlarını ortaya çıkaracaktır. Bu nedenle, temiz, güvenli, ekonomik ve yoğun üretime uygun nükleer teknoloji Türkiye için zorunlu duruma gelmiştir.

Nükleer enerjinin kullanımına yönelik olarak 5 Mayıs 1955 tarihinde ABD ile "Barış İçin Atom" anlaşmasını ilk imzalayan ülkelerden biri Türkiye'dir. Bu anlaşma sonucu Çekmece Nükleer Araştırma ve Eğitim Merkezi (ÇNAEM) kurulmuştur. 1956 yılında 6821 Sayılı Kanun ile Atom Enerjisi Komisyonu (AEK) oluşturulmuştur. 1957 yılında 7015 Sayılı Kanun ile Uluslararası Atom Enerjisi Ajansına (IAEA) üye olunmuştur. Türkiye bu anlaşma ve yasalarla, nükleer enerjiyi barışçıl amaçlarla kullanacağını açıkça üstlenmiştir.

Türkiye'de elektrik üretimi için nükleer santral kurulması düşüncesi ilk AEK'de oluşmuşsa da, ilk çalışmalara Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) bünyesinde oluşturulan bir çalışma grubunca 1965 yılında başlanılmıştır. ABD, İsviçre ve İspanya'dan üç firmanın oluşturduğu konsorsiyum EİE'ye danışmanlık hizmeti vermiştir. 1968 yılında Türkiye 2. Genel Enerji Kongresi'nde bu çalışmanın sonuçları tartışılmış olup, 1969 yılında ortaya konulan son raporda, 1977 yılında işletmeye girecek 400 MW'lık doğal uranyumlu basınçlı ağır sulu (PHWR) tip nükleer reaktörle işe başlanması önerilmiştir. Bu amaçla fizibilite çalışmaları yapılmışsa da sonradan bu girişim kesilmiştir. Çünkü, 1968 yılında yürürlüğe giren II. Beş Yıllık Kalkınma Planı'nda söz konusu santral yerine, eğitim amaçlı 80 MW'lık bir prototip nükleer santral kurulması planlanmıştı. Oysa, o yıllarda dünyada böyle küçük güçlü nükleer santral yapımı üzerinde durulmuyordu.

1970 yılında Türkiye Elektrik Kurumu (TEK), 1972 yılında da TEK bünyesinde Nükleer Santrallar Dairesi kuruldu. Yapılan çalışmalara göre, ilk santralin en az 600 MW güç ile 1983-1984 yıllarında işletmeye girmesi görüşü ortaya çıkmıştır. Bu ilk santralin elektriksel yük dağılımı açısından Kuzeybatı Anadolu'da kurulması düşünülmüş, Marmara ve Batı Karadeniz'de kurulabilecek yer aranmıştır. Ancak, santral yeri seçimine ilişkin bilimsel ve teknik kriterler, güvenlik faktörleri nedeniyle,

Güney Anadolu'da İçel ili Gülnar ilçesine bağlı Akkuyu yöresi 1974 yılında seçilmiştir.

Bu yer seçiminde çevre etki değerlendirmesinden çok daha geniş kapsamlı bilimsel etüdler yapılmış olup, ilgili resmi kuruluşların yanı sıra, o dönemin beş büyük üniversitesinden çeşitli bilim adamları çalışmalara katılmıştır. 350 km yarıçaplı alanda yapılmış araştırma sonuçlarına göre, Akkuyu Türkiye'nin en tehlikesiz deprem bölgesi sayılmakta, Adana yakınından geçen Ecemiş fay hattının da Akkuyu yöresi için tehlike oluşturmadığı saptanmış bulunmaktadır. Türkiye Atom Enerjisi Kurumu tarafından nükleer sit alanı olarak 1976 yılında yer lisansı verilmiştir. Seçilen yer en az beş ünitenin kurulmasına elverişli görülmektedir.

Akkuyu nükleer sit alanına, yapılan araştırmalar ve istimlak, yol, liman gibi alt yapı inşaatları için 50 milyon ABD \$'ına yakın harcama yapılmıştır. Santralın ağır parçalarının deniz yolu ile taşınmasına, santral için gereken 40-60 m³/s.1000 MW soğutma suyunun denizden sağlanmasına uygundur. Santral Adana-İçel-Konya-Antalya gibi bugünkü yoğun enerji tüketim merkezlerine yakın olduğundan elektrik iletim kayıpları da az olacaktır.

1976 yılında üçü İsviçre'den biri Fransa'dan dört firmanın oluşturduğu bir konsorsiyum danışman olarak tutulup, 600 MW'lık Akkuyu Nükleer Santrali için ihale çalışmalarına girişilmiştir. 1977 yılında tekliflerin değerlendirilmesi sonucu kaynar sulu reaktör (BWR nükleer ünite) ile ASEA-ATOM ve türbin kısmı için de STAL-LAVAL adlı İsveç firmalarından oluşan konsorsiyum seçilmiştir. Firmalarla sözleşme öncesi görüşmelere başlanmış, İsveç hükümetinin kredi garantisi vermemesi ve ülkemizde de siyasi iradenin ortaya konulamaması sonucu Eylül 1979'da görüşmeler kesilmiştir.

Ancak, o yıllarda enerji ve ekonomi açısından yapılan irdelemeler, Türkiye'de 1995'lerden önce nükleer enerjiye geçme zorunluluğu bulunmadığını gösteriyordu. 1986 yılında işletmeye girmesi düşünülen santrale erken diye bakılabiliyordu. Yapım süresi göz önünde tutularak, ilk nükleer santralın V. Beş Yıllık Kalkınma Planı döneminin sonunda (en geç 1989) ihale edilmesi öneriliyordu. Ancak, bu yapılamamıştır.

1981 yılında IAEA ile imzalanan bir sözleşme ile Türkiye mevcut ve kurulacak bütün nükleer tesisleri üzerinde IAEA'nın denetimini kabul etmiştir. 1982 yılında 2690 Sayılı Kanun ile Atom Enerjisi Komisyonu, Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK) olarak yeniden düzenlenmiştir. Aynı yıl nükleer santral için ihale açılmaksızın, TAEK Başkanlığı aracılığıyla Atomic Energy Canada Ltd (AECL)-Kanada, Siemens-Kraft Werk Union (KWU)-Almanya ve General Electric (GE)-ABD firmalarından teklifler alınmıştır.

14 Kasım 1983 tarihinde Resmi Gazete'de yayınlanan 166 Sayılı ve "Nükleer Elektrik Santralleri Kurumu Kuruluşu" hakkındaki Kanun Hükmünde Kararname ile Nükleer Elektrik Santralleri Kurumu (NELSAK), özel hukuk hükümlerine tabi İktisadi Devlet Teşekkülü olarak kurulmuştur. NELSAK'ın başlıca görevleri; dünyada nükleer santrallerle ilgili gelişmeleri izlemek, Türkiye'nin genel elektrik plan ve programları çerçevesinde nükleer elektrik üretimi için gerekli etüd, araştırma ve projeleri yapmak ya da yaptırmak, nükleer elektrik santralleri kurmak, kurdurtmak, işletmek veya işletletmek, nükleer santraller için gerekli alt yapı ve yardımcı tesislerin yurt içinde yapılabilecek olanlarını imal, inşa ve tesis etmek veya ettirmek biçiminde sıralanıyordu. Ancak, bu kuruluş kağıt üzerinde kalmıştır.

1983 yılında hükümet tarafından yapılan açıklamada üç firmanın, Türkiye'de dört nükleer santral kuracakları söylenmiştir. Buna göre 665 MW ve 990 MW güçlerinde iki ünite Akkuyu'da, 1 185 MW gücünde iki ünite Sinop'da kurulacaktı. Akkuyu'da kurulacak santrallardan birinin AECL, diğerinin Siemens-KWU ve Sinop'ta kurulacak iki ünitenin de GE firmaları tarafından yapılması kararlaştırılmıştı. Daha sonra yapılan etütler sonucu, Sinop'da deprem olasılığı nedeni ile santrale yapılması gereken yatırımın artacağı ortaya çıkınca, Sinop santralleri ile ilgili çalışma durdurulmuştur.

1984 yılında Akkuyu Nükleer Santral üniteleri ile ilgili sözleşme görüşmeleri başlatılmış, AECL ve Siemens-KWU ile 30 Ağustos 1984 tarihinde pazarlık görüşmelerinde anlaşma sağlanmıştır. Ancak, hükümet santrallerin anahtar teslimine göre başlattığı ihale temel koşulunu, Yap-İşlet-Devret koşuluna dönüştürdüğünü açıklayınca, Siemens-KWU işletmecisi kuruluş olmadığını belirterek görüşmelerden çekilmiştir. AECL firmasının kurmayı önerdiği ağır sulu doğal uranyumlu PHWR

(CANDU) tipi 665 MW'lık santral için görüşmeler 1987 yılına dek uzamıştır. Ancak, kredi garantisi verilmemesi, hükümetin kömür santrallerini daha elverişli görmesi ve nükleer enerji konusunda siyasi irade ortaya koyamayışı, Kanada'lıların mevcut yasal mevzuatla Yap-İşlet-Devret modelini fazla riskli bulmaları üzerine bu görüşmeler de sonuçsuz kalmıştır.

Nükleer santralla ilgili bu olumsuz gelişmenin ardından, 1988 yılında TEK'in reorganizasyonu sırasında yapılan büyük bir hata, Nükleer Santrallar Dairesi'nin kapatılması, Termik Santrallar Dairesi'ne bağlı 8-10 kişilik bir Proje Grubu haline getirilmesi olmuştur. Bu nedenle, özel olarak yetişmiş 130 elemanın büyük bir bölümü TEK'den ayrılmış, kalanı da kurumun diğer dairelerinde görevlendirilmiştir. 1989'da Arjantin ile 25 MW'lık pasif sistemli modüler prototip projesine girişilmek istenmiş, 1991 başlarında yeterli görülmeyen bu girişimden vazgeçilmiştir.

1992 yılında dünyadaki belli başlı firmalara birer mektup gönderilerek, 2002 yılında devreye girecek biçimde ve 1000 MW gücünde bir veya iki üniteli santralin anahtar teslimi veya Yap-İşlet-Devret modeli ile kurulması için teknik ve mali konularda bilgi istenmiştir. Aynı yıl Aralık ayında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından Bakanlar Kurulu'na sunulan bir raporda, ülkenin başka enerji kaynakları bulamaması durumunda, 2010 yılında büyük bir enerji krizine gireceği belirtilmiş ve bu nedenle mutlaka nükleer enerjiden yararlanılmasına dikkat çekilmiştir. 1993 yılında toplanan Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu da, nükleer enerjiden elektrik üretimini, ülkenin öncelikli konuları arasında 3. sıraya yerleştirmiştir.

1993 yılında Türkiye Elektrik Kurumu ikiye bölünerek oluşturulan Türkiye Elektrik Üretim A.Ş. (TEAŞ) bünyesindeki Nükleer Santrallar Müdürlüğü ile çalışmalar bir ölçüde yürütülebilmiştir. Bu arada VII. Beş Yıllık Kalkınma Planı için yapılan çalışmalar, ülkemizde 2005 ve 2008 yıllarında devreye alınmak üzere toplam 2000 MW kapasitede nükleer santralların kurulmasına gerek olduğunu vurgulamıştır. Nükleer santral ihale şartnamesinin hazırlanması amacıyla, TEAŞ tarafından 1994 yılında müşavir firma seçimi için teklif istemiş, 1995 yılında Güney Kore'den Korean Atomic Energy Research Institute (KAERI) ve Türkiye'den Göncer Ayalp Mühendislik Müşavirlik Ltd. Şti. (GAMB) Konsorsiyumu ile mühendislik sözleşmesi yapılmıştır. Daha sonra dar bir kadro ile Nükleer Santrallar Dairesi yeniden

oluşturulmuştur. Bu arada hazırlanan şartnameye, 1996 yılında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın görevlendirdiği üç danışman ve TEAŞ Nükleer Santraller Dairesi'nin iki elemanından oluşan beş kişilik bir komisyon tarafından son şekli verilmiştir.

1997 yılında TEAŞ tarafından yapılan yeni elektrik planlamasında 2020 yılına kadar sisteme yaklaşık 87 329 MW'lık kurulu güç eklenmesi öngörülmüş olup, bu ek kapasitede nükleer payı % 11'dir. 2020 yılında toplam kurulu güç 109 218 MW düzeyine çıkacak ve toplam içinde nükleer payı % 9 olacaktır. Yeni planlamaya göre 2005-2020 döneminde Türkiye toplam 10 000 MW'lık nükleer güç kuracaktır.

İhale şartnamesinin hazırlanması sonucu, Şubat 1997'de dördüncü girişim olarak uluslararası nükleer santral ihalesine çıkmıştır. İhale şartnamesinde kurulacak ünite gücünün en az 600 MW, santral gücünün en az 800 MW olması şart koşulmuş, esas teklif olarak en fazla $1\,400 \pm \% 5$ MW gücünde bir veya iki üniteli bir santral, opsiyonlu teklif olarak da en fazla $2800 \pm \% 5$ MW gücünde iki veya dört üniteli santral öngörülmüştür. Bu şartname koşullarında santral gücünün 600 MW üzerinde tutulmasının ve 1 400 MW'ın öngörülmesinin, şebeke sisteminde frekans ve voltaj stabilitesi açısından sorunlar yaratabileceği endişesi ortaya çıkmıştır.

15 Ekim 1997'de üç konsorsiyumdan teklif alınmıştır. Bazı firmalar geçmiş ihalelerden olumsuz sonuçlar çıkararak, bu ihaleye katılmamışlardır. Alınan teklifler; Kanada AECL'den 2×669.5 MW veya 4×665.5 MW basınçlı ağır su reaktörlü (PHWR tip) CANDU santrali, Alman ve Fransız ortak girişimi olan Nuclear Power International-NPI'dan (Siemens+Fram Atom) basınçlı hafif su reaktörlü (PWR tip) 1 482 MW veya $2 \times 1\,482$ MW'lık santral, ABD ve Japonya ortak girişimi olan Westinghouse+Mitsubishi Heavy Industries'den basınçlı hafif su reaktörlü (PWR tip) 1 218 MW'lık santral olup, bu teklifte opsiyon bulunmamaktadır. BWR tip santral için bu kez teklif verilmemiştir.

Alınan tekliflerin değerlendirilmesi İspanyol Empresarios Agrupados Internacional S.A. tarafından yapılmış olup, TEAŞ İhale Komisyonu tarafından da değerlendirilmektedir. İhalenin Ağustos 1998 sonunda tamamlanacağını söylenmesine karşın, 15 Ekim 1998 tarihinde henüz açıklanamamıştır. Değerlendirme sonucu seçilecek firma ile yapılacak görüşmelerden sonra, 1999 yılı

başında sözleşmenin yapılması istenmektedir. Ancak, bu zamanlamada sarkma olması söz konusudur. Nitekim, nükleer santralin işletmeye giriş tarihi olarak 1997 yılında 2005 yılı rapor edilirken, 1998 yılında işletmeye giriş tarihi 2006/2007 yılı olarak değiştirilmiştir.

TEAŞ tarafından yapılan çalışmalar, kurulacak nükleer santraldan elde olunacak elektriğin maliyetinin 4-4.5 cent/kWh dolaylarında olacağını göstermiştir. Olumsuz bazı koşullar dikkate alınsa bile, bu maliyetin 5.20 cent/kWh düzeyinin üzerine çıkmayacağı belirtilmektedir. Bugün ithal kömür santralleri için hesaplanan birim maliyeti 4.6 cent/kWh, doğal gaz santralleri için 3.5-4 cent/kWh düzeyindedir. Kurulacak Akkuyu nükleer santrali % 100 kredi ile yapılacağından, inşaat süresince ödemelerden kaynaklanan gecikme ortaya çıkmayacaktır. Kredinin geri ödenmesi ise santral ticari üretime başladıktan sonra elektriğin satışından sağlanacak gelirle yapılacaktır.

Önceki üç girişimi başarısız sonuçlanmış Türkiye'nin, bu son girişiminde başarılı olması gerekmektedir. Yoksa, uluslararası alanda güvenilirliğimiz sarsılacak, bundan sonra çıkılacak bir ihalede teklif bile bulunamayacaktır. Tekliflerde finansmanın % 100 yapımcılar tarafından sağlanacağı belirtilmiş ve bu durum kamuoyuna açıklanmıştır. Yabancı firmanın bulacağı yabancı kredi ile anahtar teslimi santral yapılmasına kalkışıldığından, santrale yapılacak yerli katkı azalmaktadır. Yabancı firmalar, Türkiye'de yapılan donanımları bile dışarıdan getirmeye yönelmektedirler. Bu durum, teknoloji transferi açısından da olumsuzluk yaratmaktadır [11].

4.4.4. Türkiye için nükleer enerji stratejisi

Türkiye'nin bilinen birincil kaynak rezerv ve potansiyelleri, enerji teknolojisinin ulaştığı boyutlar ve beklenen gelişmeler gözönünde tutularak yapılan ciddi inceleme ve planlama çalışmaları, 2020 yılına doğru ortaya çıkacak büyük elektriksel kurulu güç talebinin karşılanması için nükleer enerjiden yararlanılması gerektiğini göstermektedir. Nükleer teknolojiyi kazanabilmek için de nükleer santral sahibi olmak kaçınılmaz duruma gelmiştir. Ülkede nükleer santrallerin kurulması ile nükleer santral teknolojisinin bir bölümü elde olunabilecektir. Güney Kore bunun son örneğini oluşturmuştur. Nükleer santral teknolojisine hakim olabilmek başlangıçta tutarlı biçimde bir ya da birkaç teknoloji seçimine ve sonra bu doğrultuda sağlam ve

sürekli siyasi irade oluşturulmasına bağlıdır. Nükleer santral teknolojisinin ya da teknolojilerinin seçimi yalnızca işletmeciliğe bağlı ekonomik tercihlerin fonksiyonu değildir. Burada ulusal politikalar ve yerli potansiyel de önemlidir.

Teknoloji açısından ilk santralin seçimi büyük önem taşımakta olup, Türkiye geleceğe yönelik bir bakışla herşeyden önce santral tipini belirlemek zorundadır. Yakıt olarak doğal uranyum kullanmaya uygun basınçlı ağır sulu reaktör (PHWR) tipi mi, yoksa zenginleştirilmiş uranyum kullanması gereken basınçlı hafif sulu (PWR) veya kaynar sulu reaktör (BWR) tipi mi seçilecektir ? Yoksa, bir zaman sürecinde birden fazla tip üzerinde mi durulacaktır ? Bu soruların yanıtı, Türkiye'nin geleceğe yönelik teknoloji kazanımı açısından önemlidir. Böyle bir teknoloji seçimine karar verecek yer; geniş bir yelpazede ilgili kuruluşların ve konu uzmanlarının görüşleri alınmak koşulu ile Bilim ve Teknoloji Yüksek Kurulu olmalıdır.

Nükleer santral için herhangi bir diğer santral gibi yöntem uygulamak doğru olmamakla birlikte; seçilecek santralin veriminin yüksek olması, teknolojisinin ve konsorsiyuma katılan firmaların geleceğinin bulunması, dünyada yaygınlaşmış tipte ve yeni teknolojik aşama sağlamış, en yüksek ve en son standartlara uygun olması, firmaların uluslararası tecrübelerinin bulunması, teknolojik açıdan tek ülkeye bağımlılık getirmemesi, Türkiye'ye teknoloji transferi sağlaması, santral güvenliğinin yüksek bulunması, üretilecek elektriğin birim maliyetinin düşük ve işletmecilik rantabilitesinin yüksek olması üzerinde durulması gereken kriterlerdir.

Geçmişte Türkiye'de yerli uranyum daha sonra toryum yataklarının kurulacak nükleer santralda değerlendirilmesi için doğal uranyum yakıtlı ve ağır sulu CANDU santrallarının savunuculuğunun aşırı boyutlarda yapıldığı görülmüştür. Türkiye'de nükleer santral için belli bir tipin seçilmemiş olması, geçmişteki ihalelerin başarısız sonuçlanmalarına önemli katkı yapmıştır. Artık, Türkiye'de geçmişte olduğu gibi ağır sulu doğal uranyumlu CANDU santralları savunuculuğu yapılmamalıdır. Kaldı ki ağır su reaktörleri, basınçlı hafif sulu reaktörler kadar kabul görmemiştir. Ağır sulu reaktörler yakıt olarak doğal uranyum kullandıklarından yakıt tüketimleri basınçlı su reaktörlerine göre yaklaşık dört kat daha fazladır.

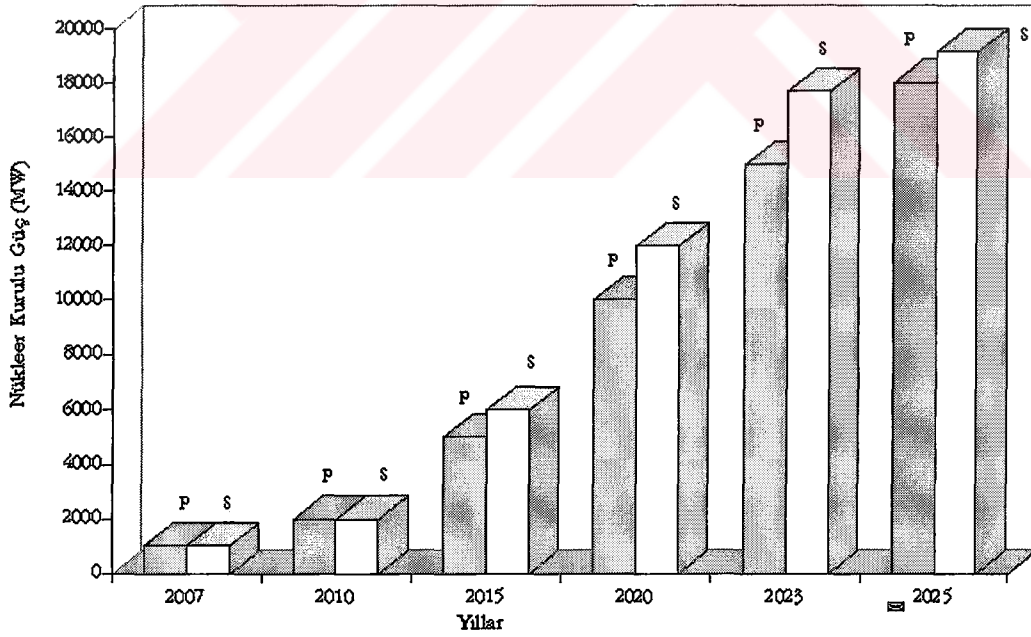
Türkiye Avrupa Birliği'ne üye olmayı hedeflemiş bir ülkedir. Bazı tikanıklıklar olsa da, Türkiye'nin ana çizgiden sapması söz konusu değildir. Bu nedenle Türkiye, her konudaki standartlarını Avrupa Birliği'ne göre ayarlamak durumundadır. Avrupa Birliği nükleer enerjide hafif su soğutmalı ve zenginleştirilmiş uranyum yakıtlı reaktör tipini seçmiştir. Avrupa Birliği nükleer santrallarda kendi tipini ve standart ünitelerini geliştirmeye karar vermiş olup, Siemens ve Fram-Atom bu nedenle Nuclear Power International (NPI) çatısı altında bir araya gelmiştir. Avrupa elektrik üreticilerinin isteklerine bağlı biçimde Avrupa Basınçlı Reaktörünün (EPR) geliştirilmesi projesi başlatılmıştır. Türkiye gelecekte yer alacağı Avrupa Birliği'nin enerji politikaları ile uyum sağlamalıdır.

Türkiye'nin 1998 yılında revize edilen elektrik planlamasına göre 1000 MW gücündeki ilk nükleer santral 2007 yılında devreye girecektir. Yine 1000 MW gücünde ikinci nükleer santralin ise 2010 yılında devreye girmesi öngörülmektedir. 2010 yılında toplam 2000 MW kurulu güçle nükleer enerjinin ülkemiz elektrik üretimindeki payı % 3 ve genel enerji içindeki payı % 1 olacaktır. Bu küçük paylardan anlaşılacağı gibi, Türkiye 2010 yılına kadar nükleer teknolojiyi kazanma ve elektrik üretiminde kaynak çeşitlemesi yapmak amaçları ile nükleer santral alanına girmek istemektedir. Uzun dönemli nükleer stratejinin temelleri şimdi atılacağı için Avrupa Birliği ile uyum daha da önem kazanmaktadır.

2010-2020 yılları arasında nükleer santrallara 8 ünite daha eklenerek, kurulu gücün 10 000 MW'a çıkarılması planlanmıştır. Buna göre 2020 yılında nükleer enerjinin elektrik üretimindeki payı % 9 ve genel enerji bütçesindeki payı % 2.5 olacaktır. Bu trendle nükleer kurulu güç Cumhuriyetimizin 100. yılını dolduracağı 2023 yılında 15 000 MW olabilir. 2010-2020 dönemi nükleer enerjiye ciddi adım atılması dönemi olmalı ve nükleer kurulu güç, bazı kömür santrallerinden vaz geçilerek daha yüksek tutulmalıdır. Çünkü, nükleer santralin ve nükleer elektriğin maliyeti bugünkü koşullarda bile kömür santrallerinden düşüktür. Bölüm 3'de açıklanan ESM-EOM modellerinin çıktıları ile oluşturulan senaryoya göre, 2023 yılında nükleer gücün 17 700 MW'a ulaşması söz konusu olabilir. Tablo 4.10'da iki seçeneğe göre nükleer kurulu güç ve nükleer enerji üretiminin gelişimi diğer kaynaklarla karşılaştırmalı biçimde verilmiştir. Şekil 4.6'da ise oluşturulması planlanarak beklenen ve önerilen nükleer güç büyüklükleri grafiksel biçimde karşılaştırılmıştır.

Tablo 4.10 Nükleer Kurulu Güç ve Elektrik Üretimi Projeksiyonu [10]

Yıl	Brüt elektrik talebi	TEAŞ'a göre nükleer üretim	TEAŞ'a göre nükleer kurulu güç	Modele göre nükleer üretim	Modele göre nükleer kurulu güç	ETKB'ye göre hidrolik üretim	Modele göre hidrolik üretim
	(GWh)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(GWh)
2007	231794	7017	1000	7017	1000	72322	77035
2010	289820	14034	2000	14034	2000	85391	89477
2015	398168	35085	5000	42102	6000	99136	107198
2020	547060	70170	10000	84204	12000	103715	116151
2023	639045	105255	15000	124134	17700	107890	124751
2025	708952	126306	18000	134308	19140	108204	134709



P: ETKB/TEAŞ Planlaması, S: Raporda önerilen

Şekil 4.6 Türkiye için nükleer santral projeksiyonu

Gerek ETKB/TEAŞ planlaması ve gerekse bu rapor için yapılan özel modelleme çalışmasıyla oluşturulan senaryolara göre, Cumhuriyetimizin 100. yılı olacak 2023 yılında nükleer elektrik ve hidroelektrik üretimlerinin eşitlenebileceği görülmektedir. Resmi planlamaya göre bu eşitleme; Hidrolik 107 kWh Nükleer 105 milyar kWh düzeyinde gerçekleşirken, burada model çalışması ile önerilen üretim düzeylerine göre; Hidrolik 124 milyar kWh = Nükleer 124 milyar kWh düzeyinde gerçekleşmektedir.

4.4.5. Sonuç ve öneriler

Türkiye için belirlenen hedefle yeni bir politika seçilmelidir. Bu politika; "Cumhuriyetimizin 100. yılında, ekonomik hidroelektrik potansiyelin tümünü değerlendireceğiz ve buna eşdeğer nükleer enerji üretimini gerçekleştireceğiz" biçiminde olmalıdır. Türkiye önümüzdeki 25 yıllık dönem için belli hedeflerle enerji talebini, insan ve finansal gücünü, teknolojik kazanımını gerçekçi biçimde planlamalıdır. Türkiye'de nükleer santralların kamu sektörü tarafından kurulması düşünülmektedir. Oysa, Yap-İşlet modeli burada da uygulanabilir. Ancak, nükleer santrallar için bu modelin uygulanmasının erken olduğunu savunanlar vardır. Bu görüş belli ölçüde haklı olabilir. Önümüzdeki 15 yıllık bir süreçte nükleer elektrik teknolojisinin ve deneyimin belli ölçüde kazanılması, ilk santralların kurulması, sonra bu santralların özel sektöre devredilmesi düşünülebilir. Böyle bir yolun seçilmesi durumunda, nükleer santralların TEAŞ Nükleer Santrallar Dairesi tarafından kurulması çıkar yol olamaz. Er ya da geç klasik elektrik santrallarının ve TEAŞ'ın özelleştirilmesi kaçınılmaz olduğuna göre, TEAŞ'dan bağımsız ve ayrı bir kuruluş gerekmektedir. Geçmişte kağıt üzerinde oluşturulan ve gerçekleştirilemeyip kadük kalan, Nükleer Elektrik Santralları Kurumu (NELSAK) yeniden oluşturulmalı, belli bir düzeye ulaşıldıktan sonra nükleer santralların özelleştirilmesine gidilmelidir.

Yukarıda açıklanan alternatiflere karşın, Türkiye'de KİT durumunda olan kurumların kendi bürokratik iradeleri ile teknoloji kazanımı sağlamalarının yeterince başarılı olmadığı da görülmüştür. Bu nedenle, nükleer santral teknolojisinin transferi ve geliştirilmesi konusunda özel sermayenin dinamik yapısından yararlanmak gerekmektedir. Yap-İşlet modeli ile kurulması öngörülen termik santrallarda olduğu gibi, devletin belli bir süre sonra yerli ve yabancı özel sermayeye, yetkili yasal

kurumların denetiminde ve lisans alma koşuluna bağlı biçimde nükleer santral kurup, işletme yetkisi vermesi akılcı ve atılcı bir tutum olacaktır [11].

4.4.6. Nükleer füzyon

4.4.6.1. Nükleer füzyon reaktörleri ve küresel tokamaklar

[14] Nükleer füzyon enerjisi, çevre ve radyoaktif kirlilik bakımından temiz, yakıt bolluğu nedeniyle de tükenmez bir enerji türü olduğu için Türkiye'nin ve dünyanın şu anda içinde bulunduğu ve gelecek yıllarda giderek büyüyecek enerji krizine karşı en büyük çözüm olarak görünmektedir.

Nükleer füzyon reaktörü için bir kaç tip aday üzerinde durulmakla beraber, bunlar arasında en güvenilir, umut verici ve sorunları büyük ölçüde çözülmüş olan, kalan teknolojik sorunlarınsa çözüm yöntemlerinin saptandığı en kuvvetli reaktör adayı tokamak adı verilen düzenekler olarak görülmektedir.

Tokamak düzeneği, adını ilk tasarımcısı Artsimovich'in önerisiyle, Rusça sözcüklerin başharflerinden almaktadır (Toroid Kamera Magnit Katushka) ve basit bir transformatör özelliğine dayanarak çalışmaktadır. Çalışma esası ise plazmanın korunmasıdır.

Plazmayı maddenin 4. Hali olarak da tanıyıyoruz. Plazma, elektronlarını yitirmiş atom çekirdekleriyle, serbest kalmış elektronlardan oluşan sıcak gaza verilen isimdir.

Tokamak düzeneklerinde plazma halinde hidrojen, helyum ve bor gibi hafif elementlerden oluşmuş yakıtlar, yuvarlak pasta kalıbı ya da geometrideki adıyla torus biçimindeki bir kap içinde, bir transformatörün tek sarımlı kısa devre ikinci sargısı aracılığıyla korunmaktadır. Transformatörün birinci sargısıysa, geometriyi basitleştirmek amacıyla, torun eksenindeki merkez oyuna, tora paralel konumda yerleştirilmektedir. Böylece hem plazma akımı oluşturulmakta, hem de oluşan plazma dirençsel şekilde ısıtılmaktadır. Plazma içindeki hafif çekirdeklerin birleşerek daha ağır çekirdekler oluşturması ve bu yolla enerji açığa çıkarması için plazmanın çok yüksek sıcaklığa kadar ısıtılması gerekmektedir. Toroidal kabın ortasındaki plazmanın soğumaması için duvarlardan yalıtılıp, uzun süre sıcak halde korunması ve böylece nükleer füzyon reaksiyonlarının kesintisiz bir şekilde gerçekleştirilmesi

gerekmektedir. Bu amaçla torun çevresi boyunca yerleştirilen çok sayıdaki manyetik alan bobiniyle toroidal manyetik alan oluşturulmaktadır. Bu nedenle, bu tip düzeneklere aynı zamanda toroidal manyetik korunma sistemleri de deniliyor.

Dünyada 1960 yılından bu yana, araştırma amacıyla yüzlerce tokamak makinesi kurulmuş bulunmaktadır. 1960-1967 yılları arasında Türkiye’de de İstanbul Üniversitesi Fen Fakültesi Atom ve Çekirdek Fiziği Kürsüsü’nde, araştırma amacıyla, dünyadaki benzerleriyle aynı boyut ve özelliklerde, iki ayrı tokamak düzeneği geliştirilerek kurulmuş, çalıştırılmış ve üzerinde araştırmalar yapılmıştır.

Geçen milenyumun son yıllarında birbiri peşisıra kurulan üç tokamak, füzyon reaktörüne giden ilk yolda, en önemli kilometre taşı olan ve füzyon çıkış gücünün sisteme giriş gücüne oranıyla tanımlanan Q faktörünü $Q = 1$ ’lik düzleğe çıkış(breakeven) noktasına ulaştırarak, füzyon enerjisi final kurdelelerinin ilkinin göğüslemişlerdir. Bunlar, tüm Avrupa topluluğu üyelerinin ortak insan gücü ve mali desteğiyle, İngiltere’nin Culham Laboratuvarı’nda kurulan JET (Joint European Torus); ABD’nin Princeton Üniversitesi Plazma Fiziği Laboratuvarı’nda (PPPL) bulunan TFTR (Thermonuclear Fusion Test Reactor) ve Japonya’nın Atom Enerjisi Kurumu, Naka Araştırma Merkezi’nde, ülkenin en büyük altmışıncı gelişkin tokamağı JT-60 U’dur. Şu anda yukarıda anılan düzeneklerin yanısıra dünyadaki diğer bir çok düzenekte de plazmayı daha yoğun ve sıcak hale getirerek, sıcaklığın uzun süre korunması ve Q değerinin büyütülmesi için çalışmalar yapılmaktadır. Yeni kurulacak füzyon reaktörlerine ışık tutacak bilimsel ve teknolojik ilerlemeler kaydedildikçe de güncelleştirme çalışmalarına gidilmektedir.

4.4.6.2. Küresel tokamak programları

[14] Bugüne kadar kurulan tokamak düzeneklerinde kazanılan deneyimlerden yararlanılarak, ileride kurulacak daha ekonomik ve yüksek teknoloji tokamak tipindeki füzyon güç reaktörlerinin, mümkün olduğunca küçük boyutlu (kompakt) ve daha düşük maliyetli olması, uzun süre sıcak şekilde korunabilmesi ve sürekli olarak çalışması istenmektedir. Buna göre, boyutlarının küçültülebilmesi için, tokamak düzenekleri, “spheromak” ve “küresel tokamak” gibi kompakt toroid şekillenmelerine doğru kaydırılmaktadır. Bu yeni tokamak şekillenmelerinde, torun büyükçapı R küçültülerek, küçük yarıçapı r ’ye yaklaştırılmaya çalışılmaktadır. Yani

görünüm oranı (aspect ratio) olarak tanımlanan $a=R/r$ 'nin en küçük değerinin 1'e yaklaşmasıyla plazma kanalı küresel hale gelmektedir. Buna göre küresel tokamaklar, küçük görünüm oranlı tokamaklar olarak da tanımlanmaktadır. Halen çalışmakta olan geleneksel tokamaklarda A oranı 3 ve 4 civarındadır. Örneğin Amerika'nın TFTR ve Japonya'nın JT-60 U tokamaklarında $a=3$, AB'nin JET'inde $A=2.2$ ve Rusya'nın T-10 tokamağında $A=4$ 'dür. Büyük yarıçaptaki bu küçülme, tokamağın çalışma prensibi olan transformatör özelliğinin değiştirilmesiyle sağlanmaktadır. En başta merkezdeki birinci sargının yarıçapı ve sarım sayısı çok küçültülerek ya da tamamen ortadan kaldırılarak, plazma toroidal akımını sürdürme işlevi bobinsiz, yani "indüktif olmayan" yöntemlerle gerçekleştirilmektedir. Geleneksel tokamakların devasa boyutlara ulaşmasının nedeni, kap etrafına yerleştirilen ve sıcak plazmayı kabın ortasında asılı tutarak soğumasını önlemek için kullanılan manyetik alan bobinleridir. Şimdiyse, bunlar kaldırılarak, yerine merkezde çok küçük alan kaplayan ve üzerinden çok yüksek akımlar geçirilen, merkezi metal çubuklar kullanılmaktadır. Böylece, tor biçimindeki plazma kabı, merkezden ince bir akım çubuğunun geçtiği, küresel ve hatta silindirik bir geometriye dönüşmüş olmaktadır.

Türkiye Atom Enerjisi Kurumu (TAEK) Nükleer Füzyon Laboratuvarı'nda geliştirilen, kurulan ve üzerinde 15 yıldan beri araştırma yapılan, çalışır durumdaki küresel tokamak STPC (Spherical Tokamak with Plasmic Cnterpost) makinesinde, 65 litre hacminde ve sekizgen-prizma biçiminde bir plazma kabı bulunmaktadır. Kabın üst ve alt yüzeylerine içeriden, 90 derecelik açısal aralıklarla yerleştirilen dört çift elektrod sistemi kullanılarak yapılmış, tek-atımlı, yüksek güçlü bir dalga biçimlendirme hattıyla paralel şekilde birleştirilmiş üç manyetik sürmeli plazma topu ve yüksek güçlü bir de plazma enjektörü bulunmaktadır. Sözü edilen sistemde oluşturulan plazma kuşakları yardımıyla, A değeri düşük ($1.2 - 1.7$) küresel tokamak plazması şekillenmektedir. Bu şekillenen küresel tokamakda plazma akımı, toroidal ve bobinsiz elde edilen poloidal alanlarla plazma kabının merkezine doğru Lorentz kuvvetiyle itilmesi sonucu, plazma kuşaklarının kendi kendilerini biçimlendirmesiyle (self orgaizational process) oluşmaktadır. Böylece, dünyadaki emsallerinden daha farklı şekilde geliştirilmiş olan STPC makinesinde, küresel tokamak şekillenmesinin temel topolojisi de irdelenmiş oluyor.

Boyutlarının küçültülüp basitleştirilerek, çok daha ekonomik hale gelmiş ve böylece bakımlarının da kolaylaşmış olması gibi avantajların yanı sıra, diğer bir çok avantajlı özelliği da bünyesinde barındıran iyi korunmuş, kararlı bir tokamak şekillenmesi olmaları, bilim adamlarının küresel tokamak düzeneklerine son yıllarda oldukça artan ilgilerinin nedeni olarak düşünülebilir. Dünyada halen çalışmakta olan küçük ölçekli küresel tokamaklardan en önemlisi, İngiltere’de Culham Araştırma Merkezi’ndeki START (Small Tight Aspect Ratio Tokamak) makinesidir.

1990’larda çalışmaya başlayan START’ın plazma kabı, 1 m. yarıçaplı, 2 m. yükseklikte bir silindir biçimindedir. START’da ulaşılan başarılı deneysel korunma zamanı üzerine, çeşitli ülkelerde, START’dan iki misli büyük ve merkezi çubuklarından milyon amperler düzeyinde akıların geçebileceği, bir kaç orta ölçekli tokamak kurulmaya başlanmıştır. Bunlara örnek olarak, İngiltere-Culham’da MAST (Mega Amper Spherical Tokamak), Amerika-PPPL’de NSTX (National Spherical Tokamak Experiment), Japonya – Tokyo’da TS-4, Rusya Federasyonu-Ioffe’de Globus-M ve Brezilya’da ETE gibi orta ölçekli küresel tokamak makineleri gösterilebilir. Türkiye’deyse, halen çalışmakta olan küçük ölçekli STPC küresel tokamak makinesinin, orta ölçeğe kadar büyütülmesi için, üst düzeyde bir çok girişim yapılmış lmasına karşın, bugüne kadar sorumlu mercilerden, ciddi program içeren bir destek, kayda değer bir ilgi bile görülmemiş durumdadır. Yaklaşık on yıldır, sadece IAEA tarafından yıllık 4000 dolarlık kontratlarla desteklenen proje, şu anda ülkemizin belirli bir programa oturmuş füzyon araştırma örgütlenmesi bulunmaması nedeniyle, IAEA önderliğindeki orta ve büyük ölçekli küresel tokamak koordineli araştırma programı şemsiyesi altına da girememiş durumdadır. Halen, Culham_MAST ve PPPL-NSTX deneyleri başarıyla çalışmaktadır. Temmuz 2000’de IAEA tarafından düzenlenen “Sürekli manyetik füzyon makineleri” konulu teknik komite toplantısında sunulan bir çalışmada, Culham grubu, füzyon reaktörü için gerekli ekonomik ve teknolojik koşullarda, küresel tokamakların da sürekli olarak çalışmasıyla ilgili, SSSP (Steady State Power Plant = Sürekli güç reaktörü) başlığı altında, kavramsal bir füzyon reaktör tasarımı önermiştir.

Tokamak düzeneklerinde, 1970’den bugüne kadar 30 yıllık ilerlemeleri aşağıdaki tablo halinde gösterebiliriz;

Tablo 4.11 Tokamak Fiziği Problemlerinin Zamanla Çözüm Evrimi [14]

Problemler	1970 yılı	1995 yılı	2000 yılı
Denge	Az çözülmüş	Çözülmüş	Çözülmüş
Hidromanyetik kararlılık	Az çözülmüş	Çözülmüş	Çözülmüş
Enerji ve tanecik tasarımı	Az çözülmüş	Yöntemi saptanmış	Çözülmüş
Helyum ve kirlilik kontrolü	Çözülmemiş	Yöntemi saptanmış	Çözülmüş
Plazma ısıtması	Çözülmemiş	Çözülmüş	Çözülmüş
Endüktif olmayan akım sürmesi	Çözülmemiş	Çözülmüş	Çözülmüş
a tanecikleriyle ısıtma	Çözülmemiş	Az çözülmüş	Yöntemi saptanmış
Sürekli çalışma	Çözülmemiş	Az çözülmüş	Yöntemi saptanmış
Düşük aktiflenme malzemeleri	Çözülmemiş	Az çözülmüş	Yöntemi saptanmış

Tablodan da anlaşılacağı üzere, yıllar geçtikçe tokamak fiziği ve buna bağlı olarak füzyon reaktörü sorunlarının büyük ölçüde üstesinden gelinmiş durumdadır.

4.4.6.3. Sonuçlar

[14] Enerji uzmanları, mevcut enerji krizinin, ancak füzyon reaktörlerinin devreye girilmesiyle atlatılabileceğini düşünmektedir. Bir enerji kaynağı olarak, şu anda gelişme aşamasındaki füzyon enerjisinin çekiciliği, çevre ve radyoaktif atıklar açısından temiz, yakıt bolluğu açısından da tükenmez olmasından kaynaklanmaktadır. Üzerinde çalışılan bir kaç alternatif füzyon reaktörü arasında en güvenilir, umut verici olanı, sorunlarının çoğu çözülmüş, geri kalanın sorunlarının da çözüm yöntemleri saptanmış olan reaktör adayı tokamak olarak gözükmektedir. Tokamakta en önemli kilometre taşı olan, $Q=1$ noktası aşılmış ve uluslararası ilk deneysel füzyon reaktörünün tasarım ve mühendislik çalışmaları tamamlanmış bulunmaktadır. Reaktörün kurulma aşamasında, boyutların ve dolayısıyla maliyetin daha ekonomik hale getirilmesi amacıyla dünyadaki endüstri ve mali kapasitenin tekrar gözden geçirilmesi, muhtemelen 8 yıl içinde ITER-FE-AT uluslararası reaktör

kurularak, 5-6 yıllık ön deneylerden sonra en çok 15 yıl içinde 500 MW gücünde füzyon enerjisi üretilmesi beklenmektedir.

Tokamağı daha kompakt ve ekonomik hale getirmek için, başta Amerika ve İngiltere'dekiler dahil olmak üzere, dünyanın bazı laboratuvarlarında ulusal küresel tokamak çalışmalarına başlanmış ve çok başarılı sonuçlar alınmış, kapasite iki misli artırılarak, orta ölçekli MAST ve NSTX küresel tokamaklarında saniyeler süren MA'lık plazma akımları elde edilmiş durumdadır. Kısa sürede elde edilen bu başarıya dayanarak SSPP gibi sürekli çalışan, tahminen 5-10 yıl içinde 1200 MW gücünde elektrik üretebilecek olan bir küresel tokamak reaktörün tasarımı da yapılmıştır.

4.5. Yenilenebilir Enerji Kaynakları

4.5.1. Giriş

Bu başlık altında yeni ve yenilebilir enerji kaynaklarına yönelmenin nedenleri, Türkiye için jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi ve biomas enerjinin, kullanım teknolojilerine bağlı olarak sağlayacağı kazanımlar üzerinde durulmaktadır. Fosil yakıt dayalı enerji kullanımı; fosil yakıt dışalımının büyümesi, ithalat giderinin artması gibi bir olumsuzluktan başka, çevre kirlenmesinin de artmasına neden olmaktadır. Sürdürülebilir ekonomik büyüme açısından ithalatın ihracata oranının küçük olmasının önemi kadar, üretim güvenirliliği olan bir enerji alt yapısının oluşturulması, enerji sektörünün çevre ile uyuşması önemlidir.

Enerji ithalatının fiziksel büyüklüğünün yanında parasal büyüklüğü ya da döviz gereksinimi de büyük boyutlardadır. Petrol fiyatlarında görülen dalgalanmalar, 2000 sonrasında sürekli artış trendi biçiminde olacaktır. 2000-2020 arasında petrol fiyatlarının en az 22.4 - 42.0 ABD \$/varil, kömür fiyatlarının en az 52-68 ABD \$/ton ve boru hattı doğal gaz fiyatlarının da 104-135 ABD \$/103 m³ sınırlarında olması beklenmelidir [11].

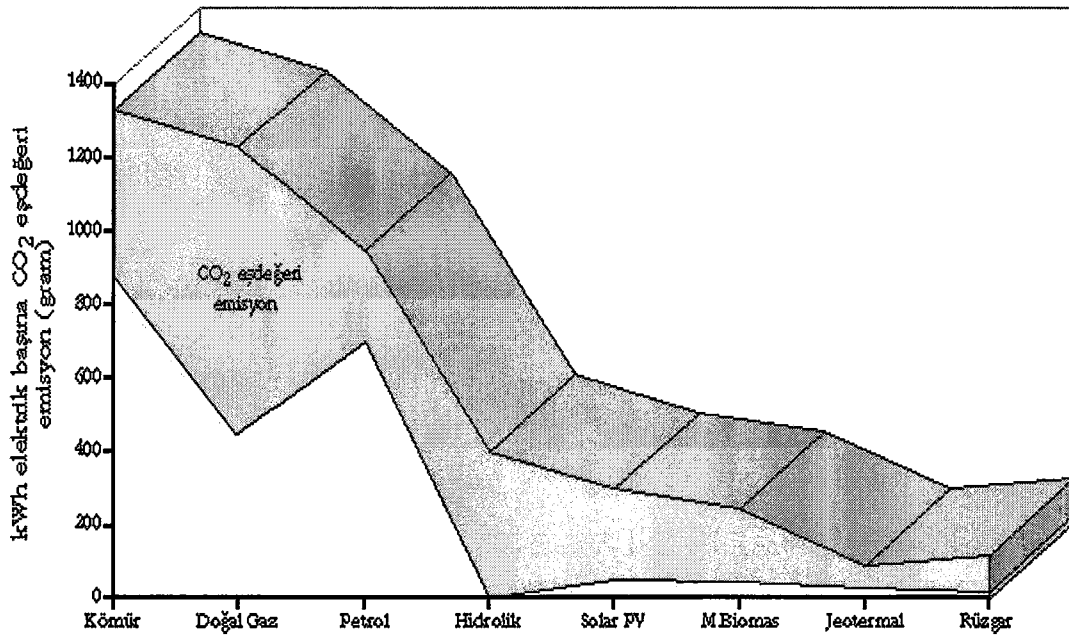
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planladığı ithalat miktarlarına, ayrıca yukarıda açıklanan fiyat trendlerine bağlı olarak, yalnızca taşkömürü, petrol ve doğal gaz ithalatı için taban değerler olarak cari fiyatlarla Türkiye'nin 2000 yılında 8 565.9

milyon ABD \$'ı, 2005 yılında 15 942.0 milyon ABD \$'ı, 2010 yılında 24 940.9 milyon ABD \$'ı, 2015 yılında 36 923.0 milyon ABD \$'ı ve 2020 yılında da 54 195.0 milyon ABD \$'ı ödeme yapması gerekmektedir. 2000-2020 döneminde yapılacak kümülatif ödeme toplamı ise 500 milyon ABD \$'ı gibi büyük bir rakama yaklaşmaktadır [11].

Aşırı fosil yakıt kullanımının getirdiği çevre kirlenmesi de önemlidir. Bugün için dünyanın en önemli çevre sorunu sera etkisinden kaynaklanan global ısınmadır. Bunun kökeninde yanma sonucu ortaya çıkan CO₂ emisyonu yatmaktadır. CO₂ emisyonunun global ısınmadan başka olumsuz etkileri olduğu gibi, yanma reaksiyonunda ortaya çıkan emisyon yalnızca CO₂ de değildir. SO_x ve NO_x gibi diğer zararlı emisyonlar vardır. Temiz yakıt denilen doğal gaz kullanımında, yüksek alev sıcaklığından ortaya çıkan NO_x ozon tabakasını tahrip edici özelliğe sahiptir. Fosil yakıt üretim ve tüketiminin doğal bitki örtüsünün yanısıra, hayvan ve insan sağlığı üzerinde çeşitli olumsuz etkileri bulunmaktadır.

Birim enerji başına ortalama yalnızca CO₂ emisyonu; kömürde 85.5 kg/GJ, petrolde 69.4 kg/GJ ve doğal gazda 52 kg/GJ düzeylerindedir. Başlangıçta kömür, daha sonra petrol ve doğal gaza dayalı fosil kökenli enerji kullanımı atmosferdeki CO₂ konsantrasyonunu son 150 yıl içinde % 116 artırarak, dünyayı global ısınma süreci ile karşı karşıya bırakmıştır. Tüm dünyada CO₂ emisyonu artışının sınırlandırılması sorun olup, çözüm yollarından biri yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının geliştirilmesidir.

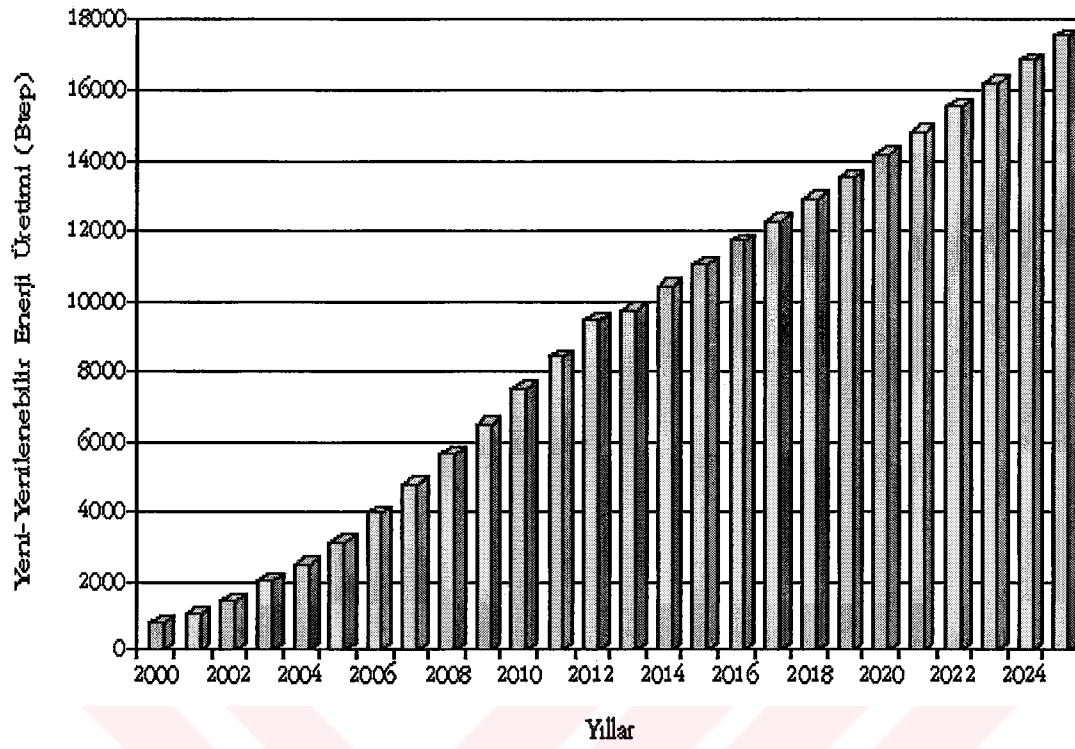
Yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretim süreci, direkt ve indirekt girdileri ile CO₂ ve CO₂ eşdeğeri (NO_x ve diğerleri de dahil olmak üzere) sera gazı emisyonu bakımından ele alındığında, ortaya çıkacak emisyon düzeyleri, fosil yakıtlarla karşılaştırmalı biçimde Şekil 4.7'de gösterilmiştir. Şekilden de anlaşılabacağı gibi, yeni ve yenilenebilir kaynakların değerlendirilmesi ile ilgili proseslerin emisyonları yokumsanacak düzeyde kalmaktadır [11].



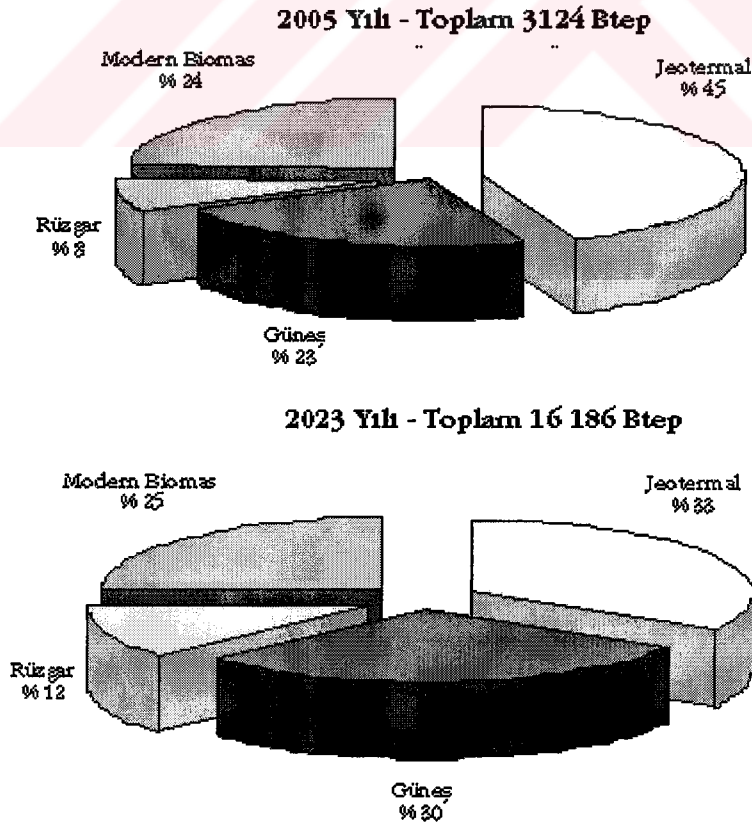
Şekil 4.7 Sera Gaz Emisyonlarının beher kWh Elektrik Üretimi İçin Değişimi

Yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları kullanımının geliştirilmek istenmesinin bir başka nedeni de, dünyada sınırlı olan fosil yakıt rezervlerini tükenmekten olabildiğince korumaktır. Kanıtlanmış üretilebilir petrol ve doğal gaz rezervlerine insan ömrüne sığacak kadar ömür biçilmesi, insanlığın geleceği açısından düşündürücüdür. Kısacası alışlagelen enerjide bir sınıra yaklaşılmıştır. Sürdürülebilir ekonomik büyüme için ekonomik sınırlar kapsamında, kullanıma uygun teknolojilerle yeni ve yenilenebilir enerji eşiğinin aşılması gerekmektedir.

Türkiye'de yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları olarak jeotermal, güneş, rüzgar ve modern biomassdan yapılabilecek enerji üretimi Bölüm 3.5'de açıklanan ESM ve OEM modelleri çıktılarına göre, 2000 yılında 794 Btep, 2005 yılında 3 124 Mtep, 2010 yılında 7 499 Btep, 2015 yılında 11 009 Btep, 2020 yılında 14 166 Btep, 2023 yılında 16 186 Btep ve 2025 yılında 17 537 Btep düzeyine çıkarılabilir. Önerilen bu üretim dizisi Şekil 4.8'de grafik olarak görülmektedir. Sıralanan kaynakların dışında deniz dalga ve boğaz akıntıları gibi enerji kaynakları söz konusu ise de, bunlardan yapılabilecek üretimin 2025 yılına kadar birkaç yüz Btep'i geçmeyeceği kestirilmektedir. Bu üretimde kaynak payları 2005 ve 2023 yılı için Şekil 4.9'da verilmiştir.



Şekil 4.8 Yeni ve yenilenebilir kaynaklardan (jeotermal-güneş-rüzgar-modern biomas) yapılabilecek enerji üretimi



Şekil 4.9 Yeni-Yenilenebilir Kaynaklar Üretim Payları

4.5.2. Jeotermal enerji

4.5.2.1. Jeotermal enerjinin yenilenebilir enerji kaynakları arasındaki yeri

Türkiye jeotermal enerji zenginliği açısından dünyanın yedinci ülkesi olup, bu enerjinin ısı ve elektriksel kullanımı geliştirilmek zorundadır. Jeotermal enerjinin bugünkü kullanımı daha çok sıvı ağırlıklı ve buhar ağırlıklı kaynaklara, yani doğal hidrotermal sirkülasyona dayanmaktadır. Sıvı ağırlıklı kaynaklarda, jeotermal akışkan bazen kaplıca suları biçiminde kendiliğinden yeryüzüne çıkabileceği gibi, çoğunlukla birkaç yüz metreden birkaç bin metreye kadar uzanan sondajlarla kuyu açılması gerekir. Akışkanın içerisinde sodyum, potasyum, sülfat, silikat ve borat gibi tuzlar bulunmaktadır. Türkiye'de aktif sıcak ateşli sistemler (magma ve lav kökenli) olmadığı gibi, sıcak kuru kaya tipi kaynaklar da bulgulanamamıştır.

Jeotermal kaynaklar akışkanların sıcaklıklarına ve taşıdıkları ısı enerjisine bağlı olarak düşük entalpili (akışkan sıcaklığı MTA'ya göre 20-70 oC, yeni literatürlere göre < 160 oC), orta entalpili (akışkan sıcaklığı MTA'ya göre 70-180 oC, yeni literatürlere göre 160-190 oC) ve yüksek entalpili (akışkan sıcaklığı >180 veya 190 oC) olarak da ayrılmaktadırlar. Düşük ve orta entalpili kaynaklar özellikle ısı amaçlı kullanılır. Orta entalpili jeotermal akışkanın elektrik üretiminde kullanılması yeni teknolojilerle olanaklıdır. Düşük entalpili akışkanların kaplıca-termalizm uygulamaları önemlidir. Yüksek entalpili akışkanlar ise elektrik üretimi ve buna entegre diğer işlemlerde kullanılır. Türkiye'deki mevcut jeotermal uygulamalar, dünyadaki toplam jeotermal uygulamalarla karşılaştırmalı biçimde Tablo 4.12'de gösterilmiştir [11].

Tablo 4.12 Türkiye'de ve dünyadaki jeotermal uygulamalar (1997).

Uygulama Türü	Türkiye	Dünya
Elektrik Üretimi (Kurulu Güç)	20.4 MWe	8 600 MWe
Karbondiyoksit Üretimi	40 000 ton/yıl (Dünyada ilk ve tek)	-
Direkt kullanım (konut, sera, termal tesis ısıtma)	350 MWt	
Balneolojik kullanım	285 MWt	11 300 MWt
Toplam	635 MWt	

4.5.2.2. Jeotermal elektrik sistemleri

Dünya genelinde kurulu jeotermal elektrik santralleri kapsamında Türkiye, 20.4 MWe kurulu güçlü Denizli-Kızıldere Santrali ile 14. sırada bulunmaktadır. Ancak, bu santral 12-15 MWe güçle çalıştırılmaktadır. Kızıldere santralının teknolojisi eskidir. Bu santraldan 700 t/h kütleli debi ve 147 °C sıcaklıkla çıkan akışkan Menderes Nehri'ne atılmakta ise de Denizli'de kent ısıtması için kullanılabilir ve bu proje bir an önce gerçekleştirilmelidir.

Aydın-Germencik'de 100 MWe gücünde santrali besleyecek potansiyel bulunmakta ise de, şimdilik 25 MWe gücünde ve 187.3 GWh/yıl üretim kapasitesinde bir santralin kurulması için ön çalışmalar başlatılmıştır. Yap-İşlet-Devret modeli ile gerçekleştirilecek bu santral için sözleşme parafı edilmiş, proje Danıştay onayından geçmiştir. Germencik'de birinci kuyuda ölçülen en yüksek rezervuar sıcaklığı 231 °C dir. Aydın'da otoprodüktör statüsünde olmak üzere 5 MWe güçte ve 37.5 GWh/yıl üretim kapasitesinde bir santral kurmak için yapılan müracaat da değerlendirilmektedir.

Aydın-Salavatlı ve Çanakkale-Tuzla'da sırasıyla 171 ve 173 °C sıcaklıklı ve kullanılabilir potansiyeli 50-100 MWe arasında olan rezervuarlar bulunmaktadır. Yüksek entalpili sayılan bu dört sahanın dışında, orta entalpili olan Kütahya-Simav'da ikili çevrim teknolojisiyle elektrik üretilmesi olanaklıdır. Türkiye'nin kanıtlanmış jeotermal elektrik potansiyeli 200 MWe düzeyinde belirtilmekle birlikte, gerekli çalışmalarla bunun kısa zamanda 350 MWe düzeyine çıkarılabileceği kestirilmektedir.

4.5.2.3. Jeotermal enerji ile ilgili sorunlar

Türkiye'de jeotermal enerji kullanımı Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı planlamasına göre 2000 yılında 432 Btep ve 2020 yılında 4 860 Btep olacaktır [10]. Aynı trend 2025 yılına kadar uzatılınca, potansiyel sınırına bağlı olarak yapılabilecek üretim 5 400 Btep'e çıkmaktadır. 2000-2025 döneminde kümülatif toplam olarak 93.4 Mtep jeotermal enerji üretilenektir. Bu rapor için yapılan modelleme çalışmasında önerilen trend ise, 2000 yılında yine 432 Btep ile başlamakta ve 2025 yılında resmi diziye eşdeğer 5 400 Btep'e ulaşmaktadır. Ara değerlerdeki farklılıktan 2000-2025 döneminde üretilenektir jeotermal enerjinin kümülatif toplamı 95.4 Mtep

olarak bulunmuşsa da, iki dizi birbiri ile yokumsanacak farkla çakışır durumdadır. Ancak, atılımcı bir jeotermal enerji politikası ile bu değerlerin yükseltilmesi olanaklıdır.

Türkiye'de yeteri kadar jeotermal araştırma ve üretim kuyusu açılmamıştır. Türkiye'de toplam 200 kuyu varken, Amerika'da Oregon jeotermal bölgesinde 500 kuyu bulunmaktadır. Mevcut jeotermal kuyuların yetersiz kaldığı bilinci ile daha çok araştırma yapılarak kuyu açılmasına hız verilmelidir. MTA'nın jeotermal programı genişletilmeli, il özel idareleri ve belediyeler tarafından finanse edilerek açtırılan kuyulara, kuyu riski sigortası getirilmelidir. Bu uygulama dünyanın pekçok ülkesinde vardır. Örneğin, Fransa'da arama ve kuyu riskini devlet üstlenmektedir. Fransa'da jeotermal kullanımlarda KDV oranı da % 6'ya düşürülmüş bulunmaktadır [11]. Türkiye'de de teşvik amacı ile jeotermal uygulamalarda KDV düşük tutulmalıdır.

Türkiye'de jeotermal enerjide yeterli arama ve araştırma yapılmaması, yasal düzenleme olmaması, jeotermal kuyu riskinin devlet tarafından üstlenilmemesi, jeotermal kaynak doğal kaynak görülerek özel sektöre kuyu mülkiyeti verilmemesi, yeterince finansman ve kredi temin edilememesi, teşvik uygulanmaması gelişmeleri engellemektedir. Jeotermal enerjinin gelişimini hızlandıracak yasal düzenlemelerin bir an önce yürürlüğe girmesi gerekir. Bir diğer yeraltı zenginliği olan petrol gibi, jeotermal alanların arama ve işletilmesi de yerli ve yabancı özel sermayeye açılmalıdır.

Türkiye'de ısıtma amaçlı 31 100 MWt olan toplam teorik jeotermal potansiyelin kullanılabilir şekilde kesinleştirilmesi koşulunda, tam değerlendirilmesi için gerekli yatırım tutarı 7.5 milyar ABD \$'ı olarak hesaplanmaktadır. Yine yapılan teorik hesaplamalara göre, bu yatırım karşılığında yılda 1.875 milyar ABD \$'ı ciro, 1.750 milyar ABD \$'ı net yurtiçi katma değer, ve 9 milyar ABD \$'ı petrol ikamesi sağlanabilecektir [11].

Jeotermal alanların kullanım olanaklarının belirlenerek, entegre tesisler biçiminde planlanmaları ve kullanılmaları teşvik edilmelidir. Bu amaçla, özellikle büyük jeotermal projelerin özel bir statüde denetlenmesine önem verilmelidir. Türkiye'de yüksek entalpili jeotermal kaynaklar az olduğundan, bunlardan yapılacak elektrik üretimine, merkezi ısıtma, sanayiye proses ısısı sağlama, sera ısıtma gibi uygulamalar

da eklenmelidir. Orta entalpili jeotermal kaynaklardan da elektrik üretimi sağlayabilmek için ikili çevrim teknolojileri üzerinde durulmalıdır.

4.5.3. Güneş enerjisi

4.5.3.1. Güneş enerjisinin yenilenebilir enerji kaynakları arasındaki yeri

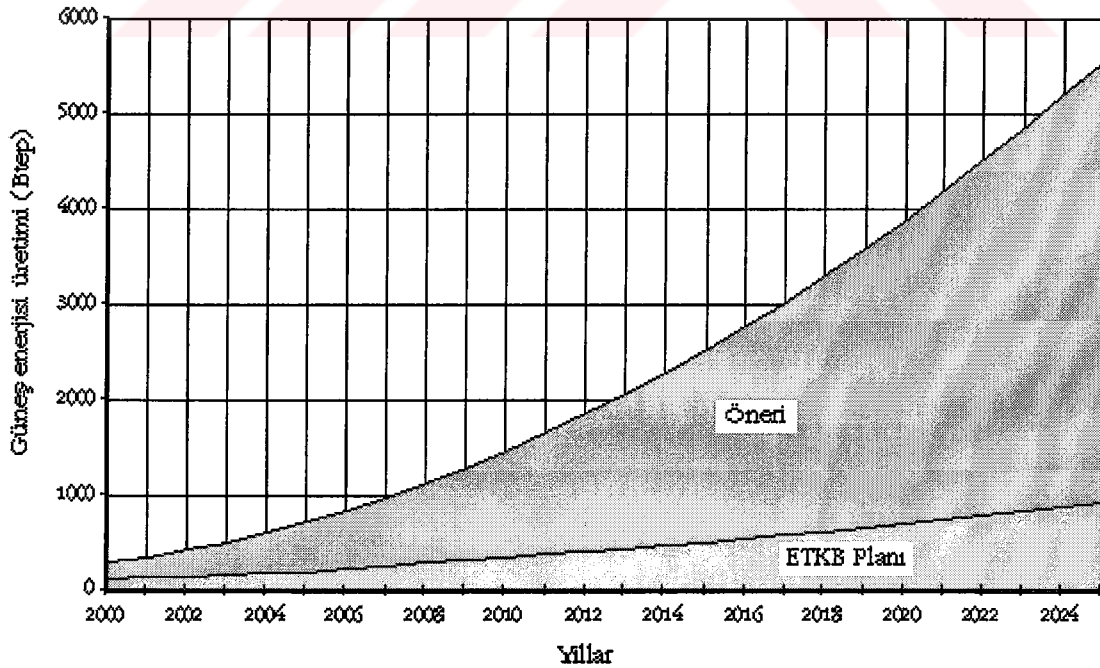
Türkiye güneş kuşağı içerisinde bulunan bir ülke olarak, gelişen güneş enerjisi teknolojisine koşut biçimde bu enerjinin kullanımını geliştirmelidir. Ülkemizde güneş enerjisi bugünkü yerli teknolojik koşullarda olması gereken düzeyde kullanılmamaktadır. Oysa, Türkiye'de coğrafi bölgelere göre önemli güneş enerjisi potansiyeli bulunmakta olup, bu potansiyel bölgeleri karakterize eden il değerleri ile Tablo 4.13'de verilmiştir.

Tablo 4.13 Türkiye’de Bölgelere Göre Güneş Enerjisi Potansiyeli [11]

Radyasyon Enerjisi				Güneşlenme Periyodu		
BÖLGE	Yıllık Ort. kWh/m ² . yıl	Maks. kWh/m ² . yıl	Min. kWh/m ² . yıl	Yıllık Ort. h/yıl	Maks. h/ay	Min. h/ay
Güney Doğu Anadolu	1491.2	188.1	49.6	3016	407	126
Diyarbakır	1447.6	200.8	51.1	2946	388	110
Akdeniz	1452.7	176.6	48.9	2923	360	101
Antalya	1378.2	180	44.2	3062	385	139
İç Anadolu	1432.6	176.6	42.2	2712	381	98
Ankara	1491.8	204.2	42.6	2661	380	80
Ege	1406.6	168.7	40.9	2726	371	96
Bornova -İzmir	1229.9	163.5	37.5	2770	386	108
Doğu Anadolu	1398.4	182.8	48.6	2693	373	165
Erzurum	1298.8	167.9	48.1	2617	353	100
Marmara	1144.2	166.9	33.4	2528	351	87
Florya-İstanbul	1328.3	185.5	38.7	2369	357	76
Karadeniz	1086.3	141.7	34	1966	273	82
Trabzon	1008.6	144.3	35.5	1672	201	96

Türkiye'de bugün güneşli su ısıtıcı kollektörlerle çekilen toplam enerji 120 Btep/yıl düzeyinde olmakla birlikte, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı raporlarında 1996 ve 1997 için 80 Btep/yıl olarak bildirilmektedir [10]. Bakanlığın planlama çalışmasına göre, ısı uygulamalara dayalı biçimde güneş enerjisi kullanımı 2000 yılında 121 Btep ve 2020 yılında 745 Btep olacaktır. Trend 2025 yılına kadar uzatıldığında 932 Btep'e çıkmaktadır. Bu trend ile 2000-2020 döneminde güneşten çekilecek enerji kümülatif toplam olarak 11.9 Mtep olsa da, söz konusu planlama güneş enerjisinin kullanılmaması demektir.

Güneş enerjisi yine ısı uygulamalara dayalı olarak ve teşvik edilerek, ekonomik parametrelere uygun biçimde çok daha fazla kullanılabilir. Bu rapor kapsamında yapılan ESM-EOM model çalışmasına dayalı planlamaya göre; 2000 yılında 287 Btep, 2005 yılında 716 Btep, 2010 yılında 1 458 Btep, 2015 yılında 2 514 Btep, 2020 yılında 3 882 Btep, 2023 yılında 4 854 Btep ve 2025 yılında 5 564 Btep güneş enerjisi üretimi öngörülmüştür. Önerilen bu trendin 2000-2025 dönemi kümülatif toplamı 59.8 Mtep'dir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlamasında yer alan üretim trendi ile bu raporda önerilen üretim trendi karşılaştırmalı biçimde Şekil 4.10'da gösterilmiştir.



Şekil 4.10 Türkiye'de Güneş Enerjisi Üretim Projeksiyonu

4.5.3.2. Güneş enerjisinin kullanımı

Güneş enerjisinin kullanım alanları çok çeşitli olup, amaca göre değişmektedir. Bu enerjinin kullanım amaçları şöyle sıralanabilir [15]:

- Konutlarda ve ticarethanelerde ısı ve elektriğe dayalı bir bölüm enerji isteminin karşılanması.
- Sanayi enerji isteminin bir bölümünün ısı ve elektriğin birlikte üretimine dayalı entegre güneş enerjisi teknolojisiyle karşılanması.
- Kırsal kesimde ve tarımsal teknolojide enerji isteminin olabildiğince karşılanması.
- İletişim araçlarında (radyo, TV, telefon), sinyalizasyon ve otomasyonda bir bölüm enerji isteminin karşılanması.
- Gündüz ve gece aydınlatmasında güneş enerjisinin kullanılması.
- Güneş santralleri ile elektrik üretilmesi.
- Bazı taşıma ve ulaştırma araçlarında çalıştırıcı enerji olarak kullanılması.
- Askeri ve uzay uygulamaları gibi özel amaçlarla güneş enerjisinin kullanılması.

Güneş enerjisinin kullanılabilmesi için öncelikle toplanması gerekir. Bu toplama işlemi ısı ve elektriksel olmak üzere iki farklı yöntemle yapılmaktadır. Basitlik ve ucuzluk gibi nedenlerle ısı toplama yöntemi daha çok tercih olunur.

Isıl güneş kolektörleri; düz yüzeyli ve yoğunlaştırmasız, odaklı ve yoğunlaştırmalı, güneş havuzları olmak üzere üç değişik tipe ayrılmaktadır. Düz yüzeyli kolektörler 100 oC'yi aşmayan uygulamalarda kullanılırken, odaklı kolektörlerle 3 000 oC düzeyinde uygulamalar yapılabilmektedir. Güneş havuzları ise düşük sıcaklıklarda büyük miktarda ısı toplamaya yarar. En yaygın kullanım alanı bulan düz yüzeyli yoğunlaştırmasız kolektörlerdir. Toplanan ısı enerjisi bir akışkana aktarılarak, kullanım alanına ya da fiziksel depolama ortamına taşınır.

Elektriksel güneş kolektörleri güneş pilleri olup, yarı iletken diyod yapısındaki bu piller güneş ışığını, fotonlarından yararlanarak fotoelektrik (PV) olay gereğince direkt elektrik enerjisine çevirirler. Değişik yarı iletken malzemeler güneş pili yapımında kullanılmaktadır. Ancak, silisyum kullanılan en yaygın malzeme durumundadır. Kristal silisyum, galyum arsenit, amorf silisyum, kadmiyum tellurid,

bakırindiyumdiselenid başlıca malzemelerdir. Güneş pili üretimi yüksek elektronik teknoloji gerektirmektedir.

Türkiye'de güneş enerjisinin tüm kullanım alanları ile yaygınlaştırılması gerekmektedir. Ancak, ısı uygulamaların ağırlığı olmak zorundadır. Güneş enerjisinin uygulama alanları; kullanım suyu ısıtma, yüzme havuzu ısıtma, kaynatma ve pişirme, bitkisel ürünlerin kurutulması, su distilasyonu, yapıların pasif olarak ısıtılması ve iklimlendirilmesi, yapılarda aktif ısıtma ve iklimlendirme, sanayi proses ısısı üretilmesi, termodinamik çevrimli veya elektriksel çevrimli olarak sulama suyu pompajı, toplu yerleşim ünitelerinde entegre sistemlerle ısı ve elektriğin birlikte üretilmesi, otoproduktör veya şebeke bağlantılı elektrik üretilmesi, fotokimyasal ve fotosentetik çevrimler gerçekleştirme gibi çok geniş bir tayf içinde sıralanmaktadır.

4.5.3.3. Güneş enerjisi ile ilgili sorunlar

Bugün için Türkiye'de hiçbir teşvik görmeden serbest piyasa kuralları içerisinde doğmuş güneş enerjisi sanayi, yine teşvik görmeksizin ortaya çıkmış güneş enerjisi kullanıcıları vardır. Bu spontane oluşum, güneş enerjisinin sınırlı biçimde de olsa kamuoyunun bir bölümünce tanınmasına ve sınırlı bir pazarın oluşmasına dayanmaktadır.

Güneş enerjisi sanayi kapsamında birkaç büyük firma ile yüzlerce küçük firma yer almaktadır. Büyük firmaların yurt dışına kollektör ihracatları vardır. Küçük firmaların korsan imalatları kalitesiz bulunmakta ve haksız rekabet yaratmakta, tüketicinin zarar görmesine neden olmaktadır. Kaliteli üretimin maliyeti yükselmekte, buna karşın alıcısı azalmaktadır. Bu çıkmazın aşılması için KDV indirimi, tüketici kredisi uygulaması, gerek üretici ve gerekse toplu tüketici için vergi kolaylıkları sağlanması teşvik unsuru olacaktır.

Türkiye'de düz yüzeyli güneş kollektörleri ve güneşli su ısıtma sistemlerine ilişkin standartlar bulunmakla birlikte, uygulaması zorunlu değildir. Kaldı ki, söz konusu standartlar ihtiyacı tam karşılamaktan uzaktır. Dışarıya ihraç açısından yabancı alıcılar, Türk Standartına uygun kollektörleri almamakta, standart dışı özel üretim istemektedirler. Çünkü, mevcut standartlar hızla gelişen teknolojinin gerisinde kalmıştır. Bu nedenle, güneş enerjisi uygulamaları ile ilgili standartlar gözden

geçirilmeli ve ihtiyaç duyulan alanlarda yenileri hazırlanmalıdır. Hazırlanacak standartların uygulanmasına özen gösterilmeli, mecburi standart biçimine sokularak, küçük firmaların kalitesiz korsan imalatları da önlenmelidir.

Güneş enerjisinin geniş kitlelere planlı biçimde tanıtılması, bu enerjiye olan talebin artırılması gerekmektedir. Ülkemizde güneş enerjisi yalnız su ısıtıcılarla kullanılmaktadır. Diğer kullanım alanlarının ortaya çıkması için demonstrasyon çalışmaları yapılmalıdır. Güneşle pasif ve/veya aktif biçimde ısıtılan kamu binaları inşa edilmeli ve giderek yaygınlaştırılmalıdır. Güneşli yüksek sıcaklık uygulamaları, soğutma tekniği, PV düzeneklerle elektrik üretimi halka gösterilmelidir. Yabancı ülkelerde yapılan benzer uygulamalar TV programlarında yer almalıdır. Teknoloji geliştirmeye yönelik Ar-Ge çalışmaları da desteklenmelidir.

Hibrid güneş termik elektrik santralleri (güneş+doğal gaz ya da herhangi bir fosil yakıt) uzun dönem elektrik planlaması içerisine alınmalıdır. Yerli ve yabancı özel sermaye işbirliği ile teknoloji transferini de içeren biçimde kurulmalarını sağlamak amacıyla, bir dizi mali teşvik önlemleri ortaya konulmalıdır. Bu santrallerin toplam enerji girdisi içinde güneş girdisinin en az % 35 düzeyinde olması teşvikler için yeter sayılmalıdır.

Türkiye'de güneş enerjisi uygulamalarının yaygınlaştırılıp geliştirilmesi, gerekli kurumsal alt yapı oluşturulması, güneş enerjisi ile ilgili sanayiye ve/veya tüketicilere teşvik uygulanması için yasal düzenleme zorunludur. Bu arada yapı ısıtmaya büyük katkı sağlayacak pasif yöntemlerden yararlanmayı hedefleyen güneş mimarisi uygulamalarının gelişebilmesi için "güneşten yararlanma hakkı" ilkesi kapsamında, yeni bir mevzuat oluşturulması gerekmektedir. Yeni yerleşim bölgelerindeki kent ve konut planlamasında güneş enerjisinden yararlanmayı sağlayacak yasal düzenlemeler yapılmalıdır. Toplu konut idaresi ve belediyelerce yapılan inşaatlarda, güneş enerjisi uygulamaları teşvik edilmelidir. Güneş mimarisine göre inşa edilen pasif ve/veya aktif sistemli binalara batı ülkelerinde olduğu gibi vergi indirimi getirilmelidir [15].

4.5.4. Rüzgar enerjisi

4.5.4.1. Rüzgar enerjisinin yenilenebilir enerji kaynakları arasındaki yeri

Rüzgardan sağlanacak güç rüzgar hızının kübü ve kullanılacak rüzgar türbininin rotor süpürme alanı ile doğru orantılıdır. Önemli faktör olan rüzgarın hızı, yerden yükseldikçe logaritmik artış göstermektedir. Bir yörede kurulacak rüzgar santralinden elde olunabilecek güç, yalnızca kullanılan makina sayısı ve makina büyüklüğü ile sınırlanmakta, doğal karakteri ile sınırsız bulunmaktadır. Aynı yerde isteğe bağlı olarak 1 MW'lık rüzgar santrali da, 100 MW'lık ve/veya daha büyük rüzgar santrali da kurulabilir.

Rüzgar değirmenlerinin kullanılışı milattan öncesine uzanmakta ise de rüzgardan elektrik üretimi 100 yıl önce başlamıştır. 1950 yılı öncesinde daha çok 20-100 kW'lık makinalar üzerinde durulmuş olmakla birlikte, 1 250 kW'lık türbin de yapılmıştır. 1974-1978 Yapay Petrol Krizleri dönemine kadar 100 ve 800 kW'lık rüzgar türbinleri üzerinde durulduğu görülmektedir. 1980'li yıllarda yeni teknoloji ve malzemelerle yeniden geliştirilerek dizayn edilen ve maliyetleri düşürülen rüzgar türbinleri, rüzgar elektriği için yeni çağ açmıştır.

Son onbeş yıldır Amerika'da yeni bir rüzgar endüstrisi yaratılmıştır. 1982-1992 yılları arasında California'da yaklaşık 15 000 rüzgar türbini kurulmuştur. 370 MW güçlü Kenetech Rüzgar Çiftliği, dünyanın en büyük rüzgar santralidir. 8160 ha alan kaplayan bu çiftlikte 100 kW'lık 3500 adet ve 300-400 kW'lık 40 adet türbin bulunmaktadır. Ancak, kısa zamanda bu türbinlerden daha modernleri geliştirilmiştir. Avrupa rüzgar sanayinin gelişmesinde Uluslararası Enerji Ajansı çalışmalarının büyük katkısı vardır. Rüzgar teknolojisi hızla gelişmektedir. Öyle ki, 1995 yılında yeni türbinler 600 kW güçte iken, bugün yeni geliştirilen türbinlerin gücü 2 MW'dır. Almanya yaptığı atakla 1998 ortasında rüzgar kurulu gücünü 2 200 MW'a çıkarmış, kurulu gücü 1800 MW'larda kalan ABD'yi geçmiş ve birinciliği elde etmiştir.

Dünyada rüzgar santrallerinin kurulu gücü hızlı artış göstermektedir. 1990 yılında dünyanın kurulu rüzgar gücü 2 160 MW iken, 1994 yılında 3 738 MW'a, 1995 yılında 4 843 MW'a, 1996 yılında 6 097 MW'a ve 1997 yılında da 7 000 MW'a

çıkılmıştır. 1998 yıl ortası itibari ile 7 500 MW'a ulaştığı söylenmektedir. Kurulu gücün % 60'ı Avrupa, % 25'i Amerika'dadır.

Avrupa'da en büyük kurulu güç Almanya'da olup, onu Danimarka, Hollanda, İngiltere, İspanya, İsveç, İtalya ve Yunanistan izlemektedir. Asya'da Hindistan ve Çin rüzgar santrallarına önem vermektedir. 2000 yılı için dünyanın kurulu güç hedefi 14 000 MW kadardır. Avrupa Birliği 2005 yılında, Avrupa'daki kurulu gücü 11 500 MW'a çıkarmayı kararlaştırmıştır. Avrupa'nın 2010 yılı için hedefi 25 000 MW ve 2030 yılı hedefi ise 100 000 MW'dır.

Günümüzde rüzgardan elektrik üretimi için büyük güçlü türbinlerle kurulan rüzgar santrallarının (rüzgar çiftliklerinin) yanında, küçük güçlü türbinler olan rüzgar jeneratörleri de kullanılmaktadır. Uygulamada bunlar şebekeden bağımsız çalıştırılan rüzgar jeneratörleri ve şebeke bağlantılı rüzgar santralları olarak ayrılmaktadır.

Rüzgar enerjisi bakımından deniz alanları karalara göre daha büyük zenginlik gösterdiği için denizlerde de denizüstü (off-shore) tip rüzgar santrallarının kurulmasına başlanmıştır. Birinci etapta kıydan uzaklığı 10 km'yi ve derinliği 10 m'yi geçmeyen alanlar hedeflenmiştir. İlk denizüstü rüzgar çiftliği 5 MW güçle Danimarka'da Lolland adası yakınında kurulan Vindeby rüzgar çiftliğidir. Diğer ülkeler (İngiltere, İsveç) ile birlikte Avrupa'da şu anda 12 MW'lık denizüstü rüzgar santralı çalışır durumdadır. Avrupa'da denizüstü kurulu gücün kısa zamanda 180 MW'a çıkarılması planlanmıştır. 2030 yılında Avrupa'da 100 000 MW'a çıkması hedeflenen rüzgar kurulu gücünün denizüstü payının % 25'den az olmayacağı beklenmektedir.

Rüzgar enerjisindeki hızlı gelişimin önemli nedeni, bu kaynağın çevre dostu temiz kaynak oluşudur. Rüzgar türbinlerinin teknolojisi geliştirildiğinden, gerek kurulmalarında ve gerekse işletilmelerinde kaza olasılığı yok denecek düzeye indirilmiştir. Kompozite malzemeden yapılmış kanatlarda kırılma olmamaktadır. Rüzgar santralları savlanıldığı gibi kuş ölümlerine de neden olmamakta, kuşların türbinlerin kanadına çarpma olasılığı milyonda birden az bulunmaktadır. Türbinden 100 m uzaklıkta duyulan ses 60 dB düzeyinde olup, oto içinde duyulan sestten azdır. 400 m uzaklıkta ise 37 dB ile gece sessizliğine ulaşmaktadır. Rüzgar enerjisinin CO₂, SO_x ve NO_x gibi sera gazları emisyonu olmaması da en büyük avantajıdır [16].

4.5.4.2. Rüzgar enerjisi ile ilgili sorunlar

Rüzgar santralleri Yap-İşlet-Devret modeli ile değil Yap-İşlet modeli ile kurulmalıdır. Çünkü rüzgar devletin hüküm ve tasarrufu altında görülecek bir doğal kaynak değildir.

Rüzgar santralının kurulacağı yerin seçiminde yeterli rüzgar potansiyeli ve arazi olanağından başka; iletim hattına uzaklığı, trafo gücü, sit alanı ve/veya doğal koruma, milli park alanı olup olmaması, yakınında uzun mesafeli alıcı-verici antenler ve link hatları bulunmaması gibi özellikler önem kazanmaktadır.

Rüzgar tarlalarının geniş alan istemesi sorun olarak görünmekte ise de, türbinler gerekli arazinin yalnızca % 1'ini kapsadığından, türbinlerin altında yetiştiricilik yapılabildiğinden, arazi kaybı söz konusu değildir. Her bir türbin (500-1000 kW) temeli 100 m x 10 m alanında ve 1.5 m derinliğinde beton temel gerekmektedir. Ayrıca, türbinlere ulaşım sağlayacak ölçüde yol yapılmaktadır.

Proje sahasını belirleyerek başvuru raporu alan ve rüzgar hızı ölçümlerine girişen üretici şirketlerin belirledikleri alanlara başka şirketlerin girmesi, yatırım olanaklarının prodüktif kullanılması açısından engellenmelidir. Santralin devletin hüküm ve tasarrufu altındaki bir yerde kurulmasının gerekmesi durumunda, üretim şirketine üs hakkı tanınmalıdır. Yerleşim yerlerinin rüzgar santrallerine 500 m'den fazla yaklaşmasına işletme süresi boyunca imar izni verilmemeli, aksi takdirde, üretici şirkete tazminat ödenmesi zorunlu duruma getirilmelidir.

Rüzgarlı doğal sit alanlarında rüzgar santralleri kurulması, bu alanları korumaya da yarayacağından, her derece doğal sit alanında rüzgar santrali kurulması engellenmemelidir. Tarihi sit alanlarının bazıları için de bu olanak tanınabilir. Rüzgarlı orman yörelerindeki rüzgar santralleri 6831 Sayılı Orman Kanunu'nda bulunan fon ödemesinden muaf tutulmalıdır.

Şebeke bağlantılı rüzgar santralleri için rüzgarlı yörelerdeki enerji iletim hatları artırılmalı ve yeni hatlar özel sektörle koordineli planlanmalıdır. Bugün en yakın noktadaki trafo merkezinin kısa devre gücünün en çok % 5'i kadar rüzgar santralının kurulmasına izin verilmektedir. Ancak, diğer ülkelerde böyle bir uygulama yoktur. Uygun alanlarda trafo MVA güçleri artırılmalı, kör güç oranı daha yüksek

tutulmalıdır. Ayrıca, santral bağlantısı en az 34.5 kV'luk hattın BARA'sına yapılabilir. Bu konuda da mevcut teknik olanaklarla sınırlandırmaların kaldırılması uygun olur.

Rüzgar enerji santrallerinin gelişimi ve sanayi yatırımlarını teşvik için enerji alımında dünya örnekleri olduğu gibi, tüketiciye uygulanan fiyatın altında kalmak üzere yüksek paçal fiyat uygulanmalıdır. Ancak, bu fiyatın üretici şirketler bazında farklı düzeylerde tutulmaması gerekir. Yıllara göre planlanacak üretim kapasitesi paketleri belirlenmeli, belli pakete proje ayrımı yapılmaksızın eşdeğer fiyat uygulanmalıdır.

Bugünkü uygulama ile rüzgar santralleri 3096 Sayılı Kanun'a bağlı biçimde kurulmaktadır. Bu projelerin finansmanı için uluslararası finans kuruluşları ve bankalardan belli koşullarla kredi sağlanabilmektedir. Ancak, güçlerine bağlı olarak gereken yatırım kredisi Türk bankalarından da sağlanabilir. 3226 Sayılı Finansal Kiralama (Leasing) Kanunu'ndan yararlanmak olanaklı gibi görülmekle birlikte, 3096 ve 3226 Sayılı Kanunlar koordinesiz çıkarıldığı için, yasalarda açık hüküm bulunmamasına rağmen yorumlanmaları sonucu uygulamada bürokratik zorluklar çıkarılmaktadır. Bu konunun yeni bir düzenleme ile çözümlenmesi, rüzgar santral kurulması ile ilgili bürokratik işlemlerin azaltılması, başvuruların değerlendirilmesi süresinin kısaltılması gerekir.

Sıralanan tüm sorunların çözümü rüzgar enerjisi için özel bir yasal düzenleme ile sağlanabilir. Bu amaçla Rüzgar Enerji Santralleri Sanayi İş Adamları Derneği (RESSİAD) tarafından hazırlanarak, Cumhurbaşkanına sunulan, Cumhurbaşkanlığı tarafından da Başbakanlık, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile Orman Bakanlığına gönderilmiş bulunan Rüzgar Enerjisi Santralleri Kanun Tasarısı en kısa zamanda yasalaştırılmalıdır.

Türkiye'de uzun dönemde yerli türbin üretimi üzerinde de durulmalı, bu amaçla yerli sanayinin Avrupa'daki türbin üreticileri ile işbirliği olanakları araştırılmalıdır. Rüzgar enerjisi Türkiye'de yeni iş alanları açabilecek, binlerce yeni istihdam yaratabilecektir. Danimarka'da rüzgar sanayinde 12 000 kişi çalışmaktadır [11].

4.5.5. Biomas enerji

4.5.5.1. Biomas enerjinin yenilenebilir enerji kaynakları arasındaki yeri

Biomas (ya da biyokütle) enerji; yetiştiriciliğe dayalı olduğu için yenilenebilir, çevre dostu, yerli ve yerel bir kaynak olarak önem kazanmaktadır. Biomas enerji kullanımı klasik ve modern olmak üzere iki grupta ele alınır. Klasik biomas enerji konvansiyonel ormanlardan elde olunan yakacak odun, yine yakacak olarak kullanılan bitki ve hayvan artıklarından (özellikle tezek'den) oluşmaktadır. Klasik biomas enerji kullanımının temel karakteri ilkelden gelişmişine dek çeşitli yakma araçları ile biomas materyalden enerjinin direkt yanma tekniği ile elde olunmasıdır. Sanayileşmemiş kırsal toplumlarda kullanımı yaygındır.

Modern biomas kaynakları enerji ormancılığı ürünleri ile orman ve ağaç endüstrisi atıkları, enerji tarımı ürünleri, tarım kesiminin bitkisel artıkları ve hayvansal atıkları, kentsel atıklar, tarımsal endüstri atıkları biçiminde sıralanır. Söz konusu biomas materyaller alçak ve yüksek biomas yakıt teknikleri ile işlenerek katı, sıvı ve gaz yakıtlara çevrilir. Biomas yakıtlar odun biriketi ve alkolden sentetik ham petrole kadar uzanmaktadır.

Biomas yakıt üretmek için piroliz, hidrogazifikasyon, hidrojenasyon, parçalayıcı distilasyon asit hidroliz tekniklerinden yararlanılmaktadır. Biomas yakıtlar ısı ve elektrik üretimi için kullanılabilir. Biomas yakıtların fosil yakıtlarla karıştırılmış biçimde kullanılmaları da olanaklıdır. Modern biomas yakıtların birim maliyetlerinin ve/veya fiyatlarının fosil yakıt fiyatlarının altında olması gerekir.

Birincil enerji kaynakları açısından Türkiye'nin enerji bütçesine bakıldığında, son on yıldır hemen hemen sabitleşmiş verilerle yılda 18 milyon ton odunun üretilip tüketildiği görülmektedir. Kesin istatistik veriler olmamakla birlikte hayvan ve bitki artığının (açık deyişle tezeğin) üretim ve tüketimi son on yıldır 11 milyon tondan 6.6 milyon tona düşürülmüş bulunmaktadır. Söz konusu tüketim için ormanlar üretim kapasitesinin iki katı zorlanarak, önemli bir tarımsal girdi olan hayvan gübresi de yakılarak yok edilmektedir. Geçmişten bu yana süren bu klasik ve ilkel biomas kullanımı, dünya ortalaması altında enerji tüketen Türkiye'nin enerji sektörünün yeterince gelişmediğinin ve yetersizliğinin bir başka kanıtıdır. 1997 yılı verilerine

göre yerli enerji üretiminin % 25.5'i odun ve tezekten sağlanmış, toplam birincil enerji tüketiminin ise % 9.8'i odun ve tezekle karşılanmıştır.

1991-1996 yıllarında uluslararası kuruluşlar ve büyük şirketlerin yaptırdıkları araştırmalara göre, 2025 yılında dünya genelinde biomasdan sağlanacak enerji, Dünya Enerji Konseyi'nin Survey of Energy Resources 1998 Raporu'nda 1 339. 3 Mtep ile 3 291.5 Mtep arasında bildirilmiştir. En düşük öngörüm Dünya Enerji Konseyi'ne aittir. Dünya Enerji Konseyi raporlarında 2020 yılında yeni ve yenilenebilir kaynaklarla enerji talebinin minimum % 3-4'ünün, maksimum % 8-12'sinin karşılanabileceği belirtilmektedir. Ortaya konulan senaryoya göre modern biomas ile sağlanacak enerji jeotermal enerjinin 6.4 katı, rüzgar enerjisinin 2.6-3 katı, güneş enerjisinin 1.6-2.2 katı olabilecektir. Görüleceği gibi en büyük pay modern biomasa ayrılmıştır [17].

Günümüzde Avrupa Birliği kapsamında enerji tüketiminin % 2-3'ü biomasdan karşılanmakta olup, bazı AB ülkelerinde biomasın payı % 10-16 düzeyinde bulunmaktadır. Ancak, ilkel tezek kullanımı hiç yoktur. 2020 yılında modern biomas enerji üretiminin ABD'de 235-410 Mtep, Almanya'da 11-21 Mtep, Japonya'da 9-12 Mtep olması planlanmıştır. Oysa, Enerji ve Tabii kaynaklar Bakanlığı'nın Türkiye için 2020 yılına kadar uzanan planlama ve projeksiyonlarında modern biomasa hiç yer verilmemektedir [10].

4.5.5.2 Biomas enerji ile ilgili sorunlar

ESM ve EOM modellerinin çıktılarına göre, Türkiye koşullarında yapılabilecek klasik ve modern biomas enerji üretiminin yıllara göre gelişimi, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın öngördüğü odun, hayvan ve bitki artıkları kullanımı ile karşılaştırmalı biçimde Tablo 4.14'de gösterilmiştir.

Tablo 4.14 Türkiye’de Yapılması Önerilen Biomas Enerji Üretimi

Yıllar	Klasik Biomas (Btep)	Modern Biomas (Btep)	Toplam (Btep)	ETKB'na göre odun+hay.bit.art. (Btep)
2000	6 963	17	6 980	6 963
2005	6 491	765	7 256	7 057
2010	5 734	1 652	7 386	7 158
2015	4 789	2 500	7 289	7 268
2020	3 980	3 515	7 495	7 381
2023	3 560	4 049	7 609	7 437
2025	3 307	4 406	7 713	7 479
2000-2025 kümülatif toplamı	136 347	55 574	191 921	187 608

Yakacak odun açısından Türkiye baltalıkları Avrupa değerleri ile kıyaslanacak olursa, hem verim düzeyleri ve hem de yetiştirilen ağaçların ısı değerleri düşüktür. Ülkemizdeki baltalıkların verimi 0.85 t/ha ve birim gücü de 0.33 kW/ha gibi çok yetersiz düzeydedir. Bu nedenle, ülkemizdeki yakacak odun üretiminin verimli plantasyonlara dayalı biçimde enerji ormancılığı anlayışı ile yeniden düzenlenmesi zorunlu bulunmaktadır. Türkiye’de enerji ormancılığı ve enerji tarımı hızla geliştirilmesi gereken konulardır. Enerji ormancılığı için uygun alanın yaklaşık % 15 kadarı bu amaçla değerlendirilmiş durumdadır, ama % 85’i beklemektedir.

Ülkemizde odun ve ağaç artıklarından odun briketi üretimine gidilmelidir. Katı yakıt olarak kullanılacak biomasın sanayi tesislerinde ve termik santrallarda yüksek verimle yakılabilmesi için akışkan yataklı kazanlar geliştirilmesi üzerinde durulmalıdır.

Enerji tarımı ise ülkemizde hemen hiç el atılmamış bir konudur. Ülkemizde enerji bitkileri tarımına C4 tipi bitkilerle, tatlı sorghum ve Miscanthus ile başlanmalıdır. Tatlı sorghum hem yakıt alkolü ve hem de katı biyoyakıt üretmeye uygun

görülmektedir. Öte yandan, Miscanthus'un direkt olarak katı yakacak biçiminde kullanılması durumunda, birim enerji fiyatı, primer enerji girdi çıktı oranı ve çevresel CO₂ azaltımı yönünden en uygun kaynak olacağı, akademik araştırma ile saptanmıştır. Üst ısıl değeri de 16.5 MJ/kg olup, düşük kaliteli linyitlerden yüksek bulunmaktadır. Miscanthus'un brüt yakacak verimi birinci yıl için 19 GJ/da.yıl kadar olmasına karşın, ikinci yıl 35 GJ/da.yıl düzeyine çıkabilmektedir. Bu açıdan ikinci yetiştirme yılında Miscanthus yetiştiriciliği 850 kep/da'a ulaşabilmektedir.

Türkiye'de hububat bitkilerinin katı artık miktarı 39.2-52.3 milyon ton, mısır için 3.8-4.8 milyon ton, şeker pancarı için 1.3-1.5 milyon ton ve patates için de 522-617 bin ton kadardır. Bu artıklar çeşitli biçimlerde işlenerek biomas yakıt olarak kullanılabilir. Ayrıca, yağlı tohum bitkileri ve zeytincilik artıkları da önemli biomas hammaddelerdir. İlkel biçimde kullanılmakta iseler de, biomas yakıt üretimine gidilmemektedir. Kuru bazda hesaplanan toplam biomas artık miktarı 54 800-70 400 milyon ton/yıl ve enerji üretimi için kullanılabilir olan kısmı 37 3001-47 900 milyon ton/yıl sınırlarındadır. Biomas materyalin ortalama ısıl değeri 17.5 MJ/kg varsayılarak, bu miktardan sağlanacak yıllık enerji 14.8-19.0 Mtep/yıl bulunmaktadır.

Türkiye'de toplam 23.64 milyon ha alan tarımsal üretim amacı ile işlenmektedir. Bunun 18.64 milyon ha'lık bölümü ekilirken, kalanı nadasa bırakılmaktadır. Yine yapılan envanter çalışmalarına göre Türkiye'de 1997 yılı verileri ile 20.2 milyon ha orman alanı mevcut olup, bunun 5 milyon ha'lık kısmı enerji ormanına dönüştürülebilir.

Modern biomas yetiştiriciliğine geçiş için iki yöntem önerilebilir: Birinci yöntem, ekilebilir tarım alanlarının % 1-10'unun C4 bitkileri tarımına ayrılmasıdır. Bu koşulda, % 1 alandan sağlanacak enerji 1.8 Mtep/yıl, % 10 alandan sağlanacak enerji 17.8 Mtep/yıl olmaktadır. İkinci yöntem ise, 1 milyon ha'lık bozuk orman alanının enerji ormanı durumuna getirilmesi ile sağlanacak 10 Mtep/yıl enerjidir. Söz konusu bu üretimler, enerji dışında kırsal kesimde yoğun biçimde görülen açık ve gizli işsizliğe de bir çözüm sağlayacaktır.

Enerji planlaması kapsamında, modern biomas verilecek yere koşut üretimin sağlanması için, tarımsal üretim planlaması ve orman planlamasına gerek vardır. Modern biomas üretimine başlanması amacı ile ilk etapta, kısa vadeli projelerle 0.5-

1.2 milyar ABD \$'ı ve 10 yıla kadar uzanan uzun süreli çalışmalar için de 6-12 milyar ABD \$'ı yatırım finansmanına gerek olduğu hesaplanmaktadır.

Türkiye'de biogazla ilgili çalışmalar 1957 yılında başlatılmıştır. 1975 yılından sonra Topraksu ve 1980'li yıllarda Köy Hizmetleri Genel Müdürlüğü kapsamında yürütülen çalışmalar, uluslararası bazı anlaşmalarla da desteklenmiş olmasına karşın, 1987 yılında anlaşılamayan bir nedenle kesilmiştir. Türkiye'de biogaz potansiyelinin 1.4-2 Mtep/yıl düzeyinde olduğu belirtilmektedir. Ancak, bugün Türkiye'de biogaz konusu üzerinde çalışan hiçbir kamu kuruluşu bulunmamaktadır. Ülkemizde biogaz çalışmalarına yeniden önem verilmeli, bölgelerde kurulacak pilot tesisler yaygınlaştırılmalıdır. Bu arada, Ankara'da biogazla çalışacak 3.4 MW kurulu güçte, 25.2 GWh/yıl üretim kapasiteli BELKA otoprodüktör santrali için sözleşme imzalanmış olup, santral henüz tamamlanmamıştır.

7. Beş Yıllık Kalkınma Planı Özel İhtisas Komisyonu çalışmasında İstanbul'da 125 MW, Ankara'da 40 MW, İzmir'de 30 MW'lık çöp santrallerinin kurulması istenmişti. Bugün için Türkiye'de çöp santrallerinin kurulması Yap-İşlet-Devret Modeli ile sürdürülmektedir.

Bu kapsamda, ENAŞ tarafından kurulacak olan 45 MW güçte ve net enerji üretimi 302 milyon kWh/yıl olacak Adana Çöp Santrali'nin sözleşmesi imzalanmıştır. TAIEV tarafından kurulmak istenen 10 MW güçlü ve 76.8 milyon kWh/yıl kapasiteli Mamak Çöp Santrali'nin sözleşmesi Danıştay'dan geçmiş ve imza aşamasına gelmiştir. Ayrıca, Soyer İnşaat tarafından yapılan girişimle, başvuru aşamasında olan 18.75 MW güçlü Mersin Çöp Santrali ve 12.5 MW güçlü Tarsus çöp santrali vardır. Listede yer alan çöp santrallerinin toplam kurulu gücü 86.25 MW'dır.

Bunların dışında otoprodüktör olarak Bursa'da AKSA Enerji tarafından, kurulu gücü 1.4 MW ve üretim kapasitesi 12.2 GWh/yıl olacak çöp santrali için sözleşme imzalanmış, tesis henüz işletmeye geçmemiştir. İstanbul Deri Sanayicileri Derneği de, İstanbul Kazlıçeşme'de 106 MW'lık katı atık yakıtlı bir santral Yap-İşlet-Devret modeli ile kurmak için ön başvuru yapmıştır. Çöp santrali kurulabilecek illere Antalya, Diyarbakır, Eskişehir, Konya, Sakarya eklenmeli ve santral kurulan illerdeki kurulu güçler artırılmalıdır [11].

5. ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİ VE TÜKETİMİ

5.1. Giriş

Elektrik Enerjisi; kömür, petrol ve türevleri, doğalgaz gibi birincil enerji kaynakları olan fosil yakıtlar ile su, rüzgar, güneş gibi yenilenebilir enerji kaynaklarından ve nükleer enerjiden elde edilmektedir. Türkiye'deki fosil enerji kaynaklarının yeterli olmadığı bilinmektedir. Ancak, komşu ülkelerde, dünya enerji rezervlerinin önemli bir kısmı bulunmaktadır. Dünyada fosil enerji kaynaklarının, yeni yüzyılın ikinci çeyreğinden itibaren tükenmeye başlayacağı tahmin edilmektedir. Bunun yanında, bir kısım fosil yakıtlar ile elektrik enerjisi üretimi sırasında, önemli çevre problemleri de ortaya çıkmaktadır. Enerji üretimi, öz kaynaklara dayalı, çevre ile uyumlu, çeşitlilik arzeden, verimli ve düşük maliyetli olmalıdır. Bu yönleriyle, sürdürülebilir bir kalkınma için, uluslararası enerji politikalarıyla uyumlu bir milli enerji politikasının oluşturulması büyük önem taşımaktadır.

Elektrik enerjisi, birincil yakıtlardan dönüştürülerek elde edilmektedir. Elde edilen elektrik enerjisi; iletim, dağıtım, kontrol ve kullanım açısından diğer enerji türlerinden çok daha avantajlıdır. Bu nedenle gelişmiş ülkelerde, kullanılan toplam enerji içinde elektrik enerjisinin oranı %40'a kadar yükselmiştir. Günümüzde kişi başına elektrik enerjisi tüketimi, kalkınmanın bir ölçütü olarak kullanılmaktadır. Bunun yanında, elektrik enerjisi çevre dostu bir enerji olarak da tanımlanmaktadır. Türkiye'de kişi başına düşen elektrik enerjisi tüketimi yaklaşık 1300 kWh/kişidir. Diğer taraftan TEDAŞ istatistiklerinde toplam tüketim 74.156 GWh olarak belirtilmektedir. Buna göre, kişi başına tüketim 1173 kWh olmaktadır. Oysa kaçak kullanıldığı bilinen enerjinin yaklaşık olarak 6 GWh olduğu düşünülürse, tüketim kişi başına 1270-1300kWh seviyesinde olmaktadır. Avrupa ortalaması 5500 kWh/kişi olup, bu sayı Kuzey Amerika'da Avrupa'dakinin iki katından da fazladır. Görüldüğü gibi, gelişmiş ülkelerin ortalamalarına erişmek için elektrik enerjisi üretiminin her yıl önemli ölçüde artırılması şarttır. Nitekim, Türkiye'deki elektrik

enerjisi kullanımı her yıl ortalama %10 atmaktadır. Elektrik enerjisine ilişkin üretim ve tüketim çizelgeleri üretim ve tüketim bölümünde ele alınmıştır.

Türkiye’de elektrik enerjisinin üretildiği ve tüketildiği bölgeler arasında uzun bir mesafe bulunmaktadır. Bu nedenle elektrik enerjisi iletimi ve dağıtımı, önemli bir maliyet ve kayıp unsuru olarak karşımıza çıkmaktadır. Buna ek olarak son 10 yılda iyice belirginleşen çarpık şehirleşme, dağıtım sistemini neredeyse iflas noktasına getirmiştir. Buna kaçak kullanılan elektrik eklendiğinde, toplam enerjinin yaklaşık %18’inin kayıp olarak ortaya çıktığı görülür.

Elektrik enerjisinin yaklaşık %55’i sanayi sektöründe kullanılmaktadır. Bu sektörün, yoğun elektrik enerjisi kullanan fabrikalardan oluştuğu görülmektedir. Birim değerde bir ürünün ortaya çıkması için harcanan enerjiler yönünden bakıldığında, geçmişte yapılan tercihlerde enerji verimliliğinin pek de önemsenmediği anlaşılmaktadır.

Elektrik enerjisi kullanımının günün saatlarına göre değişim gösterdiği, sabah ve akşamüstü enerji talebinin %10-20 düzeyinde arttığı bilinmektedir. Bu miktar, bugün için Atatürk hidroelektrik santralının gücü mertebesindedir.

Diğer yandan, ham enerji kaynaklarını verimli olarak kullanmak ve enerji üretimine özel sektörü de katmak için gelişmiş ülkelerde ve ülkemizde bir dizi yasal düzenleme yapılmıştır. Bu yasal düzenlemeler sonucunda; bir yandan özel sektörün elektrik enerjisi üretimindeki payı artarken, diğer yandan da yenilenebilir enerji kaynakları kullanılarak üretilen elektrik enerjisinin miktarı artırılmaya çalışılmaktadır. Bu oranın toplam üretimin %5’i mertebesinde olacağı tahmin edilmektedir [11].

5.2. Üretim ve Tüketim

Gelişmekte olan ülkemizde, geçmiş yıllara ait istatistiklerden elde edilen bilgilerden hareketle, elektrik enerjisi ihtiyacı her on yılda bir yaklaşık iki katına çıkmaktadır.

1980-1999 arası Türkiye’nin enerji üretimi ve kurulu güç gelişimi yıllar bazında Tablo 5.1’de verilerek bu çizelgeden kurulu güç gelişimi, üretilen enerji, son yıllara ilişkin ani ve saatlik puant değerleri ve kurulu güç artırımları ile puant güç artırımları hakkında karşılaştırma yapılabilmesi sağlanmıştır.

Tablo 5.1 Türkiye'nin Enerji Üretimi ve Kurulu Güç Gelişimi (1980 -1999)

YILLAR	ÜRETİM	KURULU GÜÇ		Ani PUANT		Saatlik PUANT	
	GWh	GW	Artış	GW	Artış	GW	Artış
1980	23273	5119					
1985	34219	9119					
1990	57543	16315					
1991	60246	17207					
1992	67342	18714					
1993	73808	20335					
1994	78322	20857					
1995	86248	20952					
1996	94862	21247					
1997	103188	21889	% 3	16926		16717	
1998	111218	23352	% 6.6	17799	% 3.77	17565	% 5
1999	116440	26117	%11.84	18938	% 6.4	18804	% 7

Yukarıdaki çizelgeden görüleceği üzere, 1999 yılı sonu itibarıyla Türkiye'de elektrik enerji üretimi için kullanılan santrallerin kurulu güçleri toplamının, yaklaşık, 26117 GW olduğu aynı yıl maksimum talebin (puant güç) 18.804 GW dolayında gerçekleşmiş olduğu görülecektir. Bu santrallerde 1999 yılı içerisinde üretilen toplam enerji miktarı ise brüt olarak, yaklaşık, 116.440 GWh olmuştur. Bunun için kullanılan birincil enerji kaynaklarının % 61.6 sı (hidrolik ve kömür olarak) özkayanaklardan, % 38.1 si (doğal gaz, petrol ve türevleri olarak) yurt dışından(ithalat) sağlanmıştır. Son iki yılda, kurulu güç artış oranlarının, ani, ve saatlik puant artış oranlarının önüne geçtiği de izlenmektedir [10].

Tablo B.1'de Türkiye'nin elektrik enerjisi tüketiminin yıllar itibariyle gelişimi verilmiştir. 1999 yılı verilerine göre tüketilen, 91.222 GWh enerjinin sektörlere göre dağılımı; sanayi %50.4 konutlar % 24.8, genel aydınlatma % 4.7, resmi daireler %

4.1, diğerleri % 7 olarak gerçekleşmiştir. Bu dönemde kişi başına net enerji tüketimi, 1417 kWh olarak gerçekleşmiştir [10].

Çizelgeden 1985 lerde elektrik enerjisinin yaklaşık % 66 sını kullanan sanayinin elektrik kullanımının % 50.4 gibi bir değere düşmesi dikkat çekmektedir. Bu yüzden özellikle sanayi sektörünün enerji yönetimi, enerji tasarrufu ve enerji verimliliği gibi konulara daha özen göstermesi gerekmektedir.

5.3. Elektrik Güç İletimi

5.3.1. Giriş

Ülkemiz için elektrik enerjisinin iletilmesi büyük önem taşımaktadır, çünkü ülkemizde elektrik üretim merkezleri ile tüketim merkezleri arasında uzun mesafeler bulunmaktadır.

1999 yılında santrallerimizde üretilen 116.440 GWhlık elektrik enerjisinin tüketim merkezlerine ulaştırılması geniş bir iletim sistemi aracılığı ile sağlanmıştır. Bu enerjinin % 2.6 kadarı iletim sırasındaki kayıplardan dolayı harcanmıştır.

5.3.2. Elektrik güç iletimi

Türkiye'nin kurulu elektrik gücünün 2020 yılına kadar aşamalı olarak 108.8 Gwa çıkarılması planlanırken, yılda üretilecek enerji miktarının da bu süre içerisinde aşamalı olarak 547.1 Gwha çıkarılması öngörülmektedir. Üretilecek bu enerjiyi tüketim merkezlerine ekonomik ve güvenilir bir şekilde taşıyacak iletim sisteminin aşamalı olarak geliştirilmesi ve iyi bir biçimde işletilmesi ayrı bir önem taşımaktadır. Türkiye'de üretim ve tüketim merkezleri arasında mesafelerin uzak olması bu konunun önemini daha da arttırmaktadır. Bu alanda ortaya çıkabilecek sorunların çözümü için, iletimde kullanılan gerilim seviyesinin yüksek gerilim seviyesinden (154 kV, 380 kVdan) çok yüksek gerilim seviyesine (500 kV, 756 kVa) çıkarılması düşünülebilir. Enerji iletiminde kullanılacak gerilim seviyesinin yükseltilmesi, taşıma kapasitesini arttırırken, iletim sırasında oluşacak enerji kayıplarının en aza indirilmesini sağlayacaktır. Buna ek olarak, 6-fazlı güç iletimi ve HVDC (Yüksek Doğru Gerilim) güç iletimi etüd edilerek hangi güçler ve hangi mesafeler için avantajlı olacağı belirlenmelidir [11].

Ulusal elektrik Güç sisteminin komşu ülkelerin güç sistemleri ile bağlanması ve bölgesel bir elektrik şebekesi oluşturulması, geniş bir coğrafyaya sahip olan Türkiye’de enerji kayıplarının azaltılması, enerjinin sürekliliği, puant gücün temini ve kaynakların verimli kullanılması açısından son derece önemlidir. Enerji üretim merkezlerine yakın ülkelere elektrik enerji satılması ve tüketim merkezlerine yakın ülkelerden elektrik enerji satın alınması ekonomik açıdan yarar sağlayacaktır.

5.4. Dağıtım ve Kullanım

Türkiye’de sanayinin ve nüfusun belirli bölgelerde toplandığı bilinmektedir. Buna paralel olarak tüketilen elektrik enerjisi belirli merkezlerde yoğunlaşmış bulunmaktadır. Marmara Bölgesi başı çekmektedir. Ancak elektrik enerji üretimi doğu bölgelerimizde yoğunlaşmıştır.

Marmara bölgesinde bir yılda kullanılan toplam elektrik enerjisi 29619 MWh olup, bu miktarı sağlamak için gerekli santralde üretilecek enerji yaklaşık 34000 Mwhdır. Bölgeye yakın santrallerin mevcut kapasiteleri ile bu ihtiyacı karşılayamayacak durumdadır. Bu sonuçlar açığın komşu ülkelerden karşılanması gerektiğini, bu olmadığı durumda Nükleer bir santralin bu yöreye yakın bir yere kurulmasının gereğine işaret etmektedir.

Kayıplar yönünden Türkiye’nin durumu incelendiğinde Marmara bölgesinin dikkat çekici bazı özellikler taşıdığı görülmektedir. Marmara bölgesindeki kayıplar genel olarak Türkiye ortalamasının altında bulunurken İstanbul’da bu oran %25 gibi kabul edilemez bir mertebe civarında gerçekleşmektedir. Oysa bu oran gelişmiş ülkelerde %7 düzeyindedir. Çizelgelerde kayıplar olarak belirtilenin bir kısmı kaçak kullanılan elektrik enerjisine aittir. Bu nedenle gerçek kaybın ne olduğu enerjinin ne kadarının çalındığı anlaşılamamakla birlikte İstanbul ile benzeri biçimde hızlı ve çarpık olarak yapılan diğer büyük illerimizde aşağıdaki olumsuzluklar görülmektedir.

Türkiye’deki dağıtım şebekesi eskimiş, yıpranmış ve büyüyen enerji akışını sağlayamayacak şekilde yetersiz kalmıştır. Büyük şehirlerimizdeki dağıtım sistemlerinin ivedilikle yenilenmesi gerekmektedir. Aksi takdirde, yalnızca dağıtım sisteminin kayıplarının karşılanması için, ithal ham enerji kullanan yeni santraller kurulacak, çevre sorunları büyüyecek ve buna karşın tüketiciye hala kaliteli enerji

göndermek mümkün olmayacaktır. Türkiye'nin elektrik enerji politikasının bir temel taşı büyük şehirlerdeki dağıtım şebekelerinin yenilenmesi olmalıdır [11].

Bu anlamda kaliteli elektrik enerjisinin önemi üzerinde durmakta büyük yarar vardır. Tanım olarak kaliteli enerji veren şebeke, anma gerilimi ve anma frekansında sürekli olarak enerji sağlayabilen şebekedir. Bu anlamda gerilim düşümleri ve gerilim yükselmeleri, elektrik kesintileri, frekans dalgalanmaları, harmonikler, çöküntüler darbeler bilinen kalitesizlik unsurlarıdır. Büyük şehirlerimizde yıpranmış ve aşırı yüklü dağıtım şebekeleri nedeni ile meydana gelen arızalar ve iş gücü kaybı ile elektrik enerji kalitesini arttırmak için yapılan harcamalar: (Jeneratör, regülatör, kesintisiz güç kaynağı, v.s.) göz önüne alındığında toplam maliyeti büyük ölçekli bir şebeke yenileme programından hiç de aşağı olmadığı bulunabilir.

5.5. Elektrik Sektöründe Özelleştirme Çalışmaları

Enerji kesimindeki özelleştirmeler yetersiz bulunmakla birlikte, en geniş özelleştirme elektrik sektöründe sağlanmıştır. Yap-İşlet-Devret modeli ile işletmeler kurulması ve belli süre için işletme hakkı elde olunması, uygulanmaya başlanan Yap-İşlet modeli, işletme hakkı devri bu uygulamanın yöntemleridir. Burada otoprodüktörler dışında olan uygulamalar, Ekim 1998 itibariyle değerlendirilmektedir.

5.5.1. Yapılan uygulamalar

1984 yılından bu yana, Yap-İşlet-Devret modeline göre inşa edilip işletmeye alınan 56.55 MW kurulu gücünde altı hidroelektrik santral ile işletme hakkı devri yapılan 29.8 MW güçlü bir hidroelektrik santral bulunmaktadır. Bu santralların toplam kurulu güçleri 86.35 MW, üretim kapasiteleri 279.69 GWh/yıl'dır. Yap-İşlet-Devret modeli ile inşa edilmiş bulunan 253.4 MW gücünde ve 1 976.5 GWh/yıl üretim kapasitesinde bir adet doğal gaz termik santrali vardır. İnşaatı tamamlanmış ve özel sektörçe çalıştırılan sekiz santralin kurulu güçleri toplamı 339.75 MW ve üretim kapasiteleri 2 256.19 GWh/yıl olup, sekiz santrala yapılan yatırım 289 647 000 ABD \$'ıdır.

Yap-İşlet-Devret modeline göre inşa edilmekte olan yedi hidroelektrik ve üç termik santral vardır. Hidroelektrik santralların toplam güçleri 973.6 MW, üretim

kapasiteleri 3 667.7 GWh/yıl ve yatırım tutarları 1 931 milyon \$'dır. İkisi LNG ve biri doğal gaz olmak üzere inşa halindeki üç termik santralin toplam güçleri 1 136 MW, üretim kapasiteleri 8 600 GWh/yıl ve yatırım tutarları 1 374 milyon ABD \$'ı olarak bildirilmektedir.

Yap-İşlet-Devret modeli kapsamında sözleşmesi parafe edilen ve imzalanan, Danıştay onayından geçerek imza aşamasına gelmiş bulunan, toplam 1 637.15 MW güç ve 5 612.73 GWh/yıl üretim kapasiteli 23 hidroelektrik santral projesi bulunmaktadır. Bu projelerin toplam yatırım tutarı 2 665 019 000 ABD \$'ıdır. Danıştay'dan görüş beklenen, sözleşme görüşmeleri başlamış ve devam eden beş hidroelektrik santral projesi vardır. Bunların güçleri toplamı 515.15 MW ve üretim kapasiteleri 1 970.48 GWh/yıl ve yatırım tutarları 669 milyon ABD \$'ıdır.

Değerlendirme çalışmaları devam eden 19 hidroelektrik projenin toplam gücü ise 2 202.2 MW ve üretim kapasitesi 7 643.7 GWh/yıl düzeyindedir. Ayrıca, gerçekleştirilmek istenen ve başvurusu yapılarak işlemleri çeşitli aşamalarda sürdürülen, kurulu güçleri 4 281 MW'a ulaşan 99 hidroelektrik proje vardır. Toplam kurulu gücü 184.3 MW olan dört hidroelektrik projenin de işletme hakkı devri çalışmaları yürütülmektedir.

Yap-İşlet-Devret modeli kapsamında yapılacak termik santrallara gelince, Danıştay'dan sözleşmesi geçen, sözleşmesi imzalanan ve sözleşmesi parafe edilip, Danıştay görüşü beklenen 8 proje vardır. Bunların toplam gücü 3 226.24 MW ve üretim kapasiteleri 22 249.1 GWh/yıl'dır. Bu santrallara yapılacak yatırım 5 406.75 milyon ABD \$'ı tutmaktadır. Bunların dışında değerlendirmesi süren, fizibilite raporu beklenen ve ön başvuru aşamasında olan toplam 22 termik projenin gücü 8 407.24 MW'a ulaşmaktadır. Yap-İşlet sonuçlarını bekleyen ve değerlendirmesi devam eden 10 adet Yap-İşlet-Devret termik projesi olup, bunların güçleri 7 641 MW'dır.

Yine, Yap-İşlet-Devret modeli ile yapılmak istenen toplam 86.25 MW gücünde beş adet çöp santralı projesi vardır. Yap-İşlet-Devret modeli ile kurulacak rüzgar santralleri için sözleşmesi imzalanmış bir, Danıştay incelemesine gönderilen bir, fizibilite raporu değerlendirilen üç, revize fizibilite raporu beklenen iki, fizibilite raporu beklenen onbeş, başvuru raporu değerlendirilen beş, başvuru raporu alınıp altı aylık ölçümleri beklenen üç adet olmak üzere toplam 30 proje vardır. Bu projelerin

kurulu güçleri toplamı obsiyonsuz 645.42 MW olup, obsiyonlu olarak 737.42 MW'dır.

3096 Sayılı Kanun'a göre, 1997 yılında kurulu güçleri toplamı 9 576.5 MW olan 16 termik santralin, kömürlü olanlarının maden sahaları ile birlikte, 20 yıl süreli işletme hakkı devri için gerekli işlemler başlatılmıştır. Alınan teklifler değerlendirilirken, durumu belli olmayan ve ihalesi iptal olunan santraller ortaya çıkmıştır. Halen kurulu güçleri toplamı 5 669 MW olan Aliaga Motorin, Kangal, Orhaneli, Yatağan, Çatalağzı B, Yeniköy, Kemerköy, Soma A-B, Tunçbilek, Çayırhan, Ambarlı Fuel-Oil, Seyitömer, Hopa termik santralleri ile ilgili işlem sürdürülmektedir.

Yine 3096 Sayılı Kanun'a göre, TEDAŞ'a bağlı dağıtım bölgelerinin özel sektöre devredilmesi için son iki yıldır yapılan çalışmalarla A ve B grubu ihaleler sonuçlandırılmıştır. Danıştay tarafından Ekim 1998'de ilk altı dağıtım bölgesinin sözleşmeleri onaylanmıştır. Danıştay kararının ardından, Rekabet Kurulu aldığı bir kararla, sabit fiyat uygulaması şartını kaldırarak, elektriği rekabete açmıştır. Buna göre 1 MW ve üzerinde elektrik kullanan tüketiciler, kendi bölgesindeki dağıtım şirketi yerine bir başka dağıtım şirketinden elektrik alabileceklerdir. Bu koşulda elektrik satan dağıtım şirketi, tüketicinin bulunduğu bölgedeki dağıtım şirketine hat kullanım ücreti ödeyecektir. Beş yıl sürecek bu uygulamanın ardından, düzenleyici Enerji Üst Kurulu (Regulatory Body) durumu yeniden değerlendirecektir.

Yap-İşlet modeli ile ilgili yasal mevzuat düzenlemesinden sonra, toplam kurulu güçleri 10 700 MW olacak 12 büyük termik santral içeren bir paket hazırlanmıştı. Bu santraller için 1997 yılında Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından teklifler alınmış, ancak Danıştay'ın 96/8269 Sayılı Bakanlar Kurulu Kararını iptali, değerlendirmelere ara verilmesine neden olmuştur. Tekliflerin değerlendirilmesi, daha sonra 4283 Sayılı Kanun'a göre sürdürülmüştür. Pakette yer alan Adapazarı, Ankara, Gebze, İzmir doğal gaz santrallerinin sözleşmeleri Ekim 1998'de imzalanmıştır. Sözleşmesi imzalanan dört santralin toplam kurulu güçleri 4 530 MW'dır. Aynı pakette yer alan ve 1000 MW kurulu güçlü olacak İskenderun İthal Kömür Santralı'nın da değerlendirmesinin tamamlanıp sözleşme aşamasına geldiği bildirilmektedir. Pakette kalan diğer santral projelerinde değişikliğe gidilmiş, bunların bir kısmının Yap-İşlet-Devret modeli kapsamında yürütülmesi kararlaştırılmıştır[11].

5.5.2. Yapılması tasarlanan ve gereken düzenlemeler

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından tasarlanan model, TEAŞ'ın yakın zamanda Üretim Şirketi ve İletim Şirketi diye ikiye bölünmesi, böylece üretim, iletim ve dağıtım işlemlerinin birbirinden tümüyle ayrılmasıdır. Üretim Şirketi, bir yandan sahip olduğu üretim tesislerini işletirken, bir yandan bu tesislerin işletme hakkı devir işlemlerini yapacaktır. Böylece kamu üretim kesiminin özel kesimle aynı statüye getirilmesi hedeflenmektedir. İletim Şirketi ise planlama ve yük dağıtımı gibi merkezi fonksiyonları yüklenerek, iletim sisteminin işletmesini sağlayacaktır. Ayrıca, merkezi alıcı ve merkezi satıcı görevini üstlenecektir.

Üretim, iletim ve dağıtım hizmetlerinin ayrı yürütüleceği bu modelde, özel sektör üreticileri üretimlerini, merkezi alıcıya ve satıcıya belirlenen tarife üzerinden satacaklardır. Merkezi alıcı ve satıcı da yine belirlenen tarife üzerinden dağıtım şirketlerine elektrik verecektir. Fiyatlar uygulanacak enerji politikasına göre bağımsız bir düzenleyici kuruluş - oluşturulacak Enerji Üst Kurulu (regulatory body) - tarafından belirlenecektir. Düzenleyici Kuruluş, sistemin çalışması için gereken her türlü önlemi almakla yetkili olacaktır.

Özel sektör çevrelerinde tasarlanan model ise yukarıda açıklanan modelden farklıdır. Bu modele göre ilk yapılması gereken, TEAŞ'ın elindeki santrallerin herbirinin kendi ayakları üzerinde durabilecek ayrı anonim şirket biçimine dönüştürülmesidir. Bu şirketlerin sermayesi, Menkul Kıymetler Borsası aracılığıyla halka açılabilir ya da şirketler kademe kademe özelleştirilebilir. Doğal kaynaklardan yöre halkının nemalanmasına olanak tanımak için, bir miktar halka açılım mutlaka yapılmalıdır. Bu şirketler ile özel sektörün Yap-İşlet-Devret ve/veya Yap-İşlet modeli ile oluşturulmuş üretim şirketleri, elektrikte üretim kesimini oluşturacaklardır.

Santrallerin şirketleştirilmesiyle birlikte yeni bir kuruluş olarak Toptan Alım-Satım ve İletim Şirketi kurulmalı, bu şirketin bir kısım hissesi üretim şirketlerinin elinde olmalı ve bir kısım hisseleri de halka açık bulunmalıdır. Üretim şirketleri Toptan Alım-Satım ve İletim Şirketi'ne, bu şirket ise dağıtım şirketlerine elektriği satmalıdır. Başlangıçta fiyatların Düzenleyici Kuruluş tarafından belirlenmesi olabilir, ama uzun dönemde üretim fazlalığına erişildiğinde, İngiltere'deki gibi havuz sistemine dayalı

bir elektrik borsası oluşturulmalı ve fiyatlar arz-talebe göre bu borsada belirlenmelidir [11].

Özel sektör modelinin uygulanması koşulunda kamu sermayeli de olsa, tüm üretim şirketleri için Enerji Satış Anlaşması özel hukuk kurallarına bağlı kalacaktır. Toptan Alım-Satım ve İletim Şirketi, halka açık ve Menkul Kıymetler Borsası denetiminde olacağından, yapacağı anlaşmalar şeffaf, güvenli ve siyasi etkilerden arındırılmış bulunacaktır. Bu şirketin dağıtım şirketleri ile yapacağı anlaşmalar da özel hukuk kurallarına bağlı olacaktır.



6. IEA RAPORUNA GÖRE TÜRKİYE'YE TAVSİYELER [9]

Genel enerji politikası olarak;

- Enerji fiyatlarının maliyetleri yansıttığı konusunda devlet aktif olarak güvence vermelidir,
- Enerji yatırımları özelleştirilmeli veya en azından kooperatifleştirilmelidir,
- Özelleştirme işlemlerine ve düzenleyici reformlara imkan sağlamak üzere enerji sektöründe liberalizme devam edilmelidir,
- Maliyet ve talep dengesini koruyarak enerji sektörünü cesaretlendirmelidir,
- Vergilendirmeyi göz önüne alarak, dış maliyetleri daha çok içe kanalize etmelidir.

Enerji verimliliği olarak;

- Devlet, enerji fiyatlarının maliyetleri yansıttığı konusunda güven vererek, sosyal amaçlarla fiyatlandırma politikasını terketmelidir,
- Devlet, enerji yatırımlarındaki karlılık konusunda daha iyi hesaplamalar yapılması için aktif adımlar atmalı ve yönetim içinde daha iyi koordinasyon sağlanmalıdır,
- Devlet, artan enerji verimliliği hakkında bilgi aktarmalı ve bu gelişmenin sağlanması için çeşitli bakış açıları önermelidir,
- Büyük ve küçük endüstri kuruluşları, enerji verimliliği konusunda bilinçlendirilmelidir,
- Üretim birliğinde gelişme sağlanması için bazı formalitelerde basitleştirme yapılmalı ve bölgesel ısıtma konusu teşvik edilmelidir,
- Kırsal alanlarda binalar için çeşitli iklim şartlarına göre kodlama sistemi getirilmelidir,
- Önemli dahili cihazlar için minimum enerji performansı standartı ve etiketleme sistemi getirilmelidir,

- Özellikle şehir içi merkezlerde toplu taşımacılık yatırımları yapılmalı ve çoğaltılmalıdır.

Akaryakıt konusunda;

- Petrol türevlerinin iç pazarlarda satılma zorunluluğu terkedilmeli ve dahili ham petrol satışında, fiyat düzenlemeleri şeffaf olmalıdır,
- Vergilendirmeye karşı adaptasyona devam edilerek, akaryakıt kaynakları bulunması ve üretimi teşvik edilmelidir,
- Kullanıcıya uygulanan fiyat politikasında, ilk adım olarak, uluslararası pazar fiyatları esas alınmalı ve hükümetler sosyal amaçlarla fiyatlandırma politikasından kaçınılmalıdır,
- Devlet elindeki akaryakıt kuruluşları özelleştirilerek, bunun yerini alacak yeni oluşum sayesinde, sektör içi rekabet artırılmalı ve fiyatlar piyasa esaslarına göre tespit edilmelidir,
- Boru hatlarına ulaşım şartları da dahil olmak üzere, petrol taşımacılığında şeffaf düzenlemeler getirilmelidir,
- Orta Asya ve Kafkaslardan akaryakıt ve gaz transit geçiş ülkesi olarak çalışmalara ve imkanların yaratılmasına devam edilmelidir.

Doğal gaz konusunda;

- Buna alternatif kömür, linyit gibi yakıtların maliyetlerinin düşük tutulmasını önleyerek ve vergilendirmede avantaj sağlayarak, doğal gazın diğerleriyle rekabet edebilme ortamının yaratılması sağlanmalı,
- Botaş'ın yasal ithalat tekeli ortadan kaldırarak, bunun yerini alacak düzenin doğal gaz kullanımını teşvik edeceği ve dağıtım için yeterli yatırımları yapacağına dair güven verilmeli,
- Gelecekteki gaz şirketlerine adım olarak Botaş kooperatifletirilmeli ve hesabı dışa açılmalı,
- Doğal gaz pazarı daha gelişip olgunlaştığında, kendi içinde ne şekilde rekabet ortamı sağlanabileceği düşünülmeli,
- Doğal gaz depolama kapasitesinin artırılmasına çalışılmalıdır.

Kömür konusunda;

- Halka sağlanan tahsilatların ve pazar garantisinin kaldırılması amaç edinilerek, taş kömür endüstrisi yeniden yapılandırılmalıdır,
- Devlet müdahalesini kaldırarak, TKİ'nin madenlerinde pozitif tutumlara devam edilmelidir,
- Devletin araya girmesinden bağımsız olarak, kömür fiyatlarının tespit edilmesine izin verilmelidir.

Elektrik konusunda;

- Elektrik enerjisi fiyat politikasının maliyetleri kapsadığı konusunda güven verilmeli ve bölge ve müşteri bazında tahsisatlar kaldırılmalıdır,
- BOT/BOO projeleri ve TEAS, TEDAS'ın imkanlarının transferi için ticari gerçeklere uygun, yasal bir düzen için adım atılmalıdır. Buna paralel olarak, uzun vadede bir düzenleme ve elektrik üretim sektörünün yapısı gündeme getirilmelidir,
- Fiyatlarda ve maliyetlerde şeffaflığı garanti etmek üzere, elektrik şirketlerinin hesapları açık tutulmalıdır,
- Hem devlet, hem de özel şirketlere ait regülasyonu ve fiyat politikasını sağlamak üzere bağımsız bir kurum oluşturulmalıdır,
- Devlet, üretim planlamasından giderek geri çekilmeli, bu işi TEAS'a ve başarılı şirketlere bırakmalıdır,
- Nükleer programın sağlayacağı imkanların güvenilirliğine ve emniyetine ihtiyaç duyan bağımsız organizasyonları güçlendirmelidir. Genel kabul görme doğrultusunda gayretlere devam edilmelidir.

Biyolojik atıklar konusunda;

- Klasik yakıtların, piyasa seviyesine yükselmesine izin verilerek, biyolojik atıkların piyasada yerini alması sağlanmalıdır,
- Uygun maliyetli projeler, biyolojik atıkların desteklenmesini sağlıyorsa, bu projelere öncelik verilmelidir.

Enerji ve çevre konusunda;

- Özellikle iskan edilmiş bölgelerde, yüksek sülfürlü linyitten doğal gaza geçilmesi daha fazla teşvik edilmelidir,
- Araba trafiği değerlendirilerek düzenlenmeli ve toplu taşımacılık teşvik edilmelidir,
- Petrol türevlerindeki sülfür miktarının mümkün olduğu kadar hızla azaltılması için adım atılmalıdır,
- Farklı vergilendirme düzenlemeleri uygulayarak, yakıt temizleyicilerinin kullanılması ve özellikle düşük sülfürlü ağır yakıtın kullanılması teşvik edilmelidir.

Teknoloji, Araştırma ve Geliştirme konusunda;

- Araştırma ve Geliştirme yıllık harcamalarında geniş dalgalanmalar önlenmelidir,
- Tübitak'ın koordinasyon rolü güçlendirilmelidir,
- Özel Araştırma ve Geliştirme hizmetlerinin cesaretlendirilesine devam edilmelidir,
- Ulus bazında Araştırma ve Geliştirme çalışmalarının maksimize edilmesi için bilgi iletişimi hızlandırılmalıdır,
- Özel sektörle yakın ilişki kurularak, özellikle pilot bölgelerde biyolojik atıklar kullanılması ve Araştırma Geliştirme faaliyetleri teşvik edilmelidir,
- Özellikle EU ve IEA gibi uluslararası Araştırma ve Geliştirme programları ile integrasyon sağlanmalıdır.

7. SONUÇ VE ÖNERİLER

Bu bölümde Türkiye'nin enerji politikası üzerine genel değerlendirmeler ve öneriler yer almaktadır. Yapılan değerlendirme ve önerilerde, önceki bölümlerde ele alınan Dünyada ve Türkiye'deki birincil enerji kaynakları, elektrik enerjisi üretimi ve tüketimi ile ilgili istatistiki bilgiler, durum değerlendirmeleri, gelecekle ilgili tahminler ve beklentiler göz önünde bulundurulmuştur:

1. İçinde bulunduğumuz dönemde dünya enerji talebinin karşılanması açısından rezervlere ve potansiyellere dayalı kaynak yetersizliği sorunu olmayıp, arz kaynakları yeterli düzeydedir. Dünya ekonomisinde globalleşmenin bir sonucu olarak, enerjide arama, üretim ve kaynak geliştirme çalışmaları üzerinde uluslararası yatırım ve teknoloji transferi ile enerji ticaretinde büyüme görülmektedir. Dünya enerji piyasaları, hükümetlerin müdahalelerinden piyasa dinamiklerine kaymaktadır. Bunlar olumlu gelişmeler olmakla birlikte, Türkiye'nin bu ortamı iyi değerlendirebildiği söylenemez.
2. Son 20 yıl içinde sürdürülebilir kalkınma kavramı önem kazanmıştır. Sürdürülebilir kalkınma, çevre ile uyumlu biçimde, kaynakların yüksek verimlilikle değerlendirilmesini gerektirmektedir. Dünyanın 2050 yılına kadar gelecekteki enerji tüketimine yönelik senaryolar, büyüme hızına ve enerji-çevre etkileşimine göre düzenlenmektedir. Buna göre 2020 yılına kadar olan süreçte kömür, petrol ve doğal gaz tüketiminde artış sürecektir, dünyanın enerji tüketiminin çoğu yine bu kaynaklardan karşılanacaktır. Yeni güvenlik önlemleri ile nükleer enerjinin dünya enerji bütçesindeki payı artacaktır. Hidrolik enerji kaynaklarının daha etkin kullanılması beklenmektedir. Ancak, yeni ve yenilenebilir kaynakların geliştirilerek fosil yakıtların yerini almaları, daha uzun yıllar kapsayacak görülmektedir.
3. Türkiye'de 1970-1997 yılları arasında birincil enerji üretimi 1.9, tüketimi 3.8 kat artış göstermiştir. 1970 yılında üretimin tüketimi karşılama oranı % 75 iken, artış

hızı bakımından tüketimin üretimi ikiye katlaması nedeni ile bu oran % 38'e düşmüştür. Bilinen doğal rezervleri ile Türkiye, sıvı ve gaz hidrokarbon yatakları bakımından fakir bir ülke görünümündedir. Ülke enerji ihtiyacının yaklaşık yarısını karşılayan petrolün % 90'ı ithal olunmaktadır. Giderek artan doğal gaz talebinin tamamının ithalatla karşılanması programlanmıştır. Güvenli arz kaynakları sağlanmaya çalışılmakta ise de, doğal gaz dışalımının geleceği henüz tam çözümlenememiştir

4. Türkiye'de elektrik enerjisi tüketimi 1970-1997 döneminde yıllık ortalama % 9.9 artış göstermiştir. 1997 yılında artış % 12.4 olmuştur. 1980-1994 döneminde elektrik üretim yatırımlarının düşüş göstermesi, 1996 yılında Türkiye'yi yeni bir elektrik darboğazının eşiğine getirmiştir. Bu darboğaz sürmektedir. 1990 yılında elektrik ihraç eder duruma geçen Türkiye, yeniden elektrik ithal eder duruma gelmiştir. Türkiye'nin içinde bulunduğu elektrik darboğazı, puant güç ve güvenilir enerji üretim düzeylerinden kaynaklanmaktadır. Puant güç sağlama olanağı, toplam kurulu güce bağlıdır. Kamu sektörünün elektrik üretimine gereken ölçüde yatırım yapamadığı ve artık yapmasının da olanaksızlaştığı bir dönemde, liberalleşme ve özelleştirme akımlarına karşın, yerli ve yabancı özel sermayenin elektrik üretim yatırımlarına yeterince çekilememesi, Türkiye'de kurulu gücün gerektiği gibi artırılamamasının temel nedenidir.
5. Türkiye, en çok kullanılan fosil enerji kaynaklarından kömür, petrol ve doğal gaz rezervlerine sahip olmakla birlikte, linyit dışında bu rezervlerin büyüklükleri sınırlı olup, üretim de ihtiyacı yanıtlamaktan uzaktır. Uzun dönem için linyit yatakları da yeterli sayılamaz. Yeni aramalarla taşkömürü, linyit, petrol, doğal gaz ve uranyum yataklarının geliştirilmesi gerekir. Söz konusu fosil yakıt rezervlerinin geliştirilebileceği umutlu alanlar vardır.
6. Türkiye'de yenilenebilir kaynaklar olan hidrolik enerji, jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, deniz dalga enerjisi ve biomas enerji gibi kaynakların potansiyelleri umut vermektedir. Söz konusu kaynaklardan, bugün en çok klasik biomas enerji ve hidrolik enerji kullanılmaktadır. Halen ekonomik hidrolik potansiyelin % 29'u değerlendirilmiş olup, inşa halindeki tüm hidroelektrik santrallerin devreye girmesi ile bu değer % 38'i bulacaktır. Jeotermal enerji

üçüncü sırada yer almakla birlikte, potansiyeline göre kullanımı sınırlıdır. Güneş enerjisinin kullanımı sembolik düzeyde iken, rüzgar enerjisinin kullanımı yeni başlamakta, deniz dalga enerjisi ve modern biomas enerji üzerinde hiç durulmamaktadır.

7. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlama ve beklentileri doğrultusunda, Türkiye'nin birincil enerji talebi, Cumhuriyet'in 100. Yılı 2023'de de 368 Mtep olacaktır. Enerji yoğunluğu düşük sanayilere ve enerjinin etkin kullanımına ağırlık verilerek, 2023 yılı talebinin 359 Mtep'e düşürülmesi olanaklıdır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının planlama ve beklentileri doğrultusunda, Türkiye'nin yerli enerji üretimi 2023 yılında 91 Mtep olabilecektir. Oysa, alınacak önlemlerle yerli enerji üretimi 2023 yılında 109 Mtep'e çıkarılabilir. Açıklanan projeksiyona göre, talep ile yerli üretim arasındaki fark, 2023 yılında 250-277 Mtep'dir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın planlama verilerine göre, Türkiye'nin enerji ithalatı, 2023 yılında 277 Mtep'in üzerinde olacaktır.
8. Türkiye'nin brüt elektrik talebi 2020 yılı için 547 milyar kWh ve Cumhuriyet'in 100. Yılı 2023 için de 639 milyar kWh'dır. Kişi başına yıllık elektrik tüketimi net olarak 2023 yılında 6 785 kWh olacaktır. Birincil enerji ve elektrik tüketimindeki artışa koşut olarak, kişi başına düşen gayrisafi yurtiçi hasıla 2000 yılındaki 3 615 ABD '\$'ından 2023 yılında 15 047 ABD'\$'ına çıkabilecektir. Böylece, Türkiye gelişmiş ülkeler arasında yerini almış olacaktır.
9. Türkiye'nin ekonomik hidroelektrik potansiyelinin tamamının değerlendirilmesi için 34 892 MW kurulu hidrolik güce gerek vardır. Türkiye'nin kurulu hidrolik gücü bugün 10 103 MW'dır. Kalan 24 789 MW'ın tamamının Cumhuriyet'in 100. Yılı'na kadar değerlendirilmesi için, her yıl yaklaşık 1000 MW'lık hidrolik proje tamamlanmalıdır. 2023 yılından itibaren teknik potansiyelin tamamını değerlendirmek amacıyla, kurulu gücü 35 000 MW'dan 60 000 MW'a yükseltecek projeler başlatılmalıdır. Bu arada puant santraller olarak, pompa depolamalı hidroelektrik santrallerin kurulması zamanı da gelmiştir.
10. Türkiye enerji tüketimini yalnızca fosil yakıtlara dayalı olarak sürdüremez. Aşırı fosil yakıt kullanımının getireceği çevre sorunları düşünülmelidir. Olumsuz çevre etkilerinin bir maliyeti olup, gayri safi yurtiçi hasılanın azalmasına neden

olmaktadır. Bu nedenle Türkiye yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları ile nükleer enerjiye yönelmek zorundadır. Türkiye'de öncelikle değerlendirilmesi gereken yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları; jeotermal enerji, güneş enerjisi, rüzgar enerjisi, biomas enerjidir. Yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının yeni teknolojilerle kullanıma sokulması, Türkiye'de yeni iş sahaları açacak, işsizliğe bir çözüm getirecek, milli geliri artıracaktır. Ancak, yeni ve yenilenebilir kaynaklar nükleer enerjinin alternatifi olarak görülmemelidir

11. Jeotermal merkezi ısıtmaya uygun olabilecek pekçok yöre bilinmektedir. Jeotermal merkezi ısıtma doğal gazla ısıtmadan ucuzdur. Olanaklı yerlerde hızla yaygınlaştırılması gerekir. Jeotermal elektrik üretimine uygun görülen, ancak bekletilen kaynaklar vardır. Bu santrallerin kurulmasına başlanmalıdır. Jeotermal alanların aranmasından, kuyuların açılmasına ve kaynağın kullanımına dek tüm aşamalarda yerli ve yabancı özel sermayeden olabildiğince yararlanılmalıdır.
12. Türkiye, güneş kuşağında bulunan bir ülkedir ve gelişen güneş enerjisi teknolojisine paralel biçimde, güneş enerjisi kullanımı geliştirilmelidir. Güneşli su ısıtıcılara dayalı güneş kolektörleri sanayi ülkemizde teknolojik olgunluğa erişmiş olup, yurtdışına ihracat yapar duruma gelmiştir. Güneşli su ısıtıcıların tüm ülkede yaygın biçimde kullanılması, güneş kolektörleri iç piyasasının gelişmesi için, hem tüketicinin ve hem de sanayicinin teşvikine yönelik önlemler alınmalıdır. Ayrıca, yapıların pasif ve/veya aktif yöntemlerle güneşle ısıtılması uygulamaları özendirilerek başlatılmalıdır. Güneşten elektrik üretimi de ülkemiz için önemli bir konudur. Bunun için güneş pillerinden ve güneş termik elektrik santrallerinden yararlanılabilir. Özellikle, teknolojisi gelişen güneş-doğal gaz hibrid termik santral uygulaması üzerinde durulmalıdır. Türkiye pilot uygulamalarla bu teknolojileri kazanmaya girişmelidir.
13. Son yıllarda dünya genelinde hızlı atılım görülen bir uygulama rüzgar santralleri olmuştur. Geçmişteki rüzgar türbinleri, rüzgar enerjisi çevrim sistemleri olarak yeni teknoloji ile geliştirilmişlerdir. Bugün rüzgar santralleri, çok sayıda türbin içeren rüzgar çiftlikleri olarak kurulmaktadır. 1990-1997 döneminde dünya rüzgar kurulu gücü üç katı aşkın artış göstermiştir. Türkiye'de de rüzgar santrali kurulması için yapılan 30'a yakın başvuru vardır. Ege kıyılarından başlayan bu

uygulamanın, rüzgardan kesintisiz enerji sağlanması için doğuya doğru tüm ülkeye yayılması gerekir. Bugünkü elektrik üretim düzeyimizi aşkın, rüzgar enerjisi teknik potansiyelimiz olduğu hesaplanmaktadır. Bu potansiyel değerlendirilmelidir. Yapılması gereken, sağlıklı bir planlama ve tutarlı politikalarla konunun teşvik edilmesidir.

14. Biomas enerji Türkiye'de klasik yöntemle dayanılarak, daha çok ticari olmayan yakıt biçiminde kullanılmakta ve yerli enerji üretiminin dörtte birini karşılamaktadır. Modern biomas teknikler kapsamında, enerji ormancılığı ve enerji bitkileri tarımından yararlanılması gerekmektedir. Türkiye'nin bu konuda yeterli potansiyeli vardır. Gelişmiş ülkeler konuyu tutarlı biçimde ele almışlarken, Türkiye'de modern biomas kullanımı için yapılan hiçbir çalışma yoktur. Oysa, dünya genelinde 2020 yılında modern biomas ile üretilecek enerjinin, jeotermal enerjinin 6.4 katı, rüzgar enerjisinin 2.6-3 katı, güneş enerjisinin 1.6-2.2 katı olması beklenmektedir. Modern biomas için enerji bitkileri tarımı, enerji planlaması ve tarımsal üretim planlaması kapsamında birlikte ele alınmalıdır. Biomas enerji kapsamında, çöp termik santralleri de yaygınlaştırılmalıdır.

15. Bugün tüm tartışmalara karşın, gelişmiş endüstriyel ülkelerin elektrik üretimlerinde nükleer enerji önemli bir yer kapsamakta olup, kapsamaya devam etmesi beklenmektedir. Ekonomik ömrü dolan nükleer santrallerin sökülmesi, nükleer teknolojinin terk edilmesi demek değildir. Avrupa, Batı Avrupa, OECD ve Avrupa Birliği ülkelerinin 1990-1997 dönemi nükleer elektrik üretimlerinde artış görülmektedir. Önümüzdeki 25 yıllık dönemde, dünya nükleer kurulu gücünün artış göstermesi beklenmektedir. Türkiye'nin bu gelişime ayak uydurması gerekir. Türkiye'de gerek birincil enerji talebi açısından ve gerekse teknoloji kazanımı açısından nükleer santrallara gerek vardır. Türkiye, nükleer santraller dönemine adım atmakta ve nükleer teknoloji kazanımında geç kalmıştır. Nükleer santraller, yer seçiminden yapımına ve işletilmesinden kapatılmasına dek her aşamada güvenliğin ön planda tutulduğu, çok disiplinli, uluslararası denetimli, yüksek bir teknolojinin ürünüdürler ve çevre dostu durumuna getirilmektedirler.

16. Yapılan planlamaya göre, Türkiye'de nükleer enerjinin genel enerji bütçesindeki payının 2010 yılında % 1, 2020 yılında % 2.5 olması öngörülmektedir. Elektrik üretimindeki payı ise 2010 yılında % 3, 2020 yılında % 9'dur. Bu rakamlar, Türkiye'de nükleer enerjiye kaynak çeşitlendirmesinden ve teknoloji kazanımından gerek duyulduğunu göstermektedir. Oysa, çevre koruması açısından planlanan ithal taşkömürü santraller yerine, nükleer santraller daha uygundur. Giderek büyüyen kaynak yetersizliği karşısında, özellikle 2020 yılından sonra kazanılacak teknolojiye yararlanılarak, nükleer enerjinin payının artması kaçınılmazdır. Nükleer santrallara gerek duyulmasının bir nedeni de, sistemde bazı santraller olarak yer almalarıdır. Bu özelliğin yenilenebilir enerji santralleri ile karşılanması olanaklı değildir.
17. Radyasyon yenilenebilir kaynaklardan olan jeotermal akışkandan ve odaklanmış güneş enerjisinden alınabilmektedir. Doğal çevrede radyasyon vardır. Nükleer santralin bunlardan farkı, çevresindeki radyasyonun sürekli ölçülerek kontrol edilmesi, artması tehlikesi karşısında santralin durdurulması için güvenlik önlemlerinin hazır bulunmasıdır. Nükleer atık sorunu abartıldığı kadar büyük bir sorun olmayıp, nükleer atık miktarı da çok değildir. Bu atıklar tuz yatakları içinde binlerce yıl güvenle saklanabilirler. Gelişmiş batı ülkelerinde toplumların çoğunluğu nükleer enerjiye karşı çıkmamaktadır. Türk kamuoyu özel programlarla aydınlatılmalıdır.
18. Türkiye coğrafi konumu nedeni ile petrol ve doğal gaz rezervleri zengin üretici ülkelerle, enerji tüketimi yoğun endüstriyel ülkeler arasında ve Asya-Avrupa yolu üzerinde bulunmaktadır. Tarihteki ipek yolu gibi, bugün için enerji yolu Türkiye üzerinden geçebilir. Türkiye'nin Asya-Avrupa arasında enerji köprüsü ve enerji terminali durumuna getirilmesi, Türkiye'ye çıkar sağlayacak bir gelişmedir. Bu nedenle uluslararası petrol boru hatları ve Türkiye, uluslararası doğal gaz boru hatları ve Türkiye konuları, enerji ve ekonomi politikası ile dış politika açısından çok iyi değerlendirilmesi gereken konulardır. Söz konusu bağlantıların oluşması bir ulusal politika olarak benimsenmiş olup, gerçekleşmesi için yoğun çaba gösterilmelidir. Petrol ve doğal gaz boru hatlarının yanısıra, elektrikte komşu ülkeler üzerinden yapılacak bağlantılarla Avrupa, Orta Doğu ve Kafkasya enterkonneksiyonu gerçekleştirilmelidir.

19. Türkiye'de yeni üretim teknolojileri, yeraltında enerji depolama teknikleri kullanıma sokulmalı, enerjide ileri yerli teknoloji oluşturmaya yönelik Ar-Ge (araştırma-geliştirme) çalışmaları desteklenmelidir. Ülkemizde düşük kaliteli linyitlerin elektrik üretiminde verimli kullanılması ve çevre kirliliğinin azaltılması için, akışkan yatakta yakma teknolojisinden yararlanılmalıdır. Şimdilik bir santral için başlayan bu uygulamanın yaygınlaştırılması gerekir. Özellikle, linyit rezerv hesaplamalarında ayrı gösterilen Afşin-Elbistan linyitlerinin değerlendirilmesi açısından akışkan yatak teknolojisi önemli olmakla birlikte, bu yola gidilmemiştir. Isı ve elektriğin birlikte üretimini sağlayan, birincil enerji girdisini verimli olarak değerlendiren, kombine çevrim teknolojisinden yararlanılmalıdır. Sanayide otoprodüktör ünitelerle bağımsız elektrik üretimi biçiminde başlayan kojenerasyon uygulamalarının teşvik edilerek geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması gerekir. Geliştirilmiş bulunan yeraltında ısı enerjisi depolama ve yeraltında doğal gaz depolama tekniklerinden yararlanma olanakları araştırılmalıdır. Yeraltında ısı enerjisi depolama ABD ve Avrupa'da yaygınlaşmaktadır.
20. Türkiye'de olanaklı tüm kaynaklardan etkin biçimde enerji üretilirken, üretilen enerjinin yüksek verimlilikle etkin kullanımı çok önemlidir. Gelişen teknoloji, birim gayrisafi milli hasıla başına düşen enerji tüketimini, bir diğer deyişle enerji yoğunluğunu azaltmayı hedeflemiştir. Amaç, daha az enerji ile daha çok mal ve hizmet üretimidir. Bu amaca uygun olarak enerji üretim, sanayi, ulaşım, konut ve hizmet sektörlerinde enerjinin akılcı kullanımına yönelik enerji tasarruf önlemleri uygulanmalıdır. Türkiye'de çağdaş bilimsel ve teknik boyutu ile enerji tasarrufu çalışmalarının yeterince yapıldığı söylenemez. Konu, genellikle umursamaz tutumla, göstermelik biçimde ele alınmaktadır. Oysa, Türkiye'de bugünkü birincil enerji tüketiminin % 18'i kadar tasarruf olanağının bulunduğu hesaplanmıştır. Fiyat artırılarak talep kısılması yerine, teknolojik önlemlerle enerji verimliliği artırılarak talebin düşürülmesi, bol ve ucuz enerji ilkesine de uygun düşecektir. Enerjinin etkin kullanımı konusu özendirilerek geliştirilmelidir.
21. Ülkemizde enerji ve çevre birbiriyle çatışan iki kavram olarak görülmemelidir. Ulaşım sektöründen kaynaklanan çevre kirliliği, enerji santrallerinin oluşturduğu çevre kirliliğinden çok daha fazladır. Çevre ile enerji arasında çatışma değil,

uyuşma olmak zorundadır. Enerji üretim tesislerinden kaynaklanan olumsuz çevre etkileri bulunmakla birlikte, bunların teknik önlemleri vardır. Ancak, ülkemizde fosil yakıtlı termik santrallerin çevre-etki-değerlendirmeleri; termik santrallerin birbirine çok yakın ve birbirinin etki sahası içine inşa edildiğini, turizm ve tarım potansiyeli yüksek alanlarda yer aldıklarını, kirleticilerin yayılmasını engelleyici önlemlerin ilk başta alınmadığını, yeni yakma yöntemlerinden yararlanılmadığını, tasarım hataları bulunduğunu göstermektedir. Ek yatırımlarla eksiklikler giderilmeye çalışılmakta ise de, önlemlerin proje aşamasında alınması gerekir. Dünyanın en önemli çevre sorunu olan ve karbondioksit emisyonundan kaynaklanan sera etkisi ve global ısınmanın azaltılması için fosil yakıt yerine, nükleer enerji, yeni ve yenilenebilir enerji ve hidrojen kullanımına yönelmek gerekmektedir. Bu konuda uluslararası uzlaşmalara gidilmektedir. Ancak, her enerji teknolojisinin çevre açısından önlem gerektirdiği unutulmamalıdır.

22. Enerji hammaddelerinin çıkarılmasında, birincil ve ikincil olmak üzere enerji üretiminin her kademesinde, enerjinin taşınması, depolanması, dağıtımı ve tüketimi aşamalarında çevreye en az zarar verecek, ekolojik dengeyi bozmayacak, prodüktif ve rantabl olacak enerji teknolojilerinin kullanımına özen gösterilmelidir. Santrallerin proje aşamasından itibaren çevre-etki-değerlendirmesine yer verilmelidir. Enerji, ekonomi ve ekoloji, kısaca 3E arasında her zaman optimal denge sağlanmalıdır.
23. Türkiye'nin enerji politikası tarihsel süreç içinde irdelendiğinde, sırasıyla liberal, mutedil devletçi, karma ekonomi ve planlı karma ekonomi aşamalarından geçtikten sonra, bugün planlı, ama serbest piyasa ekonomisine ve liberal yapıya yönelik özelleştirmelerin yer aldığı geçiş dönemine gelmiştir. 1984 yılından bu yana sektörün özelleştirilmesi gündemde ise de, 15 yılda alınan yol tatmin edici değildir. Bugün devletin enerji sektörüne gereken yatırımı yapamadığı, bu yatırımı yapabilecek yerli ve/veya yabancı sermayeye yaptırmadığı veya yaptıramadığı çelişkili bir dönemdeyiz. 2020 yılına kadar yalnız elektrik üretim, iletim ve dağıtım sektörüne yapılacak yatırım 125 milyar \$'dır. Cumhuriyetin 100.yılına kadar önümüzdeki 25 yılda tüm enerji sektörüne yapılması gereken kümülatif yatırım ise 300 milyar \$ düzeyindedir. Buna kamu sektörünün yeterli

kaynağı aktarması olanaklı değildir. Türkiye'nin gelişmiş ülkeler arasında yer alması isteniyorsa, yerli/yabancı özel sermayenin önündeki engeller kaldırılmalıdır.

24. Türkiye'de enerji yatırımlarının önündeki engel ne ekonomik ve mali, ne de tekniktir. Engel hukuksal ve yönetseldir. Yap-İşlet-Devret ve Yap-İşlet modelleri özel sermayeyi özendiren ve güven veren bir hukuksal çerçeveye oturtulamamıştır. Enerji kesiminde yasal ve yönetsel düzenlemeler gerekmektedir. Enerji politikalarının belirlenmesinde, kamu sektörünün yanı sıra, özel sektör, üniversiteler, ilgili meslek kuruluşlarının ve sivil toplum örgütlerinin görüşlerini sunabileceği, Enerji Şurası'dan yararlanılmalıdır

25. Türkiye'de petrol keşfi riskli, pahalı ve yüksek teknoloji gerektiren boyuttadır. Bu nedenle, yasada teşvikleri artırıcı, liberal boyutunu geliştirici yeni değişiklikler yapmak gerekmektedir.

26. Türkiye Avrupa Birliği'ne üye olmayı hedeflemiş bir ülkedir. Enerji politikalarında, yönetsel enerji işlerinin yapılandırılmasında ve enerji ile ilgili yasal düzenlemelerde, Avrupa Birliği koşul ve standartları göz önünde tutulmalıdır.

Yukarıda belirtilen görüşler, Türkiye'nin günümüzdeki enerji politikası, üretim, tüketim istatistikleri ve Cumhuriyetimizin 100. yılına kadarki üretim, tüketim projeksiyonları göz önünde bulundurularak verilmiştir. Görüşlerin tümünden çıkan ortak sonuç, Türkiye'nin enerji politikasının gelişiminde bir enerji üzerine yoğunlaşmak yerine enerji çeşitliliği üzerine gitmenin önem kazanmasıdır.

KAYNAKLAR

- [1] <http://www.enerji.gov.tr/Elektrik.html>
- [2] **International Energy Agency**, World Energy Outlook. 2000 Edition, Head of Publication Service, OECD/IEA, 2, rue Andre-Pascal, 75775 PARI CEDEX 16, France.
- [3] **Dünya Enerji Konseyi Komitesi**, Yarının Dünyası İçin Enerji. Türk Milli Komitesi yayını, Ocak 1996, Ankara
- [4] **Yücel, B.**, Enerji Ekonomisi
- [5] <http://ekutup.dpt.gov.tr/plan/viii/plan8.pdf>
- [6] <http://www.die.gov.tr/TURKISH/SONIST/NUFUS>
- [7] <http://ekutup.dpt.gov.tr>
- [8] **Dünya Enerji Konseyi, Türk Milli Komitesi**, 1998 Enerji Raporu, Ankara
- [9] **International Energy Agency**, Energy Policies of IEA Countries.
- [10] <http://www.enerji.gov.tr/Enerji.html>
- [11] **Türk Sanayicileri ve İş Adamları Derneği**, 21. Yüzyıla girerken Türkiye'nin enerji stratejisinin değerlendirilmesi. Aralık 1998, Yayın No: TÜSİAD-T/98-12/239., İstanbul
- [12] **Türkiye 1. Enerji Şurası**, Kömür ve Diğer Fosil Kaynakların Geliştirilmesi, Üretimi ve İthalatı Komisyonu Raporu, Ekim 1998, Ankara
- [13] **Aybers, N., A. Bayülken**, 1997. Türkiye'nin Elektrik Enerjisi Tüketimi İçinde Nükleer Enerjinin Yeri, Türkiye 7. Enerji Kongresi, Cilt I, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Ankara.
- [14] **Sinman, A. ve Sinman, S.**, Nükleer Füzyon Reaktörleri ve Küresel Tokamaklar, Bilim ve Teknik, Sayı 399, 76-81.
- [15] **Ültanır, M.Ö.**, 1996. 21. Yüzyılın Eşiğinde Güneş Enerjisi, Bilim ve Teknik 340, TÜBİTAK, Ankara.

- [16] **Walker, J.F., N. Jenkins**, 1997. Wind Energy Technology, John Wiley and Sons, Chichester.
- [17] **Twidell, J.W., A.D. Weir**, 1995. Renewable Energy Resources, E.&F.N.Spon, London.



EK Tablo A.1 Birincil Enerji Kaynak Talepleri (Orjinal Birimler)

Yıllar	Taşkümürlü (Bin Ton)	Linyit (Bin Ton)	Asfaltit (Bin Ton)	Petrol (Bin Ton)	Doğalgaz (milyon m3)	Hidrolik (GWh)	Jeotermal		Güneş (Bin Ton)	Rüzgar (GWh)	Nükleer (GWh)	Elektrik İthalatı (GWh)	Merkezi İstima (Bin TEP)	Odun (Bin Ton)	Hayvan ve Bİlk. Art. (Bin Ton)	Toplam (Bin TEP)
							Elektrik (GWh)	Isı (Bin TEP)								
2001	21466	67787	100	35782	26088	42148	90	460	144	23		4000	304	16263	5800	98928
2002	20548	70023	100	35994	37060	42148	90	597	160	23		4000	347	15614	5625	109035
2003	23466	80240	100	36864	40513	42148	90	775	179	23		4000	396	14991	5454	116025
2004	25566	90462	100	37663	43529	44335	90	1005	199	23		4000	451	14393	5289	122311
2005	29026	100691	100	38560	46382	48398	90	1303	222	23		4000	514	13819	5127	129625
2006	33416	110914	100	39765	46935	52230	90	1750	253	23		4000	569	13268	4995	135866
2007	37547	121140	100	40877	47734	55930	90	2348	289	23		4000	631	12739	4866	142247
2008	42187	131337	100	42078	49691	59039	90	2508	331	23	7017	4000	699	12231	4739	151434
2009	46173	148607	100	43380	52421	62560	90	2684	377	23	7017		774	11743	4615	160339
2010	51837	160542	100	44656	55156	65387	90	2877	431	23	14035		858	11275	4493	171339
2011	59238	170809	100	46136	57494	69514	90	3090	460	23	14035		929	11062	4389	181237
2012	68035	177746	100	47691	59986	73824	90	3324	491	23	14035		1006	10853	4287	192078
2013	75126	179615	100	49505	62503	76377	90	3582	524	23	14035		1090	10648	4194	201465
2014	83688	180883	100	51247	64992	80246	90	3865	560	23	21052		1180	10447	4108	213640
2015	92847	179748	100	52960	67430	83605	90	4177	597	23	28071		1278	10250	4026	225387
2016	102585	179829	100	54995	69918	87161	90	4519	638	23	35088		1385	10250	3952	238336
2017	112324	182198	100	57113	70509	90583	90	4896	681	23	42106		1500	10250	3878	250158
2018	123292	184364	100	59374	76233	93586	90	5311	727	23	49123		1624	10250	3813	267504
2019	134931	184457	100	62057	80133	96046	90	5767	776	23	56142		1759	10250	3752	283609
2020	147035	184555	100	64364	82749	97456	90	6269	828	23	63159		1905	10250	3696	298448

EK Tablo A.2 Birincil Enerji Kaynakları Üretimi (Orjinal Birimler)

Yıllar	Taşkömürü	Linyit (Bin Ton)	Asfaltit (Bin Ton)	Petrol (Bin Ton)	Doğalgaz (milyon m3)	Hidrolik (GWh)	Jeotermal		Güneş	Rüzgar GWh)	Nükleer (GWh)	Merkezi İstma (Bin TEP)	Odun (Bin Ton)	Hayvan ve Bitk. Art. (Bin Ton)	Toplam (Bin TEP)
							Elektrik (GWh)	Isı (Bin TEP)	(Bin Ton)						
2001	3071	67787	100	2424	255	42148	90	460	144	23		304	16263	5800	29374
2002	3200	70023	100	2144	235	42148	90	597	160	23		347	15614	5625	29554
2003	3200	80240	100	1918	187	42148	90	775	179	23		396	14991	5454	30427
2004	3765	90462	100	1725	187	44335	90	1005	199	23		451	14393	5289	31980
2005	4800	100691	100	1584	179	48398	90	1303	222	23		514	13819	5127	34116
2006	4800	110914	100	1449	173	52230	90	1750	253	23		569	13268	4995	35772
2007	4800	121140	100	1332	173	55930	90	2348	289	23		631	12739	4866	37611
2008	4800	131337	100	1231	163	59039	90	2508	331	23	7017	699	12231	4739	40811
2009	4800	148607	100	1143	145	62560	90	2684	377	23	7017	774	11743	4615	43673
2010	4800	160542	100	1084	150	65387	90	2877	431	23	14035	858	11275	4493	47329
2011	4800	170809	100	1016	140	69514	90	3090	460	23	14035	929	11062	4389	48958
2012	4800	177746	100	952	140	73824	90	3324	491	23	14035	1006	10853	4287	50474
2013	4800	179615	100	890	121	76377	90	3582	524	23	14035	1090	10648	4194	51284
2014	4800	180883	100	839	121	80246	90	3865	560	23	21052	1180	10447	4108	54100
2015	4800	179748	100	792	121	83605	90	4177	597	23	28071	1278	10250	4026	56197
2016	4800	179829	100	750	121	87161	90	4519	638	23	35088	1385	10250	3952	58784
2017	4800	182198	100	709	121	90583	90	4896	681	23	42106	1500	10250	3878	61884
2018	4800	184364	100	672	121	93586	90	5311	727	23	49123	1624	10250	3813	64944
2019	4800	184457	100	639	121	96046	90	5767	776	23	56142	1759	10250	3752	67604
2020	4800	184555	100	608	121	97456	90	6269	828	23	63159	1905	10250	3696	70238

EK Tablo B.1 Türkiye Elektrik Enerjisi Tüketiminin Yıllar İtibariyle Gelişimi (1980-1999)

Yıllar	Brüt Üretim	İç İhtiyaç	Net Üretim	Dışarıdan Alınan	Brüt Tüketim	Şebeke Kaybı	Dışarıya Satılan	Net Tüketim	Ev ve Ticarethaneler	Resmi Daireler	Sokak Aydınlatması	Sanayi	Diğer	Kişi Başına Tüketim (Kwh)
1981	24673	1328	23345	1616	24961	2931	-	22030	4922	638	298	14206	1965	484
1982	26552	1421	25131	1773	26904	3318	-	23587	5222	596	309	15198	2262	505
1983	27347	1680	25667	2221	27888	3422	-	24465	5424	687	296	15576	2482	511
1984	30614	1891	28723	2653	31376	3741	-	27635	5875	767	331	18027	2636	564
1985	34219	2307	31912	2142	34054	4346	-	29709	6599	892	407	19608	2203	591
1986	39695	2815	36880	777	37657	5447	-	32210	7342	1036	666	20886	2280	626
1987	44353	2608	41745	572	42317	5620	-	36697	8255	1169	786	23873	2615	698
1988	48049	2400	45649	381	46030	6309	-	39722	9594	1269	815	25258	2786	739
1989	52043	3235	48808	559	49367	6247	-	43120	10565	1278	916	27603	2759	786
1990	57543	3311	54232	176	54408	6680	907	46820	11618	1463	1231	29212	3296	835
1991	60246	3655	56591	759	57350	7562	507	49283	13887	1864	1418	28512	3602	860
1992	67342	4237	63105	189	63294	8995	314	53985	14752	2009	1860	31536	3829	921
1993	73808	3943	69865	213	70078	10252	589	59237	16164	2266	2270	34247	4289	984
1994	78322	4539	73783	31	73814	11843	570	61401	17154	3315	2502	34138	4291	999
1995	86248	4389	81859	-	81859	13769	696	67394	18688	3012	3106	38007	4581	1093
1996	94862	4777	90084	270	90355	15855	343	74157	22135	3002	3085	40638	5297	1183
1997	103296	5050	98246	2492	100738	18582	271	81885	25367	3803	3310	43491	5914	1303
1998	111022	5523	105500	3299	108799	20795	298	87706	27768	4272	3691	46139	5836	1383
1999	116439	5738	110701	2330	113031	21524	285	91222*	30834	3747	4280	46000	6361	1417

ÖZGEÇMİŞ

Güvenç Akbil, 1973 yılında İstanbul'da doğdu. 1984 yılında Tarhan Koleji ve İstanbul Üniversitesi Devlet Konservatuvarı Keman Bölümü'ne girdi. 1989 yılında Milli Eğitim Bakanlığı'nın bursunu kazanarak, Amerika Birleşik Devletleri'nde her ülkeden her yıl birer temsilcinin katıldığı Camp Rising Sun'da Türkiye'yi temsil etti. 1991 yılında Tarhan Koleji'nden mezun olarak, İstanbul Teknik Üniversitesi Elektrik Mühendisliği bölümüne girdi. Kariyer planını Elektrik Mühendisliği üzerine kurarak, 1992 yılında İstanbul Üniversitesi Devlet Konservatuvarı'ndan ayrıldı. 1995 yılında İstanbul Teknik Üniversitesi Elektrik-Elektronik Fakültesi Elektrik Mühendisliği Bölümü'nden mezun oldu ve aynı yıl Elektrik Mühendisliği Anabilim Dalı Elektrik Mühendisliği programında yüksek lisans öğrenimine başladı. Karamürsel Deniz Eğitim ve Öğretim Komutanlığı'nda yedek subay olarak yerine getirdiği askerlik görevi nedeniyle yüksek lisans eğitimine üç dönem ara vermek zorunda kaldı. Pamukbank Sistem Geliştirme Bölümü'nde Servis Yetkilisi olarak çalışmaktadır.