



T.C.
ADNAN MENDERES ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
MALİYE ANA BİLİM DALI
MLY YL 2009 0004

**TÜRKİYE’NİN ENERJİ SORUNU İÇİN ALTERNATİF
ÇÖZÜM ÖNERİLERİ VE RÜZGÂR ENERJİSİNİN ÖNEMİ**

HAZIRLAYAN
Mehmet Ali GÜNEŞ

DANIŞMAN
Doç. Dr. Ferhat Başkan ÖZGEN

AYDIN-2009

**T.C.
ADNAN MENDERES ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ
MALİYE ANA BİLİM DALI
MLY YL 2009 0004**

**TÜRKİYE’NİN ENERJİ SORUNU İÇİN ALTERNATİF
ÇÖZÜM ÖNERİLERİ VE RÜZGÂR ENERJİSİNİN ÖNEMİ**

HAZIRLAYAN

MEHMET ALİ GÜNEŞ

DANIŞMAN

DOÇ. DR. FERHAT BAŞKAN ÖZGEN

AYDIN-2009

T.C.
ADNAN MENDERES ÜNİVERSİTESİ
SOSYAL BİLİMLER ENSTİTÜSÜ MÜDÜRLÜĞÜNE
AYDIN

Enstitümüz Maliye Ana Bilim Dalı Yüksek Lisans Programı öğrencilerinden **Mehmet Ali GÜNEŞ** 27.10.2009 günü yapılan tez savunma sınavında *Türkiye'nin Enerji Sorunu İçin Alternatif Çözüm Önerileri ve Rüzgâr Enerjisinin Önemi* adlı tezini savunmuş, aşağıda belirtilen jüri üyeleri tarafından kabul edilmiştir.

<u>UNVANI-ADI VE SOYADI</u>	<u>KURUMU</u>	<u>İMZASI</u>
Doç.Dr. Recep TEKELİ	Adnan Menderes Üniversitesi	
Doç.Dr. Etem KARAKAYA	Adnan Menderes Üniversitesi	
Yrd.Doç.Dr. Orhan ÇAKMAK	Adnan Menderes Üniversitesi	

Jüri üyeleri tarafından kabul edilen bu Yüksek Lisans Tezi, Enstitü Yönetim Kurulununsayılı kararıyla onaylanmıştır.

Doç.Dr. Ümit TATLİCAN
Enstitü Müdürü

Bu tezde görsel, işitsel ve yazılı biçimde sunulan tüm bilgi ve sonuçların akademik ve etik kurallara uyularak tarafımdan elde edildiğini, tez içinde yer alan ancak bu çalışmaya özgü olmayan tüm sonuç ve bilgileri tezde kaynak göstererek belirttiğimi beyan ederim.

Adı Soyadı : Mehmet Ali GÜNEŞ

İmza :

YAZAR ADI-SOYADI: MEHMET ALİ GÜNEŞ

TÜRKİYE’NİN ENERJİ SORUNU İÇİN ALTERNATİF ÇÖZÜM ÖNERİLERİ VE RÜZGÂR ENERJİSİNİN ÖNEMİ

ÖZET

Enerji ekonomik ve sürdürülebilir büyümenin can damarıdır. Ülkelerin ekonomik ve sosyal gelişimlerinin önemli girdisi olan enerjinin **güvenilir, temiz ve ucuz** yollardan temin edilmesi ve enerji talebine göre enerji arzını da sürdürülebilir şekilde devamını sağlamak güncel sorunlarımız arasındadır. Uzun yıllar boyunca yapısal sorunlar nedeniyle enerji sıkıntısı yaşayan ülkemiz enerji ihtiyacını petrol, doğalgaz ve kömür gibi birincil yakıtlardan sağlamıştır. Fosil yakıtların gelecekte tükeneceği korkusu ve çevresel etkileri alternatif kaynaklar daha önemli kılmıştır. Hızla gelişen teknoloji, rüzgâr enerjisinden yararlanmada fırsatlar meydana getirmiştir. Yenilenebilir enerji kaynaklarından olan rüzgâr enerjisi Türkiye’nin enerji sorunu için en ideal ve en pratik çözümdür.

Bu çalışmada enerji sorununa dair alternatif çözüm önerileri üretmek için Türk enerji sektörünün durumu incelenmiştir. Kullanılan veriler Türkiye Elektrik İletim AŞ. ve Türkiye İstatistik Kurumu resmi internet sitelerinden elde edilerek tablolaştırılmıştır. Fayda-maliyet analizi için gerekli olan güncel fiyatlar Avrupa Rüzgâr Enerjisi Birliği’nin Mayıs 2009’ da yayımlanan “Rüzgâr Enerjisi Ekonomisi” adlı raporundan alınmıştır.

ANAHTAR KELİMELELER

Enerji, Yenilenebilir enerji, Rüzgâr enerjisi, Arz güvenliği.

NAME and SURNAME: MEHMET ALİ GÜNEŞ

**ALTERNATIVE SOLUTIONS FOR ENERGY ISSUE OF TURKEY
AND IMPORTANCE OF WIND ENERGY**

ABSTRACT

Energy is a vital force of economic and sustainable development. Providing clean, cheap and secure energy that is input to economic and social growth for countries, today's as well as meeting the energy supply with energy demand in a sustainable way is the main energy issues that are considered in recent years. For long time, Turkey that has been lived crisis because of structural issues, providing its energy need by using oil, natural gas and coal which are primer sources. Danger of exhausting fossil fuels sources and its environmental impacts makes renewable energy more significant. Rapidly developing technology creates opportunities about utilizing from wind energy. Wind energy that is from renewable sources are sustainable, practice and ideal solution for energy issues of Turkey.

In this study, the position of Turkish energy sector is investigated to produce alternative solutions for energy problem. The data used in this survey Turkish Electricity Transmission Company and Turkish Statistical Institute. Current price that we need for Cost-Benefit Analysis, is taken from "The Economics of Wind Energy Report" prepared by European Wind Energy Association in May 2009.

KEYWORDS

Energy, Renewable energy, Wind energy, Security of supply.

ÖNSÖZ

Tezin oluşumunun her aşamasında bana yol gösteren ve yardımlarını esirgemeyen tez danışmanım sayın Doç.Dr. Ferhat Başkan ÖZGEN'e sonsuz teşekkürü borç bilirim. Ayrıca, tez izleme jürisinde yer alarak bilgi ve yönlendirmeleri ile katkılarını esirgemeyen sayın Doç.Dr. Etem KARAKAYA'ya, sayın Yrd.Doç.Dr. Orhan ÇAKMAK'a, sayın Doç.Dr. Recep TEKELİ'ye ve sayın Doç.Dr. Ertuğrul ACARTÜRK'e teşekkürlerimi sunarım. Yüksek lisans sınıfındaki arkadaşlarıma ve Nazilli İİBF Maliye Bölümü çalışanlarına teşekkür ederim. Hayatım boyunca hep yanımda olan aileme sonsuz sevgi ve saygılarımı sunarım.

İÇİNDEKİLER

ÖZET	i
ABSTARCT	ii
KEYWORDS	ii
ÖNSÖZ	iii
İÇİNDEKİLER	iv
KISALTMALAR	vii
DENKLEMLER LİSTESİ	viii
TABLolar LİSTESİ	ix
SEKİLLER LİSTESİ	xi
GİRİŞ	1
1. TÜRKİYE’NİN ENERJİ SORUNU	3
1.1. TÜRKİYE’NİN ELEKTRİK ENERJİSİ DURUMU	3
1.2. ENERJİ KAYNAKLARI	6
1.2.1. Yenilenemez Enerji Kaynakları	7
1.2.1.1 Fosil Enerji Kaynakları.....	7
1.2.1.1.1. Kömür.....	9
1.2.1.1.2 Petrol	14
1.2.1.1.3. Doğal Gaz	18
1.2.1.2. Nükleer Enerji	21
1.2.2. Yenilenebilir (Alternatif) Enerji Kaynakları	25
1.2.2.1. Hidrolik Enerji	26
1.2.2.2. Jeotermal Enerji	30
1.2.2.3. Biyokütle ve Biyomas Enerjisi	32
1.2.2.4. Rüzgâr Enerjisi.....	33
1.2.2.5. Güneş Enerjisi	37

2. ENERJİ SEKTÖRÜNDEKİ YAPISAL SORUNLAR	39
2.1. POLİTİKA VE PLANLAMA SORUNLARI	39
2.2. KURUMSAL YAPI SORUNLARI	43
2.3. ENERJİ YATIRIMLARI VE ARZ GÜVENLİĞİ SORUNLARI	44
2.4. ÖZELLEŞTİRME SORUNU	47
2.5. PİYASA MODELİ VE REKABET SORUNU.....	48
3. ENERJİ SORUNUNA ALTERNATİF ÇÖZÜMLER.....	54
3.1. LİNYİT REZERVLERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ.....	54
3.2.YENİLENEBİLİR ENERJİ POTANSİYELİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ.....	56
3.2.1. Hidrolik Enerji Potansiyelinin Değerlendirilmesi	59
3.2.2. Rüzgâr Enerjisi Potansiyelinin Değerlendirilmesi.....	59
3.2.3. Jeotermal Enerji potansiyelinin Değerlendirilmesi.....	64
3.2.4. Biyoenerji Potansiyelinin Değerlendirilmesi	64
4.TÜRKİYE’NİN ENERJİ SORUNUNUN ÇÖZÜMÜNDE RÜZGÂR ENERJİSİNİN ÖNEMİ	67
4.1. TEŞVİK VE SÜBVANSİYONLAR	68
4.1.1. Sabit Fiyat Sistemi	69
4.1.2. Yenilenebilir Kota Sistemi	69
4.1.3. Türkiye’de Rüzgâr Enerjisi Sübvansiyonları	70
4.2. RÜZGÂR ENERJİSİ PROJELERİ.....	71
4.2.1. RES Proje Aşamaları	72
4.3. RÜZGÂR TÜRBİN YAPISI.....	73
4.4. RÜZGÂR TÜRBİN SEKTÖRÜ.....	74
4.5. RÜZGÂR ENERJİSİ MALİYETİNİ ETKİLEYEN UNSURLAR	76
4.6. KURULUM ÖNCESİ VE SONRASINDA MALİYETLER	78

4.6.1. Tesis Alanı Maliyeti.....	78
4.6.2. Türbin Maliyeti.....	78
4.6.3. İletim Maliyetleri.....	79
4.6.4. Bakım Maliyetleri.....	79
4.6.5. Diğer Enerji Maliyetleri.....	80
4.7. RÜZGÂR ENERJİSİ EKONOMİK ANALİZİ.....	81
4.8. EKONOMİK ANALİZ TEKNİKLERİ.....	82
4.8.1.Net Bugünkü Değer.....	82
4.8.2.İç Karlılık Oranı.....	85
4.9. REPA VERİLERİNE GÖRE YATIRIM PROJEKSİYONLARI.....	85
SONUÇ.....	94
KAYNAKÇA.....	97
ÖZGEÇMİŞ.....	105

KISALTMALAR

AB	: Avrupa Birliği
ABD	: Amerika Birleşik Devleti
AR-GE	: Araştırma-Geliştirme
BİNTEP	: Bin Ton Eşdeğer Petrol
BOTAŞ	: Boru Hatları ile Petrol Tasıma Anonim Şirketi
DMİ	: Devlet Meteoroloji İşleri
DSİ	: Devlet Su İşleri
EWEA	: Avrupa Rüzgâr Enerjisi Birliği
EİE	: Elektrik İşleri Etüt İdaresi
ETKB	: Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı
EÜAŞ	: Elektrik Üretim Anonim Şirketi
HES	: Hidroelektrik santral
İTÜ	: İstanbul Teknik Üniversitesi
LNG	: Sıvılaştırılmış Doğalgaz
LPG	: Likit Petrol Gaz
MT	: Milyon Ton
MTA	: Maden Tetkik Arama
MTEP	: Milyon ton eşdeğer petrol
MÜSİAD	: Müstakil Sanayici İşadamları Derneği
NBD	: Net bugünkü değer
TEİAŞ	: Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi
TEK	: Türkiye Elektrik Kurumu
TEP	: Ton Eşdeğer Petrol
TMMOB	: Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği
TPAO	: Türk Petrolleri Anonim Ortaklığı
TÜBİTAK	: Türkiye Bilim ve Teknoloji Araştırma Kurumu
TÜPRAŞ	: Türkiye Petrol Rafinerileri Anonim Şirketi
TÜSİAD	: Türkiye Sanayici İşadamları Derneği
USD	: Amerikan doları
YEK	: Yenilenebilir Enerji Kaynağı

DENKLEMLER LİSTESİ

	Sayfa
	Nu
Denklem 1 : Net Fayda Denklemi	82
Denklem 2 : Bugünkü Değer Denklemi	83
Denklem 3 : İskonto Faktörü Denklemi	83
Denklem 4 : Annüitelerin Bugünkü Değeri Denklemi	84
Denklem 5 : Net Bugünkü Değer Denklemi.....	84
Denklem 6 : İç Karlılık Oranı Denklemi	85

TABLOLAR LİSTESİ

		Sayfa
		Nu
Tablo 1	: İşletmedeki EÜAŞ ve Bağlı Ortaklık Santralleri	11
Tablo 2	: Türkiye'nin Doğal Gaz ve LNG Anlaşmaları.....	21
Tablo 3	: Ükelere Göre Nükleer Enerji Dağılımı	23
Tablo 4	: 2008 Yılı İtibariyle Yenilenebilir Enerjide Kaynak Potansiyeli.....	26
Tablo 5	: 2008 Yılı İtibariyle Hidroelektrik Santrallerin Durumu.....	29
Tablo 6	: Elektrik Üretimine Uygun Jeotermal Sahalardan Beklenen Potansiyel..	31
Tablo 7	: Türkiye'de İşletmede Olan Rüzgâr Enerjisi Projeleri.....	34
Tablo 8	: İnşa Halindeki Projeler ve Türbin Tedarik Sözleşmesi İmzalı Olan Rüzgâr Enerjisi Projeleri.....	36
Tablo 9	: Yıllar İtibariyle Güneş Enerjisi Üretimi	38
Tablo 10	: Kalkınma Planlarında Hedeflenen ve Gerçekleşen Büyüme Rakamları .	40
Tablo 11	: BOTAŞ'ın 1999-2001-2004 Doğal Gaz Talep Tahminlerinin Karşılaştırılması	47
Tablo 12	: Kurulu Güçte Kamu Özel Sektör Payı Gelişimi (MW).....	50
Tablo 13	: En Büyük Avrupa Şirketlerinin Yenilenebilir Enerji Yatırımları.....	57
Tablo 14	: Türkiye'nin Toplam Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli- 50 m	64

Tablo 15	:	Bölgeler İtibariyle Türkiye'nin Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli	63
Tablo 16	:	Türkiye'nin Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Verimlilik Düzeyi	67
Tablo 17	:	Sabit Fiyat ve Kota Sisteminin Karşılaştırılması	70
Tablo 18	:	Rüzgâr Enerjisi ve Diğer Yenilenebilir Enerji Kaynakları	71
Tablo 19	:	2004 – 2006 Yılları Arasındaki En Büyük Türbin Üreticileri	75
Tablo 20	:	Yıllar İtibariyle Rüzgâr Türbinlerindeki Değişim.....	76
Tablo 21	:	1981-2000 Yılları Rüzgâr Enerjisi Maliyetleri	78
Tablo 22	:	Kurulan 2 MW'lık Rüzgâr Türbinin Maliyet Yapısı (2006)	79
Tablo 23	:	Enerji Üretim Maliyetleri ve Dışsal Etkileri.....	80
Tablo 24	:	Modern Bir Rüzgâr Türbin Sisteminin Yıllık Getirisi.....	86
Tablo 25	:	Bir Yılda %40 Kapasiteyle Çalışan Rüzgâr Enerjisi Projesinin Getirisi (fiyat: 0,055 €/kWh, iskonto oranı %15).....	88
Tablo 26	:	Bir Yılda %40 Kapasiteyle Çalışan Rüzgâr Enerjisi Projesinin Getirisi (fiyat: 0,055 €/kWh, iskonto oranı %10).....	89
Tablo 27	:	Bir Yılda %50 Kapasiteyle Çalışan Rüzgâr Enerjisi Projesinin Getirisi (fiyat: 0,05 €/kWh, İskonto oranı %15.....	90
Tablo 28	:	Bir Yılda %40 Kapasiteyle Çalışan Rüzgâr Enerjisi Projesinin Getirisi (fiyat: 0,05 €/kWh, İskonto oranı %15).....	91
Tablo 29	:	Bir Yılda %40 Kapasiteyle Çalışan Rüzgâr Enerjisi Projesinin Getirisi (fiyat: 0,07 €/kWh, iskonto oranı %20).....	92
Tablo 30	:	Senaryolara Göre Rüzgâr Enerjisi Projelerinin Değerlendirilmesi.....	93

ŞEKİLLER LİSTESİ

		Sayfa
		Nu
Şekil 1	: 1987 Yılından İtibaren Türkiye'nin Brüt Elektrik Enerjisi	4
Şekil 2	: Türkiye Elektrik Enerjisi Üretiminin Birincil Enerji Kaynak Paylarının Yıllar İtibariyle Gelişimi (2000-2007)	5
Şekil 3	: Elektrik Enerjisi Brüt Üretim, Net Tüketim ve Ekonomik Gelişme Hızı	6
Şekil 4	: 2008 Yılı Dünya Birincil Enerji Tüketimi	8
Şekil 5	: Türkiye Brüt Elektrik Enerjisi Üretiminde Fosil Enerji Paylarının Yıllar İtibariyle Gelişimi	9
Şekil 6	: Kömüre Dayalı Termik Santrallerin Gelişimi.....	12
Şekil 7	: Yıllar İtibariyle Petrol Arzı	16
Şekil 8	: Petrol Fiyatları Günlük Değişimi	17
Şekil 9	: 2004-2009 Dönemi Günlük WTI Petrol Fiyatları	18
Şekil 10	:Türkiye'nin Brüt Elektrik Enerjisi Üretiminde Doğal Gaz Payı	19
Şekil 11	: 2008 Yılı Dünya Doğal Gaz Üretimi.....	20
Şekil 12	: Bazı HES'lerin Geri Ödeme Süresi.....	27
Şekil 13	: Yıllar İtibariyle Hidrolik Enerji Kurulu Gücü	27
Şekil 14	: Yıllar İtibariyle Hidrolik Enerji Payının Gelişimi.....	28
Şekil 15	: Jeotermal Kaynakların İdeal Kullanım Alanları	33
Şekil 16	: Kalkınma Planlarında Hedeflenen ve Gerçekleşen Büyüme Hızları	40

Şekil 17	: Yıllar İtibariyle Doğal Gaz Fiyatı	50
Şekil 18	: Dünya Elektrik ve Gaz Endüstrilerinde Şirket Birleşme Ve Satın Alma Amacıyla Yapılan Sınır Ötesi ve Yurtiçi Toplam Harcamalar	52
Şekil 19	: Avrupa'nın En Büyük Enerji Üreticileri 2006.....	58
Şekil 20	: Türkiye'de 50 m Yükseklikte Rüzgâr Hızı.....	61
Şekil 21	: Türkiye'de 50 m Yükseklikte Rüzgâr Güç Yoğunluğu.....	62
Şekil 22	: Türkiye'de 100 m Yükseklikte Rüzgâr Güç Yoğunluğu.....	62
Şekil 23	: Rüzgar Türbin Yapısı	74

GİRİŞ

Günümüzde enerji ihtiyacının giderek artması ve buna karşılık enerji kaynaklarının sınırlı olması “enerji sorununu” gündeme getirmiştir. Sürdürülebilir kalkınmanın temel girdilerinden olan enerji, 1970 yıllarında yaşanan petrol krizi pek çok ülkede olumsuz sorunlara yol açmıştır. Küreselleşen dünyada artan nüfus ve üretim miktarları, enerji arzında artışa neden olmuştur. Ülkenin ekonomik rekabet gücünü korumak, üretimin sürekliliğini sağlamak için sanayinin temel girdisi olan enerjinin zamanında ve yeterli miktarda temin etmek zorunda olan ülkeler yenilenebilir enerji kullanımına başvurmuşlardır.

Birincil enerji kaynaklarında dışa olan bağımlılık, çeşitlendirmenin sınırlı kalması, çevresel etkiler göz önüne alınarak oluşturulacak enerji portföyünde yerli kaynak kullanımının verimli bir şekilde artırılması gerekmektedir. Enerji çeşitliliği sağlayarak ve enerjide dışa bağımlılığı azaltmak için alternatif enerji kaynakları, Türkiye gibi kullandığı enerjinin %72’sini ithal eden ülkeler için son derece önemli bir seçenektir. Elektrik üretimi için orta düzeyde verimli olan rüzgâr enerjisi potansiyelimiz 40.000MW civarındadır. Bu potansiyel ülkemizdeki elektrik enerjisi üretimindeki kaynak dağılımındaki dengesizliğin düzlemesi için kullanılabilir. Yerli kaynak kullanımını yine yerli teknoloji kullanarak üretim sürecine alınmasıyla mümkündür.

Kyoto protokolünü imzalayan, küresel ısınma ve karbon emisyonlarını kısımaya çalışan ülkelerde rüzgâr enerjisinin gördüğü ilgi ve artan yatırımlar karşısında rüzgâr türbin arzının düşük kalması yükselen fiyatlara yol açmıştır. Kısa vadede teknoloji ithalatındaki bu sorunlar, teknik destek ve hizmetlerin pahalı olması, kalifiye eleman yetersizliği sektörün temel sorunları arasındadır. Bu noktada araya girmesi gereken devlet, araştırma ve geliştirme faaliyetlerini destekleyerek, üniversiteleri bu yönde teşvik ederek yatırımcıların yanında olmalı, sektörün ivmesini hızlandıracak adımlar atılmalıdır.

Bu çalışmada Türkiye’deki enerji sorununun tahlili için enerji kaynakları sınıflara ayrılmış ve yıllar itibariyle değişimleri incelenmiştir. İlk bölümde enerji portföyünde yer alan yenilenebilir ve yenilenemez enerji kaynakların dağılımındaki dengesiz yapı ortaya konulmuş, ikinci bölümde ise yapısal sorunlar alt başlıklar halinde ele alınmıştır. Üçüncü bölümde ortaya aşamada ise alternatif çözümler ortaya atılarak,

linyit kaynakları ve yenilenebilir enerji potansiyeli değerlendirilmiştir. Dördüncü bölümde ise enerji sorununun çözümlünde mevcut rüzgâr enerjisi potansiyelinin ne şekilde değerlendirilmesi gerektiği açıklanmış sonuç ve öneriler ortaya konulmuştur.

BİRİNCİ BÖLÜM

TÜRKİYE’NİN ENERJİ SORUNU

1.1. TÜRKİYE’NİN ELEKTRİK ENERJİSİ DURUMU

Günümüzde insan yaşamının vazgeçilmez bir kaynağı olan enerji ülkemizde ve dünyada tartışılan bir konudur. Modern toplumların ihtiyacı olan enerjiyi zamanında ve gereken miktarda sunulması için mevcut yöntemlerde iyileştirme faaliyetleriyle enerji üretim süreçleri yenilenmektedir. Aynı zamanda karbon ve oksit gazlarına yol açmayan çevreyle dost yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı yaygınlaşmakta ve ülkelerin enerji portföylerine dâhil edilmektedir. Enerjiden mahrum bir üretim sürecinin artık mümkün olmayacağı günlük hayatın aksayacağı otoritelerce kabul edilmiştir. Bu konuda plansız ve kararsız kalmamak, yarın gerek duyulacak enerji talebi için hazırlanan stratejilerin, zamanında hedefine varması için bugünden işe koyulmak gerekmektedir.

Enerji, özellikle geride bıraktığımız yüzyılın başlarından itibaren ülkelerin rekabet üstünlüğü sağlamada istifade ettikleri en önemli unsurlardan biri olmuştur. İçine girdiğimiz yeniçağda ise, dünyadaki teknolojik yenilikler, uluslararası sınırların geçirgenliğinin artması, sermaye hareketleri için sınırların hemen hemen kalkmış bulunması ve iletişim alanındaki devasa gelişmeler hem dünyadaki enerji kullanımının miktar ve hızını artırmış, hem de enerjiyi üzerinde durulması gereken en önemli sorunlardan birisi haline getirmiştir (Kavak, 2005: 5).

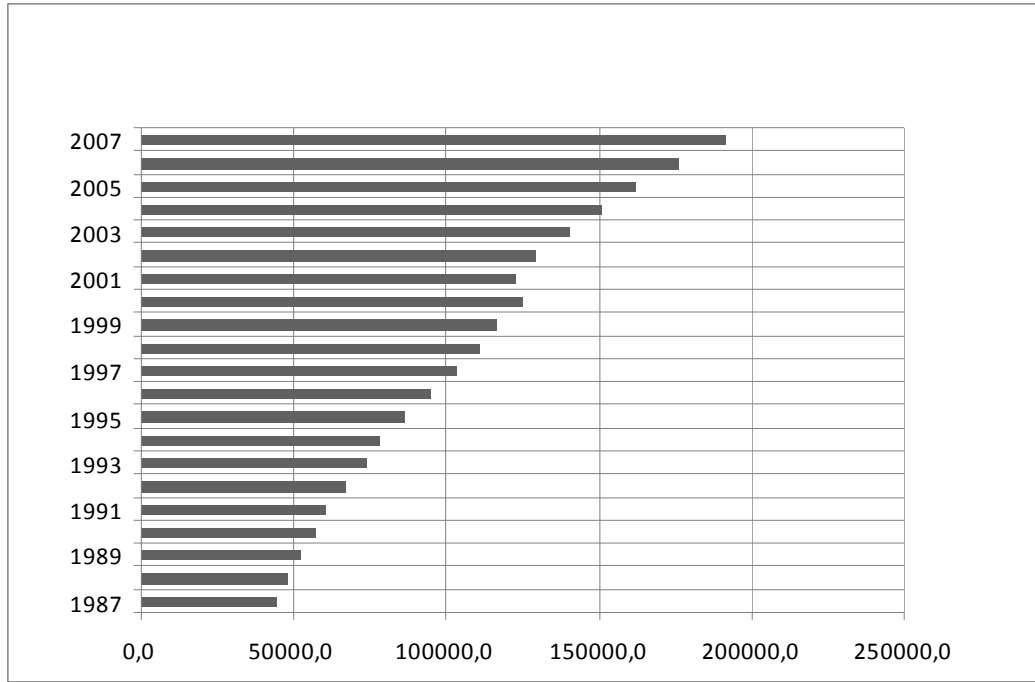
Enerji hemen bütün üretim faaliyetlerinin temel girdisidir. Bu nedenle sanayi sektörünün yanında, tarım, ulaştırma ve konut sektörlerinde, enerji talep miktarları sürekli artış göstermektedir.

Türkiye’de üretilen toplam elektrik enerjisinin 1987 yılından itibaren değişimi yıllara bağlı olarak Şekil 1’de verilmektedir. 2007 yılındaki toplam elektrik enerjisi üretimi 191558,1 GWh olup, üretimdeki artışlar ekonomik gelişmelere bağlı olarak değişmiştir. 1987-2007 yılları arasındaki yirmi yıllık süreçte yıldan itibaren ortalama artış %8,2 civarındadır (Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi [TEİAŞ] 2008).

Şekil 1’de görüldüğü üzere brüt elektrik enerjisi üretimi 2001 krizinde %1,8 azalmıştır. Kriz sonrası finansal iyileşmeler ve ekonomik gelişmelerin paraleli

doğrultusunda, 2007 yılına kadar GSMH ortalama %7 artış gösterirken, elektrik enerjisi üretimi %7,7 oranında bir artış trendiyle milli gelirden daha fazla artmıştır. 2008 yılının son çeyreğine geldiğimizde ortaya çıkan küresel krizle beraber daralan dünya ekonomisi, ithalat ve ihracat hacimlerini düşmesine yol açarak durgunluğa neden olmuştur. 2001 krizinden sonra enerji tüketimindeki azalmalar ilk defa 2008 yılının son çeyreğinde görülmüştür. 2009 yılı Ocak ve Şubat aylarında ise önceki yılın aynı aylarına göre %10 civarında düşüşler meydana gelmiştir.

Şekil 1. 1987 Yılından İtibaren Türkiye'nin Brüt Elektrik Enerjisi Üretimi (GWh)



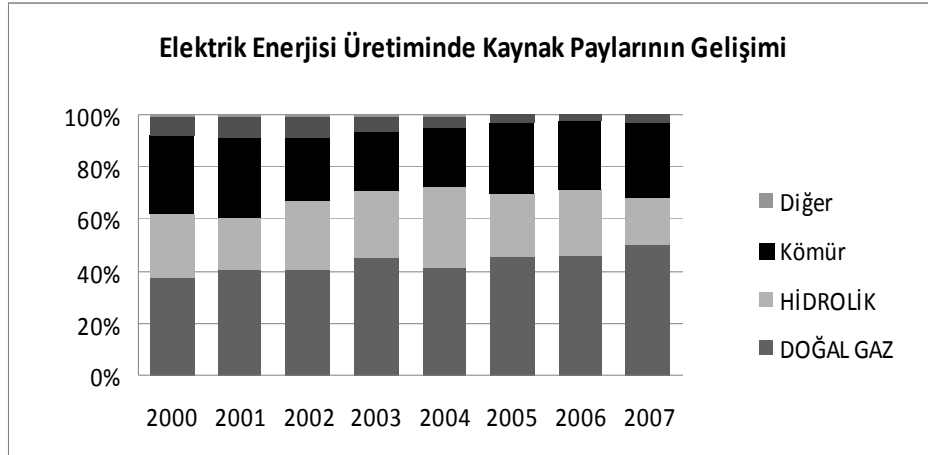
TEİAŞ verileri kullanarak hazırlanmıştır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın rakamlarına göre Türkiye'de 2004 yılında birincil enerji kaynakları üretimi 24,33 milyon tep, tüketimi ise 87,81 milyon tep olmuştur. Bu rakamlara göre enerji tüketiminin %72'si ithalatla karşılanmaktadır. Birincil enerji kaynakları tüketiminin %36'sı petrole dayalıdır. Tüketilen petrolün yaklaşık %7'si yerli üretimle karşılanmaktadır (Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği [TMMOB] 2006: 17).

Elektrik enerjisinin 2000-2007 yılları arasında kaynaklara dağılımı Şekil 2'de verilmektedir. 2000-2007 yılları arasında elektrik enerjisinin büyük bir bölümü

doğalgaz, kömür (taşkömürü, linyit ve ithal kömür) ve hidrolik kaynaklardan sağlanmaktadır. Bu dönem içerisinde en yüksek paya ortalama %43 ile doğalgaz sahip, bunu %27 ile kömür, % 24 ile hidrolik kaynaklar izlemektedir (TEİAŞ, 2008).

Şekil 2. Türkiye Elektrik Enerjisi Üretiminin Birincil Enerji Kaynak Paylarının Yıllar İtibariyle Gelişimi (2000-2007)



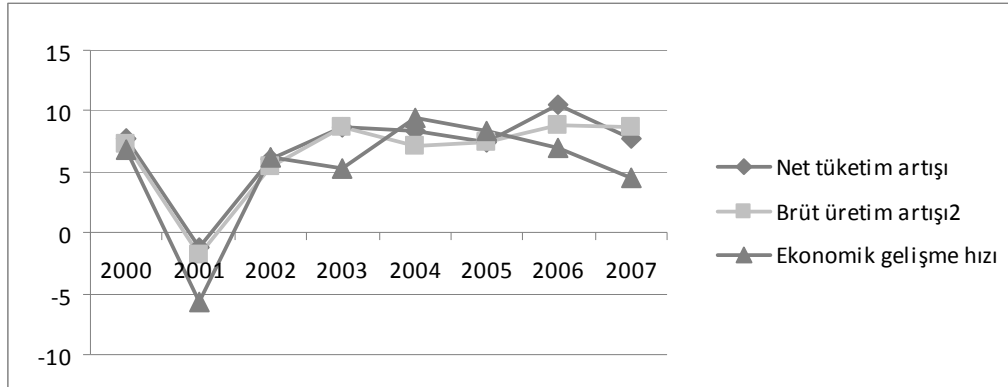
TEİAŞ 2007 Yılı verileri kullanılarak hazırlanmıştır.

Şekil 2'den anlaşılacağı gibi 2007 yılında Türkiye'nin mevcut elektrik enerjisi üretimini %81 fosil kaynaklardan sağlanmıştır. Hidrolik kaynaklar %18'lik hidrolik paya sahipken, jeotermal, rüzgâr ve güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları %1'in altında paya sahiptir.

Şekil 3'te 2000-2007 yılları arasındaki elektrik enerjisi brüt üretimi ve net tüketim artış oranları ve ekonomik büyüme rakamları verilmiştir. 2001 krizinde Türkiye ekonomisi % 5,7 küçülürken, enerji üretimi %1,8 azalmıştır. İzleyen yıllarda ise, ekonomik büyüme hızındaki değişkenlik yüksek iken, brüt enerji üretimindeki değişimler durağan bir seyir izlemiştir.

Ekonomik büyümenin motoru olan sanayi sektörünün temel girdisi ve modern hayatın gereği olan enerjinin, zamanında ve yeterli miktarda arzını sağlanması gerekmektedir. Türkiye'deki enerji sorunları temel enerji planlamasının eksikliğinden ortaya çıkmaktadır. Mevcut potansiyel kaynakların orta ve uzun vadede aşabilen devlet politikasının olmayışı en temel sorundur.

Şekil 3. Elektrik Enerjisi Brüt Üretim, Net Tüketim ve Ekonomik Gelişme Hızı



TEİAŞ ve TÜİK verileri kullanılarak hazırlanmıştır.

Enerji sektörüne ilişkin sorunların başında, yerli enerji kaynaklarımızın potansiyeline ve bu potansiyelin hangi sektöre ne miktarda tahsis edileceğine ilişkin bir genel enerji planlamasına dayalı kısa-orta ve uzun dönemli bir enerji politikasının olmayışı gelmektedir (Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi [DEK-TMK] 2008: 1). Sosyal ve ekonomik gelişim açısından çok önemli olan enerjinin, ekonomik hedefler doğrultusunda en doğru şekilde kullanmak gerekmektedir. Bu nedenle enerji kaynaklarının tespiti, yerli üretim kapasitelerinin bilinmesi ve iyileştirilmesi gerekmektedir. Mevcut kaynakları işleyen enerji tesislerini kurulumunda orta ve uzun vadeli yatırımlar ve büyük finansal kaynaklara ihtiyaç vardır. Birey olarak günlük hayatın her anında ihtiyaç duyduğumuz elektrikli cihazları kullanırken ihtiyaç duyduğumuz enerjinin üretiminden iletimine kadar geçen süreçte ortaya çıkabilecek aksaklıklar rutin çözümlerle halledilebilir. Fakat gelişen ekonomiyle beraber artan endüstriyel kullanım, teknolojinin yükselişi ve bu gelişmelerin paralelinde artan yaşam standardı 21. Yüzyılın enerjinin daha yoğun kullanıldığı bir dönem olmasına neden olmuştur.

1.2. ENERJİ KAYNAKLARI

Enerji kaynakları farklı biçimlerde sınıflandırılabilir. Bu sınıflandırma yapılırken madde hali, depo edilebilirlik, dönüştürülebilirlik, yenilenebilirlik kriterleri baz alınabilir. Genellikle kullanılabilir ve yenilenebilir olma özelliğine göre yapılan sınıflandırmalar tercih edilir. Bu nedenle enerji sorununu ele alırken sektörel bazda incelenip, çözümlerin her sektörün kendi iç koşullara göre üretilmesinde fayda vardır.

1.2.1. Yenilenemez Enerji Kaynakları

Doğadaki hammaddesi tüketildiği zaman yeniden oluşamayan enerji kaynaklarıdır. Yandığında Zararlı gaz çıkaran kömür, petrol ve doğal gaz gibi fosil enerji kaynaklarıdır. Ayrıca nükleer enerji hammaddeleri olan uranyum ve toryum birer yenilenemez enerji kaynaklarıdır.

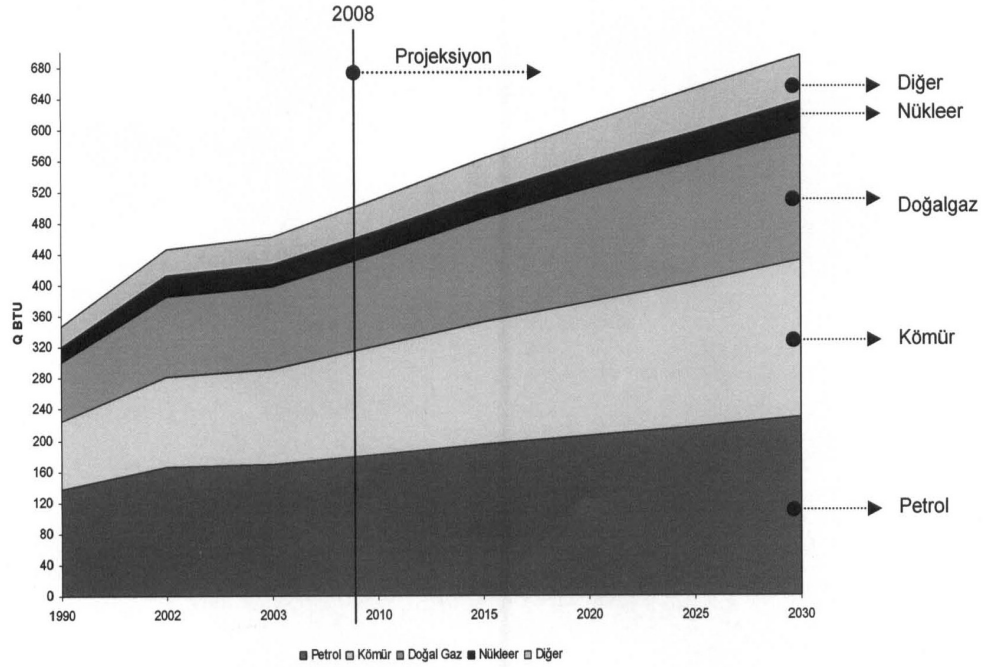
1.2.1.1. Fosil Enerji Kaynakları

Endüstriyel alanda çok geniş kullanıma fosil yakıtlar, hidrokarbon içeren kömür, petrol ve doğal gaz gibi doğal enerji kaynaklarıdır. Elektrik üretiminde, genelde fosil yakıtın yanması ile açığa çıkan enerji bir türbine güç olarak iletilir. Eski jeneratörlerde genelde yakıtın yanması ile elde edilen buhar türbini döndürmek için kullanılırdı, fakat yeni enerji santrallerinde yanma ile elde edilen gazlar, direkt olarak gaz türbinini döndürmektedir (wikipedia, 2009a). Teknolojik gelişimin hız kazanmasıyla beraber artan enerji tüketimi fosil yakıtlara duyulan talebi arttırmıştır.

Dünyada olduğu gibi, ülkemizde de en temel enerji kaynağı olan petrol ve doğal gaz, günümüzde stratejik önemini daha da arttırmış, endüstrinin ve ekonominin vazgeçilmez bir girdisi ve itici gücü haline gelmiştir. 2007 yılı itibariyle küresel enerji ihtiyacının %35,6'sını petrol, %23,8'ini doğal gaz karşılamaktadır. Dünya'da elektrik üretiminin yaklaşık olarak %40'ı kömürden sağlanmaktadır (Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı [ETKB] 2008).

Dünyadaki mevcut enerji kaynaklarına, ispatlanmış rezervleri ve yıllık üretim miktarları açısından bakıldığında, rezerv ömrünün; petrol için 42 yıl, doğal gaz için 60 yıl, kömür için ise 200 yıl olacağı tahmin edilmektedir (ETKB, 2008a). Tüm dünyada, birincil enerji kaynakları arasında ilk sırada yer alan fosil yakıtlardan petrolün, stratejik konumunu uzun yıllar sürdürmesini beklemektedir. 2000 yılı itibariyle küresel enerji ihtiyacının %34,6'sını karşılayan petrolün Uluslararası Enerji Ajansının projeksiyonlarına göre 2030 yılında toplam enerji üretimindeki payı %33 olması beklenmektedir. Son yıllarda büyük oranda artış gösteren doğalgaz talebindeki artış sürerken, petrol talebinde dikkat çekici bir artış beklenmemekte, ancak kömür tüketiminde de doğalgaza benzer bir artış beklenmektedir (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı [TPAO] 2008: 3).

Şekil 4. 2008 Yılı Dünya Birincil Enerji Tüketimi



Kaynak: EIA

Geçmişte enerji talebindeki artış büyük ölçüde gelişmiş ülkelerden kaynaklanırken, günümüzde bu ülkelerin yerini, başta Hindistan ve Çin olmak üzere gelişmekte olan Asya ülkeleri almıştır. 20. yüzyılın ikinci yarısından itibaren, özellikle hızlı sanayileşme ile artan çevre kirliliği, nispeten temiz bir yakıt olan doğal gaz talebini yükseltmiştir.

ETKB'nın çalışmalarına göre ülkemizde, petrol, doğal gaz ve kömürden oluşan fosil yakıtlar, en temel enerji arzında ağırlıklı payını koruyacak ve 2030 yılına kadar olan dönemde toplam talep artışının %84'lük bölümü bu kaynaklardan karşılanacaktır. Petrolün kullanımındaki esneklik nedeniyle birincil enerji arzında en fazla paya sahip kaynak olmaya devam edecektir. Birincil enerji arzının ağırlıklı bileşenleri olan fosil kaynaklara yönelik yatırım gereksinimi incelendiğinde, petrol, doğal gaz ve kömür sektörlerinin toplam enerji yatırımları içerisindeki paylarının sırasıyla %24, %19 ve %3 olarak gerçekleşeceği öngörülmektedir (ETKB, 2008a).

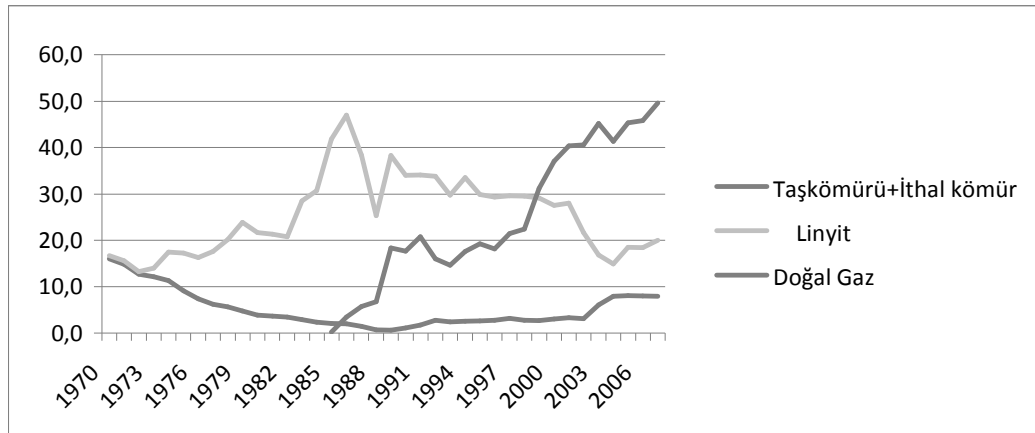
1.2.1.1.1. Kömür

Enerji kaynağı olan kömürün çok eski tarihlerden beri kullanılmaktadır. İlk olarak IX. Yüzyılda İngiltere’ de konutların ısıtılmasında kullanıldığı sanılmaktadır (Doğanay, 1991: 707). Kömür yanabilen sedimanter organik bir kayadır. Kömür başlıca karbon, hidrojen ve oksijen gibi elementlerin bileşiminden oluşmuş olup, diğer kaya tabakalarının arasında damar haline uzunca bir süre (milyonlarca yıl) ısı, basınç ve mikrobiyolojik etkilerin sonucunda meydana gelmiştir (Toprak, 2009). Kömür, organik olgunluğuna göre linyit, bitümlü kömür ve antrasit tiplerine ayrılırlar. Ülkemizde linyit rezervlerinin bol olması termik santrallerin kurulu gücün %20’sini oluştururken, taşkömürü ve ithal kömür tüketen diğer termik santraller %7,9 paya sahiptir (TEİAŞ, 2008).

Dünyanın pek çok yerinde bulunan kömür, güvenilir aynı zamanda düşük maliyetlerle elde edilebilen temiz bir fosil yakıt olduğu için enerji üretiminde büyük öneme sahiptir.

Şekil 5’te anlaşıldığı üzere linyit kullanan termik santrallerin kurulu güçteki payı 1990 yılında %34 iken 2007 yılında %14,9’ a kadar inmiştir. Üretimindeki serbestleşmeyle beraber enerji sektöründe hizmet vermeye başlayan şirketlerin yatırımlarıyla yeni linyit sahalarının işlenmesini sağlamıştır. Bu süreçte linyite dayalı kurulu güç 2007 yılında %20 ye ulaşmıştır.

Şekil 5. Türkiye Brüt Elektrik Enerjisi Üretiminde Fosil Enerji Paylarının Yıllar İtibariyle Gelişimi



TEİAŞ verileri kullanılarak hazırlanmıştır.

Bitümlü kömür kullanan santrallerde ise 1990 - 2000 yılları arasında yatırım veya yenileme yapılmamıştır. Mevcut santralleri daha verimli çalışması için teknoloji yatırımı gecikmiştir. 2000 yılına geldiğimizde ise ithal kömüre dayalı ilk termik santrali olan Sugözü Termik Santrali'nin İskenderun civarında temeli atılmış ve 2003 yılında elektrik üretimine başlanmıştır. Kömür ithalatına dayalı santrallerin kurulmasıyla kül, cüruf, karbon emisyonu da artarak çevresel maliyetler de ithal edilmektedir. İthal kömürün kurulu güçte yer alması enerji arz güvenliği için ayrıca tehdit oluşturmaktadır. Dışa bağımlıdır. Fiyat olarak doğal gaz göre nispeten ucuzdur, ancak; aşırı ek masrafı vardır. Ton başına 30-50USD arası teslimat fiyatı vardır. İthal kömüre bağımlı termik santral hiç de ucuz değildir (Direnekli 2008: 60). İthal edilen kömürün taşıma maliyetleri de yüksek olduğu için kapasite kullanım artışlarında maliyetler de yükselmektedir. Bu nedenle ölçek ekonomisine ulaşmak zorlaşır. Genelde deniz kıyısına kurulan ithal kömür santralleri taşıma ve boşaltma işlerini rahatlıkla yaptıkları gibi ekolojik açıdan çevreyi de kolayca mahvederler. Hem yabancı kaynak hem de kirliliğe yol açan verimlilikten uzak bu santrallere enerji sorununa ilave olarak çevresel sorunları da eklemektedir.

Son 10 yılda gerçekleştirilen elektrik üretim tesislerinin, yüzde 58,1'i doğalgaz, yüzde 8,7'si ithal kömür ve yüzde 3,2'si fueloil olmak üzere, toplam yüzde 70'inin ithal kaynak kullandığı görülmektedir. Yerli kaynak kullanmak üzere kurulan santraller ise; yüzde 17,4 hidrolik, yüzde 11,4 linyit kömürü ve yüzde 1,2 jeotermal, rüzgâr ve atık olmak üzere toplam yüzde 30 oranındaki kısmı oluşturmaktadır. Bu gelişmenin sonucu olarak; 10 yıl önce yüzde 75 yerli yüzde 25 ithal kaynağa dayalı ülkemiz kurulu gücü, 2007 yılı sonu itibariyle yüzde 54 yerli ve yüzde 46 ithal kaynak kullanmaktadır (Tamzok, 2008a: 15).

Ülkemiz linyit yatakları, bunların rezerv miktarları ve özellikleri incelendiğinde, her şeyden önce şu hususlar göze çarpmaktadır.

— *Linyit yataklarımız, belirli sahaların dışında, küçük rezervlidir.*

— *Buna karşın, ülkemizde oldukça fazla, yüze yakın, linyit yatağı vardır. Bu linyit yatakları, yüksek değerli linyitlerle, düşük değerli linyitler arasında dağılmış durumdadır.*

— Düşük değerli, yani nem ve kül oranı yüksek ve ısı değeri düşük linyit rezervi, toplam linyit rezervimizin büyük çoğunluğunu oluşturmaktadır (Kemal ve Semerkant, 2009: 18).

Tablo1. İşletmedeki EÜAŞ ve Bağlı Ortaklık Santralleri

YAKIT CİNSİ VE SANTRALİN ADI	TOPLAM KURULU GÜÇ (MW)	PROJE ÜRETİMİ (GWh)
TAŞKÖMÜRÜ		
Çatalağzı	300	1.950,00
Taşkömürü Toplam	300	1.950,00
LİNYİT		
Afşin Elbistan A	1.355,00	8.807,50
Afşin-Elbistan B	1.440,00	10.080,00
Orhaneli	210	1.365,00
Seyitömer	600	3.900,00
Tunçbilek A	65	422
Tunçbilek B	300	1.950,50
Kangal	457	2.970,50
18 Mart Çan	320	2.240,00
Linyit Toplam	4.747,00	31.735,50
FUEL-OIL		
Ambarlı	630	4.410,00
Hopa	50	350
Fuel-Oil Toplam	680	4.760,00
MOTORİN		
Aliğa GT+KC 180,0 1.260,0	180	1.260,00
Engil GT (*)	15	90
Çukurca	1	0
Motorin Toplam	196	1.350,00
DOĞAL GAZ		
Ambarlı. Doğal Gaz	1.350,90	9.456,30
Bursa Doğal Gaz	1.432,00	10.024,00
Doğal Gaz Toplam	2.782,90	19.480,30
JEOTERMAL (*)		
Denizli Tabii Buhar	15,00	105,00
Jeotermal Toplam	15,00	105,00
EÜAŞ TERMİK TOPLAMI	8.690,90	59.185,80

(*) Haziran / 2007 sonunda Özelleştirme İdaresi Başkanlığına devredilen santraller EÜAŞ Kurulu gücüne ve proje üretimlerine dâhil edilmemiştir.

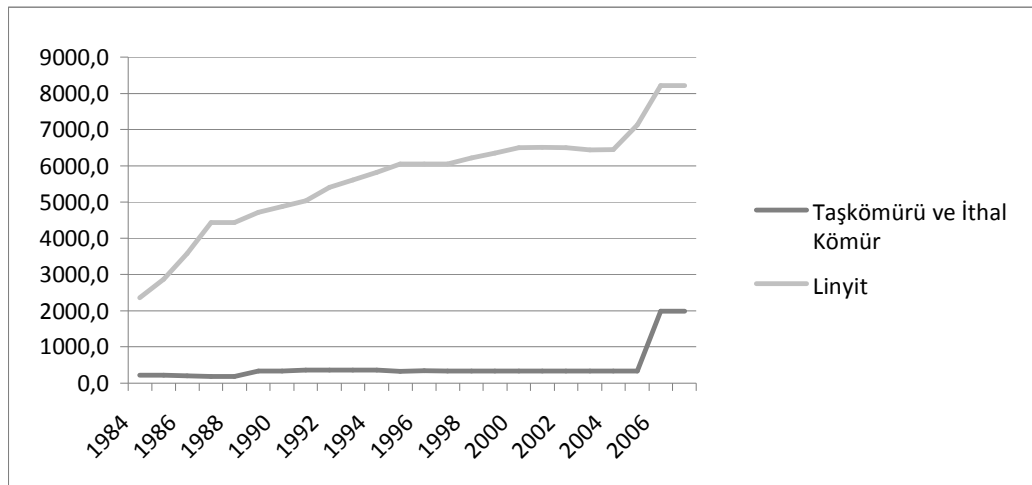
Kaynak: ETKB (2008).

Her ülkenin coğrafi yapısına göre madenler değişiklik gösterirler. Aynı şekilde ülkemizdeki linyit madenlerinin de kendine has özellikleri vardır. Ülkemiz katı fosil

enerji hammaddeleri açısından incelendiğinde sadece yeterli miktarda linyit kömürü potansiyeline sahiptir. Diğer birincil enerji hammaddelerinin gereksinimi karşılayamaması nedeniyle, bunlarda meydana gelen talep açığı ya linyit kömürü ile kapatılmaya çalışılmakta ya da ithal çözümler düşünülmektedir. Bunun bir sonucu olarak, linyit potansiyelimiz elektrik üretimi, amonyak sentezi, ev ve sanayi yakıtı gibi birçok alanlarda tüketilmektedir. Kullanım alanlarının geniş olması ve yurdun çeşitli bölgelerinde çıkarılması nedeniyle ülkemizde linyit kömürüne talep çok fazladır. Kullanım yerine göre en verimli tüketimi sağlanması açısından mevcut linyit yataklarının özellikleri tahlil edilmeli, ısı değerlerine göre ayrıştırılmalı ardından sağlıklı bir şekilde tüketim sektörlerine verilmelidir.

Şekil 6'da görüldüğü üzere yerli linyit kaynaklarımızı kullanan santrallerin sayısı sürekli artmasına rağmen mevcut kaynaklar tam olarak kullanılamamıştır. Ülkemiz, toplam 9,3 milyar ton linyit rezervine sahip bulunmakta olup, kömür rezervlerinin büyüklüğü bakımından dünyada 11. sıradadır. Yine, yıllardır ihmal edilen aramalar ile yeni kömür yataklarının bulunup geliştirilme olasılığı yüksektir(Maden Mühendisleri [MMO] 2007).

Şekil 6. Kömüre Dayalı Termik Santrallerin Yıllar İtibariyle Gelişimi (MW)



TEİAŞ verileri kullanılarak hazırlanmıştır.

Çıkarıldığı bölgeye göre yöresel farklılık gösteren linyit rezervlerinin, araştırma merkezleri oluşturularak tahlil edilmesi mümkündür. Ardından ortaya çıkan raporlar çerçevesinde çeşitli sektörler tahsis edilmesi süreci verimli olacaktır. Yerli

kaynaklarımızın tahlilinden sonra kullanılacak teknolojinin ithal edilmesi de yanlıştır. Bugün linyit kaynaklarımızın yarısının yer aldığı Afşin – Elbistan’ da A (1355 MW) ve B (1440 MW) olmak üzere kurulu güce katkıda bulunan iki santral kurulmuştur. Yanma sistemi pülverize (ızgaralı) kömür sistemi olan eski sistemle çalışmaktadır. Bu sistemin verimli çalışabilmesi için kömür kalitesi yükseltilmelidir. Santralde işleme sürecine girmeden önce topraktan çıkarılan kömür taş, toprak ve yanmayı zorlaştıran maddeler üretim sürecinde sorunlar çıkarmaktadır. Su ve nem oranı düşürülmeden yakılan kömürde yüksek kül oranı ortaya çıkacaktır. Afşin-Elbistan santrallerinde kapasitenin etkin kullanımı ve verimli bir çalışma sürdürülebilir kılmak için kömürler yakılmadan önce ayıklanmalı rutubet oranı düşürülmelidir. Yanma sisteminin değiştirilmesi için yeni yöntemlerin kullanılması yeniden yatırımı dolayısıyla yeni finans kaynaklarını gerekli kılacaktır. Son yıllarda ise yeni “Temiz Kömür Teknolojileri” ile daha verimli yöntemler gelişmiştir (Dirsenekli, 2009: 11). Bunlar;

- CFB (circulating fluid bed -Döner akışkan yatak) teknolojisi,

-IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle- Entegre Gazlaştırma Kombine Çevrim) teknolojileri.

Modern uygulamalar için AR-GE yatırımları, akademik araştırmalara önem verilmeli ve teknik beceriler geliştirilmelidir. Deneme çalışmaları yapılmadan yüksek kapasiteli, yabancı teknoloji yatırımlarının sürekli ve temiz işlemesi için rutin çalışma sorunlarını araştıran teknik birimler oluşturulmalıdır. Gelişen teknolojiyle beraber yerli mühendislik bilgilerinin yenilenmesi gereklidir. Uygulamada pratik çözümler üreten teknik birimler kullanılan sistemi yakından takip edip linyitlerin özelliğine göre türev düzeyde yenileme imkânı sunacağı için, yerli mühendislik de gelişecektir. Bu verimli süreç doğrultusunda santralleri kendi imkânlarımızla kurmamız, bakım ve onarım işlerinde kolaylık sağlayacaktır. Ayrıca finansal kaynakların ülke içinde yerli firmaların gelişmesinde sektöre katkıda bulunacaktır. Böylece termik santrallerimizde yerli linyit kömürünün yerli teknoloji ile en verimli, iyi nasıl yakılabileceği ve mevcut sistemlerin geliştirilmesi, uygulanabilirliği artacak, işletme sorunlarını ortadan kaldıran ve yeni teknolojileri üreten düzeye ulaşılacaktır.

1.2.1.1.2. Petrol

Latince taş anlamına gelen "petra" ile yağ anlamına gelen "oleum" sözcüklerinden oluşmuştur (*Petra oleum*: Petrol). Petrol halk arasında, yalnız belirli bir yakıt (benzin, gazyağı, dizel - motorin, motor yağı, fuel oil) olarak bilinmesine rağmen, aslında petrol kelimesi doğal halde bulunan ve yeraltından çıkarılan işlenmemiş *ham petrol* anlamına gelmektedir (wikipedia, 2009b). Kimyasal işlemlerden sonra petrolün türev ürünleri olan benzin, mazot, motor yağları, gazyağı şeklinde pek çok alanda kullanılan çeşitli ürünler elde edilmektedir.

Petrolün ilk bulunuşu ve üretime geçişi 1859 yılında olmuştur. Bu tarihte batı Pennsylvania’ da ilk petrol kuyusu bulunmuştur. Böylece petrol aydınlanmada kullanılmaya başlanmış, aynı zamanda sanayi faaliyetlerinin temel unsuru haline gelmiştir (Tümertekin, 1971: 144). Bulunduğu tarihten günümüze kadar sürekli önemi artan petrol motor sanayisinde kullanılmasıyla beraber ulaşım ticari ve askeri alanlardan sonra günlük hayatın devamı için önemli hale gelmiştir. Yapısında değişik karbon ve hidrojen bileşiklerini barındıran petrol, üretim maliyetlerinin düşüklüğü enerji değerinin büyüklüğü, taşıma kolaylığının olması gibi esnek özellikleri sayesinde endüstri ve enerji yakıtı olarak büyük öneme sahiptir.

Dünyadaki mevcut enerji kaynaklarına, ispatlanmış rezerv ve yıllık üretim miktarları açısından bakıldığında, rezerv ömrünün; petrol için 42 yıl olacağı tahmin edilmektedir. Tüm dünyada en temel enerji kaynağı olan petrol, 2007 yılı itibariyle küresel enerji ihtiyacının %35,6’sını karşılamaktadır (ETKB, 2009a). 2008 yılında ise küresel enerji ihtiyacının %34,6’sını karşılayan petrolün uluslar arası enerji ajansının projeksiyonlarına göre toplam enerji tüketimindeki oranının %33 olması beklenmektedir (TPAO, 2008: 3).

Türkiye’nin genel olarak enerji arz güvenliği ve enerji açığının istikrarlı kaynaklardan temin edilmesi gereği açık olsa da şu aşamada enerji sektörüne yönelik olarak yaklaşmakta olan en büyük kırılma petrol kaynaklanmaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı verilerine göre, ülkemizde bugüne kadar toplam 1177 adet arama kuyusu açılmış olup, bunların adet olarak % 61’i Güneydoğu Anadolu, %22’ si Trakya Bölgesinde, geri kalan %17’ si ise diğer bölgelerde yer almaktadır. Öte yandan Türkiye’nin petrol arama ve değerlendirme açısından verimli bir şekilde

değerlendirildiğini ifade etmenin zor olduğu anlaşılmaktadır. Bunun belli başlı nedenleri vardır. Aramanın yüksek maliyeti bunlardan biri olarak gösterilmektedir (Müstakil Sanayici ve İş Adamları Derneği [MÜSİAD] 2006: 49).

Ülkemizde petrole bağımlılığı arttıran unsurları şu şekilde sıralamak mümkündür:

- Petrol arama faaliyetlerinin sınırlı olması nedeniyle yerli üretimin yetersiz olması. 2006 yılı için petrol ihtiyacının sadece %5,7 si yerli kaynaklardan sağlanırken, 2007 yılında bu oran 5,5 civarındadır.

- Çarpık kentleşme nedeniyle plansız büyüyen şehirlerde toplu ulaşım zorlaşmıştır. Bu nedenle kamusal hizmet statüsünde olan verimli çalışması gereken toplu taşıma araçları (hafif raylı sistem, otobüs ağı) yerine minibüsler yoğun ve verimsiz hizmet vermektedirler.

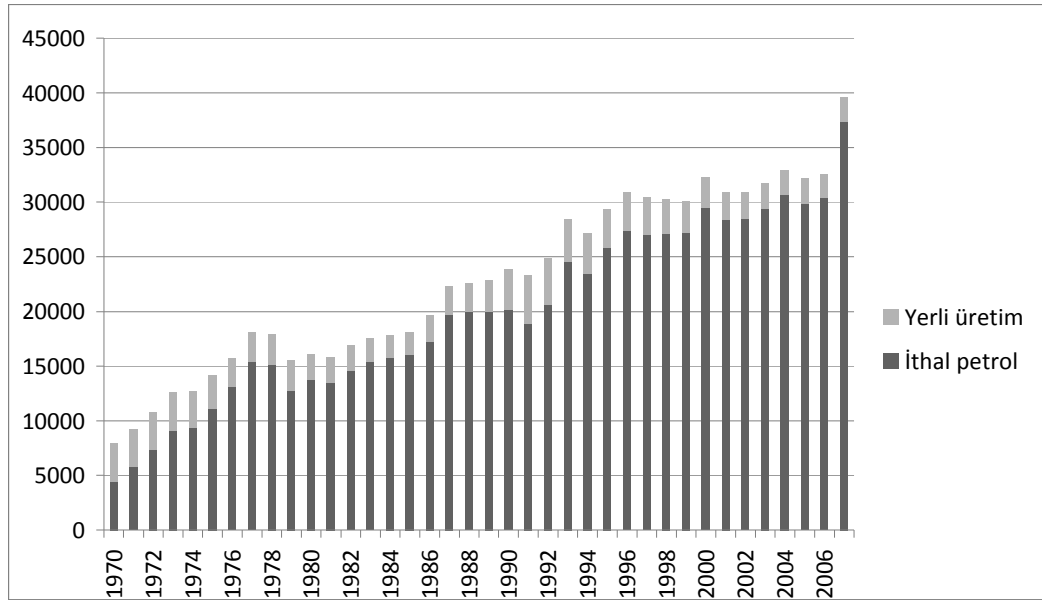
- Ulaşımında karayoluna aşırı bağımlılık petrol gereksinimin arttırırken alternatif olarak yük taşımacılığında demiryolu ve denizyoluna gereken önem verilmemiştir. Karayolu bu şekilde yoğun kullanılmasına rağmen araç kullanımındaki bilinçsizlik ve araç bakımlarının ihmal edilmesi enerji tüketimini de arttırmaktadır. Bu konuda bilgilendirme yapılmadığı gibi sadece araç muayenelerinde inceleme söz konusudur.

- Enerji yoğun sektörler artarken; teknoloji ve emek faktörünün etkin kullanılamaması enerji tüketimini arttıran sebeplerdendir.

- Petrol, alternatifinde yer alan yerli ve yenilenebilir kaynaklara gereken önem verilmediği için, hidrolik ve yenilenebilir enerji kaynaklarının devreye sokulamamıştır.

Şekil 7’de görüldüğü gibi kullandığı petrolün %95’ini ithal etmek zorunda olan Türkiye hidrokarbon potansiyeli arama çalışmaları ağır işlemektedir. 2008 yılında 54 adet arama kuyusu, 41 adet tespit kuyusu ve 30 adet üretim kuyusu açılmış olup, 196.143 metre sondaj yapılmıştır. Son 10 yılda Türkiye’deki petrol üretiminde %24 oranında düşüş gözlenmiştir. Yeni petrol sahalarını keşfedilmemesi ve üretim yapılan sahaların yaşlanması nedeniyle son yıllarda görülen üretim düşüşünün sürmesi beklenmektedir (TPAO, 2008: 8).

Şekil 7. Yıllar İtibariyle Petrol Arzı, Bin Tep



ETKB ve PİGM verileri kullanılarak düzenlenmiştir.

Dünyada mevcut petrol üretimini önemli bölümü yıllar önce keşfedilen petrol sahalarından elde edilirken yeni açılan sahaların payı da giderek azalmaktadır. Ülkemizde ise arama çalışmaları az yapılırken tüketim ise sürekli artmaktadır. Uluslararası Brent ham petrol fiyatları 2006 yılında varil başına ortalama 65 Amerikan Doları seviyesine ulaşmıştır. 2005 yılında varil başına ortalama 54 Amerikan doları olarak gerçekleşmiştir. 2004 yılı, varil başına ortalama fiyat 38 Amerikan doları, 2003 yılı ortalaması ise varil başına yaklaşık 29 Amerikan doları olarak gerçekleşmiştir. (Petrol Sanayi Derneği [PETDER] 2006: 7).

2008 yılında ise son derece Dalgalı bir fiyat seyri izlenmiştir. 2008 yılı Ocak ayından itibaren sürekli yükselme trendinde olan petrol fiyatları yıl ortasında 150 Amerikan dolarına ulaşmıştır. Başlangıçta talep şoku yaşayan piyasalar, global kriz sonrasında durgunluk şoku yaşadığı için fiyatlar hızla 40 doların altına kadar düşmüştür. Brent Ham petrolü fiyatlarındaki günlük değişimler değerlendirildiğinde, ham petrol fiyatlarının 2003, 2004 ve 2005 yılları karşılaştırmalı grafiği aşağıdaki gibidir.

Şekil 8. Petrol Fiyatları Günlük Değişimi



Kaynak: PETDER (2006)

2000 yılından itibaren dünyanın en çok ticareti yapılan stratejik ve politik bir ürün olan petrolün piyasası, bilinmeyen bir yöne sapsmış durumdadır. Piyasanın yönünü belirlemede arz ve talepten başka doların konumu ve değeri, finansal piyasalar ve faiz oranları gibi diğer etmenlerinde rolü vardır. 2008 yılının sonunda Türkiye'nin birincil enerji tüketiminde petrol %38 oranında en büyük paya sahiptir. Türkiye, petrol kaynakları açısından varlıklı bir ülke olamamış ama bu kıt kaynağın tüketiminde dünya ortalamalarından da geri kalmamıştır. Gerek petrol arama enerji arz ve talep yapısının çeşitlendirilmesinde ve gerekse enerji politikaları üretiminde yapısına uygun optimal bileşimi oluşturamamış, diğer enerji kaynaklarında olduğu gibi petrolde de dışa bağımlı hale gelmiştir. Hesaplara göre, brent ham petrolünde meydana gelen 1 dolarlık artışın ithalat faturamıza getirdiği ek yük, 175 milyon dolar civarındadır. Ham petrol fiyatlarının petrol ürünlerine yansması da dikkate alındığında toplamda petrol faturamıza eklenecek yük, 200 milyon dolar civarında olacaktır (MÜSİAD, 2009: 49).

Şekil 9. 2004-2009 Dönemi Günlük Wtı Petrol Fiyatları (ABD Doları/v)



Kaynak: EIA 2009

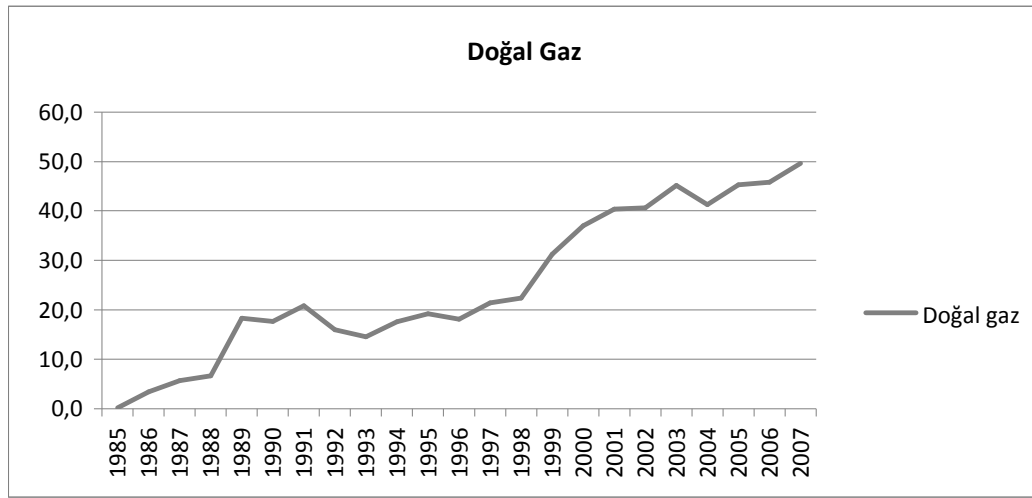
1.2.1.1.3. Doğal Gaz

Dünya genelinde ve ülkemizde petrolden sonra ikinci sırada önem arz eden enerji kaynağı doğal gaz olmuştur. Şekil 10'da görüldüğü üzere Türkiye'nin elektrik enerjisi üretimindeki doğal gaz payı sürekli artarak 2007 yılında %49,6'ya ulaşmıştır (TEİAŞ, 2008). 2007 yılı itibariyle küresel enerji ihtiyacının %23,8'ini doğal gaz karşılamaktadır. 2008 yılı itibariyle küresel enerji ihtiyacının %35,6'sını petrol, %23,8'ini doğal gaz karşılamaktadır (ETKB, 2009b). 20. yüzyılın ikinci yarısından itibaren, özellikle hızlı sanayileşme ile artan çevre kirliliği, nispeten temiz bir yakıt olan doğal gaz talebini yükseltmiştir.

Ülkemizde petrol, doğal gaz ve kömürden oluşan fosil yakıtlar, en temel enerji arzında ağırlıklı payını koruyacak ve 2030 yılına kadar olan dönemde toplam talep artışının %84'lük bölümü bu kaynaklardan karşılanacaktır. Doğalgaz rezervlerinin yoğunlaştığı bölgelerde ve boru hattı geçiş bölgelerindeki stratejik önem artmıştır. Bu konuda Türkiye'nin stratejik konumu değer kazanırken artan doğal gaz bağımlılığı da mevsimsel sorunlara yol açmaktadır. Elektrik enerjisi üretiminde etkin kapasitede çalışan doğal gaz dönüşüm santrallerinin hızlı kurulabilmesi, diğer fosil yakıtlara göre daha az sülfür dioksit ve karbon dioksit atıklarının daha az olması nedenleriyle doğal

gaz talebi sürekli artmaktadır. Kış aylarında evsel kullanımda ve elektrik enerjisinin yoğun kullanıldığı dönemde artan elektrik ihtiyacı nedeniyle doğal gaz talebinde mevsimsel artışlar söz konusudur. Bu bağlamda 1,6 milyar metreküp kapasiteyle Silivri’de gaz depolama tesisi devreye alınmış ve 4 milyar metreküp kapasiteyle Tuz Gölünün altında olmak üzere depolama projesi başlatılmıştır.

Şekil 10. Türkiye Brüt Elektrik Enerjisi Üretiminde Doğal Gaz Payının Gelişimi



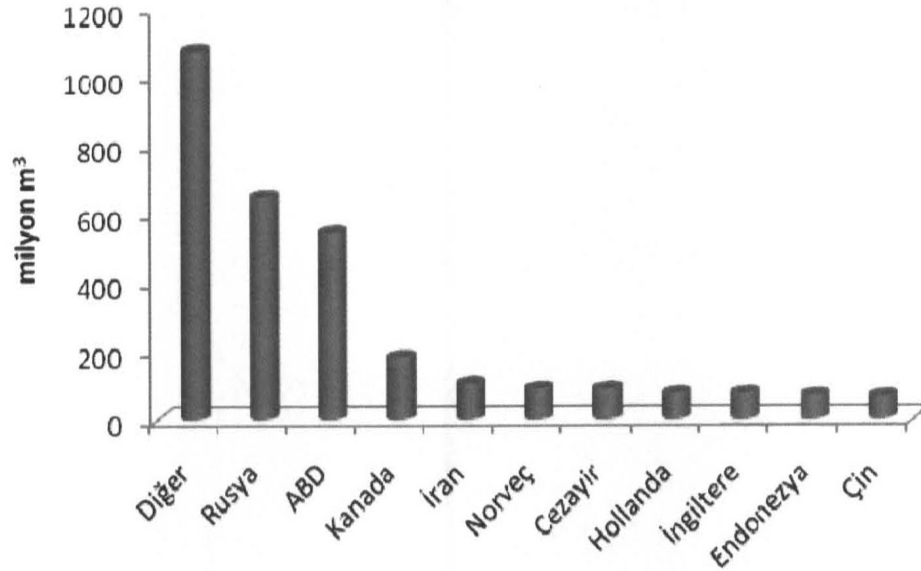
TEİAŞ verileri kullanılarak düzenlenmiştir.

4646 sayılı Doğal gaz piyasası kanunu ile BOTAŞ’ın tekel konumu sona ermiştir. Kasım 2005 tarihinde doğala gaz alım ve satış sözleşmeleri özel sektöre devredilmeye hazır hale gelmiştir. Petrolde olağanüstü durum arz stoklarının yeterliliğinin korunması için stok ajansı kurulacaktır. Petrol ve doğal gaz depolama tesislerinin yeterli ölçüde yapımı sağlanacaktır. Şehir içi doğal gaz dağıtımının yaygınlaştırılması sürdürülecektir (Devlet Planlama Teşkilatı [DPT] 2006: 69).

Doğal gaza giderek artan talep, özellikle de enerji üretimi dikkate alındığında, yeni jeopolitik gelişmelere ve uluslararası planda yeni bağımlılık ve saflaşmalara yol açabilecektir(Pamir, 2009). Türkiye’nin yakın çevresinde yer alan Ortadoğu, İran, Rus, Orta Asya doğal gazlarının talep merkezlerine ulaştırılmasını sağlayacak projelerin önemi artmıştır. Şekil 11’den anlaşılacağı üzere doğal gaz üretiminde Rusya’nın yükselerek tekel noktasına gelmesi Avrupa otoritelerini tedirgin etmektedir. Alternatif olarak Türkiye üzerinden taşınacak olan Azeri, Türkmen, İran ve Ortadoğu gazları Avrupa’nın enerji arz güvenliği için tek çaresidir. Diğer taraftan Ortadoğu’daki

bölgesel sorunların devam etmesi, bölgenin hassas oluşu, Ermenistan ve Azerbaycan ilişkilerindeki sorunlar, Türkiye lehine hazırlanamayan projeleri olumsuz etkilemektedir.

Şekil 11. 2008 Yılı Dünya Doğal Gaz Üretimi



Kaynak: IEA Keyword Statistics (2008)

9. Kalkınma Planında, Ceyhan'ın uluslararası petrol piyasasında ana dağıtım noktalarından ve petrol fiyatlarının teşekkülünde önemli merkezlerden birisi olması hedeflenmektedir. Doğal gazda transit boru hatlarının yapımının tamamlanarak Avrupa'ya gaz satışında etkin olunması amacıyla gerekli tedbirler alınacaktır. Arz güvenliğinin artırılmasına katkı yapacak olan diğer ülkelerle elektrik ticaretinin yapılabilmesi amacıyla gerekli altyapı oluşturulacaktır (DPT, 2006: 70). Tablo 2'de Türkiye'nin imzaladığı doğalgaz ve LNG anlaşmaları verilmiştir. Mevcut anlaşmalar yenilenirken doğalgazda Rusya'ya olan bağımlılık enerji arz güvenliğini tehdit etmektedir. Genel olarak Türkiye'nin doğalgaz alım anlaşmaları ihtiyaçlarının üzerinde tutulmuş, alım garantisi söz konusu olduğu için, kullanılmayan gazın parası ödenmiştir.

Yasal süreçte, VIII. Plan döneminde, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile bu sektörler rekabete açılmış ve piyasanın düzenlenmesi amacıyla Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) teşkil edilmiştir. Serbestleştirme çalışmalarının ana unsurları; kamunun elektrik ve doğal gaz sektöründe, yatırımcı rolünden arınması ve mülkiyetindeki tesisleri özelleştirmesi, gerekli yatırımların rekabetçi bir piyasa ortamında özel sektör tarafından yapılmasıdır. Bu

durumda kamunun düzenleyici konumunu güçlendirmesi ve arz güvenliğini temin etmesi ön plana çıkmıştır. Serbestleştirme çalışmaları kapsamında, bir taraftan elektrik sektöründe faaliyet gösteren kamu kuruluşları yeniden yapılandırılırken diğer taraftan şehir içi doğal gaz dağıtımını özel sektör eliyle yaygınlaştırılmıştır. Ayrıca, 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu ile petrol ürünlerinde ve Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG) Piyasası Kanunu ile piyasa faaliyetlerinin şeffaf, eşitlikçi ve istikrarlı biçimde sürdürülmesi için EPDK tarafından gerekli düzenleme, yönlendirme, gözetim ve denetim faaliyetlerinin yürütülmesi hedeflenmiştir.

Tablo 2. Türkiye'nin Doğal Gaz ve LNG Anlaşmaları

Mevcut Anlaşmalar	Miktar(Milyar m ³ /yıl)	İmzalanma	Süre (Yıl)	Durumu
Rus.Fed. (Batı)	6	14.Şub.86	25	Devrede
Cezayir (LNG)	4	14.Nis.88	20	Devrede
Nijerya (LNG)	1,2	09.Kas.95	22	Devrede
İran	10	08.Ağu.96	25	Devrede
Rus. Fed. (Karadeniz)	16	15.Ara.97	25	Devrede
Rus. Fed. (Batı)	8	18.Şub.98	23	Devrede
Türkmenistan	16	21.May.99	30	-
Azerbaycan	6,6	12.Mar.01	15	Devrede

Kaynak: BOTAŞ (2008)

1.2.1.2. Nükleer Enerji

Atom çekirdeklerinin parçalanarak fizyon ve füzyon tepkimeleri ile elde edilen bu enerjiye "çekirdek enerjisi" veya "nükleer enerji" adı verilmektedir. Nükleer reaktörler vasıtasıyla nükleer enerji elektrik enerjisine dönüştürülür. Temel olarak füzyon sonucu açığa çıkan nükleer enerji nükleer yakıt ve diğer malzemeler içerisinde ısı enerjisine, bu ısı enerjisi de kinetik enerjiye ve daha sonra jeneratör sisteminde elektrik enerjisine dönüştürülür.

Nükleer santrallerde kullanılan yakıtlar, 10-20 yıl süre ile santral sahasında saklanacaklardır. Bu dönemde aktivitelerinin %98'inden fazlasını kaybedeceklerdir. Asıl sorunu oluşturan uzun ömürlü radyoaktif maddeler de camlaştırılacak, camlaştırılan bu

maddeler de kademeli koruma mantığı çerçevesinde kurşun, beton ve korozyona dayanıklı kaplar içine konulacak, bu kaplarda jeolojik olarak kararlı bölgelerde yerin yaklaşık 1.000 m altında hazırlanacak beton zırlı galerilerde saklanacaktır. 1.000 MWe gücündeki bir nükleer reaktör, yılda yaklaşık olarak 27 ton (7 m³) kullanılmış yakıt üretmektedir. Dünya genelinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yaygınlaştırılmasına yönelik gelişmelerin yanı sıra, nükleer enerji yatırımlarına yönelik projeler küresel ölçekte ivme kazanmaya başlamıştır. Nükleer enerji kapasitesinin 2025 yılında bugünküyle kıyaslandığında %17 artarak 433 GW'a çıkması tahmini nükleerin gündemden düşmeyeceğini göstermektedir (MÜSİAD, 2007: 47).

Tablo 3'de görüldüğü üzere dünya genelinde gelişmiş ülkelerde nükleer enerjinin kurulu güçteki payları yüksektir. Örneğin Fransa'da bu oran %78, Almanya'da %27, Japonya'da %28, Amerika'da ise %19 civarındadır. Enerji kaynaklarını çeşitlendirmek amacıyla nükleer enerjide harekete geçen Türkiye, elektrik üretimini güvenli ve ekonomik kılmak zorundadır. Uzun vadede enerji talep ve üretim planlamasında nükleer enerjiden faydalanmak için santral kurma çalışmalarına başlanmıştır. Hukuki altyapı olarak 5710 sayılı Nükleer Güç Santrallerinin Kurulması ve İşletilmesi ile Enerji Satışına İlişkin Kanun 2007 yılında çıkartılmıştır. Mersin-Akkuyu'da kurulması planlanan Türkiye'nin ilk nükleer santralının lisansı alınmış olup, Sinop için lisanslama çalışmaları devam etmektedir. Elektrik enerjisi arz ve talep projeksiyonlarına bağlı olarak, 2015 yılından başlayarak yaklaşık 5.000 MW gücünde nükleer santral kapasitesinin işletmeye alınması planlanmaktadır.

Türkiye'de nükleer enerjiyle ilgili toplumda, uzman çevrelerde görüş ayrılığı nükleer enerjinin ekonomik ve atık sorunları açısından sağlıklı olarak değerlendirilmesini zorlaştırmaktadır. Türkiye hiçbir enerji seçeneğini göz ardı etmemelidir. Nükleer enerji de bu çerçevede göz önünde bulundurulması ve uzun vadeli bir enerji planının parçası olması gereken bir konudur. Nükleer teknolojinin Türkiye'de bilinmesi ile ilgili genel bir ortak algılamının var olduğu söylenebilirse de Türkiye'de bir nükleer santralin kurulması hususu, toplumda, uzman çevrelerde ve yatırımcılar arasında tartışma konusudur. Nükleer santrallerin Dünya'daki durumu yakından takip edilmeli, yurdumuzda nükleer santral kurulması konusu, teknolojik, ekonomik ve atık sorunları açısından sağlıklı olarak değerlendirilmelidir. Ayrıca, konunun her yönü ile kamuoyunda tartışılması ve ortak bir anlayış zemininin oluşturulması sağlanmalıdır (DEK-TMK, 2006: 2).

Tablo 3. Ülkelere Göre Nükleer Enerji Dağılımı (2007)

Ülkeler	İşletmede Olan Reaktör	Nükleer Kapasite (MW)	Nükleer Yakıt Payı (%)
Arjantin	2	935	6,2
Ermenistan	1	376	43,5
Belçika	7	5.824	54,0
Brezilya	2	1.795	2,8
Bulgaristan	2	1.906	32,1
Kanada	18	12.578	14,7
Çin	11	8.438	1,9
Çek Cum.	6	3.634	30,2
Finlandiya	4	2.696	28,9
Fransa	59	63.260	76,8
Almanya	17	20.470	27,3
Macaristan	4	1.859	36,8
Hindistan	17	3.782	2,5
Japonya	53	46.070	27,5
Kore	20	17.647	35,3
Lituanya	1	1.185	64,4
Meksika	2	1.300	4,6
Hollanda	1	482	4,1
Pakistan	2	425	2,3
Romanya	2	1.300	13,0
Rusya	31	21.743	16,0
Slovakya	4	1.711	54,3
Slovenya	1	666	41,6
Kuzey Afrika	2	1.800	5,5
İspanya	8	7.450	17,4
İsveç	10	8.958	46,1
İsviçre	5	3.238	40,0
Tayvan, Çin	6	4.921	19,3
U.K.	19	10.097	15,1
U.S.*	104	100.582	19,4
Ukrayna	15	13.107	48,1
Toplam	436	370.235	14,2

Kaynak: Nuclear Energy Institute (2008)

Elektrik üretiminin sürekliliği yönünden, nükleer santraller, termik ve hidrolik santrallere göre daha güvenli ve yüksek kapasiteli çalışmaktadırlar. Fosil yakıtlı santrallerin çevreye etkisi doğrudan atıklarla söz konusuysen nükleer enerjide radyasyon tehlikesi ön plana çıkmaktadır. Nükleer enerjinin hata kabul etmediği nokta burada ortaya çıkmaktadır. Türkiye 'de nükleer enerjinin korunmasında ortaya çıkabilecek sorunlar aşağıda maddeler halinde verilmiştir:

- Radyoaktif atık yönetimi, yakıtın karakterizasyonu, depolanması, bertaraf edilmesi süreçlerindeki teknik becerilerden yoksunluk,
- Reaktör sistemlerinin güvenli işletme sorunu ve reaktör güvenliği sağlayacak uzmanlarında dış kaynaklı olması, radyasyondan korunma konusunda bilgi birikiminin az oluşu, risk unsurunun yüksek olması,
- Altyapı eksikliği nedeniyle uygun koşulları tesis etmek için Türkiye'nin sıfırdan başlaması büyük finansal kaynaklar gerektirir. İthal edilen teknolojilerin küresel belirsizlik içerisinde risk unsuru sürekli yükselmesi,
- İnsan kaynakları, eğitim eksikliği sürekli eğitimle gerçekleştirilmesi gerekmektedir. Nükleer enerji hatalara yer vermeyen bir teknoloji kullanımını bilgi ve beceri birikimini gerektirir. Bu nedenle doğal uranyumla çalışan araştırma reaktörü ile başlamak sektörün zeminini oluşturabilir. Fakat günümüzde Türkiye'de kurulması muhtemel santrallerde 3. Nesil ithal reaktörler kullanılacağı için aradaki teknoloji ve bilgi farkının giderilmesi uzun yıllar alabilir.

Bir nükleer reaktör, yakıtın hazırlanmasından, üretim sonucu radyoaktif atıkların saklanması kadar uzanan ve dikkatle örgütlenen bir teknoloji zincirinin temel halkasını oluşturur. Üstünlüğü, uzun vadeli programların uygulanmasına uygun olması ve gelecekte ona dayalı yeni organizasyonların yapılabilmesini mümkün kılmasıdır. Bu nedenle yalnız teknolojik açıdan yeterince ilerlemiş, istikrarlı, demokratik ve uzmanların düşüncelerine değer veren bir toplum, ülkelere olgunluğa ulaşabilir. Bunun tersi bir örnek Çernobil (Ukrayna, 26 Nisan 1986) felaketidir (Akkoyunlu, 2009: 18).

Nükleer enerji kullanımındaki hataların büyük maliyetlere yol açması ve geçmişte yaşananlar toplumda bu enerji türüne karşı çıkılmasına neden olmuştur. Yanlış anlaşılma ve belirsizlikler

1.2.2. Yenilenebilir (Alternatif) Enerji Kaynakları

Genel olarak kaynağını güneşten alan ve hiç tükenmeyen çevreye zararlı atık bırakmayan emisyon yaymayan enerji türüdür. Çoğu yenilenebilir enerji kaynağı enerjisini, direkt veya endirekt olarak güneşten alır. Güneş enerjisi, jeotermal enerji, hidrolik enerji, biyo-enerji, hidrojen, dalga enerjisi, rüzgâr enerjisi yenilenebilir enerji kaynaklarından başlıcalarıdır. Yenilenebilir kaynaklardan hidrojen enerjisi ve dalga enerjisi Türkiye’de yeterince gelişmediği için bu çalışmada ele alınmayacaktır.

Dünya enerji sektöründe önceleri petrol krizine bağlı olarak gelişen arz kısıtlamalarına, sonraları çevresel etki ve çevresel baskıların eklenmesi, değişik enerji kaynak türlerini gündeme getirmiş olup genelde temiz, çevre dostu yeşil enerji olarak adlandırılan yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarını ön plana çıkarmıştır (Akkoyunlu, 2009: 26). Fosil yakıt fiyatlarındaki artış seyri, küresel ısınma tehdidi ekseni kaygılar ile birlikte enerji sektöründe yenilenebilir kaynakların önemi artmıştır. Dünya genelinde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının yaygınlaştırılmasına yönelik otoritelerin aldıkları kararlar ve çevresel örgütlerin kampanyaları ve toplumsal bilinçlenme hız kazanmıştır.

Yenilenebilir enerji kaynakları fosil kaynakların aksine çevresel iyileştirme, kaynak çeşitliliği, ulusal güvenlik ve sunduğu istihdam ve imalat imkanlarıyla ekonomik gelişme gibi yararları mevcuttur. Türkiye özellikle hidrolik, rüzgâr, güneş, jeotermal ve biyokütle olmak üzere önemli miktarda yenilenebilir enerji kaynaklarına sahiptir. Yenilenebilir enerji kaynakları potansiyel olarak kömürden sonra ikinci sırada gelmektedir. Yenilenebilir enerji kaynakları potansiyelinden faydalanmak için alım garantisi getirilmiştir. Bu amaçla Yenilenebilir Enerji Kanunu (2005) ve Jeotermal Kanunu (2007) çıkarılmıştır. Yenilenebilir Enerji Kanunu'nda elektrik dağıtım şirketlerine yenilenebilir enerjiyi "YEK" belgeli tesislerden 10 yıl boyunca, toptan enerji fiyatından alma zorunluluğu getirilmiş, üretilen elektrik enerjisi için 5-5,5 avro-cent alım garantisi verilmiştir.

2007 yılında yenilenebilir kaynaklardan üretilen enerji 9,5 milyon ton eşdeğer petrolün (TEP) üzerinde gerçekleşmiş olup bu değer toplam birincil enerji arzının %8,9'udur. Yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektrik enerjisi miktarı 2008 yılında genel üretimin %17'sini karşılamıştır (ETKB, 2009c).

Tablo 4: 2008 Yılı İtibariyle Yenilenebilir Enerjide Kaynak Potansiyeli (MTEP)

Kaynak Türü	Yerli Potansiyel
Rüzgâr	Çok Verimli: 8.000 MW, Orta Verimli: 40.000 MW
Jeotermal	31.500 MW (1.500 MW'ı elektrik üretimine elverişli)
Biyokütle	8,6 MTEP
Güneş Enerjisi	80 MTEP (380 milyar kwh/yıl)

Kaynak: ETKB (2009)

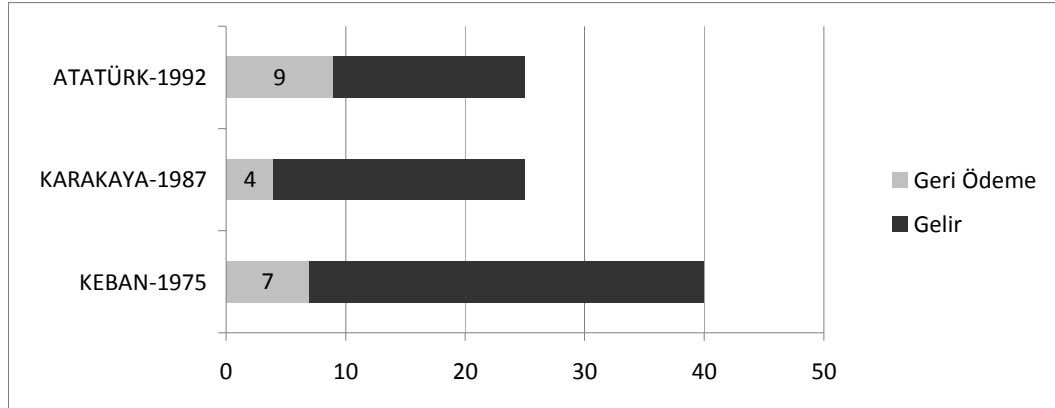
Rüzgâr ve hidrolik kaynakların kullanımında gerçekleştirilen atılım, güneş başta olmak üzere diğer yenilenebilir kaynaklarda da sağlanacaktır. Ülkemizdeki yenilenebilir enerji üretiminde en önemli pay hidroelektrik ve biyokütle aittir. Rüzgâr ve güneş enerjisinin payı henüz çok küçük olmakla birlikte gelecekte artması beklenmektedir.

1.2.2.1. Hidrolik Enerji

Eski zamanlarda insanlar su gücünü keşfettikten sonra değirmen taşlarını çevirmek için faydalanmıştır. Su değirmeninden yola çıkarak geliştirilen su türbinleri elde ettikleri mekanik enerji hidroelektrik (HES) santrallerinde elektrik enerjisine dönüştürürler. Su gücünü potansiyel olarak depolamak için inşa edilen barajların maliyeti jeolojik çalışmalar yapılması, su altında kalan arazi için ödenen istimlâk bedelleri, baraj yapım maliyetinin yüksek olması yatırım maliyetinin çok fazla çıkmasına neden olmaktadır.

Türkiye’de ilk defa kurulan hidroelektrik santrali 1902 yılında Tarsus’ta (60kW) kurulmuştur. Devlet Su İşleri Teşkilâtı (DSİ) 28.02.1954 tarihinde yürürlüğe giren 6200 sayılı kanun ile yetkileri artırılarak, Bayındırlık Vekâletine bağlı, katma bütçeli, tüzel kişilik olarak kurulmuştur. 31.08.2007 tarihinden itibaren Çevre ve Orman Bakanlığı'na bağlı olarak hizmetlerini yürütmektedir (Devlet Su İşleri [DSİ] 2009a). Su kaynaklarının planlaması, projelendirilmesi HES projelerinin geliştirilmesi DSİ vasıtasıyla yakın zamana kadar devlet tarafından gerçekleştirilmiştir.

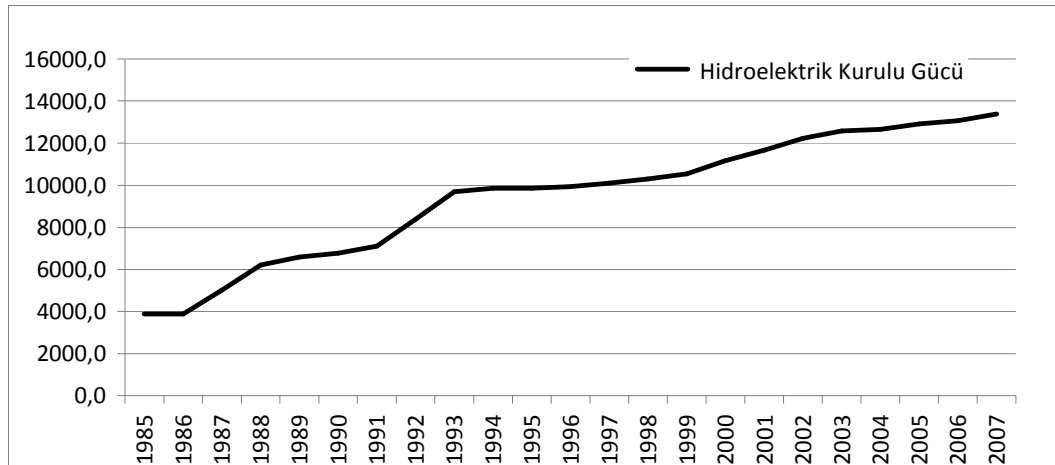
Şekil 12. Bazı HES'lerin Geri Ödeme Süresi (Yıl)



Kaynak: DSİ (2008)

Hidrolik santrallerin yıllık üretimleri, kaynağa gelen su miktarıyla doğru orantılı olduğundan ve bir yıl boyunca gelen su insanın elinde olmayıp tam kapasite çalıştırmaya yetmeyebileceğinden, genel olarak puant santrali olarak çalıştırılırlar. Devreye alınış ve çıkarışları çok kolay ve hızlı olduğundan su rejimine bağlı olarak günün, enerji gereksiniminin çok olduğu - ki buna puant saati denir - saatlerinde çalıştırılarak, enerjiye az gereksinim olduğu zamanlarda devre dışı bırakılırlar (wikipedia, 2009c).

Şekil 13. Yıllar İtibariyle Hidrolik Enerji Kurulu Gücü (KW)



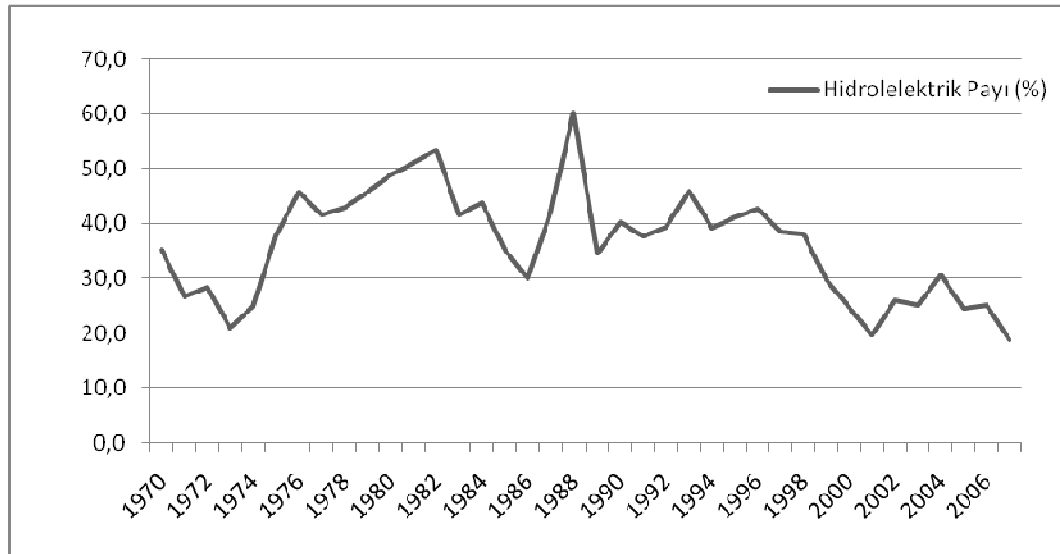
TEİAŞ verileri kullanılarak hazırlanmıştır.

Çeşitli enerji kaynakları içerisinde hidroelektrik enerji santralleri çevre dostu olmaları ve düşük potansiyel risk taşımaları nedeniyle tercih edilmelidir. Bu tür santraller ani talep değişimlerine cevap verebilmektedir. Bu nedenle ülkemizde de pik

santral olarak kullanılmaktadır. Hidroelektrik santraller, çevreyle uyumlu, temiz, yenilenebilir, pik talepleri karşılayabilen, yüksek verimli (% 90'ın üzerinde), yakıt gideri olmayan, enerji fiyatlarında sigorta rolü üstlenen, uzun ömürlü (200 yıl), yatırımı geri ödeme süresi kısa (5-10 yıl), işletme gideri çok düşük (yaklaşık 0,2 cent/kWh), dışa bağımlı olmayan yerli bir kaynaktır (DSİ, 2009b).

Türkiye'de teknik olarak değerlendirilebilir hidroelektrik potansiyeli 36.000 MW'tır (ETKB, 2009d). Şekil 13 incelendiğinde hidrolik enerji yatırımları azalan bir yükseliş içerisindedir. Son yıllarda yaşanan kuraklık ve doğalgaz dönüşüm santrallerindeki artış nedeniyle hidrolik enerjinin göz ardı edilmiştir. Şekil 14'te görüleceği üzere hidrolik enerjinin kurulu güç içerisindeki payında azalmalar meydana gelmiştir.

Şekil 14. Yıllar İtibariyle Hidrolik Enerji Payının Gelişimi



TEİAŞ verileri kullanılarak hazırlanmıştır.

5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun (2005) YEK kapsamına, dalga, akıntı enerjisi ve gel-git ile kanal veya nehir tipi veya rezervuar alanı 15 km² altında olan hidroelektrik üretim tesisi kurulmasına uygun elektrik enerjisi üretim kaynakları alınmıştır. Ülkemizin başlıca ulusal ve yenilenebilir enerji kaynağı olan hidrolik potansiyelinin değerlendirilebilmesi için; yakıt masrafı olmayan, dolayısıyla işletme maliyeti çok düşük olan, yük taleplerine kolaylıkla uyum gösteren ve alternatif enerji kaynaklarına göre çevresel etkileri az olan büyük HES'lerin öncelikle inşa edilerek işletmeye alınmalarının gerekliliği kadar,

yapımı daha kısa süren ve enterkonnekte sisteme bağlanma zorunluluğu olmayan küçük HES 'lerin de çoğaltılması büyük önem taşımaktadır.

4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (2001) sayesinde ilgili tüzel kişilerin, üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış, perakende satış hizmeti, ithalat ve ihracat dâhil olmak üzere elektrik enerjisi ve kapasite alım satımı veya ticari faaliyetleri ile bu faaliyetlere ilişkin işlemlerden oluşan elektrik enerjisi piyasasında faaliyet gösterebilmeleri için Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'ndan lisans alma zorunluluğu getirilmiştir.

Özel sektöre sunulan “Yap-İşlet Modeli” ile üretim şirketlerine ülke enerji plan ve politikalarına uygun biçimde elektrik enerjisi üretmek için mülkiyetleri kendilerine ait olmak üzere üretim tesisi kurma hakkı verilmiştir.

Tablo 5. 2008 Yılı İtibariyle Hidroelektrik Santrallerin Durumu

İşletmede	13,700 MW (172 HES)
DSİ	10,700 MW (57 HES)
Diğerleri	3,000 MW (115 HES)
İnşa Halinde	8,600 MW
DSİ	3,600 MW (23 HES)
Diğerleri	5,000 MW (125 HES)
Gelişmekte Olan	22,700 MW (1,418 HES)
4628 veya 3096 sayılı kanunlara göre, özel sektörde yapılacak olanlar	18 700 MW (1 401 HES)
4628 veya 5625* sayılı kanunlara göre, İkili İşbirliği projeleri	4 000 MW (17 HES)
Toplam Potansiyel	45,000 MW (1,738 HES)

Kaynak: DSİ (2009)

Tablo 5'ten anlaşılacağı üzere enerji sektöründe özel sektörün özendirilmesiyle beraber “yap işlet” ya da “yap işlet devret” şeklinde kurulacak olan santraller hidrolik potansiyelin kullanılmasında önemli bir paya sahiptir. Bu şekilde son yıllarda yaşanan kuraklık sonucunda kurulu güçte payı azalan HES'lerin sayısının atması mümkün olacaktır. Tamamen yerli kaynaklarla yapılması gereken HES'ler enerji arz güvenliği için önem verilmesi gereken bir fırsattır. Henüz enerji piyasasında serbestleşmenin tam oturmayışı nedeniyle devletin HES'lerin yapımında ve altyapısında öncü rolü devam etmelidir. Yasal sürecin karmaşıklığı ve şeffaf olmayışı girişimcileri caydıran ayrı bir noktadır.

1.2.2.2. Jeotermal Enerji

Jeo-yer, termal-ısı anlamına gelen jeotermal yer kabuğunun çeşitli derinliklerinde birikmiş ısının oluşturduğu, kimyasallar içeren sıcak su, buhar ve gazlardır. Jeotermal enerji de bu jeotermal kaynaklardan ve bunların oluşturduğu enerjiden doğrudan veya dolaylı yollardan faydalanmayı kapsamaktadır. Jeotermal enerji yeni, yenilenebilir, sürdürülebilir, tükenmez, ucuz, güvenilir, çevre dostu, yerli ve yeşil bir enerji türüdür (wikipedia, 2009d) .

Jeotermal kaynaklar yoğun olarak aktif kırık sistemleri ile volkanik ve magmatik birimlerin etrafında oluşmaktadır. Türkiye'nin jeolojik konumu ve buna bağlı olarak gelişen özellikleri jeotermal enerjinin oluşmasını sağlamıştır. Türkiye'de ağırlıklı olarak konut, sera, termal tesis ısıtmasında, termal turizm uygulamalarında kullanılan jeotermal enerji, elektrik üretimi, endüstriyel uygulamalarda, daha düşük seviyede kullanılmaktadır.

Dünyada jeotermal enerji kurulu gücü 9.700 MW, yıllık üretim 80 milyar kWh olup, jeotermal enerjiden elektrik üretiminde ilk 5 ülke; ABD, Filipinler, Meksika, Endonezya ve İtalya şeklindedir. Elektrik dışı kullanım ise 33.000 MW'tır. Dünya'da jeotermal ısı ve kaplıca uygulamalarındaki ilk 5 ülke ise Çin, Japonya, ABD, İzlanda ve Türkiye'dir (ETKB, 2009a). Tablo 6'ya baktığımızda elektrik enerjisi üretiminde ekonomik olabilecek sahaların Ege Bölgesinde yoğun olduğu anlaşılmaktadır.

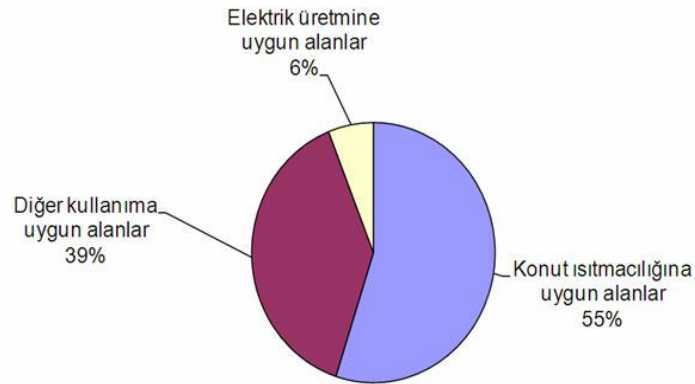
Jeotermal kaynakların aranması, araştırılması, bulunması, geliştirilmesi ve ülke ekonomisine kazandırılması faaliyetleri MTA faaliyetleri arasında yer almaktadır. Türkiye'de ise MTA 2005 yılından itibaren jeotermal sondajlı aramalarına hız verilmiş, 2010 yılına kadar yapılacak jeotermal aramaları için 26 adet hedef alan belirlenerek taslak projeler oluşturulmuştur. Toplam 70.000 metrelik sondaj programlanarak, 1.000 MWt ısı ve 300 MW Elektrik Enerjisi rezerv artışı hedeflenmiştir. Hedeflenen 70.000 m sondajlı arama çalışmasının 2005 - 2007 Aralık sonu itibariyle 37.000 metresi tamamlanmış, 585 MWt ısı açığa çıkarılmıştır. Sondajlı arama çalışmaları aralıksız devam etmektedir (Maden Tetkik Arama [MTA] 2009).

Tablo 6. Elektrik Üretimine Uygun Jeotermal Sahalarında Beklenen Potansiyel

Saha Adı	Sıcaklık °C	2010 Tahminleri (Mwe)	2013 Tahminleri
Denizli-Kızıldere	200-242	75	80
Aydın-Germencik	200-232	100	130
Manisa-Alaşehir-Kavaklıdere	213	10	15
Manisa-Salihli-Göbekli	182	10	15
Çanakkale-Tuzla	174	75	80
Aydın-Salavatlı	171	60	65
Kütahya-Simav	162	30	35
İzmir-Seferihisar	153	10	20
Manisa-Salihli-Caferbey	150	10	20
Aydın-Sultanhisar	145	10	20
Aydın-Yılmazköy	142	10	20
İzmir-Balçova	136	5	5
İzmir-Dikili	130	30	30
Aydın-Hıdıbeyli	143	5	10
Aydın-Atça	124	2	5
Toplam		462	565

Kaynak: MTA (2009)

Türkiye, Alp-Himalaya kuşağı üzerinde yer aldığından oldukça yüksek jeotermal potansiyele sahip olan bir ülkedir. Ülkemizin jeotermal potansiyeli 31.500 MW'tır. Jeotermal enerji potansiyelimizin 1.500 MW'lık bölümünün elektrik enerjisi üretimi için uygun olduğu değerlendirilmekte olup kesinleşen veri şu an için 600 MWe'dir. 39 MW'lık bir bölümü elektrik üretim amaçlı kullanılmaktadır. 55 MW'lık jeotermal elektrik üretim santrali yapım aşamasındadır.

Şekil 15. Jeotermal Kaynakların İdeal Kullanım Alanları

Kaynak: MTA (2009)

Şekil 15'te görüldüğü üzere, Türkiye'deki jeotermal alanların %55'i ısıtma uygulamalarına uygundur. Evsel kullanımda ve sera ısıtmalarında kullanılması idealdir. Elektrik üretimine uygun alanlar Ege bölgesinde yoğunlaşırken toplam jeotermal kaynakların %6'sını kapsamaktadır. Geriye kalan %39'luk pay kaplıca, turizm ve diğer kullanım alanları için idealdir.

1.2.2.3. Biyokütle Enerjisi

Biyokütle, petrol ve kömür gibi, güneş enerjisinin depolanmış halidirler. Bitkiler güneş enerjisini fotosentez aracılığıyla tutarlar. Biyoyakıtların içerisindeki karbon, bitkilerin havadaki karbondioksiti parçalaması sonucu elde edildiği için, biyoyakıtların yakılması, dünya atmosferinde net karbondioksit artışına neden olmaz. Bu nedenle, pek çok insan, atmosferdeki karbondioksit miktarının artışına engel olabilmek için, fosil yakıtlar yerine biyoyakıtların kullanılması gerektiği görüşünü savunmaktadırlar (Acaroğlu, 2008: 351). Biyokütle enerjisi biyodizel, biyoetanol, biyogaz olarak değerlendirilmektedir.

Biyokütle 100 yıllık periyottan daha kısa sürede yenilenebilen, karada ve suda yetişen bitkiler, hayvan artıkları, besin endüstrisi ve orman ürünleri ile kentsel atıkları içeren tüm organik maddeler olarak tanımlanmaktadır. Yenilenebilir enerji kaynağı olan biyokütlenin toplam enerji eşdeğeri 65376 MTEP olup bu değer 1997 dünya enerji tüketiminin yaklaşık 8 katına eşittir. Günümüzde ise ancak % 7 ' si kullanılabilir (Acaroğlu ve Ültanır, 2000: 161).

Biyogaz; bitki ve hayvan artıkları gibi organik maddelerin havasız ortamlarda fermantasyonu sonucu oluşan ve bileşiminde % 60-70 metan, % 30-40 karbon dioksit ve az miktarda hidrojen sülfür, hidrojen, karbon monoksit ve azot bulunan renksiz ve yanıcı bir gaz karışımıdır. Biyogazın ısı değeri bileşimindeki metan oranına bağlı olmakla beraber yaklaşık 4700-6000 kcal/m³'tür ve ısınma, aydınlatma ve su ısıtılması gibi amaçlarla geleneksel enerji kaynaklarına alternatif olabilecek bir enerji kaynağıdır (Kumbur vd. 2009: 4).

Biyodizelin alevlenme noktası, dizelden daha düşük olduğu için kullanımı, taşınması ve depolanması güvenli bir yakıttır. Yanma sonucu oluşan çevreye zararlı gazların emisyon değerlerini düşürür. Biyogaz teknolojisi ise organik kökenli atıklar, bitkisel atıklar, şehir ve endüstriyel atıklardan hem enerji elde edilebilir hem de toprağa kazandırılmasına imkân vermektedir.

Türkiye'nin hayvansal atık potansiyeline karşılık gelen üretilebilecek biyogaz miktarı 1,5-2 MTEP olduğu değerlendirilmektedir. Biyokütle kaynakları, tarım, orman, hayvan, organik şehir atıkları vb. maddelerden oluşmaktadır. Atık potansiyelimiz yaklaşık 8,6 Milyon Ton Eşdeğer Petrol (TEP) olup bunun 6 milyon TEP'i ısınma amaçlı kullanılmaktadır. 2007 yılında biyokütle kaynaklarından elde edilen toplam enerji miktarı 11 bin TEP'tir (ETKB, 2009b).

1.2.2.4. Rüzgâr Enerjisi

Rüzgâr enerjisi, ısıları farklı olan hava kütlelerinin yer değiştirmesiyle oluşur. Güneşten yeryüzüne ulaşan enerjinin %1-2'si rüzgâr enerjisine dönüşmektedir. Rüzgâr türbinleri, yenilenebilir nitelikte olan hava akımını elektrik enerjisine dönüştürmektedir. Rüzgâr türbinlerinin çalışması çevreye zararlı gaz emisyonuna neden olmadığından enerji geleceğimizde ve iklim değişikliğini önlemede büyük bir role sahiptir (ETKB, 2009f).

Rüzgâr enerjisinin Avrupa'daki yükselişi 2000'li yıllarda hız kazanmıştır. İçselleştirilen teknoloji ve hükümet politikaları ve AB tarafından desteklenen temiz enerji politikalarıyla Avrupa genelinde Rüzgâr enerjisinin kurulu gücünün 80000 MW'a ulaşması beklenmektedir. Avrupa Rüzgâr Enerjisi Birliği (EWEA)'nin raporuna göre Birlik ülkelerindeki kurulu rüzgâr elektrik santrali gücü 2007 yılında %18 artış göstererek 57.136 MW'a, tüm dünyada ise %27 artış göstererek 94.112 MW'a ulaşmıştır. Türkiye'de ise %94 artış göstererek 146 MW'a ulaşmıştır. 2008 yılında hizmete girenlerle birlikte toplam 249,15 MW kurulu güç devrededir (Çalışkan, 2007: 4).

Türkiye rüzgâr bakımından zengin bir ülkedir. 10 m yükseklikteki yıllık ortalama rüzgâr hızı ve güç yoğunluğu açısından en yüksek değer 3,29 m/sn ve 51,91 W/m² ile Marmara Bölgesi'nde saptanmıştır. En düşük değer ise, 2,12 m/sn hız ve 13,19 W/m² güç yoğunluğu ile Doğu Anadolu Bölgesi'ndedir. Türkiye'nin %64,5'inde rüzgâr enerjisi güç yoğunluğu 20 W/m²'yi aşmazken, %16,11 'inde 30-40 W/m² arasında, %5,9'unda 50 W/m²'nin ve %0,08'inde de 100 W/m²'nin üzerindedir (Tavman ve Önder, 2001: 316).

2007 yılında gerçekleştirilmiş olan Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) ile ülkemizde yıllık rüzgâr hızı 8,5 m/s ve üzerinde olan bölgelerde en az 5.000

MW, 7,0 m/s'nin üzerindeki bölgelerde ise en az 48.000 MW büyüklüğünde rüzgâr enerjisi potansiyeli bulunduğu tespit edilmiştir (ETKB, 2009f).

Tablo 7. Türkiye’de İşletmede Olan Rüzgâr Enerjisi Projeleri

Şirket	Mevkii	Üretime Geçiş Tar	Kurulu Güç (MW)	Türbin imalatçısı	Türbin adet ve kapasitesi
Alize A.Ş.	İzmir-Çeşme	1998	18264,00	Enercon	3 adet 500 kW
Güçbirliği A.Ş.	İzmir-Çeşme	1998	44013,00	Vestas	12 adet 600 kW
Bores A.Ş.	Çanakkale-Bozcaada	2000	44105,00	Enercon	17 adet 600 kW
Sunjüt A.Ş.	İstanbul-Hadımköy	2003	43831,00	Enercon	2 adet 600 kW
Yapısan A.Ş.	Balıkesir-Bandırma	I/2006	30.00	GE	20 adet 1.500 kW
Ertürk A.Ş.	İstanbul-Silivri	II/2006	0.85	Vestas	1 adet 850 kW
Mare A.Ş.	İzmir-Çeşme	I/2007	39.20	Enercon	49 adet 800 kW
Deniz A.Ş.	Manisa-Akhisar	I/2007	Eki.80	Vestas	6 adet 1.800 kW
Anemon A.Ş.	Çanakkale-İntepe	I/2007	30.40	Enercon	38 adet 800 kW
Doğal A.Ş.	Çanakkale-Gelibolu	II/2007	14.90	Enercon	13 adet 800 kW + 5 adet 900 kW
Deniz A.Ş. (*1)	Hatay-Samandağ	I/2008	30.00	Vestas	15 adet 2.000 kW
	Manisa-Sayalar	I/2008	30.60	Enercon	38 adet 800 kW
İnnores A.Ş.	İzmir-Aliğa	I/2008	42.50	Nordex	17 adet 2.500 kW
Lodos A.Ş.	İstanbul-Gaziosmanpaşa	I/2008	24.00	Enercon	12 adet 2.000 kW
Ertürk A.Ş.	İstanbul-Çatalca	I/2008	60.00	Vestas	20 adet 3.000 kW
Baki A.Ş. (*2)	Balıkesir-Şamlı	II/2008	90.00	Vestas	38 adet 3.000 kW
Dares A.Ş. (*3)	Muğla-Datça	II/2008	10.00	Enercon	27 adet 800 kW + 8 adet 900 kW
İşletmedeki Kapasite Toplamı			433,35		

(*1) Tesis toplam kurulu gücü 60 MW olup 30 MW için tevsi çalışmaları sürmektedir. (*2) Tesis toplam kurulu gücü 114 MW olup 24 MW’lık tevsi çalışmaları sürmektedir. (*3) Tesis toplam kurulu gücü 28,8 MW olup kalan 18,8 MW için kabul çalışmaları sürmektedir.

Kaynak: TÜREB (2009)

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının rakamlarına göre 2004 yılı itibariyle sadece 18 MW düzeyinde olan rüzgâr enerjisi kurulu gücünün artırılmasında aşama kaydedilmiştir. 2008 Yılı başı itibariyle rüzgâr kurulu gücümüz 354,7 MW düzeyine ulaşmıştır. Yenilenebilir Enerji Kanununun yürürlüğe girmesinden sonra 3.363 MW kurulu gücünde 93 adet yeni rüzgâr projesine lisans verilmiştir. Bu projelerden yaklaşık 1.100 MW kurulu gücünde santrallerin yapımı devam etmektedir.

Rüzgâr enerjisi, herhangi bir emisyonu olmayan, doğal kaynakları tüketmeyen, çevreye zarar vermeyen, küresel ısınmaya katkısı olmayan, asit yağmurlarına neden olmayan, enerji arzı güvenliği açısından etkili, ekonomik, politik ve tedarik riskleri açısından diğer ülkelere bağımlılığı azaltan, yakıt maliyetini ortadan kaldıran, yerli ve her zaman kullanılabilir bir kaynaktır.

Rüzgâr türbinlerinin bazı zararları önlenabilir. Örneğin; büyük alan kaplayan rüzgâr çiftliği kurulduğu arazide tarımsal faaliyetlere devam edilebilir. Gürültü kirliliği oluşturması, yeni nesil teknolojiler sayesinde sessiz çalışabilmektedir. Radyo yayınlarını bozması, teknolojik çözümler sayesinde engellenebilir. Kuşlara verdiği etki ve üretilen elektriğin kalite sorunları gibi bazı dezavantajları bulunmaktadır. Rüzgâr enerjisi sektörün en temel sorun teknolojinin ithal edilmesidir.

Genellikle Avrupa ve ABD kökenli firmalar tarafından üretilen rüzgâr türbinlerinin başlangıç yatırımının yüksek olmasına neden olmuştur. Küresel sektörde yükselen talep doğrultusunda artan fiyatlar ve üreticilerin türbin yetiştirememesi EPDK'dan lisans alan projelerin atıl kalmasına neden olmuştur. Türkiye' de kurulu bulunan ve kurulması planlanan rüzgâr enerjisi santralleri Tablo 7 ve Tablo 8'de gösterilmiştir.

Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği'nin (TÜREB) Şubat 2009 itibariyle yayınladığı lisans alan projelerin toplamı 1503,35 civarındadır. Bu projelerin 663 MW'lık kısmı türbin tedariki sürecindeyken, 402 MW'lık bir kısım inşa halindedir. Türkiye'nin sahip olduğu kurulu gücün yaklaşık %1'lik kısmına karşılık gelen 433 MW'lık kısım ise işletmede yer almaktadır.

Tablo 8. İnşa Halindeki Projeler ve Türbin Tedarik Sözleşmesi İmzalı Olan Rüzgâr Enerjisi Projeleri

Şirket	Mevkii	Üretime Geçiş Tarihi	Kurulu Güç (MW)	Türbin imalatçısı	Türbin adet ve kapasitesi
Ayen A.Ş.	Aydın-Didim	I/2009	31.50	Suzlon	2.100 kW
Ezse Ltd. Şti.	Hatay-Samandağ	II/2009	35.10	Nordex	900 kW
Ezse Ltd. Şti.	Hatay-Samandağ	II/2009	22.50	Nordex	2.500 kW
Rotor A.Ş.	Osmaniye-Bahçe	II/2009	135.00	GE	54 adet 2.500 kW
Mazı-3 Res Elk. Ür. A.Ş.	İzmir - Çeşme	II/2009	22.50	Nordex	9 adet 2500 kW
Kores A.Ş.	İzmir-Çeşme	II/2009	15.00	Nordex	2.500 kW
Soma A.Ş.	Manisa-Soma	II/2009	140.80	Enercon	176 adet 800 kW
İnşa Halindeki Kapasite Toplamı			402,40		
Alize A.Ş.	Balıkesir-Susurluk		19.00	Enercon	17 adet 800 kW ve 6 adet 900 kW
Borasco A.Ş.	Balıkesir-Bandırma		45.00	Vestas	15 adet 3000 kW
Alize A.Ş.	Tekirdağ-Şarköy		28.80	Enercon	14 adet 2000 kW ve 1 adet 800 kW
Alize A.Ş.	Balıkesir-Havran		16.00	Enercon	8 adet 2000 kW
Alize A.Ş.	Çanakkale-Ezine		20.80	Enercon	10 adet 2000 kW ve 1 adet 800 kW
Belen A.Ş.	Hatay-Belen		30.00	Vestas	10 adet 3000 kW
Alize A.Ş.	Manisa-Kırkağaç		25.60	Enercon	32 adet 800 kW
Boreas A.Ş.	Edirne-Enez		15.00	Nordex	6 adet 2.500 kW
Doruk A.Ş.	İzmir-İliş		30.00	Enercon	15 adet 2.000 kW
Yapısan İnş. Elk. San.Tic. A.Ş.	İzmir-İliş		90.00	Nordex	36 adet 2500 kW
Doğal A.Ş.	İzmir-İliş		30.00	Enercon	15 adet 2000 kW
Doğal A.Ş.	İzmir-Foça		30.00	Enercon	15 adet 2000 kW
Poyraz A.Ş.	Balıkesir-Kepsut		54.90	Enercon	61 adet 900 kW
Bilgin Elektrik Üretim A.Ş.	Manisa-Soma-Kırkağaç		90.00	Nordex	36 adet 2500 kW
Bares Elektrik Üretim A.Ş.	Balıkesir-Kepsut		142.50	Nordex	57 adet 2500 kW
Türbin Tedarik Sözleşmesi İmzalı Proje Toplamı			667,60		

Kaynak: TÜREB (2009)

1.2.2.5. Güneş Enerjisi

Türkiye güneş potansiyeli açısından oldukça zengin bir ülkedir. Ülke genelinde yıllık ortalama güneş enerjisi 1315 kWh/m^2 'dir. Buna göre Türkiye 'nin tüm yüzeyine gelen enerji miktarı $1025 \times 10^{12} \text{ kWh}$ olmaktadır. Bu miktar Türkiye 'nin 1996 yılında ürettiği toplam elektrik enerjisinin yaklaşık 11000 katına denk gelmektedir (Gençoğlu, 2009: 5).

Devlet Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğü' nde (DMİ) mevcut bulunan 1966-1982 yıllarında ölçülen güneşlenme süresi ve ışınım şiddeti verilerinden yararlanarak Türkiye'nin güneşlenme süresi hesaplanmıştır. Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) tarafından yapılan çalışmaya göre Türkiye'nin ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi 2640 saat (günlük toplam 7,2 saat), ortalama toplam ışınım şiddeti $1311 \text{ kWh/m}^2\text{-yıl}$ (günlük toplam $3,6 \text{ kWh/m}^2$) olduğu tespit edilmiştir (EİE, 2009a).

Güneş enerjisinden yararlanma konusundaki çalışmalar özellikle 1970'lerden sonra hız kazanmış, güneş enerjisi sistemleri teknolojik olarak ilerleme ve maliyet bakımından düşme göstermiş, çevresel olarak temiz bir enerji kaynağı olarak kendini kabul ettirmiştir. Güneş enerjisinden yararlanmada genel olarak iki yöntem kullanılmaktadır. Güneş enerjisi teknolojileri yöntem, malzeme ve teknolojik düzey açısından çok çeşitlilik göstermekle birlikte iki ana gruba ayrılabilir:

- Isıl Güneş Teknolojileri ve Odaklanmış Güneş Enerjisi (CSP): Güneş enerjisinden ısı elde edilen bu sistemlerde, ısı doğrudan kullanılabilceği gibi elektrik üretiminde de kullanılabilir. CSP santralleri, değişik ayna konumları kullanmak sureti ile güneşin enerjisini yüksek sıcaklıklı ısıya dönüştürerek elektrik üretir. İstenen güçte kurulabilmeleri nedeniyle genellikle sinyalizasyon, kırsal elektrik ihtiyacının karşılanması vb. gibi uygulamalarda kullanılmaktadır.
- Güneş Pilleri: Fotovoltatik piller de denen yarıiletken malzemeler güneş ışığını doğrudan elektriğe çevirirler.

Güneş pilleri için en önemli sorun, halen ticari olan silisyum kristali ve ince film teknolojisiyle üretimlerinin olağanüstü yüksek maliyetler oluşturmasıdır. Güneş pili kullanımının maliyetlerin düşmesi ve verimliliğin artması ile Türkiye'de yerli güneş pili üretimine bağlı olacaktır. Ülkemizde daha çok güneş kolektörü üretimi yaygın olduğu

için ısı güneş teknolojileri daha yoğun kullanılmaktadır. Tablo 9’da görüldüğü üzere yıllar itibariyle güneş enerjisinin üretimi artış göstermektedir.

Tablo 9. Yıllar İtibariyle Güneş Enerjisi Üretimi

Yıllar	Güneş Enerjisi Üretimi (bin TEP)
1998	210
1999	236
2000	262
2001	290
2004	375

Kaynak: EİE (2008)

Ülkemizde kurulu olan güneş kolektörü miktarı yaklaşık 12 milyon m² ve teknik güneş enerjisi potansiyeli 76 TEP olup, yıllık üretim hacmi 750.000 m²dir ve bu üretimin bir miktarı da ihraç edilmektedir. Bu kullanım miktarı, kişi başına 0,15 m² güneş kolektörü kullanıldığı anlamına gelmektedir. Güneş enerjisinden ısı enerjisi yıllık üretimi 420.000 TEP civarındadır. Bu haliyle ülkemiz dünyada kayda değer bir güneş kolektörü üreticisi ve kullanıcı durumundadır (ETKB, 2009g). ETKB’nın rakamlarına göre, Türkiye’de çoğu kamu kuruluşlarında olmak üzere küçük güçlerin karşılanması ve araştırma amaçlı kullanılan güneş pili kurulu gücü 1 MW’ a ulaşmıştır.

İKİNCİ BÖLÜM

ENERJİ SEKTÖRÜNDEKİ YAPISAL SORUNLAR

2.1. POLİTİKA VE PLANLAMA SORUNLARI

Türkiye'nin Dışa açılma sürecinde sağlam bir enerji politikasının olmayışı, ülke gereksinimlerini hedefleyen, sürekli ve ilkeli enerji politikalarını belirlenmesi ve kararlılıkla uygulanması konusunda tutarsızlıklara neden olmaktadır. Devletin aldığı kararlar doğrultusunda planlı ekonomide enerji yatırımları daha istikrarlı bir trend izlemiş, dışa açılma sürecinde, enerji arzında serbestleşme çabaları düzenlemeden yoksun, belirsizlik içerisinde yürütüldüğü için aksamalar görülmüştür. Devlet politikası alt kurumlar tarafından anlaşılmadığı için benimsenmemiş dolayısıyla uygulama sürecinde sorunlar ortaya çıkmıştır. Bu nedenle enerji konusunda uygun fiyatı, optimum miktarı ve teknolojiye bağlı olarak devamlılığı sağlayan politikalar bir sonraki plan döneminde ele alınsa da uygulamada başarısız olunmuştur. Devlet politikasının enerji konusunda süregelen uygulama eksikliği yapısal soruna dönüşerek katılmış ve sistemin işlerliğini yitirmeye başlamıştır.

DPT'nin Anayasal bir kurum olma statüsünden yoksun bırakıldıktan sonra günümüze kadar kanun ve kanun hükmünde kararnameler (KHK) ile yeni düzenlemelere gidilmiştir. Bu düzenlemelerin ortak paydası kurumun uzmanlık kuruluşu olmaktan çıkarılıp, siyasileşme sürecini hızlandırmak olarak belirlemiştir (Soyak, 2003: 178).

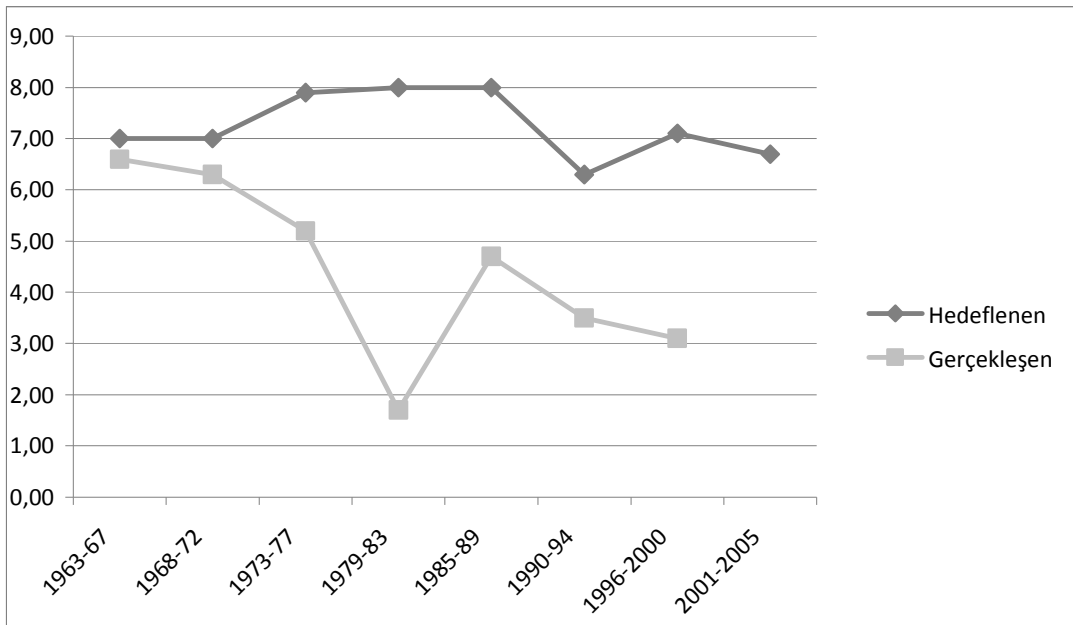
Enerji sektöründe hizmetlerinin verimliliğini sağlayacak nitelikte doğru ve gerçek verilere dayalı kısa, orta ve uzun süreli planlamanın benimsenmeyişi, enerji sektöründe yatırımların aksamasına ve arz güvenilirliğinin sağlanamamasına neden olmaktadır (DEK-TMK, 2008: 1). Enerji konusunda özelleştirme ve serbestleşme sürecinde özel firmalar sektöre çekilememiş, kamu ve özel sektör olmak üzere enerji kaynakları etkin kullanılamamıştır.

Tablo 10. Kalkınma Planlarında Hedeflenen Ve Gerçekleşen Büyüme Rakamları

Planlar	1	2	3	4	5	6	7	8
Dönem	1963-1967	1968-1972	1973-1977	1979-1983	1985-1989	1990-1994	1996-2000	2001-2005
Hedef	7,0	7,0	7,9	8,0	6,3	7,0	5,5-7,1	6,7
Gerçek.	6,6	6,3	5,2	1,7	4,8	3,34	3,9	4,36

Kaynak: DPT, Kalkınma Planları

Şekil 16. Kalkınma planlarında hedeflenen ve gerçekleşen büyüme hızları



DPT ve TÜİK verileri kullanılarak hazırlanmıştır.

Rusya'dan doğal gaz alımı başladıktan sonra kullanımı yaygınlaşmış, elektrik enerjisi kurulu gücünde doğal gaz da yer almıştır. Enerji darboğazının aşılmasını için yerli kaynaklardan olan linyit rezervleri ve hidrolik potansiyeli kurulu güce kazandırılmıştır. Kalkınma planı döneminde kurulu güçte yıllık ortalama %13 artış gerçekleştirilmiştir. Enerji hammaddelerinin arama ve üretiminde, kamu dışı kaynaklardan yararlanmak için özel sektör ve yabancı sermaye teşebbüsleri desteklenmiştir. Özel sektörün enerji piyasasında yer alması için Yap-İşlet ve Yap-İşlet-Devret modeli ile elektrik üretim, dağıtım tesisleri kurma hakkı verilmiştir.

Enerji sektöründe düzenlemelerde belirsizlikler devam ederken, Yap-İşlet-Devret modeliyle teşvik edilen santral projelerine getirilen alım garantileri serbest bir piyasa ekonomisinin oluşmasını engellemiştir. Bu nedenle her türlü teşvik ve alım garantisi mevcut iken özel sektör yatırımları hedefine ulaşamamıştır. 3096 sayılı Kanun çerçevesinde görevli dağıtım şirketleriyle yapılan sözleşmelerde yeni yatırımların nasıl ve kim tarafından ele alınacağı açık değildir. Bu nedenle halen özel şirketlere devredilen bölgelerde dahi yatırımlar kamu tarafından yapılmaya devam olunmaktadır (DPT, 1995: 137).

VI. Plan döneminde 12 milyar dolar düzeyinde öngörülen plan hedefine karşılık ancak 8 milyar dolar düzeyinde bir enerji yatırımı yapılabildiği görülmüştür. VII. Plan dönemi için önerilen 18 milyar dolarlık yatırıma karşılık ise dönem sonu itibarıyla 11 milyar dolar düzeyinde bir yatırım gerçekleşmesi beklenmektedir. Böylece son iki plan (VI. ve VII. Plan) döneminde öngörülen yatırımın ancak yüzde 60-70'i gerçekleştirilmiş olmaktadır. Özel kesimden beklenen yatırımların gerçekleşmemesi bu düşük oranın temel nedenini oluşturmuştur (DPT, 2000: 143).

Santral projelerini geliştirme ve karar sürelerindeki uzamalar ve santral tipine bağlı olarak inşaat sürelerinin uzun olması enerji yetersizliğine yol açmıştır. Özel kesim yatırım ve faaliyetlerini geliştirmek için yeni modeller uygulamaya konulmuş, sektörün yeniden yapılandırılması gündeme getirilmiştir. Yapısal düzenlemeler zamanında gerçekleştirilemediği için özel kesimden beklenen yatırımlar ve katkılar alınamamıştır. Özel kesim şirketlerince yapılması beklenen projeler nedeniyle de kamu proje paketi geliştirilememiş, kamu yatırımlarında yetersiz kalmıştır. Sektörün rekabete açılmasını sağlayacak yeniden yapılanma ve düzenleyici kurulun kurulması çalışmalarının 1996 yılı içinde tamamlanması, VII. Planda öngörülmüş olmasına rağmen, bu çalışmalar bugüne kadar bitirilememiştir (DPT, 2000: 144).

Enerji yatırımlarında yaşanan istikrarsızlıklara bağlı olarak bazı dönemler aşırı atıl üretim kapasitesiyle, diğer dönemlerde ise ciddi enerji açıklarıyla yaşanmak durumunda kalmıştır. VII. Plan döneminin son yıllarında içine girilen ve VIII. Plan döneminin ilk yıllarında sürmesi beklenen enerji yetersizliğinin temel nedeni ise geçmiş on yıllık yatırım uygulamasından kaynaklanmaktadır. Çünkü santral projeleri, tipine bağlı olarak ortalama 3-8 yıl gibi inşaat süreleri gerektirmekte, bu süreler proje karar ve geliştirme süreleri ile birlikte daha da uzayabilmektedir (DPT, 2000b: 203).

Elektrik arz-talep projeksiyonlarının işaret ettiği yakın dönem elektrik arz açığının önlenmesi ve uzun dönemli arz güvenliğinin sağlanması amacıyla 5784 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun 26 Temmuz 2008 tarihinde yürürlüğe girmiştir. Kanun ile arz güvenliğinin izlenmesi, değerlendirilmesi ve sağlanmasına yönelik olarak ilgili kurum ve kuruluşların görev ve sorumlulukları açıklığa kavuşturulmuştur (DPT, 2008: 112).

VIII. Plan döneminde, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile bu sektörler rekabete açılmış ve piyasanın düzenlenmesi amacıyla 1980'li yılların ortasında kurulması gereken Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) teşkil edilmiştir. Ayrıca serbestleştirme çalışmalarının ana unsurları belirlenerek yapılan düzenlemeler yoluyla belirsizlik ortamı giderilmeye çalışılmıştır. Kamunun elektrik ve doğal gaz sektöründe, iletim haricinde, yatırımcı rolünden arınması ve mülkiyetindeki tesisleri özelleştirmesi, gerekli yatırımların rekabetçi bir piyasa ortamında özel sektör tarafından yapılması ile kamunun düzenleyici konumunu güçlendirmesi ve arz güvenliğini temin etmesi sağlanmaya çalışılmıştır.

4628 sayılı Kanunun uygulanmasında görülen yetersizlikleri gidermek ve serbest piyasaya dönüşüm çalışmalarını koordine edip, hızlandırmak amacıyla 2004 yılında Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Stratejisi Belgesi hazırlanarak uygulamaya konulmuştur. Bu belge çerçevesinde önerilen bir “geçiş süreci” içinde elektrik dağıtım ve üretim tesislerinin özelleştirilmesi ve arz güvenliği konusunda alınacak tedbirler başta olmak üzere yapılması gerekli çalışmalar bir programa bağlanmış, sorumlu ve ilgili kuruluşlar belirlenmiştir (DPT, 2006: 25).

Günümüzde değişen toplumsal koşulların ortaya çıkardığı daha kaliteli ve etkin bir kamu hizmeti, diğer tarafta, AB ile bütünleşme çalışmalarının oluşturduğu baskı ve değişen küresel şartlar ile teknolojinin sağladığı değişimlerin etkisi altında bulunmaktayız. Özellikle AB ile girilen bütünleşme süreci enerji sektöründe verimlilik, etkinlik içeren yenilenebilir enerjiye ve çevresel değerlere önem veren yeniden yapılanma için çok uygun bir zemin oluşturmaktadır. Bu süreçte kamu yatırımları enerjiye yön verme ve özel sektöre kılavuzluk görevi görecektir ayrıca altyapı imkânlarını geliştirme eğiliminde olacaktır.

Genel olarak enerji konusunda sektörü düzenlemeye yönelik çıkarılan yasalar ek yasalarla yeniden düzenlenmiş ve kurum sorumluluklarının çakıştığı belirsizlikler ortadan kaldırılmaya çalışılmıştır. Yeni bir düzenleme hedefi ve sektör genelinde yapılanmayı etkileyecek kararlar uygulamaya aktarılırken süreçler itibariyle takip edilememiş, konjonktürel değişimler hedeflerin unutulmasına yol açmıştır. Bu durumda ortaya çıkan arz güvenliği sürekli risk içeren bir sektörde sorunlar doğru tanımlansa da atılacak hamleler kurumlar genelinde anlaşılamadığı için benimsenememiş ve bir sonraki kalkınma planında aynı sorunlar yer almış ve daha etkin çözümler üretilmeye çalışılmıştır.

2.2. KURUMSAL YAPI SORUNLARI

Enerji sektörünü talep tahmin ve beklentiler yolunda en sağlıklı şekilde yönlendirmesi gereken kamusal güç çok sayıda bağlı ve ilişkili kamu kurumuna bölünmüştür. Görev ve yetki dağılımındaki belirsizlik ve uzlaşmazlık, enerji sektörünün bütün olarak karmaşık ve hantal bir yapıya kavuşmasına neden olmuştur. Dolayısıyla teknolojik gelişmeleri yakından takip eden ve özel sektör yatırımlarına altyapıyı hızlı bir şekilde sunan istikrarlı bir seyir oluşturamayan kamusal kurumlar ortaya çıkmıştır. Ayrıca sektördeki kamu kurumlarının yapılarındaki karmaşıklık nedeniyle kurumlar arası iletişim, işbirliği yerine yetki yarışının uyuşmazlıkların ortaya çıktığı bütün olarak hareket edemeyen, gelişmelere yavaş tepki gösteren, yönetilmesi zor çarpık bir kamusal yapı meydana gelmiştir.

Kamu kurumları karmaşık bir yapı içerisindeyken, enerji sektörünü düzenleyen yasalar sürekli değişmesi şeffaf ve anlaşılır bir yapı oluşumu zorlaşmaktadır. Bu şekilde karmaşık bir yapı söz konusuysen alınan kararların uygulanması, süreçlerin takibi ve uygulama sorunlarının teşhisi, denetim ve yaptırım faaliyetleri de gecikmektedir. Örneğin; 5. Kalkınma planında yeni ve özellikle yenilenebilir enerji kaynaklarından (güneş, jeotermal, biyogaz başta olmak üzere) kısa sürede yararlanmak üzere gerekli girişimler destekleme kararı alınmış fakat altıncı ve yedinci kalkınma planları döneminde dahi potansiyel belirleme çalışmaları ve uygun yasal düzenlemeler gerçekleştirilememiştir.

2.3. ENERJİ YATIRIMLARI VE ARZ GÜVENLİĞİ SORUNLARI

Sektörde somut verilerle değerlendirilmesi gereken arz ve talep tahmininin, ilgili kamu yönetimleri ve sivil toplum kuruluşları tarafından, farklı yaklaşımlar ve farklı miktarlar düzeylerinde belirlenmesi tezat görüşlere ve fikir ayrılıklarına yol açmaktadır. Kamuoyuna yansıyan bu durum belirsizlik ortamında yatırımların finansman sorunu yaşamasına neden olmuştur. Kamu kesiminin kaynak sorunu, özel kesimin ise kamu güvencesi beklentileri nedeniyle zamanında gerçekleştirilemeyen yatırımlar ve sonucunda sürekli gündem oluşturan arz güvenliği sorunu ortaya çıkmaktadır (DEK-TMK, 2008: 2).

1980-1990 döneminde yatırım harcamalarının %45'i enerji sektörüne ayrılırken, 1990'dan sonraki dönemde enerji yatırımlarının yeterince yapılmaması bugün Türkiye'yi çok önemli bir enerji darboğazına getirmiştir. Devlet tarafından ciddi enerji politikaları oluşturulamamakta, politik istikrarsızlık nedeniyle yatırımların sürekliliği sağlanamamakta, sonuç olarak Türkiye enerji sektöründe çıkmaz bir döngüye girmektedir.

Enerji sektöründe özelleştirme çabaları doğrultusunda kamunun yatırım yapması önlenmiştir. Bu nedenle ilgili kamu yönetimlerinin kararsızlığı, özel sektör yatırımcıları açısından değişen yasalar ve uygulamalar nedeniyle oluşan güvensizlik ortamı yatırımların uzun süredir durmasına neden olmuştur. EPDK'nın yaptığı araştırmaya göre 2003-2006 döneminde EPDK'dan lisans alan 167 projeden sadece 20 tanesi tamamlanma aşamasına geldi. Özel sektör ise projeleri tamamlayamamasının nedenini, bürokrasi ve finansman konusunda bankacılık sisteminin enerji sektörüne güvensizliği olarak gösteriyor. Yakın dönemde ortaya çıkabilecek bir arz krizi için bir eylem planı ise henüz oluşturulmamış. Ancak termik ve hidrolik elektrik santralleri 6 yıl gibi uzun sürelerde kurulduğu için daha kısa sürede kurulan doğalgaz santrallerinin önü daha açık gözüküyor. Bu durumda da pahalı ve ithal kaynaktan elektrik üretimi nedeniyle maliyet artışı gerçekleşebilecek (Gürsoy, 2007).

Ekonomik büyümenin yaşandığı dönemlerde bile finansal kaynak sorunu yaşayan özel sektör yatırımları, 2008 sonunda başlayan küresel krizin etkisiyle daha zor bir sürece girmiştir. Konjonktürel olarak kriz sonrası yükselmesi beklenen ekonomide arz güvenliği riski de artmıştır. Dolayısıyla enerji politikası ilkelerinden arz güvenliğini

sağlamak için gerekli ve yeterli yatırımların yapılmasını sağlayacak yatırım ortamının oluşturulması gerekmektedir.

Enerji yatırımlarındaki finansal sorunlar ve kaynak sıkıntısı yatırımcı projelerinin masada kalmasına neden olmuştur. Elektrik piyasasının serbestleştirilmesinden sonra pek çok özel girişimci Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu'ndan (EPDK) lisans alarak elektrik üretimi için ilk adımı atmış ancak bu yatırımların büyük bir kısmı finansal kaynak sıkıntısından dolayı gerçekleştirilememiştir.

Her ülkede olduğu gibi, Türkiye de kabul edilebilir bir enerji üretimi fazlasını planlayarak yatırımlarını yönlendirmek durumundadır. Enerji eksiği olduğunda devlet üreticilerden biri olarak devreye girmeli, normal dönemlerde, özel sektörün ürettiği enerjinin kullanılmasını sağlamalıdır. Yani, devlet, enerji üretiminin miktar bazında da düzenleyicisi rolünü üstlenmelidir. 9. Beş Yıllık Kalkınma Planı bu konuda görüş bildirirken uygulamada kamu kurumlarının enerji arzındaki olası boşluğu dolduracak esnekliğe kavuşması gerekmektedir.

5784 sayılı Kanun ile arz güvenliğinin sağlanması amacıyla kapasite mekanizmalarının oluşturulması ve bu kapsamda merkezi bir yarışma yoluyla arz tedariki imkânı getirilmiştir. Nihai bir seçenek olarak ise kamunun üretim yatırımı yapması mümkün kılınmıştır. Tüm bu seçenekler için son karar mercii Bakanlar Kurulu olarak belirlenmiştir (DPT, 2008: 112).

ETKB 2010-2014 Stratejik planında, yerli ve yenilenebilir enerji kaynakların değerlendirilmesinde kaydedilecek aşama ile, doğal gaz talep artışı hakkında orta vadede düşüş sağlanması hedeflemektedir. Doğal gaz arz-talep dengesine ilişkin çalışmalara göre 2011 yılına kadar olan dönemde yıllık gaz talebini karşılamakta sorun bulunmamaktadır. Ancak, talebin yoğun olduğu kış aylarında kaynak ülkelerdeki veya güzergâh ülkelerindeki aksamalar, dönemsel arz-talep dengesizliklerine yol açabilmektedir. Bu kapsamda, 2007 yılında 1,6 milyar metre küp kapasiteli Silivri Doğal Gaz Depolama Tesisi'nin devreye alınması mevsimsel arz güvenliğinin sağlanması açısından oldukça yararlı olmuştur (ETKB, 2009h: 17). Silivri Doğal gaz depolama tesisi sayesinde 2007 yılı doğal gaz tüketiminin %5'i kadar depolama kapasitesi Türkiye için yeterli değildir. Daha büyük bir projeye Tuz Gölü havzası içerisinde yer yüzeyinin 1150 m altındaki tuz tabakalarının arasına doğal gazın depolanması

planlanmaktadır. Yaklaşık 6 milyar metreküp kapasiteli Tuz Gölü Havzası Doğal Gaz Depolama Projesi'yle beraber Türkiye, 2007 yılı tüketiminin %20'si kadar (7,2 milyar m³) depolama kapasitesine sahip olacaktır. Söz konusu projede sismik, sondaj, fizibilite, tasarım ve benzeri mühendislik çalışmaları ile çevresel etki değerlendirmesi Rus PODZEMGAZPROM Limited (PGP), Alman Pipeline Engineering Gmbh (PLE) ve Türk ENVY Enerji ve Çevre Yatırımları Anonim Şirketi (ENVY) firmaları tarafından kurulan bir konsorsiyum tarafından yürütülmektedir. Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı (TPAO), bu konsorsiyumda üç boyutlu sismik araştırmalar ve sondaj çalışmaları gibi konularda görev almıştır (DPT, 2003)

Türkiye'de enerji arz güvenliği doğru anlaşılammıştır. Sürdürülebilir arz güvenliğini mümkün kılacak adımlar yerine ithal kaynaklara dayanan elektrik üretim santralleri kurulmuştur. Enerji arz güvenliğini sağlamak için girişilen, ülke büyüme trendi ve talep koşulları yeterince göz önüne alınmadan yapılan, alım garantili, uluslararası tahkim imkânı tanıyan, yüksek miktartlı doğal gaz anlaşmaları hem dış bağımlılığı arttırmış hem de yerli kaynakların değerlendirilerek kaynak çeşitliliğine gidilmesi imkânlarını oldukça sınırlamıştır.

Arz güvenliğini tesisinde Türkiye'nin yenilenebilir kaynaklardan olan rüzgâr enerjisi potansiyeli, hidrolik potansiyeli ve linyit rezervlerimiz mevcut iken ithal girdiye dayalı arz güvenliği mümkün değildir. Çoğunlukla düşük kaliteli linyitler sınıflamasında yer alan ülkemiz linyitlerinin termik santrallerde değerlendirilmesi sürdürülebilir bir kalkınma için gereklidir. Çevre dostu olan gelişmiş, yakma teknolojileri kullanarak ülkemiz linyitlerini enerjiye çevirdiğimizde, özkaynakların kullanımı artacaktır.

Tablo 11'de doğal gaz talep tahminleri ve gerçekleşen tüketim miktarları arasındaki belirgin fark açıkça bellidir. 1990'lı yılların sonunda ve 2000'li yılların başında, dönemin BOTAŞ yönetimlerinde yapılan ve dönemin Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı yetkililerince ve siyasal iktidarlarca da uygun bulunan doğal gaz talep analizlerinde, talep tahminleri kasıtlı olarak abartılmıştır. Türkiye, bu çarpık ve abartılmış talep tahminleri esas alınarak ihtiyacının ve tüketebileceğinin çok üzerinde doğal gaz ithalatını öngören doğal gaz alım sözleşmelerinin altına imza atmıştır. Tablo 11'de görüldüğü gibi, daha önceki dönemde 2010 yılı için yapılan talep tahmini olan 55 milyar metreküpün yerine 40,7 milyar metreküplük, gene önceki dönemde 2020

yılı için yapılmış olan 82 milyar metreküplük tahminin yerineyse, 42.977 milyar metreküplük revize tahmin yapılmıştır. Tüm ithalat ve ihracat anlaşmaları, maliyetler, politikalar ve ülkemizin bugünü olduğu kadar geleceğini de ilgilendiren senaryolar, bilimsel olarak ve ulusal çıkarlarımız dikkate alınarak yapılması gereken bu tahminlerin etkisinde biçimlenmektedir (Pamir ve Türkyılmaz, 2007). Önceki yıllarda olduğu gibi Türkiye alım garantili ve tahkim yolu açık uluslar arası anlaşmalar gereği kullanmadığımız doğal gazın parasını ödemek zorunda kalmıştır.

Tablo 11. BOTAS'ın 1999-2001-2004 Doğal Gaz Talep Tahminlerinin Karşılaştırılması

1999 Yılı Talep Tahminleri ve Gerçek Tüketim			2001 Yılı Talep Tahminleri ve Gerçek Tüketim			2004 Yılı Talep Tahminleri ve Gerçek Tüketim			2007 Yılı Tahmini	
Yıllar	Talep tahmini [milyon m ³]	Gerçek Tüketim	Yıllar	Talep tahmini [milyon m ³]	Gerçek Tüketim	Yıllar	Talep tahmini [milyon m ³]	Gerçek Tüketim	Yıllar	Talep tahmini [milyon m ³]
1999	15.863	12.382								
2000	19.891	14.566								
2001	27.132	16.027								
2002	35.933	17.378	2002	21.395	17.378					
2003	40.366	20.938	2003	32.470	20.938					
2004	42.766	23.200	2004	36.419	22.108	2004	23.200	22.108		
2005	45.605	26.865	2005	43.599	26.865	2005	24.299	26.865		
2010	54.513		2010	55.102		2010	40.712		2010	44.034
2015	66.788		2015			2015	44.656		2015	54.533
2020	82.108		2020	82.000		2020	42.977		2020	63.205

Kaynak: Uluslararası Gaz Kongresi ve Sergisi (2007)

2.4. ÖZELLEŞTİRME SORUNU

Enerji sektöründe serbestleşmenin temel amacı kesintisiz, zamanında, ucuz elektriğin arzını mümkün kılan yeterli yatırımların yapılmasını sağlayacak yatırım ortamının oluşturulması, rekabet ortamının sağlayacağı sektörde verimlilik artışı yolu ile edilecek kazanımların tüketiciye yansıtılmasıdır.

Türkiye’de özelleştirme serbestleştirme ile birlikte yürütülmektedir. Serbest piyasa ve rekabet konusunda bazı yasaların yürürlüğe girmiş ve ilgili kurumların oluşturulmuş olmasına rağmen, “rekabet” ve “serbest piyasa” kavramları henüz tam olarak anlaşılammış, modelin öngördüğü rekabet olgusu gerçekleştirilememiş, arz

güvenliği tehlikeye düşmüştür. Serbest piyasa modelinde sektörde özel, kamu ayrımı yapmadan her iki kesimin birlikte yatırım yapması sağlanmalıdır. Bu durumda sektördeki faaliyet gösteren kamu kuruluşlarının serbest piyasa ve rekabet şartlarına uyum gösterebilmesi için özertleştirilmeleri gerekmektedir (DEK-TMK, 2006: 2). Dolayısıyla bir ülkenin sosyal ve ekonomik gelişiminde çok önemli bir role sahip olan enerjinin toplumdaki her sektöre zamanında ve yeterli miktarda sunulması Enerji kaynaklarının tüketiminin ve yerli üretim kapasitelerinin bilinmesi, bir ülke için yaşam standardı ve ekonomik gelişmesi açısından önemlidir. Enerji üretim tesisleri, uzun vadeli yatırım ve büyük finansal kaynaklar gerektirmektedir.

Kamu sektöründeki yükü hafifletmek Artan enerji ihtiyacını karşılamak için özel sektör yap-işlet-devret, yap-işlet gibi modellere teşvik edilmektedir. Kamusal teşvikler sürecinde ortaya çıkan sorunlar özelleştirmenin olumlu etkilerini ortadan kaldırmıştır. Sektör özelleştirmeleri ile ilgili yasal ve yönetsel düzenlemelerin çeşitliliği belirsizlik ortamı oluşturmuştur. Yasaların uygulanmasında yaşanan sıkıntılar nedeniyle özelleştirme işlemleri sonucunda ÇEAŞ ve KEPEZ özelleştirmelerinde olduğu gibi zorunlu yargı süreci ağır işlemekte ve büyük oranda başarısızlık yaşanmaktadır.

2.5. PİYASA MODELİ VE REKABET SORUNU

Başlangıcından itibaren toplumun tüm bireylerine bir hak olarak ve eşit şekilde sağlanacak bir kamu hizmeti şeklinde tanımlanan elektrik tedariki, tüm dünyada genellikle bir kamu tekeli tarafından yerine getirilmiş ve bu tekel tüketicilerin taleplerini karşılama yükümlülüğünü üstlenmiştir. Söz konusu model, 1970'li yılların sonlarından itibaren neo-liberal düşünce tarafından eleştirilmeye başlanmış ve sektörün özellikle üretim ve perakende satış hizmetlerinin tekel olmasına gerek olmadığı, rekabete açılarak serbestleştirilmesi ve elektrik enerjisinin kamu hizmeti niteliğinin ortadan kaldırılarak diğer ticari mallar gibi metalaştırılması gerektiği savunulmuştur (Tamzok, 2008b: 14). Bu şekilde serbestleşen piyasada rekabet ortamı oluşarak tüketiciler arzu ettiği firmadan elektrik talebinde bulunabilecektir. Serbestleşen piyasada kamunun yatırımcı rolünden arınması ve mülkiyetindeki tesisleri özelleştirmesi beklenmektedir.

Serbestleştirme çalışmalarının ana unsurları; kamunun elektrik ve doğal gaz sektöründe, iletim haricinde, yatırımcı rolünden tedricen arınması ve mülkiyetindeki tesisleri özelleştirmesi, gerekli yatırımların rekabetçi bir piyasa ortamında özel sektör

tarafından yapılması ile kamunun düzenleyici konumunu güçlendirmesi ve arz güvenliğini temin etmesidir. VIII. Plan döneminde, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile bu sektörler rekabete açılmış ve piyasanın düzenlenmesi amacıyla Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) teşkil edilmiştir.

Türkiye’ de serbestleşmenin sağlanması için gerekli görülen yasal düzenlemeler gerçekleştirilmiştir. Serbestleştirme çalışmaları kapsamında, bir taraftan elektrik sektöründe faaliyet gösteren kamu kuruluşları yeniden yapılandırılırken diğer taraftan şehir içi doğal gaz dağıtımı özel sektör eliyle yaygınlaştırılmıştır. Ayrıca, 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanunu ile petrol ürünlerinde ve Sıvılaştırılmış Petrol Gazları (LPG) Piyasası Kanunu ve Elektrik Piyasası Kanununda Değişiklik Yapılmasına Dair 5307 sayılı Kanun ile LPG’de piyasa faaliyetlerinin şeffaf, eşitlikçi ve istikrarlı biçimde sürdürülmesi için EPDK tarafından gerekli düzenleme, yönlendirme, gözetim ve denetim faaliyetlerinin yürütülmesi sağlanmıştır (DPT, 2006: 25). Enerjideki her alt sektör için düzenlen yasal düzenlemelerin açık ve net olması gerekirken farklı yorumlamalar ve belirsizlikler ortaya çıkmaktadır. Ayrıca yasal düzenlemelerin sürekli değişmesi piyasada güven eksikliğine yol açmıştır. Bu nedenle özel sektör serbest bir piyasanın inşası için gereken yatırımları kısmış dolayısıyla hedeflenen serbestleşme ve rekabet ortamı sağlanamamıştır.

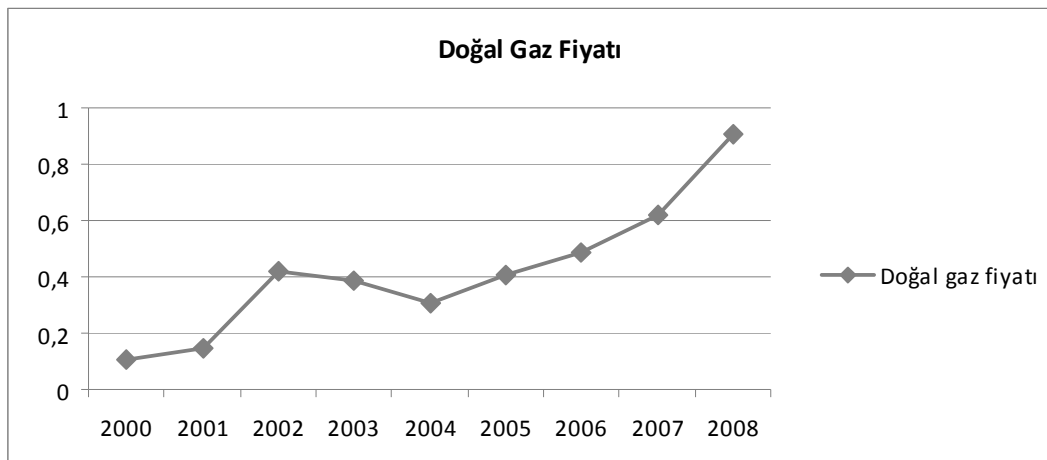
4628 sayılı yasada enerji piyasasında için yetkilendirilmiş olan Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu’nun vermiş olduğu lisansları takip sorumluluğunun temel hedefi lisansların yatırıma dönüştürülmesi olmalıdır. Belirsizlik ortamında sıfırdan yatırım yapmak yerine daha karlı hale gelen özelleştirmeleri tercih eden özel sektör temsilcileri yoğun enerji yatırımlarından vazgeçmiş dolayısıyla serbestleşme çabaları olumsuz etkilenmiştir. Elektrik piyasasında serbestleşmeyle beraber kamusal yatırımların önlendiği süreçte kurulu güç artışı yavaşlarken, enerji sektörü yapılanmasında özel sektörün yükselişi ve kamusal payın azalışı Tablo 12’de verilmiştir. 2001 yılında kurulu güçte kamu payı %74,3 iken özel sektör %25,7’lik paya sahip olmuş, 2007 yılına geldiğimizde kamu payı %58,6’ya düşmüş, özel sektör payı ise %41,4 yükselmiştir. Bu süreçte özel sektörden beklenen yatırımlar tam olarak gerçekleşemediği için piyasanın serbestleşmesi sürecide uzamıştır. 2001 yılında yaşanan krizden sonra yükselen ekonomide özel sektör yatırımları çabuk kurulabilen doğal gaz santralleri başta olmak üzere yerli kaynaklardan ziyade ithal kaynaklara yönelmeyi tercih etmiştir.

Tablo 12. Kurulu Güçte Kamu- Özel Sektör Payı Gelişimi (MW)

Yıllar	Kamu	Özel	Toplam	Kamu Payı	Özel Payı
2001	21063.3	7269.1	28332.4	74.30%	25.70%
2002	21058.3	10787.5	31845.8	66.10%	33.90%
2003	21793.3	13793.7	35587	61.20%	38.80%
2004	21789.6	15034.4	36824	59.20%	40.80%
2005	22584.6	16258.9	38843.5	58.10%	41.90%
2006	23715.9	16785.9	40564.8	58.60%	41.40%
2007	24016.5	16812.2	40835.7	58.60%	41.40%

Kaynak: Cumhuriyet Enerji Dergisi (2008)

Şekil 17’de 2001 yılında doğal gaz fiyatlarında hızlı bir artış görülürken, 2004 yılında hafif bir azalma ve ardından fiyatların tekrar artışı söz konusu olmuştur. Bu süreçte yükselen fiyatlara karşın elektrik fiyatının sabit olması özel otoprodüktörler ve enerji KİT’leri için zarara yol açmıştır. Enerji KİT’lerinin zararları nedeniyle hazinenin yükü de artarken, ETKB, DPT müsteşarlığı, EPDK ve ilgili Kamu kurumları görüşmeleri sonucunda 14.02.2008 tarihinde Enerji KİT’lerinin uygulayacağı “Maliyet Bazlı Fiyatlandırma Mekanizmasının Usul ve Esasları” başlıklı Yüksek Planlama Kurulu Kararı yayınlanmıştır. Maliyet bazlı fiyatlandırma, fiyat mekanizmasının tesisi, üretici kurumların olumlu etkilemesi beklenirken bu kararın sadece kamu kurumları için geçerli olması otoprodüktörleri zor durumda bırakmıştır. Devlet hazinesini korumak için alınan kararlar kamu kurumlarını kara götürürken, serbest piyasada rekabet ortamında elektrik üreten otoprodüktörler olumsuz etkilenmiştir.

Şekil 17. Yıllar İtibariyle Doğal Gaz Fiyatı (TL/m³)

Kaynak: ETKB (2009)

Doğalgaz, ithal kömür, fueloil, motorin, nafta gibi dış kaynaklı sayabileceğimiz elektrik santralleri kapsamında 2002 yılında yüzde 62 olan sahiplik oranını 2007’de yüzde 75’e çıkararak özel sektörün hidrolik, rüzgâr, linyit ve taşkömürü olmak üzere yerli kaynaklara dayalı santraller içindeki yüzde 15,3’lük payı ise yüzde 13’e geriledi. Kamunun dış kaynaklı santraller içinde 2002 yılında yüzde 38 olan payı, 2007 yılında yüzde 25’e düşerken, yerli kaynaklara dayalı santraller içindeki payı ise yüzde 85’den yüzde 87’ye çıkabilmiştir (Salman, 2008: 20). Piyasanın serbestleşmesi sürecinde kar odaklı hareket eden özel sektör yatırımlarını yerli kaynaklara yönlendirmek zorlaşmış kamusal yatırımlar serbestleşme politikaları doğrultusunda engellenmiş, kurulu güçte ithal kaynak girdisini temel alan bir yapılanma meydana gelmiştir.

2007 yılı Temmuz ayında AB üyesi 27 ülke AB’nin 2003 yılında gösterdiği direktifler doğrultusunda elektrik ve doğal gaz piyasasını rekabete açtılar. Bu tarihten önce AB’nin 10 üye ülkesinde enerji piyasasında serbestleşme ve rekabet ortamı sağlanmıştır. Diğer üye ülkelerde ise aksak rekabetin engellerini kaldırmak ve son tüketiciye karşı fiyatı korumak için düzenlemeler hala uygulanmaktadır (Vattenfall, 2007: 21).

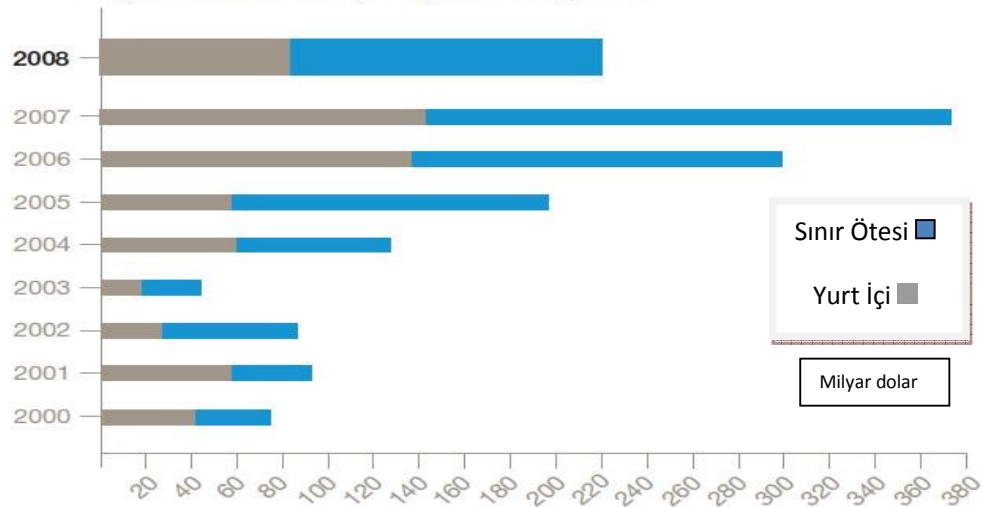
Yeni elektrik piyasası modelinin uygulanmasıyla beraber sektörde rekabetin sağlanması, böylece verimlilik artışı, maliyetler ve fiyatlar düşmesi beklenmektedir. Fakat son yıllarda elektrik sektöründe özelleştirmeye giden Avrupa Birliği ülkelerinde enerji fiyatlarının yükselmesi gibi piyasa modelinin tam işlemediği durumlar ortaya çıkmıştır. Kar amacı güden şirketler sektörel sorunları ortadan kaldırılması için uzun vadeli yatırımlardan kaçınılmaktadır. Yoğun finansal güce sahip olamayan şirketlerde, sermayenin istenen düzeye ulaşmaması, yatırımları azaltırken; finansal sıkıntı yaşayan şirketlerin devirlerine yol açarak dev enerji şirketlerini ortaya çıkarmıştır. Bu nedenle serbestleşmeyle beraber rekabet ortamı oluşması beklenirken tekelleşen dev şirketlerin doğuşu nihai tüketiciler açısından oldukça tehlikelidir.

Küresel piyasalarda faaliyet göstermekte olan dev elektrik şirketlerinin hareketleri incelendiğinde, eğilimin, rekabet değil tam tersine konsolidasyon ve tekelleşme yönünde olduğu açık bir şekilde görülmektedir. Elektrik piyasalarında neo-liberal yeniden yapılanma sürecinin temel görüntüsünü, süper şirketlerin, şirket satın alma ya da birleşme yoluyla yatay ve dikey yönlerde büyümeleri oluşturmaktadır. Söz konusu şirketler, bir taraftan yurtiçi ya da yurtdışında benzer faaliyet gösteren şirketleri satın alarak yatay yönde, diğer taraftan elektrik

ya da gaz sektörlerinde üretimden satışa tüm tedarik zinciri boyunca birleşme ve satın almalar gerçekleştirerek dikey yönlerde tekel yapılarını geliştirmektedirler (Tamzok, 2008b: 14).

2003 yılına göre harcamalardaki artış ise yaklaşık 9 kat düzeyindedir. Şirket birleşme ve satın almalarına harcanan paranın her geçen yıl giderek artması ve yabancı şirketlerin ulusal pazarlara girişlerinin hızlanması, sektörde konsolidasyon ve tekelleşme eğilimlerinin giderek artmaya devam edeceğine ilişkin ipuçlarını vermektedir. Avrupa komisyonu yaklaşık 20 yıldır enerjide serbest bir piyasa oluşturmaya çalışmaktadır. 2006 yılı itibariyle Avrupa’ da enerji, hizmeti sunan dev şirketler serbestleşme sürecinde piyasa hâkimiyetleri artarak tekeli yapı ortaya çıkmaktadır. Serbest piyasada elektrik üreten Fransız EDF, Alman RWE ve E.ON şirketlerinin Avrupa pazarındaki payları %30 in üzerine çıkmıştır. Satın almaların şirket birleşmelerinin arttığı konsolidasyonun hızlandığı Avrupa’da tekelleşen piyasadan AB vatandaşlarının zarar göreceği beklenmektedir.

Şekil 18. Dünya Elektrik Ve Gaz Endüstrilerinde Şirket Birleşme ve Satın Alma Amacıyla Yapılan Sınır Ötesi Ve Yurtiçi Toplam Harcamalar



Kaynak: Pricewaterhouse Coopers, Power Deals (2008)

Enerji sektöründe dikey yönde entegrasyona sahip şirketler büyük avantajları kendi ticaret stratejileriyle formüle ettikleri formasyon becerisiyle fırsat dönüştürmüşlerdir. Küçük şirketlerin çabaları ise üretim kayıplarını ve pozisyon ayarlama konularında oldukça geç kalmışlardır. Ayrı küçük üye ülkeler korumacı politikalarla komşularını izole etmede çok sık anlamlı bir rekabet mücadelesi vererek

şeffaf bir elektrik ve gaz piyasası oluşumunda başarısız olmuşlardır. Sonuç olarak dağıtım sistemi operatörleri hane halkı için rekabet ortamının açılmasında başarısız oldukları görünmektedir (Commission Of The European Communities, 2007: 8).

Serbest piyasa modeli Avrupa'da başarısız olurken Türkiye'de ise elektrik sektöründe aynı piyasa modelini kopyalamaya çalışmaktadır. Serbestleşme sürecinde enerji arz güvenliği, ulusal güvenlik göz ardı edilmiştir. Bu gelişmelere rağmen ithal kaynaklarda artan kapasite kullanımı ve dışa bağımlılık artmakta, yeni enerji yatırımları gerektirirken piyasa modeli Türkiye enerji sorununa çözüm getirmesi beklenmektedir.

ÜÇÜNCÜ BÖLÜM

ENERJİ SORUNUNA ALTERNATİF ÇÖZÜMLER

1990'lı yıllarda Dünya Bankası'nın önerdiği modeller doğrultusunda kurulan yap-işlet ve yap-işlet-devret santrallerinin kurulmasıyla kamu eliyle yapılan ulusal enerji politikasında dönüşümler başlamıştır. Devletin “alım garantisi” ile tutundurmaya çalıştığı özel sektör, yoğun enerji yatırımlarını gerçekleştiremediği için enerji riski ve arz güvenliği tehlikeli bir sürece girmiş bulunmaktadır. Enerji piyasasında liberalleşme ile verimliliğin artması beklentisiyle yapılan özelleştirmeler, AKTAŞ özelleştirmesinde 2,4 katrilyonluk zararlar hazineye yük olurken; ÇEAŞ ve KEPEZ özelleştirmelerinin başarısızlığı kaynakların israfına yol açmıştır.

Enerji fiyatlarının dünya genelindeki hızlı artışı enerji sektöründe yeni sorunlara dolayısıyla yeni arayışlara neden olmuştur. Birçok sektörün maliyet girdisi olan enerji fiyatlarındaki dalgalanma yalnız enerji sektöründe sınırlı kalmayıp diğer sektörlerde de maliyet artışlarına neden olmuştur. Petrol ve doğal gaz fiyatlarındaki belirsizlik ve Türkiye'nin dış kaynaklara bağımlılığı temel bir enerji politikası dahilinde dikkatli ve planlı bir şekilde yürütülmelidir. Türkiye'nin enerji sorununa alternatif çözümlerinin temelinde yerli kaynak ve yerli teknoloji ve yerli mühendislik üçgeni kurulmalıdır. Bu temel girdilerden birinin eksik olması sektörün gelişmesinde sorun yaratacaktır. Mevcut potansiyel kaynaklar dâhilinde oluşturulacak temel enerji politikası, yerli enerji kaynaklarını maksimum derecede kullanmayı hedef almalıdır. Risk unsurunu minimize etmek için enerji portföyü yaklaşımıyla yerli potansiyele ağırlık veren kurulu güç yeniden yapılandırılmalıdır. Enerji portföyüne dâhil edilecek yerli kaynakların başında fosil enerji kaynaklarından linyit rezervleri ve diğer taraftan yenilenebilir enerjide ise hidrolik, rüzgâr, jeotermal ve güneş enerjisi açısından zengin potansiyele sahiptir. Diğer fosil kaynaklardan petrol, doğal gaz üretim ve arama faaliyetlerine hız verilmeli, TPAO'nun arama faaliyetleri için bütçesi artırılması gerekmektedir.

3.1. LİNYİT REZERVLERİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

Türkiye'nin enerji portföyüne dâhil edilecek linyit rezervleri bol olsa da kurulu güçte aynı oranda paya sahip değildir. 2007 yılı linyite dayalı itibarıyla termik santrallerin kurulu gücün %20'sini oluştururken, taşkömürü ve ithal kömür tüketen

diğer termik santraller %7,9 paya sahiptir (TEİAŞ, 2009). Dünyanın pek çok yerinde bulunan kömür, güvenilir aynı zamanda düşük maliyetlerle elde edilebilen temiz bir fosil yakıt olduğu için enerji üretiminde büyük öneme sahiptir. 2003 yılında dünyada elektrik enerjisi üretiminde %40,1 oranında kömür kullanılmıştır. Kömür rezervleri açısından zengin ülkelerde, elektrik enerjisinde kömürün kullanımı %46 civarındadır. 2002 yılı itibariyle Almanya ve ABD’de yüzde 51, Çin ve Avustralya’da yüzde 78, Çek Cumhuriyeti’nde yüzde 67, Hindistan’da yüzde 70, Kazakistan’da yüzde 71, Polonya’da yüzde 95, Güney Afrika Cumhuriyetinde yüzde 92 şeklindedir (Tamzok, 2007: 81).

Türkiye, 7,339 milyon tonu görünür olmak üzere, toplam 8,375 milyon ton linyit rezervine sahiptir. Mevcut rezervin %68’i, 4,18-8,36 MJ/kg gibi düşük bir ısıl değere sahip olduğundan, üretilen linyitler ağırlıklı olarak termik santrallerde tüketiliyor. Bu rezervlerin, yaygın olarak buldukları yörelerde temiz yakma teknolojilerine dayalı 100-150 MW’lık linyit santrallerinin kurulmasıyla güç üretiminde kullanılmalarına devam edilebilir (TÜBİTAK: 2003: 9).

Yerli kömür kaynaklarının ekonomiye kazandırılması amacıyla TKİ Genel Müdürlüğü uhdesinde bulunan kömür sahalarının santral yapma koşuluyla özel sektöre devredilmesine yönelik çalışmalar kapsamında toplam 1.400 MW Kurulu güçte termik santral kurmak üzere 6 adet saha rödövans modeli ile özel sektörün kullanımına açılmıştır. ETKB’nın tahminlerine göre dış kaynaklı doğal gazın elektrik üretiminde kullanılması yerine rezervleri belirlenen ve termik santral kurulabilecek özellikte olan linyit sahalarımız hızla devreye sokulması ve bilinenlere yeni ünitelerin ilavesi ile kurulu gücümüzün 10.000 MW daha artırılması mümkündür (ETKB, 2009i). ETKB’nın bu öngörüsüne ilave olarak rezervlerin bulunduğu bölgede yöre sanayisiyle bütünleşik, istihdam imkânlarıyla gelir dağılımında katkısı olan, çevrenin korunmasına önem veren bir anlayış benimsenmelidir. Linyit rezervlerinin yaklaşık yüzde 45’i Afşin-Elbistan havzasında yer almaktadır. Diğer rezerv belirleme çalışmaları tamamlanmalı ardından havza genelinde bütüncül bir planlama anlayışı içerisinde kaynak kaybına izin vermeyen bir işletmecilik gerçekleştirilmelidir.

Türkiye’deki linyit madeni kendine has özellikleri vardır. Linyit yatakları, bunların rezerv miktarları ve özellikleri incelenmeli, coğrafi yapıya göre değişiklik gösteren linyit potansiyeline uygun yöntemler geliştirilmelidir. Kullanım yerine göre en

verimli tüketimi sağlanması açısından mevcut linyit yataklarının özellikleri tahlil edilmeli, ısıl değerlerine göre ayrıştırılmalı ardından sağlıklı bir şekilde tüketim sektörlerine verilmelidir. Ayrıca termik santrallerde yanma sistemleri de rezerv özelliklerine göre tasarlanmalıdır. Modern uygulamalar için AR-GE yatırımları, akademik araştırmalara önem verilmeli, bu konuda özel sektör, üniversiteler ve kamusal kurumlar şeffaf verimli ve etkin bir çalışma grubu oluşturmalı, madencilikte geniş bilgi ve beceriye sahip olan Türkiye Kömür İşletmeleri çatısı altında mevcut kaynakların projelendirilmesi ve işletmeye alınması süreçleri hızlandırılmalıdır.

3.2. YENİLENEBİLİR ENERJİ POTANSİYELİNİN DEĞERLENDİRİLMESİ

Fosil yakıtların tükeneceği beklentisi, yükselen fiyatları, iklim değişikliği gibi nedenlerle yeni arayışlar küresel ölçekte yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı sürecini başlatmıştır. Ulusal güvenliği bölgesel gelişmeyi destekleyen istihdam imkânı sağlayan, enerji çeşitliliği sağlayan yeni ve yenilenebilir enerji kullanımı tüm dünya genelinde hız kazanmıştır.

Türkiye’de kömürden sonra ikinci sırada yer alan yenilenebilir enerji kaynakları önemli miktarda potansiyele sahiptir. Hidrolik potansiyel 36.000 MW Jeotermal enerjide 31.500 MW, rüzgâr enerjisi potansiyeli çok verimli 8.000 MW ve orta verimli 40.000 MW, biyokütlede 16,9 MTEP ve güneş enerjisinde 80 MTEP civarında yerli potansiyel mevcuttur.

Yenilenebilir enerji kaynakları potansiyelinden faydalanmak için alım garantisi getirilmiştir. Bu amaçla Yenilenebilir Enerji Kanunu (2005) sayesinde elektrik dağıtım şirketlerine yenilenebilir enerjiyi "YEK" belgeli tesislerden 10 yıl boyunca, toptan enerji fiyatından alma garantisi getirilmiş, üretilen elektrik enerjisi için 5-5,5 avro-cent alım garantisi verilmiştir. Yasal düzenlemeler çerçevesinde desteklenen yenilenebilir enerjinin daha yaygın kullanılması hedeflenmelidir. Alım garantisi veren kamusal düzenleme aynı zamanda çevreye katkısı olan Yeşil enerjiye kullanım zorunluluğu getirilmeli ve teşvik edilmelidir (DEK-TMK, 2006, s. 4).

Yenilenebilir enerjide projeksiyon bazında beş yıllık süreçler itibariyle hedefler konulmalı, yıllık ilerlemeler ve hedeflerin gerçekleşme oranı raporlanmalıdır. Yasal

süreçler düzenleme ve lisans işlemlerinde engelleyici unsurlar kaldırılmalıdır. Enerji sektöründe hizmet veren kamu ve özel kurumların portföyünde kurulu gücünün belli oranında yenilenebilir enerjinin de yer alması zorunlu hale getirilmelidir.

Yenilenebilir enerji potansiyelinde daha somut ulusal hedefler konulmalı ve ülke kaynakları bu yönde etkin kullanılmalı işletmeye alınma süreleri hızlandırılmalıdır. Hedeflere ulaşma yönünde yapılan çalışmalar performans göstergeleri ile takip edilebilmelidir. Bu nedenle planlama süreçlerinde sayısal somut hedefler konulmalı ve gerçekleşme oranı ile plan ve uygulamalar değerlendirilmelidir. Avrupa Komisyonu'nun bu konuda "Topluluk Stratejisi ve Faaliyet Planı olan Beyaz Bildiri"yi (White Paper for a Community Strategy and Action Plan) 1997 yılında üye ülkelere direktif olarak sunmuştur. Bildiride 1997 yılında %6 oranında kullanılan yenilenebilir enerji kaynaklarının 2010 yılı için iki katına (%12) çıkarılması kararlaştırılmıştır (European Commission, 1997: 37). Beyaz bildiride yenilenebilir enerji kullanımının gelişmesi ve teknolojik gelişim için ülkelerin ve özel şirketlerin daha verimli çalışmasında büyük katkısı olmuştur.

Beyaz Bildiri'nin ardından tamamlayıcı rolü üstlenen ve arz güvenliğini temel alan Yeşil Bildiri (Green Paper Towards a European Strategy for the security of energy supply) kabul edilmiştir. Yeşil Bildiri'de, AB ülkelerinin enerji ihtiyacının %50 ithalat bağımlı olduğunu ve 20 yıl içerisinde %70'e ulaşacağı tahmin edilmektedir (European Commission, 2000: 68).

Tablo 13. En Büyük Avrupa Şirketlerinin Yenilenebilir Enerji Yatırım Programları

Firma	Ülke	Program Süreci	Yatırım Tutarı (Milyar Dolar)
E. ON	Almanya	2007-2010	60
EDF	Fransa	2006-2008	26
RWE	Almanya	2007-2011	25
Enel	İtalya	2007-2011	20
Suez	Fransa	2007-2010	20
Vattenfal	İsviçre	2008-2012	18

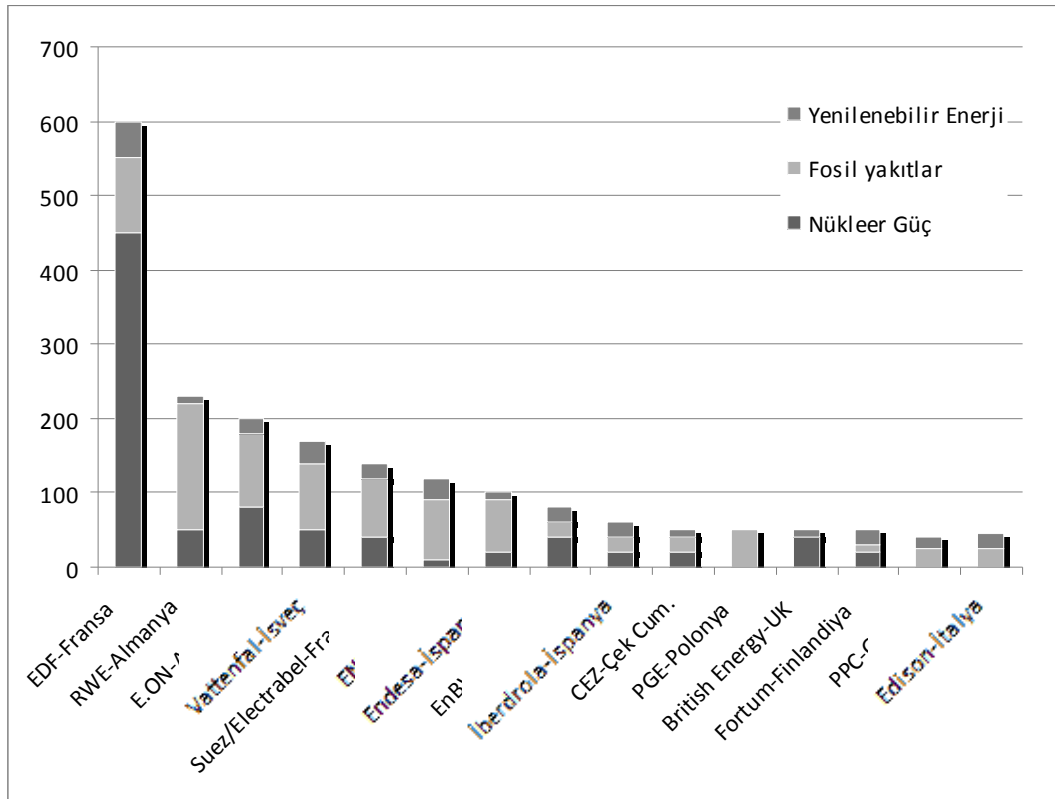
Vattenfal Annual Report 2007 verileri kullanılarak hazırlanmıştır.

Büyük teknoloji yoğunluğunun eksikliği konusunda mevcut imkânların gelişmesi için üye ülkelere direktifler sunan komisyonun uzun dönem hedefleri enerji arz güvenliğini sağlamak, çevresel tehditleri azaltmak ve teknoloji pazarındaki payını

korumak istemesidir. Şekil 19’da Avrupalı dev şirketlerin enerji yatırımları görülmektedir. Almanya, Danimarka, İspanya, Finlandiya gibi ülkelerde yenilenebilir enerji politikasında daha kararlı disiplinli ve düzenlemeler uygun olduğu için kullanımı daha yaygındır.

Şekil 19’da görüldüğü üzere pek çok batı Avrupa şirketi iletim ağlarını genişletmek ve güçlendirmek ve karbon emisyonunu azaltmak için yenilenebilir enerji konusunda güç istasyonlarını baştan sona yenileme amacıyla yoğun yatırım programı başlatmıştır (Vattenfall, 2007: 27).

Şekil 19. Avrupa’nın En Büyük Enerji Üreticileri 2006



Kaynak: Vattenfall Annual Report (2007)

Her ülkenin elektrik üretiminde yenilenebilir enerji payının gelişmesi için direktiflerde bulunan Avrupa Komisyonu’nun aldığı kararlar Türkiye’ye yenilenebilir enerji konusunda yol göstermektedir. Ülkemizdeki yenilenebilir enerji potansiyelinin değerlendirilmesinde kamu kurumlarının düzenlemelerin teşvik edici mekanizmalarının geliştirilmesi, teknoloji üretimi konusunda devletin sunduğu bir altyapıda

araştırmacıların, üniversitelerin ve özel sektörün proje üretmeleri ve yatırımlara dönüştürülmesi desteklenmelidir.

3.2.1. Hidrolik Enerji Potansiyelinin Değerlendirilmesi

Çevre dostu Hidrolik potansiyelin kullanım oranı %38'den daha yukarılara taşıma hidrolik kurulu güç arttırılmalıdır. Bu konuda potansiyel değere sahip akarsu ve nehirler DSİ'nin teknik desteği ve birikiminden faydalanarak işletmeye alınmalıdır. Düşük potansiyel risk ve puant çalışma özellikleri sayesinde diğer rüzgâr ve güneş gibi hava şartlarına bağlı değişen diğer yenilenebilir kaynakların tamamlayıcısı olması nedeniyle boşa akan suların değerlendirilmesi gerekmektedir.

Yakıt masrafı olmayan hidrolik enerji yatırım maliyeti açısından doğal gaz dışında nükleer ve termik santrallere göre daha ekonomiktir. Bu tür santraller ani talep değişimlerine cevap verebilmektedir. Bu nedenle ülkemizde de pik santral olarak kullanılmaktadır. Hidroelektrik Santraller, çevreyle uyumlu, temiz, yenilenebilir, pik talepleri karşılayabilen, yüksek verimli (% 90'ın üzerinde), yakıt gideri olmayan, enerji fiyatlarında sigorta rolü üstlenen, uzun ömürlü (200 yıl), yatırımı geri ödeme süresi kısa (5-10 yıl), işletme gideri çok düşük (yaklaşık 0,2 cent/kWh), dışa bağımlı olmayan yerli bir kaynaktır (DSİ, 2009b).

Küçük potansiyele sahip suların değerlendirilmesi, kısa sürede işletmeye alınması bunduğu bölge ihtiyacını karşılaması nedeniyle şebeke ve iletim kayıplarını ortadan kaldıracaktır. Bu nedenle yeşil enerji politikası hidrolik enerjiyi temel alması durumunda verimliliğin artması, maliyetlerin azalması sağlanmış olacaktır.

3.2.2. Rüzgâr Enerjisi Potansiyelinin Değerlendirilmesi

Yakıt maliyeti olmayan rüzgâr enerjisi enerji arzı güvenliği açısından yakıt fiyatı risklerini ortadan kaldırmıştır. Bu nedenle politik ve tedarik riskleri açısından diğer ülkelere bağımlılığı azaltan yerli ve her zaman kullanılabilir bir kaynaktır.

Türkiye'de rüzgâr farklı hızlarda esmektedir. 2007 yılında gerçekleştirilmiş olan Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) ile ülkemizde yıllık rüzgâr hızı 8,5 m/s ve üzerinde olan bölgelerde en az 5.000 MW, 7,0 m/s'nin üzerindeki bölgelerde ise en az 48.000 MW büyüklüğünde rüzgâr enerjisi potansiyeli bulunduğu tespit edilmiştir (ETKB, 2009f). Coğrafik bilgi sistemlerinden ve uydu görüntülerinden faydalanarak

hazırlanan REPA, yatırımcılara yol göstermektedir. Yatırımcılar ilgilendikleri alanların rüzgâr kaynak bilgilerini, EİE Genel Müdürlüğüne başvuru yaparak temin edebilmektedirler. Noktasal ve alansal bilgi taleplerinin raporlanması, belirlenecek olan rüzgâr kaynak alanlarına rüzgâr türbinlerinin otomatik olarak yerleştirilmesi, 30 ve 70 metre yükseklikte ve güç yoğunluğu ve kapasite faktörü haritalarının oluşturulması, belirlenen rüzgâr santral alanının (RES) referans elektrik enerjisi üretim değerinin hesaplanması, istenilen türbin tipine ait teknik değerlerin girilmesi REPA yazılımına ilave edilmiştir (ETKB, 2008b: 66). Bu ölçümler farklı rüzgâr hızlarına göre farklı projelerin yapılması gerektiğini göstermektedir. Değişken hava koşullarına, arazi yapısına göre ve mevsimsel değişimlerine göre mühendislik bilgileri doğrultusunda rüzgârgülü yükseklikleri ve türbin özellikleri ayarlanmalıdır.

Türkiye'nin rüzgâr enerjisi potansiyeli zamana ve mevsimsel etkenlere göre değişme gösterirken, Araştırmacılar bu konuda farklı sonuçlara ulaşmışlardır. 1993 yılında Wijk ve Coelingh tarafından yapılan çalışmada teorik potansiyelin 83000 MW olduğu fakat ekonomik olarak değerlendirilebilecek potansiyelin 10000 MW olarak hesaplanmıştır (Akdağ ve Güler, 2007: 18).

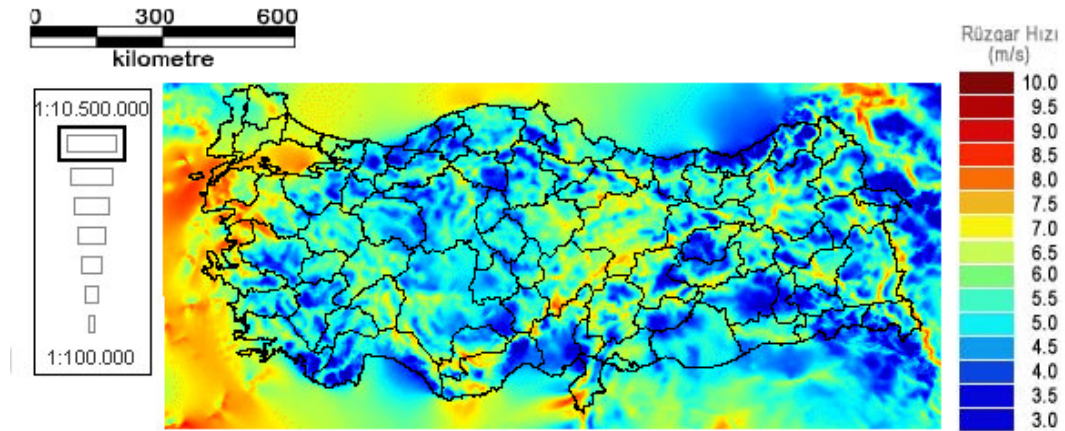
Rüzgâr potansiyeli değerlendirilirken rüzgâr hızının 7-7,5 m/s'den fazla olan yerler seçilmelidir. Bu hızı yakalayabilmek için seçilen türbinlerin yerden ne kadar yüksek olması gerektiği tespit edilmeli ve bu kıstaslara projelendirilmelidir. Şekil 20'de görüldüğü üzere 50 metreden sonra Marmara Bölgesi ve Ege Bölgesinin kıyı kesimlerinde rüzgâr hızı yükselmektedir. Bu koşullar da 50 metreyi aşan rüzgâr türbinlerinden oluşan projeler ekonomiktir. Gelişen teknoloji sayesinde yenilenen rüzgâr türbinleri, Türkiye'nin birçok bölgesinde 100 m ve üzeri yüksekliklerde artan rüzgâr hızlarıyla daha verimli ve ekonomik çalışabilir. Bu nedenle hızla gelişen rüzgâr enerjisi sürdürülebilir bir enerji kaynağı olarak kesinlikle değerlendirilmelidir.

Tablo 14. Türkiye Toplam Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli – 50 m

50 m'de Rüzgâr Hızı	50 m'de Rüzgâr Gücü (W/m ²)	Toplam Alan (km ²)	Rüzgâr Arazi Yüzdesi	Toplam Kurulu Güç
7,5 - 8,0	400-500	5851,87	0,8	29259,36
8,0 - 8,5	500-600	2598,86	0,4	12994,32
8,5 - 9,0	600-800	1079,98	0,1	5399,92
>9,0	>800	39,17	0	195,84
Toplam		9569,89	1,3	47849,99

Kaynak: ETKB (2008), Mavi Kitap: Ankara.

Şekil 20. Türkiye’de 50 m Yükseklikte Rüzgâr Hızı



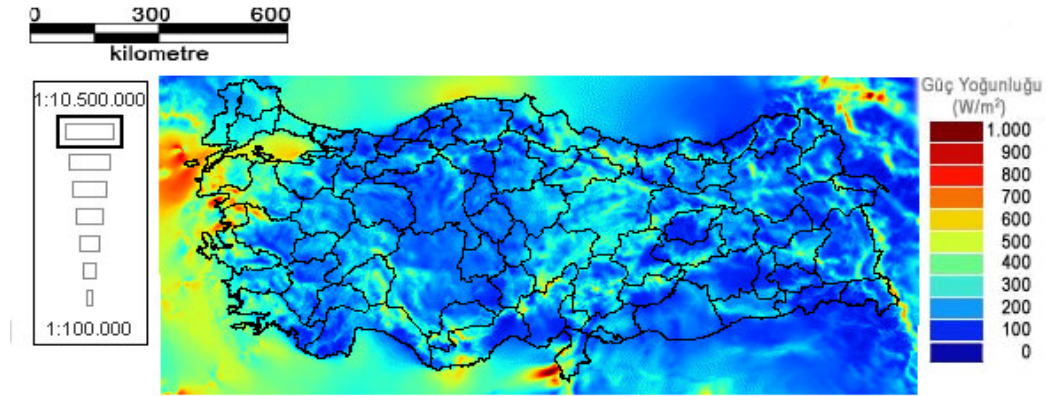
Kaynak: REPA (2009)

2008 Yılı başı itibariyle rüzgâr kurulu gücümüz 354,7 MW düzeyine ulaşmıştır. Bu rakam rüzgâr enerjisi potansiyelinin %1’inden daha azdır. ETKB’nın rakamlarına göre Yenilenebilir Enerji Kanununun yürürlüğe girmesinden sonra 3363 MW kurulu gücünde 93 adet yeni rüzgâr projesine lisans verilmiştir. Bu projelerden yaklaşık 1.100 MW kurulu gücünde santrallerin yapımı devam etmektedir. Lisansı verilen projeler yaklaşık %33 oranında inşasına başlanmaktadır. Bu durumun temelinde Avrupalı ABD’li üreticilerinin yükselen türbin talebi karşısında siparişler için iki yıl sonrasına gün vermeleridir. Aşırı talep artışıyla yükselen fiyatlar, bekleyen projeler ve işletmeye alınması gereken rüzgâr potansiyeli atıl beklemektedir. Rüzgâr enerjisi, nükleer enerji gibi yoğun teknoloji gerektirmediği için rüzgâr teknolojilerinde yerli mühendisliğin geliştirilmesi ve içselleştirilen teknoloji ile orta vadede geniş rüzgâr kurulu gücü verimli bir şekilde artırılmalıdır.

Coğrafik pozisyona bağlı olarak Türkiye’nin çeşitli hava alanlarında farklı değerlerde rüzgâr enerjisi potansiyeli mevcuttur. Özellikle Marmara ve Ege Bölgesinde ve Karadeniz kıyılarında yaz ayları dışında yoğun bir rüzgâr potansiyeli vardır. Karadeniz bölgesinin, rüzgâr enerjisi potansiyeli olmasına rağmen, coğrafik yapısı ve dağların uzanış şekli engel teşkil etmektedir. Rüzgâr enerjisi potansiyeli açısından en cazip bölgeler Marmara denizi bölgesi, Akdeniz kıyıları, ege denizi kıyıları ve Anadolu’nun bazı karasal kesimleridir. Literatürdeki en büyük hız değerleri Bandırma’da 5,1-5,2 m/s, Bozcaada’da 6,3-7 m/s, Karabiga ve Karaburun’da 6,4 m/s,

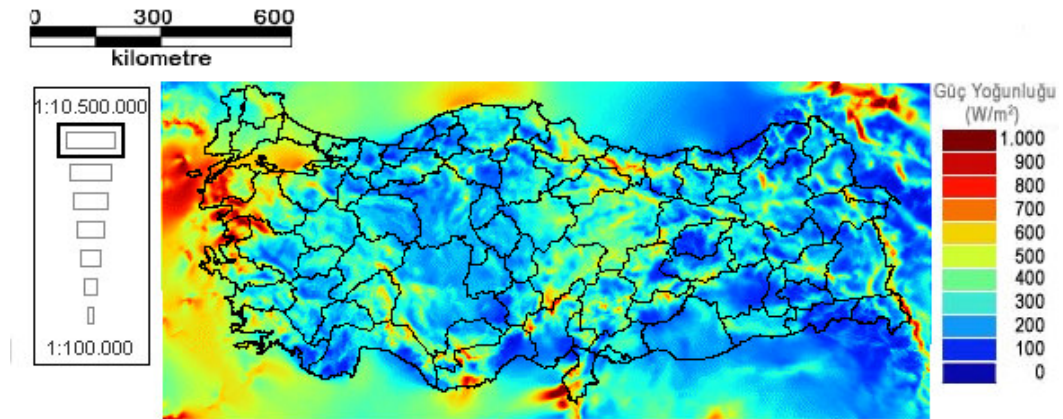
Nurdağı'nda 7,1 m/s, Senköy'de 7,4 m/s olarak ölçülmüştür. Türkiye'de rüzgâr enerjisi potansiyeli olan alanların %89,3 ünde rüzgâr enerji yoğunluğu 40 W/m^2 'nin altında iken, %10,7 lik kısımda bu oran 40 W/m^2 'nin üzerindedir (Aras, 2003; Gencer vd., 2009: 3).

Şekil 21. Türkiye'de 50 m Yükseklikte Rüzgâr Güç Yoğunluğu



Kaynak: REPA (2009)

Şekil 22. Türkiye'de 100 m Yükseklikte Rüzgâr Güç Yoğunluğu



Kaynak: REPA (2009)

2006 yılında uydu fotoğraflarını kullanarak hazırlanan REPA verilerine göre 50 m yükseklikteki karasal bölgelerde 300 w/m^2 'den büyük olan 131756 MW'lık, derinliği 50 m olan denizlerde ise 17393 MW'lık bir potansiyelin olduğu hesaplanmıştır (Kenisarın vd., 2006:342). 25.09.2007 tarihli Rüzgâr Enerjisi potansiyeli

Değerlendirilmesi Hakkında Yönetmeliğe göre EİE, Güç yoğunluğu en az 250 W/m² olan alanları RES kurmaya elverişli olarak belirlemiştir ve güç yoğunluğu 300 w/m² olan alanlar için yapılan başvuruları değerlendirmeye almayarak EPDK'na geri iade edileceği belirtilmiştir.

Tablo 15. Bölgeler İtibariyle Türkiye'nin Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli

Bölge	Yıllık Ortalama Rüzgâr Güç Yoğunluğu (W/m ²)
Akdeniz Bölgesi	21,36
Ege Bölgesi	20,14
Karadeniz	23,47
Doğu Anadolu Bölgesi	13,19
Güneydoğu Anadolu Bölgesi	29,33
Marmara Bölgesi	51,91

Kaynak: Energy Source (2001)

Tablo 15'de görüldüğü üzere, Türkiye'nin çeşitli bölgelerindeki rüzgâr enerjisi yoğunluğu ortalama W/m² cinsinden verilmiştir (Hepbaşlı vd., 2001: 23). Rüzgâr enerjisi açısından verimli sayılan bölgelerdeki enerji yoğunluğunun 250 W/m²'den yüksek olması gerekmektedir. Şekil 21'de Türkiye'de bulunan 50 m yükseklikteki yerlerin rüzgâr güç yoğunluğu değerlendirildiğinde Marmara Ege ve Akdeniz bölgelerindeki potansiyeller göze çarpmaktadır. Şekil 22'de ise 100 m yükseklikteki rüzgâr güç yoğunluğu alanları daha da artmakta, Karadeniz ve Anadolu'nun bazı kesimlerinde uygun potansiyeller ortaya çıkmaktadır. Bu potansiyellerin değerlendirilebilmesinde için türbin yükseklikleri doğru olarak seçilmeli ve konumlandırılmalıdır.

Türkiye'de rüzgâr türbini ilk defa Çeşme'de turistik bir tesisin elektrik ihtiyacı için 1985 yılında Vestas tarafından kurulmuştur (55 kw). 1997 yılına kadar rüzgâr enerjisi konusunda herhangi bir yatırım sözkonusu değilken; 1998 yılında Alaçatı'da her biri 500 kW elektrik üreten Enercon E-40 türbinleri işletmeye alınmıştır. Üçüncü rüzgâr çiftliği ise 2000 yılında Bozcaada'da kurulan her biri 600 kW kapasiteli 17 türbinden oluşmaktadır. 2006 yılında Bandırma'da 30 MW'lık rüzgâr çiftliği işletmeye alınmıştır.

3.2.3. Jeotermal Enerji Potansiyelinin Değerlendirilmesi

Türkiye'nin jeolojik konumuna bağlı nedenlerle jeotermal enerji açısından büyük potansiyele sahiptir. MTA Genel Müdürlüğü'nün çalışmaları sonucunda ülkemizde 184 adet sahanın varlığı ortaya çıkarılmıştır. Toplam 192509 metre derinliğindeki 446 adet kuyudaki ilk üretim değerlerine göre 3328,13 MWt enerji görünür hale getirilmiştir. Giderek yaygınlaşan jeotermal enerji kullanımı uygulamalarıyla 14 adet sahada konut ısıtması yapılmaktadır (MTA, 2008).

Jeotermal Enerji Türkiye'de genellikle ısıtmacılıkta (konut, sera, termal tesis ısıtması), elektrik üretimi, endüstriyel uygulamalar, termal turizmde kullanılmaktadır. VIII. Kalkınma planında konut ısıtmada kullanılması hedeflenmiş ve merkezi olarak şehir ısıtma uygulamaları hızla yaygınlaşmaya devam etmektedir.. Türkiye'deki jeotermal enerji potansiyel değerleri göz önüne alındığında fosil enerji kaynakları ile yarışacak düzeyde olmadığı görülmektedir. Ancak bu enerji kaynağı yenilenebilir, çevreyi kirletmeyen ve sürdürülebilir özellikleriyle önemli bir avantaj sunmaktadır.

Jeotermal kaynaklar %77 oranında Ege Bölgesinde yoğunlaşırken, elektrik üretimine elverişli olan kaynaklar mevcut potansiyelin %6'sı kadardır. Türkiye'de, jeotermal enerji üzerine belirgin bir devlet politikası olmadığı için MTA tarafından yapılan çalışmalarla potansiyeller açığa çıkarılmakta, yerel yönetim ve özel sektör tarafından değerlendirilmeye çalışılmaktadır. Bu sürecin hızlandırılarak muhtemel rezervlerin açığa çıkarılması, projelendirilmesi ve etkin işletmecilik anlayışıyla değerlendirilmesi gerekmektedir. Bu süreçlerde ortaya çıkacak teknik, finansal ve mühendislik konularındaki ihtiyaçları gidermek için kamunun sunduğu geniş katımlı bir paydada üniversiteler ve özel sektör temsilcileri arasında etkili iletişim ve bilgi paylaşımının katkısı olacaktır.

3.2.4. Biyoenerji Potansiyelinin Değerlendirilmesi

Biyodizel, kolza (kanola), ayçiçeği, soya, aspir gibi yağlı tohum bitkilerinden elde edilen bitkisel yağlardan veya hayvansal yağlardan üretilen bir yakıt türüdür. Evsel kızartma yağları ve hayvansal yağlar da biyodizel hammaddesi olarak kullanılabilir.

Biyodizel petrol içermez; fakat saf olarak veya her oranda petrol kökenli dizelle karıştırılarak yakıt olarak kullanılabilir.

Türkiye’de biyodizel çok soğuk bölgelerimizin dışında dizelin kullanıldığı her alanda kullanılacak bir yakıttır. Ulaşım sektöründe dizel yakıtı yerine kullanıldığı gibi, konut ve sanayi sektörlerinde de fuel-oil yerine kullanılmasını sağlayan düzenlemeler getirilebilir. Bu konuda petrol istasyonlarında biyodizel bulundurma ve kullanımını yaygınlaştırma çabaları yasal düzenlemelerle desteklenmelidir. Bir diğer yenilenebilir yakıt olan biyoetanol ulaştırma sektöründe benzin ile karıştırılarak, küçük ev aletlerinde, kimyasal ürün sektöründe kullanılan, yakıtın oksijen seviyesini arttırarak, yakıtın daha verimli yanmasını sağlar, egzoz çıkışındaki zararlı gazları azaltır, kanserojen maddelerin çevreci alternatifidir, egzoz emisyonlarını azaltır.

4760 Sayılı Özel Tüketim Vergisi Kanununa Ekli (I) Sayılı Listede Yer Alan Mallarda Uygulanan Özel Tüketim Vergisine İlişkin 2006/11202 karar sayılı Bakanlar Kurulu Kararı’na göre biyodizelin EPDK tarafından üretimi için verilen “işleme lisansı” sahibi firmalar tarafından, yalnızca Türkiye’de üretilen tarım ürünlerinden elde edilmesi kaydıyla, 4.12.2003 tarihli ve 5015 sayılı Petrol Piyasası Kanununda tanımlanan “Rafinerici” ve “Dağıtıcı” firmalara tesliminde, ÖTV tutarı sıfıra indirilmiştir (EİE, 2009b). Türkiye’deki kullanımı yaygınlaştırmak için yoğun olarak tüketilen karayolu ulaşımında, biyoyakıtların tam ikame olabilmesi gerekli teknik çalışmalara hız verilmeli, filo bazında çalışan nakliye ve yolcu taşıma şirketlerinde kullanımı zorunlu hale getirilebilir. Biyoyakıtların gelişimi için hibrid tohum enerji bitkilerinin üretimi ve yanma teknolojileri geliştirilmeli, bu konuda yeni fikirler, deneyler değerlendirilmeli ve araştırmacılara akademik düzeyde destek verilebilir.

Gıda tarımına elverişli alanların biyodizel ve biyoetanol üretimine ayrılması ve bu şekilde gıda güvenliği açısından küresel bir risk oluşturması hususu biyoyakıt tarımının en çok eleştirilen yönü olmaktadır (ETKB, 2009e). Bu nedenle mevcut tarımsal faaliyetler ve gıda güvenliğini korumak, tarımsal piyasada istikra ve dengeyi bozmamak için hibrid enerji bitkileri kontrol altında üretilebilir. Bir diğer biyoyakıt türü olan biyogaz organik maddelerin (hayvansal atıklar, bitkisel atıklar, şehir ve endüstriyel atıklar) oksijensiz şartlarda biyolojik parçalanması (fermantasyon) sonucu oluşan ağırlıklı olarak metan ve karbondioksit gazıdır.

Biyogaz teknolojisi ise organik kökenli atık/artık maddelerden hem enerji eldesine hem de atıkların toprağa kazandırılmasına imkan vermektedir. Avrupa Birliği (AB) Komisyonu'nun 2007 yılında yayımlanan uzun dönem Yenilenebilir Enerji Stratejisi'ne göre enerji arz güvenliğini artırmak ve sera gazı emisyonlarını kontrol altında tutabilmek için 2020 yılında yüzde 10 biyoyakıt kullanımının zorunlu olması öngörülmüştür. Belirlenen hedefe ulaşılabilmesi için hazırlanan teşvik politikalarının yanı sıra Genel Tarım Politikası ile de enerji tarımına destek verilmektedir (Ar, 2008:14). Türkiye'nin sahip olduğu iklimsel ve tarımsal potansiyel, planlı bir şekilde biyoyakıt üretimine yönelik tarımsal gelişmeyi ve yeni teknolojileri geliştirmeyi hedeflemeli ve bugün birçok konuda ithal ettiği teknolojiyi ve bilgileri içselleştirmelidir.

DÖRDÜNCÜ BÖLÜM

TÜRKİYE’NİN ENERJİ SORUNUNUN ÇÖZÜMÜNDE RÜZGÂR ENERJİSİNİN ÖNEMİ

Türkiye 2007 yılı elektrik enerjisi üretimi 191.558,1 GWh civarında gerçekleşmiştir. Gerçekleşen bu üretim düzeyinde birincil enerji kaynaklarını %81 oranında fosil kaynaklar, %19 oranında yenilenebilir kaynaklar oluşturmuştur. Bu dengede rüzgâr enerjisinin payı %1 civarında sınırlı kalmıştır.

Yakıt maliyeti olamayan rüzgâr enerjisi enerji arz güvenliği açısından yakıt fiyatı risklerini ortadan kaldırmıştır. Bu nedenle politik ve tedarik riskleri açısından diğer ülkelere bağımlılığı azaltan yerli ve her zaman kullanılabilir bir kaynaktır. Türkiye’de rüzgâr farklı hızlarda esmektedir.

Tablo 16. Türkiye’nin Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli Verimlilik Düzeyi

Rüzgâr Hızı (m/s)	Minimum Potansiyel (MW)	Verimlilik Düzeyi
7- 8,5	43000	İyi
8,5 ve Üzeri	5000	Çok İyi

Kaynak: ETKB (2009)

2007 yılında gerçekleştirilmiş olan Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) ile ülkemizde yıllık rüzgâr hızı 8,5 m/s ve üzerinde olan bölgelerde en az 5.000 MW, 7,0 m/s'nin üzerindeki bölgelerde ise en az 48.000 MW büyüklüğünde rüzgâr enerjisi potansiyeli bulunduğu tespit edilmiştir. Rüzgâr yatırımcıları, projelerinde ihtiyaç duydukları her türlü teknik bilgiye erişebilmektedirler. Rüzgâr enerjisi yatırımlarında büyük artışlar olmaktadır. Rüzgâr santralleri kurulu gücü 20 MW dan 250 MW seviyelerine çıkmıştır. Ayrıca 85000 MW civarında rüzgâr enerjisine dayalı lisans başvurusu yapılmıştır (ETKB, 2009j). Bu ölçümler farklı rüzgâr hızlarına göre farklı projelerin yapılması gerektiğini göstermektedir. Değişken hava koşullarına, arazi yapısına göre ve mevsimsel değişimlerine göre mühendislik bilgileri doğrultusunda rüzgârgülü yükseklikleri ve türbin özellikleri ayarlanmalıdır.

2008 Yılı başı itibariyle rüzgâr kurulu gücümüz 354,7 MW düzeyine ulaşmıştır. Bu rakam rüzgâr enerjisi potansiyelinin %1'inden daha azdır. ETKB'nin rakamlarına göre Yenilenebilir Enerji Kanununun yürürlüğe girmesinden sonra 3.363 MW kurulu gücünde 93 adet yeni rüzgâr projesine lisans verilmiştir. Bu projelerden yaklaşık 1.100 MW kurulu gücünde santrallerin yapımı devam etmektedir. Lisansı verilen projelerin yaklaşık %33 oranında inşasına başlanmıştır. Fakat türbin tedarikindeki gecikmeler kurulum süresini uzattığı için aktif olarak işletmeye alınamamıştır. Avrupalı ve ABD'li üreticilerinin yükselen türbin talebi karşısında, siparişler için iki yıl sonrasına gün vermeleri rüzgâr enerjisi maliyetlerini olumsuz olarak etkilemiştir. Aşırı talep artışıyla yükselen fiyatlar, bekleyen projeler ve işletmeye alınması gereken rüzgâr potansiyeli atıl beklemektedir. Uzayan kurulum süreçlerine paralel olarak yatırımların geri ödeme süreleri de uzadığı için rüzgâr enerjisi maliyetleri finansal zorluklar nedeniyle daha da artacaktır. Rüzgâr enerjisi, termik ve nükleer enerji gibi yoğun teknoloji gerektirmediği için rüzgâr teknolojilerinde yerli mühendisliğin geliştirilmesi ve içselleştirilen teknoloji ile orta vadede geniş rüzgâr kurulu gücü verimli bir şekilde artırılmalıdır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgâr enerjisi yatırımlarına ağırlık verilebilmesi için, artık yerli malı rüzgâr türbinleri de üretilmelidir. Bir rüzgâr türbinini incelenirken Türkiye' de sadece türbinin kanat, kule ya da dişlilerini üreten üreticiler mevcuttur. Ancak bunun tamamını kendi markasıyla, sertifikasyon sahibi üreticilerden aldığı ekipmanlarla yapan bir üretici bulunmamaktadır. Yıllar itibariyle dinamik bir şekilde gelişen teknoloji sayesinde Avrupalı ve Amerikalı üreticiler megavat boyutunda güç üretebilmektedir. Küresel dünyada türbin üreticilerinin sınırlı sayıda olması, türbin piyasasında çok ciddi tekel olduğunu ve yatırımcıların finansal kaynak sahibi olmasına rağmen türbinleri temin etmede sıraya girmektedirler. Türkiye'de yedek parça ve mühendislik konularında tecrübeli olan firmalar bu alana yönlendirilmesi durumunda istihdam imkânları oluşması, ithal edilen rüzgâr türbinleri yerli üreticiler tarafından karşılanması, sektörün ihtiyacı doğrultusunda yan sanayinin gelişmesi sağlanabilir. Böylece ithalatla dövizlerinin ülke dışına çıkması da engellenebilir.

4.1. TEŞVİK VE SÜBVANSİYONLAR

Enerji piyasasındaki liberalleşmeyle beraber enerji sektöründeki arz güvenliğini sağlamak için üreticilerin sorunlarını ortadan kaldıran yatırımları ekonomik kılabilen imkânlar oluşturulmaktadır. Bu süreçte rüzgâr enerjisi potansiyelini kullanmak bu

alandaki kurulu gücünü arttırmak için özel yatırımcılara cazip gelebilecek imkânlar sunmaktadır. Uygulana destek ve politikalar ile güçlü ve güvenilir bir piyasa yapısı tesis eden ülkelerde yatırımlar sürdürülebilir şekilde artmıştır.

Rüzgâr enerjisini yaygınlaştırmak için teşvikler, ülkelerde farklı şekillerde uygulanmaktadır. Uygulanan yöntemlere göre teşvikleri “sabit fiyat sistemi” ve “kota sistemi” olarak iki gruba ayrılmaktadır.

4.1.1. Sabit Fiyat Sistemi

Üreticiye ödenecek miktar önceden devlet tarafından belirlenerek piyasa koşulları belirgin şekilde ortaya konarak yatırımcılara önünü görebilme imkânı sağlanmıştır. Yatırım sübvansiyonları, sabit fiyat tarifeleri ve vergi kredileri şeklinde uygulanan teşvikler yasalar ile korunmaktadır. Sabit fiyat sistemini uygulamanın pek çok yolu vardır:

Yatırım Sübvansiyonları: Bu sistemde yatırım tutarının belli bir kısmı devlet tarafından finanse edilir. Yüksek kapasiteli verimsiz yatırımların ortaya çıkmasına neden olduğu için günümüzde fazla uygulanmamaktadır.

Sabit Fiyat Tarife Sistemleri: Elektrik şebekesine aktarılan her birim kWh için sabit bir ücret ödenmektedir. Ödenen bu ücret belli periyotlar dâhilinde değişiklik gösterebilir.

Sabit Prim Sistemi: Yapılan sübvansiyonun piyasa fiyatının belli bir yüzdesi olarak üreticiye ödenmesi durumudur.

4.1.2. Yenilenebilir Kota Sistemi

Kota sisteminde üretim miktarı devlet tarafından belirlenirken piyasa fiyat oluşumu serbest bırakılmıştır. Dağıtıcı firmalar belli miktarda yenilenebilir enerji ile üretilen enerjiyi alma şartı getirilir. ABD, İngiltere, İsviçre, Belçika ve İtalya’da uygulanmaktadır. Ulusal piyasalarda iki “ihale sistemi” ve “yeşil sertifika sistemi” olmak üzere iki tip kota sistemi uygulaması vardır (EWEA, 2005: 12).

İhale Sistemi: Rüzgâr enerjisi potansiyeli olan alanların belli bir süre için ihale edilerek yatırıma açılmasını sağlayan sübvansiyon türüdür. En düşük fiyatı veren üretici yatırımını yapıp üretime geçme süreleri uzayabilmektedir.

Yeşil Sertifika Sistemi: Uzun süreli anlaşmalar yerine fiyatın günlük olarak belirlenmesi durumudur. Alınıp satılabilen sertifikalar vasıtasıyla devlet belli miktarda yenilenebilir enerji üretimini ve dağıtımını zorunlu kılar. Bu durum denetleme mekanizması sayesinde piyasaya yön verebilmektedir. Tablo 17’de sabit fiyat sistemi ve kota sistemi avantajları ve dezavantajları sıralanmıştır.

Tablo 17. Sabit Fiyat ve Yenilenebilir Kota Sisteminin Karşılaştırılması

	Sabit Fiyat Sistemi	Yenilenebilir Kota Sistemi
Avantajlar	İstikrarlı fiyat ile yatırım güvencesi getirir, üreticiyi korur.	Fiyatların düşmesini sağlar
	Türbin üreticilerinin daha verimli sistemler yapmalarını sağlar.	Piyasada rekabet ortamını sağlayarak verimliliği artırır.
	Yeniliklere açıktır.	Kota artışları sayesinde pazarın planlı büyümesini sağlar
Dezavantajlar	Sabit fiyatın yüksek olma riski	Dalgalan piyasa fiyatları ve diğer pazarlanabilir sertifika fiyatları belirsizlik ve engeller ortaya çıkarır.

Kaynak: Akdağ ve Güler (2007: 216)

4.1.3. Türkiye’de Rüzgâr Enerjisi Sübvansiyonları

Türkiye yenilenebilir enerji konusunda hukuki altyapısını tamamlamış fakat piyasa tam olarak gelişmemiştir. Yap işlet devret yöntemiyle yapılan santrallerden üretilen kWh başına ücret ödenmektedir. Fiyatlandırma da ise bir önceki yılın Toptan satış fiyatı yenilenebilir enerji için belirleyicidir. Bakanlar Kurulu bu fiyat düzeyinin %20 oranında değiştirebilmektedir. Günümüzde ise 5-5,5 c€ sabit fiyatlı alım garantisi getirilmiş olup üreticilerin güvenliği temin edilmiştir. Hazine arazilerine kurulacak tesisler için kira ve irtifak hakkı bedellerinden %50 indirim yapılmaktadır. Araştırma ve geliştirme yatırımları sınırlı kalırken, türbin tedarik sorunları sübvansiyonların değerlendirilmesini yavaşlatmaktadır.

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile oluşturulan piyasada yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesisi kurmak isteyen yatırımcıların desteklenmesi ve teşvik

edilmesi amacıyla Dünya Bankası tarafından sağlanan toplam 200 milyon ABD Doları kredi Türkiye Sınâ ve Kalkınma Bankası (TSKB) ve Türkiye Kalkınma Bankası (TKB) vasıtasıyla özel sektöre verilmektedir. 5346 sayılı Kanun ile yenilenebilir enerji kaynaklarına alım garantisi, fiyat destek mekanizması, yatırım indirimi ve vergi muafiyeti gibi teşvikler verilmiştir (ETKB, 2008b: 32). 5346 ve 5627 sayılı Kanunlarda özetle; kaynak çeşitliliğinin artırılması, sera gazı emisyonlarının azaltılması, enerji maliyetlerinin ekonomi üzerindeki yükünün hafifletilmesi, enerji kaynaklarının ve enerjinin kullanımında verimliliğin artırılması ve bu amaçların gerçekleştirilmesinde ihtiyaç duyulan imalat sektörünün geliştirilmesi amaçlanmaktadır (ETKB, 2008b: 37).

4.2. RÜZGÂR ENERJİSİ PROJELERİ

Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK) yenilenebilir enerji yatırımı yapmak isteyen kişi ve kuruluşları düzenlemek amacıyla yolu ile üretim lisansı vermektedir. 2007 yılında yenilenebilir enerji üretim lisansı için yapılan başvurularda RES için 78.000 MW'lık kurulu güç için lisans başvurusu yapılmış, 5.561,15 MW'lık kısmı incelemeye alınmış ve 1.876,46 MW'lık kısmına lisans verilmiştir. Sahip olunan ekonomik potansiyeli Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın kabul ettiği gibi 8.000 MW olduğunu kabul edersek, yatırımcıların bu konuda çok istekli olduğu alenidir. Tablo 18'de görüldüğü üzere 2007 yılında yenilenebilir enerji lisans başvurularında rüzgâr enerjisinin payı oldukça yüksektir.

Tablo 18. Rüzgâr Enerjisi ve Diğer Yenilenebilir Enerji Kaynakları

Kaynak	Başvuru		İnceleme Ve Değerlendirme		Uygun Bulma		Lisans Verilen	
	Adet	MW	Adet	MW	Adet	MW	Adet	MW
Rüzgâr	3	39,6	117	5.561,15	9	291,08	53	1.876,46
Jeotermal	-	-	-	-	-	-	5	82
Çöpgazı (Lfg)	-	-	3	26,2	-	-	4	14,26
Çöpgazı			-	-	-	-	1	0,59
Biyogaz	-	-	1	0,12		-	4	3,73
Biyokütle	2	7	-	-	-	-	1	10
Toplam	5	46,6	121	5.587,47	9	291,08	68	1.987,04

Kaynak: EİE (2009)

Şubat 2009 itibariyle 433,35 MW'lık kapasite işletmede, 402,40 MW'lık kısım inşa halinde, 667,60 MW'lık kısım ise türbin tedarik sürecindedir (Türkiye Rüzgâr Enerjisi Birliği [TÜREB] 2009). Kurulum sürelerinin kısa olmasına rağmen türbin tedarikinde sorun yaşayan projeler, lisans, fizibilite ve finansal sorunları halletmiş olmalarına rağmen üretime geçmeleri gecikmekte ve projelerin karlılığı olumsuz etkilenmektedir.

4.2.1. RES Proje Aşamaları

Enerji yatırımlarında finansmanın geri dönüşümü, ekonomik olma özelliği kıstaslarına göre karar verilmektedir. RES yatırımlarında verimli olabilmesi için rüzgâr enerjisi potansiyeli olan alanları dikkatli bir şekilde incelenmesi ve yer seçimin doğru yapılması gerekmektedir. Saha seçiminde REPA verilerinden yola çıkılarak uygun alanların seçilmesi, meteoroloji verileri ve diğer coğrafik ölçümler optimum kararlar alınmasında faydalı olacaktır. Saha seçiminde türbin kurulum yüksekliğindeki rüzgâr hızı ve rüzgâr güç yoğunluğunun yeterli olması gerekir. En ideal kurulum alanı için gerekli olan kıstaslar aşağıda sıralanmıştır:

- Potansiyel rüzgâr kaynağı ve sürekliliği en az bir yıllık veriler doğrultusunda yol gösterici olabilmektedir. Türbinlerin ne şekilde konumlandırılacağı hâkim rüzgâr yönüne göre belirlenir.

- Alanın büyüklüğü, planlanan rüzgâr çiftliğinin konumlandırılmasında önem taşır. Geniş araziye yayılan türbinlerin kablo bağlantısı maliyetleri arttırır.

- Şebeke bağlantısı, RES projelerinin şebekeye yakınlığı, enerji nakil hatlarının maliyetini etkiler,

- Yol bağlantıları ve ulaşım, kurulum için gerekli olan ekipman, makine ve teçhizatın (büyük vinçlerin türbin kanat ve kulelerin) taşınmasına imkan vermesi gerekmektedir.

- Dışsal etkilerin ortaya çıkabileceği tarihi alanlar, ekoloji açısından doğal yaşam parkları, hayvan barınakları, kuşların göç yollarına yakın bölgelerde ve askeri bölgelerde kurulum yasaklanmıştır.

- Fizibilite etüdü (yapılabilirlik) tamamlanarak projenin yapılabilirliği test edilmelidir.
- EPDK'na lisans Başvurusu ve diğer izinler alınarak resmi süreçler tamamlanmalıdır.
- Kurulum ve işletmeye alınmasında operasyonel riskler çıkabileceğinden detaylı incelemeler yapılmalıdır.

Detaylı fizibilite çalışmaları RETScreen Temiz Enerji Proje Yazılım Analizi kullanılarak yapılabilir. Bu analiz yönteminde gerekli parametre ve değişkenler girildiğinde yatırım maliyeti, geri süreleri tahmin edilebilir (retscreen, 2009). Yatırım kararlarında yol gösterici olma özelliği ile bu yazılım sayesinde, uygulanabilir ve ekonomik projeler hayata geçirilebilir.

4.3. RÜZGÂR TÜRBİN YAPISI

Geçmişte çok kanatlı türbinler tahıl öğütmek, su pompalamak ve ağaç kesmek için kullanılmıştır. Rüzgâr türbini, rüzgârdaki kinetik enerjiyi önce mekanik enerjiye daha sonra da elektrik enerjisine dönüştüren sistemdir (wikipedia, 2009e).

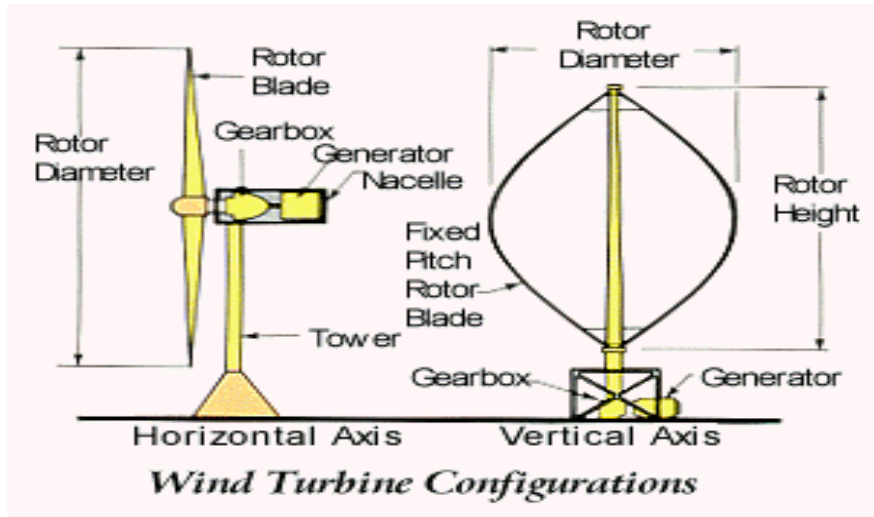
Bir rüzgâr türbini genel olarak kule (tower), jeneratör (generatör), hız dönüştürücüleri-dişli kutusu (nacelle), elektrik-elektronik elemanlar ve pervaneden (rotor blade) oluşur. Rüzgârın kinetik enerjisi rotorda mekanik enerjiye çevrilir. Rotor milinin devir hareketi hızlandırılarak gövdedeki jeneratöre aktarılır. Jeneratörden elde edilen elektrik enerjisi aküler vasıtasıyla depolanarak veya doğrudan alıcılara ulaştırılır.

Kullanımdaki rüzgâr türbinleri boyut ve tip olarak çok çeşitlilik gösterse de genelde dönme eksenine göre sınıflandırılır. Rüzgâr türbinleri dönme eksenine göre yatay eksenli rüzgâr türbinleri ve düşey eksenli rüzgâr türbinleri olmak üzere iki sınıfa ayrılır.

-Yatay eksenli bir rüzgâr türbini: Bu tip türbinlerde dönme eksenini rüzgâr yönüne paraleldir. Kanatları ise rüzgâr yönüyle dik açı yaparlar. Ticari türbinler genellikle yatay eksenlidir. Rotor, rüzgârı en iyi alacak şekilde, döner bir tabla üzerine yerleştirilmiştir. Yatay eksenli türbinlere örnek olarak pervane tipi rüzgâr türbinleri verilebilir. Bu tip türbinlerin kanatları tek parça olabileceği gibi iki ve daha fazla parçadan da oluşabilir.

-Düşey eksenli rüzgâr türbini: Türbin mili düşeydir ve rüzgârın geliş yönüne diktir. Daha çok deney amaçlı üretilmiştir. Kurulum kolay olmasına rağmen verimli olmadığı için ticari kullanımı çok azdır.

Şekil 23. Rüzgâr Türbin Yapısı



Kaynak: AWEA

4.4. RÜZGÂR TÜRBİN SEKTÖRÜ

Rüzgâr enerji yatırımlarındaki canlanma paralel olarak rüzgâr türbini talebine ve alt sektörler ve yansımıştır. Türkiye Elektromekanik Sanayi Genel Müdürlüğü (TEMSAN) 2008 yılı sektör raporunda rüzgâr enerjisi teçhizatlarının yerli üretiminde Türkiye'nin hazırlık aşamasında olduğunu, malzeme tedarikçisi ve müteahhit olarak yabancı firmalardan hizmet alındığını belirtmiştir.

Tablo 19. 2004-2006 Yılları Arasındaki En Büyük Türbin Üreticileri

Türbin Üreticileri	2004 Öncesi Pazar Payı (%)	Pazar Payı 2004 (%)	Pazar Payı 2005 (%)	Pazar Payı 2006 (%)	2006 Öncesi Toplam Satış (MW)	Satışlar 2006 (MW)	2006 Yılı Sonuna Kadar Satışlar	Tüm Pazar Payı	2004-2005-2006 Pazar Sırası
Almanya									
Enercon	13,09	15,10	13,2	15,4	8685	2316	11001	14,8	3,3,4
Repower	2,3	3,2	3,1	3,2	1522	480	2002	2,7	7,7,8
Nordex	4,7	2,2	2,6	3,4	2704	505	3209	4,3	10,8,7
İspanya									
Gamesa	12,7	17,3	12,9	15,6	7912	2346	10258	13,8	2, 4, 2
Ecotecnia	1,5	2,5	2,1	*	*	*	*	*	9, 9,*
Acciona	*	*	*	2,8	372	426	798	1,1	*,*, 9
ABD									
GE Wind	10,5	10,80	17,7	15,5	7370	2326	9696	13	4, 2, 3
Danimarka									
Vestas	34,6	32,7	27,9	28,2	20766	4239	25005	33,7	1, 1, 1
Siemens	7,6	6	5,5	7,3	4502	1103	5605	7,5	5, 6, 6
Hindistan									
Suzion	1,5	3,8	6,1	7,7	1485	1157	2642	3,6	6, 5, 5
Çin									
Gold Wind	*	*	*	2,8	211	416	627	0,8	*,*, 10
Japonya									
Mitsubishi	2	2,5	2	*	*	*	*	*	8,10,*

Kaynak: BTM-Constult (2006).

Rüzgâr enerjisinin yaygınlaşmasıyla oluşan yeni sektörde üreticiler ve alt sektör grupları, bakım onarım işlemleri, proje ve inşaat süresince işgücüne ihtiyaç duyacaklardır. Yenilenebilir enerji sektöründe bu yönde bir gelişme yerli üretimi canlandırırken; rüzgâr enerjisi yatırımlarının daha düşük maliyetle gerçekleşmesine katkıda bulunacaktır. Türbin ihraç eden şirketler aynı zamanda kurulum ve müteahhlik işlemleri karşılığında tahsil ettikleri yüksek ücretler sayesinde gelirlerini arttırmaktadırlar. Bu nedenle Avrupa'daki her ülke teşvikler ve politikalar ile kendi milli şirketlerini destekleyerek ihracat geliri elde etmektedir. Ülke sınırları içerisinde gelişen firmalara ar-ge konusundaki altyapı ve diğer vergisel teşvikler ile cazip hale getirilen rüzgâr enerjisi sektörü hem üreticisine hem de bulunduğu ülkeye artı değerler kazandırmaktadır. Firmaların yeni kurulmuş olması ilk aşamada iç piyasaya çalışacağı için pazarın kararlı şekilde büyümesi önemlidir (Lewis ve Wiser, 2007; Akdağ ve

Güler, 2007). Tablo 19’da 2004-2005-2006 yıllarında rüzgâr enerjisi sektöründe faaliyet gösteren satışlar bakımından en büyük 10 firmanın sektördeki payları gösterilmektedir.

Tablo 20’de görüldüğü üzere rüzgâr türbinleri yıllar itibariyle sürekli gelişim içerisinde. Türbin boyutları 1980’li yıllardan itibaren sürekli artarken, kapasite ve yıllık üretim miktarları da artış göstermiştir. Rüzgâr enerjisini daha verimli hale getirmek amacıyla yapılan yatırımlar ve ar-ge çalışmaları daha yüksek kapasiteli dev türbinlerin üretilmesine katkıda bulunmuştur. Örneğin 2005 yılı Ağustos ayında test edilen 5 MW kapasiteli türbinler günümüzde üretilip satılmaktadır (American Wind Energy Association [AWEA] 2009a). Türbin kapasitesi ve kule yüksekliğindeki artış daha güçlü ve yoğun rüzgâr potansiyellerinden faydalanmayı sağladığı için rüzgâr enerjisinin verimliliği giderek artmaktadır.

Tablo 20. Yıllar itibariyle Rüzgâr Türbinlerindeki Değişim

	1981	1985	1990	1996	1999	2000
Rotor Çapı (metre)	10	17	27	40	50	71
Türbin kapasitesi (KW)	25	100	225	550	750	1,65
Yıllık Üretim MWh	45	220	550	1,48	2,2	5,6

Kaynak: AWEA (2009)

4.5. RÜZGÂR ENERJİSİ MALİYETİNİ ETKİLEYEN UNSURLAR

Rüzgâr enerjisi, bölgesel avantajlar ve teknoloji sayesinde dünyanın en hızlı büyüyen maliyet etkinlik açısından verimli bir yenilenebilir enerji kaynağıdır. Dünya Rüzgâr Enerjisi Birliği (WWEA, World Wind Energy Association) raporuna göre 1999-2004 yılları arasındaki 5 yıllık süreçte rüzgâr enerjisi üç katından fazla büyüyerek, 13.700 MW’tan 47.600 MW’a yükselmiştir (Benitez vd., 2006). Günümüzde rüzgâr enerji kurulu gücün %70’i Avrupa’da yer alırken, Kanada, ABD gibi gelişmiş ülkelerde rüzgâr enerjisi kullanımında artışlar vardır.

Rüzgâr enerjisi maliyetleri konusunda rüzgâr sistemleri son yirmi yılda %80 civarında düşüş göstermiştir. Amerika’da, 1980 yıllarının başında ilk türbinler kurulduğunda maliyetler 30 cent/kWh düzeyinden, 5 cent/kWh düzeyinin altına

inmiştir (AWEA, 2009b). Rüzgâr endüstrisindeki gelişmeyle beraber yeni nesil türbinlerin maliyetleri daha da azaltacağı beklenmektedir. Böylece mevcut durumda enerji maliyetleri konusunda gaz ve kömür ve diğer fosil yakıtlarla rekabet edebilecek olan rüzgâr enerjisinin gelişmesi kaçınılmaz olacaktır.

Genel olarak rüzgâr değirmenleri yerleşim birimlerinin ya da talep merkezlerinin yakınına kurulur. Birden fazla rüzgâr değirmeni sahanın yapısına ve rüzgâr özelliklerine göre optimum şekilde yerleştirilmiş ve şebeke ağına bağlanabilen elektrik üretim birimlerine “rüzgâr çiftliği” denir. Rüzgâr çiftliklerin kurulumunda ve ekonomik ömrü süresi boyunca ortaya çıkan maliyetleri yönetebilmek için projelerin fizibilitesi dikkatli incelenmeli yöresel rüzgâr özellikleri ölçümlerle belirlenmelidir.

AWEA'nın çalışmalarına göre (2009b) Rüzgâr enerjisi üretiminde maliyeti etkilen en önemli faktörleri şu şekilde sıralayabiliriz:

- Yatırım Giderleri: Kurulum alanı ve şebeke bağlantısı sürecinde yapılan giderler. Rüzgâr çiftliğinin büyüklüğü diğer faktörlerin sabit olması durumunda aynı altyapıda daha fazla elektriğin şebekeye aktarılması maliyetleri azaltır.
- İşletme ve Bakım Giderleri: Mühendislik ve teknik servis hizmetlerinin ithal etmek yerine, içselleştirilmesi, bakım onarım giderlerinin düşmesini sağlar.
- Kapasite Faktörü: Rüzgâr hızının yüksek olması durumunda kullanılan kapasite oranı artacağı için enerji maliyetini düşürür.
- Yatırımın Ömrü: Rüzgâr türbinlerinin ömrü yaklaşık 20 yıl olduğu kabul edilse de verimliliği azalan türbinler, yüksek kapasiteli ve yüksek kule seviyesine sahip yeni nesil türbinlerle değiştirilebilir.
- Dış maliyetler: Rüzgâr türbinleri herhangi bir salınım veya karbon emisyonuna neden olmadığı için çevreye zararı yoktur. Tablo 21'de teknoloji sayesinde rüzgâr türbinleri artık gürültüsüz çalışmaktadır. Fakat kuşların göç yollarına konumlandırılmamalıdır.

Tablo 21. 1981-2000 Yılları Rüzgâr Enerjisi Maliyetleri

Yıllar	1981	2000
Rotor Çapı	10 metre	71 metre
Kapasite	25 kW	1.650 kW
Toplam Maliyet (bin dolar)	65	1300
kWh/maliyet	2.600	790
Çıktı (kWh/yıl)	45.000	5.6 milyon

Kaynak: AWEA (2009)

4.6. KURULUM ÖNCESİ VE SONRASINDA MALİYETLER

4.6.1. Tesis Alanı Maliyeti

Öncelikle tesis edilecek alan etrafında rüzgârın hızını kesebilecek türde yapılar bulunmamalıdır. Tesis edilecek yer göçmen kuşların geçiş yolu üzerinde bulunmamalıdır. Rüzgâr türbinleri şehir merkezine yakın bölgede kurulduğu takdirde ve verici ile alıcı arasında bulunmaları durumunda radyo ve televizyon yayınlarında sorun çıkabilir.

Türbinin kurulacağı alan kamuya ait ise 5346 sayılı “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun” gereği izin irtifa kira hakkı ve kullanma izni bedellerinde %50 indirim yapılmaktadır. Özel kişi veya tüzel kişilerin mülkiyet sahibi olma durumlarında bu alan satın alınarak veya kiralanarak ya da ortaklı teklif edilerek türbin tesis edilebilir.

4.6.2. Türbin Maliyeti

Tesis edilecek alan belirlendikten sonra optimum olarak türbin seçiminde, bölgenin elektrik ihtiyacı karşılama, şebekeye aktarma ve bağlantı ve altyapı koşulları çerçevesinde ideal büyüklükte türbinler kullanılır. Türbin maliyetini belirleyen kriterler arasında türbinin birer parçası olan kule, pervane, dişli kutusu, kontrol sistemi, alternatör, gibi etmenler de maliyeti büyük ölçüde belirler. Kule malzemesinin çelik veya beton olmasına göre ve kule yüksekliğine bağlı olarak maliyet değişim gösterir. Rüzgâr pervanesinde ise pervanenin alüminyum, titan, çelik, elyaf ile güçlendirilmiş plastik gibi malzemelerden yapılması aynı şekilde maliyeti değiştirmektedir. Bu gibi

etkenler göz önüne bulundurulup, optimum türbin tasarımı yapılırsa maliyet de optimize edilmiş olur (Gebze Yüksek Teknoloji Enstitüsü, 2009).

Tablo 22. Kurulan 2 MW'lık Rüzgâr Türbinin Maliyet Yapısı (2006)

	Yatırım Tutarı (€1,000/MW)	Toplam Maliyetteki Payı
Türbin	928	75.6
Şebeke Bağlantısı	109	8.9
Kurulum	80	6.5
Vergi	48	3.9
Elektrik Donanımı	18	1.5
Danışmanlık	15	1.2
Finansal Maliyetler	15	1.2
Yol Yapımı	11	0.9
Kontrol Sistemleri	4	0.3
Toplam	1.227	100

Kaynak: EWEA (2009)

4.6.3. İletim Maliyetleri

Üretilen elektrik enerjisinin türbin çıkışından itibaren son kullanıcı olan tüketicilere ulaştırılmasında iletim hatlarına gereksinim duyulur. İletim hatlarının yanı sıra üretilen elektrik enerjisinin kullanıcılara iletimi sırasında trafolar sayesinde üretilen gerilimin yükseltilerek iletimi sağlanır. Bu sayede iletim esnasında oluşacak kayıplar en aza indirgenmiş olur. Tüketicilere gelindiğinde elektrik enerjisi tekrar trafolar sayesinde kullanılabilir seviye olan 220V'a düşürülür. Türkiye'de kayıp kaçak oranının dünya standartlarına göre yüksek olması ayrı bir sorun teşkil ederken, şebeke ağının iletim maliyetlerini en aza indirmek için rüzgâr türbininin kurulduğu yerin elektrik sağlayacağı bölgeye uzak olmaması gerekir.

4.6.4. Bakım Maliyetleri

Rüzgâr türbini işletilmeye başlandıktan sonra ekonomik ömrü boyunca periyodik bakımları yapılmalıdır. Rüzgâr türbininin randımanlı çalışması ve etkin bir biçimde rüzgâr türbininin kullanılması için düzenli olarak bakımının yapılması ekonomik çalışma imkânını tesis edecektir. Bakım maliyeti rüzgâr türbin bileşenleri ve enerjinin iletimi sırasında kullanılan trafolar, elektrik direkleri, iletim hatlarının da bakımlarını içerir.

4.6.5. Diğer Enerji Maliyetleri

Tablo 23’de görüldüğü üzere rüzgâr türbinin toplam maliyetinin %75,6’sı türbin maliyetinden oluşmaktadır. Dalgalanan yakıt maliyetlerinin güç üretiminde etkisi yoktur. Bu nedenle maliyetlerine %40-70 yakıt, işletme ve bakım maliyetlerine bağlı olan konvansiyonel fosil enerjileri yakıtlarının yandığı teknolojilerle rüzgâr enerjisini kıyasladığımızda, rüzgâr enerjisinin sermaye yoğun bir yatırım olduğu, işletme giderlerinde sadece periyodik bakım masraflarından oluştuğu anlaşılmaktadır. Tablo 23’de enerji üretim maliyetleri verilmiştir (Gökçınar ve Uyumaz, 2008: 701). Rüzgâr enerjisindeki hızlı gelişme ile giderek azalan enerji maliyetleri avantaj sağlarken; gaz fiyatlarındaki artış elektrik üretim maliyetlerini arttırmaktadır. Ayrıca doğal gazın ve kömürün karbon emisyonuna yol açması nedeniyle dışsal maliyetler ortaya çıkmaktadır.

Tablo 23. Enerji Üretim Maliyetleri ve Dışsal Etkileri

Enerji Kaynağı	Maliyet (c€/kWh)	Dış Maliyet (c€/kWh)
Kömür	4,8 - 5,5	5
Doğal Gaz	3,9 - 4,4	2,5
Su	5,1 - 11,3	0
Nükleer	4,2 - 5,3	0
Rüzgâr	4 - 6	0,1

Kaynak: UTES (2008)

Rüzgâr enerjisi sektöründe lideri olarak Avrupa, bu sektörün sunduğu istihdam imkânlarından faydalanmaktadır. Sadece istihdam imkânıyla sınırla kalmayan fırsatlar birlik gelirlerini artırırken, bölgesel ve ülke çapında vergi gelirlerini arttırmıştır. Rüzgâr enerjisi sektörüyle bağlantılı olarak İspanya’da 35.000, Almanya’da 80.000, AB genelinde 150.000 kişiye iş imkânı sağlamıştır. 2020 yılına doğru istihdam rakamlarının 368.000’e çıkması beklenmektedir (Kjaer, 2009). Yapılan araştırmalar rüzgâr enerjisinin yakıt maliyetlerini ortadan kaldırmasının yanında istihdama katkısı olduğunu ve gelişen süreçte sürekli artacağını ortaya koymuştur.

Dünyada kullanılan rüzgâr enerjisi ile mevcut rüzgâr enerjisi potansiyelini karşılaştırıldığında rüzgârın kullanımı çok düşük miktarlardadır. Fosil yakıt santralleriyle karşılaştırıldığında çok daha ekonomik ve temiz üretim yapabilmektedirler. Örneğin yatırım maliyeti 1.000 dolara üretim maliyetleri de 6-7 cente kadar ucuzlayan rüzgâr enerjisi, termik ya da doğalgaz santrallerinin 4-6 centlik maliyetleriyle yarışır düzeye geldiğini göstermektedir.

Ayrıca rüzgâr türbini kurulduğu arazinin %5'ini işgal ettiğinden ve türbin kanatlarının yerden epeyce yüksek olduğundan, kalan arazinin diğer amaçlarla için rahatlıkla kullanılabilir. Buna ek olarak deniz alanları karalara göre daha büyük potansiyel gösterdiği için denizlerde denizüstü(off-shore) tipi rüzgâr santrallerinin kurulmasına başlanmıştır. Türkiye'deki duruma gelince, Türkiye'nin hedefi olarak 2010 yılında elektriğin %2'sini rüzgâr enerjisinden elde etmek gösterilmiştir (Üstün vd., 2009: 26).

4.7. RÜZGÂR ENERJİSİ EKONOMİK ANALİZİ

Bir yatırım projesinin uygunluğunu değerlendirilmek için, yatırımın tüm maliyet kalemlerini ve ayrıca işletme sırasındaki harcama ve gelirleri hesaba katması gerekir. Rüzgâr enerjisi yatırımlarının finansal faydasının tespit edilmesi için çeşitli yöntemler kullanılmaktadır.

Yatırımcıların verecekleri kararları etkileyen en önemli faktörler, yatırımın geri dönüşü ve enerji maliyeti gibi ekonomik faktörlerdir. Rüzgâr enerjisi sistemlerinin projelendirilmesinde ilk adımı olan kavramsal planlama analizlerinden biri de, söz konusu ekonomik faktörlerin sayısal anlamda yatırım öncesinde belirlendiği, finansal fizibilite analizidir.

Rüzgâr enerjisi yatırımlarının uygulanabilir olması için, diğer enerji kaynakları ile ekonomik anlamda yarışabilir bir alternatif enerji sunumunu sağlaması gerekmektedir. Burada tüketim talebini belirleyen ve tüketicilerin satın alacağı bir birim kWh enerjinin maliyet düzeyi önemlidir. Yatırım kriterlerinin temelinde gerçek piyasa koşullarında finanse edilmiş, yatırımcı için karlı, tüketici için alternatiflerine göre daha ucuz enerji sunan projelerinin gerçekleştirilmesi yer almaktadır.

Projelerin başlangıçlarındaki büyük yatırım maliyetleri, projelerin geri ödemesinin uzun yıllar alması, finansman maliyeti, alternatif yatırım maliyetleri ve yatırım karlılığı göz önüne alınarak projeler değerlendirilmelidir.

Bu bölümde, önce, rüzgâr enerjisi yatırımlarının ekonomik analizlerinde kullanabileceğimiz net bugünkü değer, indirgenmiş geri ödeme süresi ve iç karlılık oranı yöntemleri tanıtılmıştır. Daha sonra, iç karlılık oranı yöntemini içeren ekonomik analiz, ekonomik analiz, sonuçlarıyla birlikte sunulmuştur.

4.8. EKONOMİK ANALİZ TEKNİKLERİ

Rüzgâr enerjisi projelerinin uygulanabilir olup olmadığına karar verme sürecinde, yatırım için detaylı ekonomik analizlerin yapılması zorunludur. Ekonomik analiz, rezervuar değerlendirmeleri ve sistem ön tasarım aşamalarının ardından uzman kişilerce yapılmalıdır. Yapılan ekonomik analizlerde ilk yatırım maliyeti, ömür boyu maliyet, geri ödeme süresi ve proje ömrü sonundaki karlılık göz önüne alınması gereken önemli kriterlerdir. Ekonomik analizin sonucunda, rüzgâr enerjisi proje faaliyetlerinin sürdürülüp sürdürülemeyeceği konusunda bir karara varılır.

Fayda maliyet analizi ile projenin karlılığını değerlendirmek için, net faydanın hesaplanması gerekir. Net faydayı hesaplamada proje ömrü boyunca elde edilen net nakit girişi (NNA) ve nakit çıkışlarının bilinmesi gerekir. NNA aşağıda sembolize edilen verilerin formüllerde yerine konarak yapılacaktır (Sarıaslan, 1996: 181; Tokatlıoğlu, 2005:39).

$$A = (G-I-Ç-F-D) \times (1-v) + D \quad (1)$$

G: Proje Gelirleri

I: İlk Yatırım Tutarı

Ç: İşletme Giderleri

F: Faiz

D: Amortisman

v: Kurumlar Vergisi

A: Net Kar

4.8.1. Net Bugünkü Değer

Yatırımların ekonomik analizlerinde farklı zaman dilimlerindeki yatırım ve işletme maliyetleri ile gelirlerin karşılaştırılması gerekmektedir. Paranın zaman değerini göz önüne alan farklı yöntemler projelerin değerlendirilmesinde kullanılabilir. Bu yöntemler içinde en çok tercih edilenler ise, net bugünkü değer, geri ödeme süresi, iç karlılık oranıdır. Paranın zaman değerinin hesaba katıldığı yöntemlerde kullanılan ortak

kavram, gelecekteki nakit akımlarının bugünkü değerini hesaplamak için gereken indirgeme oranıdır. Enerji yatırımlarının uzun ömürlü olmaları nedeniyle başlangıç yatırımından sonra ortalama 25 yıl nakit akışı sağlanmaktadır. Yoğun sermaye gerektiren enerji yatırımları ve karşılığında alınacak olan nakit akışları paranın zaman değeriyle hesaplanır. Buna göre bir yatırımın net bugünkü değeri (NBD), belli bir iskonto oranına göre indirgenmiş gelirlerin toplamı ile indirgenmiş giderlerin toplamı arasındaki farktır. NBD hesabı, proje hazırlık aşamasında belirlenen net nakit akımlarının bugünkü değerleri Denklem 2 yardımıyla hesaplanır (Sarıaslan, 1994: 193; Tokathoğlu, 2005: 48).

$$BD = F \cdot (1/(1+r)^t) \quad (2)$$

Denklemden,

F: t yıl sonraki nakit akışı

BD: Bugünkü değeri

r: İskonto oranını ifade etmektedir.

İndirgeme oranını göstermektedir. Denklem 2’de içler dışlar çarpımı yapılır ve “r” yerine faiz oranı “i” yazılırsa, bir yatırımın gelecekteki değeri hesaplanır. Formüllerde indirgeme ve faiz oranları, ondalıklı olarak kullanılmalıdır. (örneğin, yıllık faiz oranı yüzde 5 olarak alınmışsa, formülde i yerine 0.05 yazılır.) Denklem 2’de verilen indirgeme oranı yatırımcının projeden kazanmayı düşündüğü minimum karlılık oranını ya da sermaye maliyeti olarak tanımlanabilir. Gelirleri ve giderleri indirmek, farklı zamanlarda oluşan kazançları aynı zamandaki değerlerine dönüştürmeyi sağlar. Gelir ve gider arasındaki pozitif net bugünkü değeri olan projeler toplumsal faydayı artırır dolayısıyla tercih edilebilir. Bugünkü değer yöntemi, projenin tüm maliyetlerini ve kazançlarını (nakit akışlarını) başlangıç yılında belirli bir güne indirmeyi amaçlar. Bu durumda, başlangıç yılından önceki veya sonraki yıllardaki tüm nakit akışları iskonto faktörüyle yatırımın yapıldığı yıla indirmek gerekir. Denklem 3’de iskonto faktörünün formülü verilmiştir.

$$[1/(1+r)^n] \quad (3)$$

Yatırım tarihinden sonra elde edilen nakit akışları iskonto faktörü ile çarpılarak bugünkü değeri elde edilir. Nakit akışları yılsonunda oluşmuş varsayılır. Yatırımın ekonomik ömrü boyunca yılsonlarında elde edilen nakit akışları eşit ise yatırımın yapıldığı yıla indirmek için “annüitelerin bugünkü değeri” formülü kullanılabilir.

$$BD_v = A_n \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \quad (4)$$

Bu denklemde kullanılan

BD: Bugünkü değer

i: Faiz oranı

An: Dönem sonu ödemeleri

N: Dönem

Gelir (B) ve maliyet (C) projenin ömrü boyunca kullanılan iki finanssal kalemdir. Yatırımlarda maliyet akışı, dışarıya doğru nakit akışı olduğu için negatiftir. Nakit akışları ve maliyet çıkışları arasındaki fark net nakit akışıdır. Yatırımın ilk yıllarında, net nakit akışı negatif olabilir. Net kazanç akışlarını bugünkü değere indirmek için her yılın net kazancı, o yılın indirme faktörü ile çarpılır. Yıllar itibarıyla yapılması gereken bu işlemlerin toplamı bu değer projenin net bugünkü değerini (NBD) temsil eder. Eğer net sonuç sıfırdan büyükse, proje iskonto oranından daha yüksek gelir elde ettiği için kabul edilebilir.

$$NBD = \sum (B_n - C_n) / (1+r)^n \quad (5)$$

Bu denklemde kullanılan

NBD: Net bugünkü değer

B_n: Nakit akışı

C_n: Maliyet (nakit çıkışı)

N: Dönem

r: İskonto oranı olarak simgelenmiştir.

Enerji projelerinde, yatırım maliyeti, işletme giderleri ve kullanılan iskonto oranı projeyi değerlemede önemli kıstasları oluşturur. Yoğun sermaye yatırımlarında iskonto oranı bir projenin bütün ekonomikliğini test eder ve karar vermeyi etkiler.

4.8.2. İç Karlılık Oranı

Projelerin maliyet akışlarıyla ve gelir akışlarının eşit olduğu durumda, $NBD=0$ denkliği söz konusudur. İç karlılık oranlarının hesaplanması tahmini olarak alınan “r” değerlerinin yukarıdaki Denklem 6’da yerine konarak NBD’i sıfır yapan r değeri bulunmaya çalışılır (Hawkins, Pears, 1978; Tokathoğlu, 2005: 63). Kamu veya özel sektör tarafından değerlendirilen yatırımlarda iç karlılık oranı alternatif projelerin iç karlılık oranından büyükse tercih edilir.

$$\sum[C_n/(1+r)^n]=\sum[B_n/(1+r)^n] \quad (6)$$

Bu denklemde kullanılan

C_n : Maliyetler

B_n : Gelirler

R: İskonto oranı

N: Dönem olarak simgelenmiştir.

İç karlılık oranı, yatırımın değerlendirilmesinde iskonto oranı tahmin etmek yerine maliyetleri karşılayan bir değer olarak ortaya çıktığı için daha pratiktir. Dolayısıyla projelerin birbiriyle kıyaslanması daha kolaydır. Diğer yatırım kriterleriyle beraber değerlendirilmesi gerekmektedir.

4.9. REPA VERİLERİNE GÖRE YATIRIM PROJEKSİYONLARI

2007 yılında gerçekleştirilmiş olan Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA) ile ülkemizde yıllık rüzgâr hızı 8,5 m/s ve üzerinde olan bölgelerde en az 5.000 MW, 7,0 m/s'nin üzerindeki bölgelerde ise en az 48.000 MW büyüklüğünde rüzgâr enerjisi potansiyeli bulunduğu tespit edilmiştir (ETKB, 2009f). Ortalama düzeyde her yıl %7 oranda artması beklenen elektrik enerjisi için gerekli olan yatırımların rüzgâr enerjisi alanında gerçekleştirilmesi ekonomik olup olmadığı analiz edilecektir.

Tablo 24. Modern Bir Rüzgâr Türbin Sisteminin Yıllık Getirisi

	Kapasite kW	Yıllık Çalışma Saati	Kapasite Kullanım Oranı	Aktif Üretim (kWh)	Satış Fiyatı (€/kWh)	Maliyeti (€/kWh)	Net Kazanç (€/kWh)	Nakit Girişi (€)
Yüksek Senaryo	2000	8760	0,5	8760000	0,055	0,012	0,043	376680
Düşük Senaryo	2000	8760	0,4	7008000	0,05	0,015	0,035	245280

(AWEA verileri kullanılarak hazırlanmıştır.)

Tablo 25’te 2000kW (2 MW) kapasiteli modern bir rüzgâr türbininin Avrupa’daki maliyetleri baz alınarak hazırlanmış bu konuda Avrupa Rüzgar Enerjisi Birliği’nin (EWEA) Mart 2009’ da yayımlanan Rüzgâr Enerjisi Ekonomisi Raporu’ndaki veriler kullanılmıştır. Toplam birim yatırım tutarı 1.227.000 €/MW olan 2 MW’lık bir rüzgâr türbinin maliyeti 2.454.000 avro olduğu varsayılmıştır. Rüzgâr türbinlerinde kapasite kullanımı %40 ve %50 arasında değişim göstermektedir. Aktif üretim, bir yıllık çalışma saati, türbin kapasitesi ve kapasite kullanım oranının çarpımıyla elde edilir. Yenilenebilir enerjiyi desteklemek amacıyla 0,050-0,055 €/kWh alım garantisi getirmiştir. Söz konusu fiyatların 0,07 €/kWh olma ihtimali de değerlendirilmiştir. Elektrik alış fiyatı ve kapasite kullanım oranı düşük ve yüksek olmak üzere farklı senaryolar üzerinden hesaplamalar yapılmıştır. Birim kWh başına satış fiyatından bakım ve işletme giderleri düşürülerek birim başına net kazanç elde edilmiştir. Birim başına net kazanç yıllık üretim miktarıyla çarpılarak, yüksek ve düşük senaryo olmak üzere “nakit girişleri” iki ayrı değer olarak hesaplanmıştır.

Yüksek ve düşük senaryo olarak hesaplanan nakit girişlerinden yıllar itibariyle %20 kurumlar vergisi çıkarılmış ve nakit çıkışına neden olmayan amortisman payları net nakit girişlerine eklenerek Net Nakit Akışları (NNA) elde edilmiştir. Yıllar itibariyle yatırımdan elde edilecek nakit girişleri %10-15-20 olmak üzere üç farklı iskonto oranıyla değerlendirilmiştir. Farklı senaryolara göre yatırımın yapıldığı yıla indirgenen gelirlerin pozitif olması durumunda proje tercih edilebilir. Analizde kurumlar vergisine ek olarak iskonto oranının yüksek olması rüzgâr enerjisi yatırımlarının zor şartlarda bile uygun ve ekonomik olduğunu göstermektedir.

Tablo 25 ve Tablo 26 Aynı kapasite kullanım oranıyla çalışan rüzgâr türbinlerinin yıllık getirileri %10 ve %15 olmak üzere iki farklı iskonto oranıyla bugünkü değerleri hesaplanmıştır. Tablo 26'de ki yatırım koşullarında bir rüzgâr enerjisi yatırımının ekonomik olmadığı için tercih edilmemelidir.

Tablo 27 ve Tablo 28'de aynı iskonto oranları ve enerji fiyatlarıyla değerlendirilen rüzgâr enerjisi sitemlerinin kapasite kullanım oranları sırasıyla %50 ve %40 olarak üzere farklı şekilde hesaplanmıştır. Tablo 27'deki koşullarda yatırımın bugünkü değeri pozitif iken Tablo 28'deki koşullarda yatırımın bugünkü değeri negatiftir. Farklı koşullar içeren senaryolar Tablo 30'da özetlenmiştir. Sürekli gelişen rüzgâr enerjisi teknolojileri, yüksek kapasitede daha verimli çalışan rüzgâr enerjisi sitemlerini tesis ederek ekonomik yatırımlara katkıda bulunacaktır.

Tablo 30. Senaryolara Göre Rüzgâr Enerjisi Projelerinin Değerlendirilmesi

Senaryolar	Kapasite kW	Yıllık Çalışma Saati	Kapasite Kullanım Oranı	Üretim (kWh)	Satış Fiyatı (€0,055/kWh)	B. Onarım Maliyeti (€/kWh)	Net Kazanç (€/kWh)	Nakit Girişi €	NBD (İ:%20)	NBD (İ:%15)	NBD (İ:%10)
%50 K. Kullanım Oranı (€0,05/kWh)	2000	8760	0,5	8760000	0,05	0,015	0,035	306600	Negatif	Pozitif	Pozitif
%40 K. Kullanım Oranı (€0,05/kWh)	2000	8760	0,4	7008000	0,05	0,015	0,035	245280	Negatif	Negatif	Pozitif
%50 K. Kullanım Oranı (€0,055/kWh)	2000	8760	0,5	8760000	0,055	0,015	0,04	350400	Negatif	Pozitif	Pozitif
%40 K. Kullanım Oranı (€0,05/kWh)	2000	8760	0,4	7008000	0,055	0,015	0,04	280320	Negatif	Negatif	Pozitif
%50 K. Kullanım Oranı (€0,07/kWh)	2000	8760	0,5	8760000	0,07	0,015	0,055	481800	Pozitif	Pozitif	Pozitif
%40 K. Kullanım Oranı (€0,07/kWh)	2000	8760	0,4	7008000	0,07	0,015	0,055	385440	Pozitif	Pozitif	Pozitif

SONUÇ

Fayda-Maliyet Analizinde %20 kurumlar vergisi ve %10-15-20 düzeylerinde yüksek iskonto oranına göre farklı kapasite kullanım durumlarında değerlendirilen “Rüzgâr Enerjisi Sistemleri” Net Bugünkü Değerleri genel itibariyle pozitif olduğu için ekonomik bir yatırımdır. REPA verileri doğrultusunda Türkiye’nin uygun bölgelerine rüzgâr enerjisi sistemleri kurulabilir. Türkiye’de 100 metre yükseklikteki rüzgâr potansiyelini işletmeye alınmasıyla rüzgâr enerjisinin kurulu güçteki payı artacaktır. Türkiye topraklarındaki rüzgâr potansiyeli çok verimli olan alanlar değerlendirildikten sonra yatırımlar orta düzeyde verimli arazilere yönelmesi daha sonra imkânların düzelmesiyle beraber deniz üstü rüzgâr enerjisi santrallerin inşa edilmesi muhtemeldir. Rüzgâr enerjisi yatırımlarının tamamı özel sektör tarafından gerçekleştirilse de devlet bu konuda ithal edilerek kullanılan teknolojileri üretmek için altyapı ve AR-GE çalışmalarıyla özel sektör temsilcilerinin yanında olmalıdır. Piyasanın tamamen serbestleşmesiyle oluşacak elektrik arzındaki aksaklıkları doldurmak için gerektiğinde özel sektörün yerine geçebilen sigorta görevini üstlenmesi gereken devlet özellikle yenilenebilir enerji konusunda daha üretken ve yatırım yapan bir konuma sahip olmalıdır. Diğer enerji kaynaklarıyla kıyaslandığında rüzgâr enerjisinin, yakıt maliyetinin olmayışı, karbon ve diğer zararlı emisyonlara yol açmaması vb. getirileri Türkiye’nin Kyoto Protokolü’nü imzalamasından sonra önem kazanmıştır.

Enerji sorununu ortadan kaldırabilmek için, enerji kaynaklarının çeşitlendirilmesi, yerli kaynak kullanımının mümkün olduğunca üst düzeye çıkarılması, enerji kaynaklarının kullanımında çevreye verilen zararın en aza indirgenmesi ve enerji arz güvenliğinin temel unsurlar doğru anlaşılmalıdır. Enerji arz güvenliği ile ilgili bir diğer nokta ise birçok ülke için kaçınılmaz olan enerjide dışa bağımlılığın yaratacağı riskler ve bunların yönetimidir. Petrol ve doğal gaz gibi günümüzde yoğun olarak kullanılan enerji kaynaklarının politik anlamda son derece kararsız bölgelerden sağlanması bu risklerin temel kaynağıdır. Türkiye’nin enerji durumunun bu açıdan da değerlendirilmesi son derece önemlidir. Türkiye petrol ve doğal gaz bakımından dışa bağımlı durumdadır. 2007 yılı itibarı ile elektrik üretimimizin %49’u doğal gaza dayanmaktadır. Günümüzde %70 düzeyinde olan enerjide dışa bağımlılığımızın 2020 yılı ile birlikte %80 düzeyine çıkacağı düşünülmektedir. Türkiye, bu şartlar altında enerji envanterini yeniden gözden geçirmelidir. Mümkün olduğunca yerli kaynaklara yönelmeli ve ilgili gelişmiş teknolojik yapılanmayı gerçekleştirmelidir. Bu süreçte hem

doğu batı hem de kuzey güney yönlü boru hattı projelerinde uluslar arası büyük projelere zemin hazırlayarak jeopolitik konum en iyi şekilde değerlendirilmelidir.

Ülkemizde yaşanan enerji problemlerinin en aza indirilebilmesi için; yerli kaynak kullanımına öncelik verilmesi, yerli üretimle uygun şartlarda karşılanamayan talebin ülke ve kaynak çeşitlendirilmesi sağlanarak karşılanması gerekmektedir. Rüzgâr santrali projelerinin gerçekleştirilmesinde ise, bu enerji kaynağını etkin şekilde kullanan ülkelerin uygulamaları dikkate alınarak hız verilmelidir. Doğalgaz ihtiyacının zamanında, yeterli miktarda sağlanabilmesi ve doğalgaz arz fazlalığının olması durumunda, yapılan anlaşmalarda gerekli düzenlemeler yapılarak ve gerektiğinde yeni terminal projeleri gerçekleştirilerek, ihracat imkânları araştırılarak tüketilemeyen alım garantili ithal kaynakların israfını önlemek için gerekli önlemler alınmalıdır. Ayrıca enerji politikalarımız belirlenirken sürdürülebilir nitelikte olması dikkate alınmalıdır.

Türkiye gibi enerjide dışa bağımlılığı son derece yüksek ülkeler için enerji envanterinin çeşitlendirilmesi kaçınılmazdır. Dışa bağımlılığın mümkün olduğunca azaltılması, yerli kaynakların kullanılması ve yenilenebilir enerji kaynakları ile mümkündür. Fakat nükleer enerji için ithal edilecek olan teknolojinin ilerleyen süreçte tamamen içselleştirilmesi gerekmektedir. Termik ve yenilenebilir enerji teknolojilerinde dahi dışa bağımlılık söz konusu iken, yoğun bilgi ve mühendislik gerektiren nükleer enerji teknolojilerinin içselleştirilmesi uzun zaman alacaktır. Bu nedenle Türkiye'nin nükleer enerji projelerinin işletmeye alınmasını beklerken, diğer yerli ve yenilenebilir kaynaklarına da yönelmesi gerekmektedir.

Arz güvenliğinin tesisi için uzun vadede bir enerji portföyü oluşturmalı, bu enerji portföyünde; enerji maliyetlerindeki değişime göre farklı enerji kaynaklarını maliyetiyle ters orantılı şekilde kullanım düzeylerine karar vermelidir. Yoğun kullanım gerektiren enerji kaynaklarında maliyetinin yanında risk, beklenti ve güvenlik unsurları da göz önüne alınarak enerji portföyü içindeki ağırlığı değiştirilebilir olmalıdır.

REPA çalışmaları sayesinde ortaya çıkan rüzgâr enerjisi potansiyelini daha verimli kullanmak için ulusal teknik takımlar oluşturarak, mevcut kaynakları analiz edebilen, teknik becerileri ve enerji üretim yöntemlerini geliştiren bir enerji sektörü oluşturulmalıdır. Bu doğrultuda türlü proje ve araştırmada fayda sağlamak üzere başta üniversiteler, TÜBİTAK ve özel sektör temsilcileri devletin desteğini kazanmak için projeler üretmelidir. Yapısal sorunlar tek tek ele alınmalı çözümler ve yasal

düzenlemeler bir bütün olarak anlaşılır ve şeffaf bir şekilde kamuya sunulmalıdır. Rüzgâr enerjisi potansiyelini tam olarak değerlendirmek ve yıllar itibariyle dinamik rakamsal hedeflerle sürekli gelişme sürdürülebilir kılınmalıdır.

KAYNAKÇA

- Acaroğlu M., Ültanır, M. Ö., “Türkiye 'de Biyokütle Enerji Potansiyeli ve Değerlendirilmesi İçin Öneriler”, *Türkiye 8.Enerji Kongresi Cilt:2*, s. 161-171, Ankara, 2000.
- Acaroğlu, M. (2008) “Türkiye’de Biyokütle – Biyoetanol Ve Biyomotorin Kaynakları ve Biyoyakıt Enerjisinin Geleceği” *VII. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu, UTES 2008*, http://www.uteg.org/makaleler/turkiyede_biyokutle_biyoeetanol.pdf
- Akdağ, S., Güler, Ö., (2007) “Dünyada Uygulanan Destek Modellerine Bağlı Olarak Rüzgar Enerjisi İle Sektörünün Gelişimi ve Ülkemizdeki Mevcut Durumun Değerlendirilmesi” *TMMOB VI. Enerji Sempozyumu-Küresel Politikaları ve Türkiye Gerçeği*, s. 216-218.
- Akkoyunlu, A. (27.05.2009) “Türkiye’de Enerji Kaynakları ve Çevreye Etkileri” ss. 18-26, http://www.tasam.org/images/tasam/faaliyetler/akkoyunlu_enerjisunum.pdf
- Ar F. (2008) “Planlı Enerji Tarımına Başlanmalı”, *EMO- Cumhuriyet Enerji Dergisi*, Sayı:10, s. 14.
- Aras, H., (2003) Wind Energy Status and its assestment in Turkey, *Renewable Energy*, 2003, S. 28, s. 2213-2220.
- AWEA (2009a) American Wind Energy Association, <http://www.awea.org/pubs/factsheets/HowWindWorks2003.pdf> (20.09.2009)
- AWEA (2009b), American Wind Energy Association, http://www.awea.org/faq/wwt_costs.html#How%20much%20does%20wind%20energy%20cost (13.06.2009)
- Benitez L. E., Benitez P. C., Kooten G. C., (2006)“The Ecomonics of Wind Power With Energy Storage”, www.sciencedirect.com
- BTM Consult (2006) World Market Update 2005, Ringkobing, http://www.btm.dk/news/world+market+update+2005+forecast+2006-2010/?s=9&p=1&n=15&p_id=2
- BOTAŞ (2008) Doğalgaz Anlaşmaları, <http://www.botas.gov.tr/> (03.02.2009)

Commission Of The European Communities (2007) Communication From The Commission To The Council And The European Parliament, Prospects For The Internal Gas And Electricity Market Brussels, s. 8, http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/com/2006/com2006_0841en01.pdf

Çalışkan, M., “Ege Bölgesi Rüzgâr Potansiyeli”, (15.09.2009) *Ege Bölgesi Enerji Forumu 2007, İzmir ve Çevresinde Yenilenebilir Enerji Kaynakları*, s. 4, http://www.emo.org.tr/ekler/5c6fc7db34e5fd2_ek.pdf?tipi=4&turu=H&sube=7

DSİ (24.05.2009a) *Devlet Su İşleri Tarihçesi*, <http://www.dsi.gov.tr/kurumsal/tarihce.htm>

DSİ (25.05.2009b) Devlet Su İşleri, *Enerji Kaynakları*, <http://www.dsi.gov.tr/hizmet/enerji.htm>

Dirsenekli, H. (22.05.2009) *MMOB Soma Havzası Kömür Rezervlerinin Enerjide Kullanımı Semineri*, Manisa, http://www.mmo.org.tr/resimler/ekler/fbe922079210065_ek.pdf?tipi=2&turu=X&sube=0

Doğanay, H. (1991) *Enerji Kaynakları*, Atatürk Üniversitesi Yayınları No: 707, Erzurum.

DPT (1995) Yedinci Beş yıllık Kalkınma Planı, T. C. Resmi Gazete 22354, 25.07.1995, s. 137.

DPT (2000a) Sekizinci Beş yıllık Kalkınma Planı, T. C. Resmi Gazete 24100, 05.07.2000, s.143.

DPT (2000b) Sekizinci Kalkınma Planı - 2001 Yılı Programı, T.C. Resmi Gazete 24231, 15.11.2000, s.203.

DPT (2006) Dokuzuncu Beş Yıllık Kalkınma Planı, T. C. Resmi Gazete 26215, 01.07.2006. s.69-70.

DPT (2008) Dokuzuncu Beş Yıllık Kalkınma Planı, 2009 Yılı Programı, T. C. Resmi Gazete 27028, 18.10.2008, s. 112.

DPT (2003) *Tuz Gölü Havzası Yer Altı Doğal Gaz Depolama Projesi Mühendislik Ve Danışmanlık Hizmetleri Çevresel Etki Değerlendirilmesi Raporu*, Bölüm: 1 s.1.

- Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi (2006) (DEK-TMK) *Türkiye 10. Enerji Kongresi Sonuç Bildirgesi*.
- Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi (2008) “16.03.2008 Tarihli Basın Bildirisi”, http://www.dektmk.org.tr/Elektronikbulten/16.sayi/DEK-TMK_basin_bildirisi.pdf (27.1.2009)
- EIA (01.06.2009) Energy Information Administration, <http://www.eia.doe.gov/>
- EİE (2009a), *Güneş Enerjisi*, <http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/gunes/tgunes.html> (28.05.2009)
- EİE (2009b) *Biyoenjerji*, http://www.eie.gov.tr/turkce/YEK/biyoenjerji/02biyodizel/bd_mev_zuat.html (09.06.2009)
- ETKB (2008a) *Fosil yakıtlar, Genel Bilgiler*, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=fosilyakitlar&bn=220&hn=220&nm=384&id=385> (05.05.2009)
- ETKB (2008b) *ETKB İle Bağlı ve İlgili Kuruluşların Amaç ve Faaliyetleri, Mavi Kitap*, s. 32-66, Ankara, http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=yayinlar_raporlar&bn=550&hn=&id=3273
- ETKB (2009a) *Enerji Kaynakları*, www.enerji.gov.tr (20.04.2009)
- ETKB (2009b) *Fosil Yakıtlar*, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=fosilyakitlar&bn=220&hn=220&nm=384&id=385> (26.05.2009)
- ETKB (2009c) *Yenilenebilir Enerji*, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=nukleerenerji&bn=224&hn=224&nm=384&id=388> (23.05.2009)
- ETKB (2009d) *Hidrolik Enerji*, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?sf=webpages&b=hidrolik&bn=232&hn=12&nm=384&id=387> (25.05.2009)
- ETKB (2009f) *Rüzgâr Enerjisi*, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?sf=webpages&b=rüzgar&bn=231&hn=12&nm=384&id=387> (19.05.2009)
- ETKB (2009e) *Biyoyakıt*, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?sf=webpages&b=biyoyakit&bn=235&hn=12&nm=384&id=387> (28.04.2009)

- ETKB (2009g) *Güneş Enerjisi*, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=gunes&bn=233&hn=&nm=384&id=40695> (30.09.2009)
- ETKB (2009h) *2010- 2014 Stratejik Plan (Taslak)*, s. 17, <http://www.enerji.gov.tr> (06.09.2009)
- ETKB (2009i) *Kömür*, <http://www.enerji.gov.tr/index.php?dil=tr&sf=webpages&b=kodemur&bn=511&hn=&nm=384&id=4062> (06.05.2009)
- ETKB (2009j) *Yenilenebilir Enerji Kaynakları Bilgi Notu*, <http://www.enerji.gov.tr/ByWEB/DownloadBelgeServlet?read=db&fileId=42000> (30.09.2009)
- EWEA (2005) *Wind Force 12*, s. 12, www.ewea.org (20.09.2010)
- EWEA (2009), *The Economics Of Wind Energy*, A report by the Wind Energy Association, www.ewea.org (13.06.2009)
- European Commission (1997) *White Paper for a Community Strategy and Action Plan* s.37, http://ec.europa.eu/energy/library/599fi_en.pdf (06.06.2009)
- European Commission (2000) *Green Paper Towards a European Strategy for the Security of Energy Supply*, s.68.
- Gebze Yüksek Teknoloji Enstitüsü, *Rüzgâr Enerjisinin Üstünlükleri*, <http://web.gyte.edu.tr/enerji/ruzgarenerji/d3.html> (14.06.2009)
- Gencer Ç., Akaya S., Gürkan S., *Wind Energy Potetial in Turkey and Case Study Of Three Projects*, s. 3, Karabük.
- Gençoğlu, M. T., “Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Türkiye Açısından Önemi”, *Fırat Üniversitesi mühendislik Fakültesi Elektrik-Elektronik Mühednsliği Bölümü*, s. 5, Elazığ, http://perweb.firat.edu.tr/personel/yayinlar/fua_612/612_502.pdf (20.05.2009).
- Gökçınar, R. E., Uyumaz, A., (2008) “Rüzgar Enerjisi Maliyetleri ve Teşvikleri”, *VII. Ulusal Temiz Enerji Sempozyumu*, ss. 701-702.
- Gürsoy, B. (2007) “*Enerjide Özel Sektör, Yatırım Ortamı ve Bürokrasiden Endişeli*”, http://www.referansgazetesi.com/haber.aspx?HBR_KOD=55987&KTG_KOD=147&ForArsiv=1, (215.2009).

- Hawkins, C. J., Pearce, D. W., (1978), Yatırım Projelerinin Değerlendirilmesi (Çeviren: A. Bora Ocakçıoğlu, Mc Millan İktisat Serisi, Ak Yayınları, İstanbul.
- Hepbaşlı, A., Özdamar, A., Özalp, N., (2001) Present Status and potential of Renewable Energy Sources in Turkey, *Energy Source*, s.23.
- IEA (2008) Keyword Statistics, <http://www.iea.org/stats/index.asp>
- Kavak, K. (2005) *Dünyada ve Türkiye'de Enerji Verimliliği ve Türk Sanayisinde Enerji Verimliliğinin İncelenmesi*, DPT İktisadi Sektörler ve Koordinasyon Genel Müdürlüğü, Uzmanlık Tezi, s. 5, Ankara.
- Kemal, M. ve Semerkant, O. (2007) *Türkiye Linyit Potansiyeli Ve Kullanım Olanağı*, s. 18, www.maden.org.tr/resimler/ekler/a036d228858d76f_ek.pdf (09.05.2009).
- Kenisarın M., Karslı V m., Çağlar M. (2006) Wind power engineering in the world and perspectives of its development in Turkey, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 341-369.
- Kjaer, C. (13.06.2009) "European Union Issue 16" *Energy Power*, <http://www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/articles/articles2008/EU16.pdf>, (13.06.2009).
- Kumbur, H., Özer, Z., Özsoy, H.D. ve Avcı E.D. (2009) *Türkiye'de Geleneksel ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Potansiyeli ve Çevresel Etkilerinin Karşılaştırılması*, s. 4, http://www.emo.org.tr/ekler/3f445b0ff5a783e_ek.pdf (26.05.2009).
- Lewis J. I., Wisser R. H., 2007, Fostering a renewable energy technology industry: an comparison of wind industry policy support mechanisms, *Energy Policy*, 35, s.1844-1857.
- MMO (2007) "*Temiz Kömür Teknolojileri ve Yakma Teknikleri Semineri*" http://www.mmo.org.tr/resimler/ekler/7fd118e6f226a71_ek.pdf?dergi=320 (22.05.2009).
- MTA (2009) *Türkiye'de Jeotermal Enerji Çalışmaları*, s.2-3, <http://www.mta.gov.tr/mta/enerji/jeotermal/turkeygeneral/jeotermal%20potansiyel2.htm> (24.04.2009).

- Müstakil Sanayici ve İş Adamları Derneği (MÜSİAD) (2006) *Türkiye'nin Enerji Ekonomisi ve Petrolün Geleceği Araştırma Raporları* ss.47-49, İSTANBUL.
- Natural Resources Canada (2009) RETScreen Software, <http://www.etscreen.net/ang/home.php> (09.18.2009).
- Nuclear Energy Institute (2008) *World Nuclear Generation And Capacity*, <http://www.nei.org/resourcesandstats/documentlibrary/reliableandaffordableenergy/graphicsandcharts/worldnucleargenerationandcapacity/> (26.05.2009).
- Pamir, N. (2007) Enerji Politikaları Ve Küresel Gelişmeler, http://www.emo.org.tr/ekler/c6744c9d42ec2cb_ek.pdf (05.04.2009).
- Pamir, N., Türkyılmaz, O. (2007) “Doğal Gaz Temin Ve İhraç Seçenekleri” Uluslararası Doğal Gaz Kongresi ve Sergisi, www.asam.org.tr/temp/temp372.doc (02.06.2009)
- Petrol Sanayi Derneği-PETDER (2009) 2005 Sektör Raporu, İstanbul, <http://www.petder.org.tr/>
- Pricewaterhouse Coopers, Power Deals (2008) Annual Review, http://www.pwc.com/tr_TR/tr/images/ins-sol/publ/energydeals.pdf
- REPA (2009) Türkiye’de Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli, <http://repa.eie.gov.tr/>
- Salman, B. (2008) “Yatırım Açığı, Dış Bağımlılık, Pahalılık” *TMMOB-Cumhuriyet Enerji Dergisi*, s.11, s. 20.
- Sarıaslan H., (1994), *Yatırım Projelerinin Hazırlanması ve Değerlendirilmesi*, 2. Baskı, Turhan Kitabevi: Ankara.
- Soyak, A. (2003) “Türkiye’de İktisadi Planlama : DPT’ye İhtiyaç Var Mı?”, *Doğuş Üniversitesi Dergisi* c.4, S.1, s. 178.
- Şengüler, İ. (2001) *Ülkemiz Enerji Bütünlemede Linyit Ve Termik Santraller*, Derl.: MMO, Ankara.
- Tamzok, N. (2007) “Afşin Elbistan Linyit Havzası ve Enerji Yönetiminde Planlama” *EMO-Enerji*, S.2, s. 81.

- Tamzok, N. (2008a) Yerli Kömür Çıkmazı, Maden Mühendisleri Odası Stratejik Araştırmalar Merkezi, *Cumhuriyet Enerji Dergisi*, s.8, ss.15.
- Tamzok, N. (2008b) “Elektrik Sektöründe Piyasa Modeli Ve Rekabet Sorunu”, *Cumhuriyet Enerji Dergisi*, S. 12, s. 14.
- Tavman, İ.H ve Önder, T.K. (2001) “Türkiye 'de Rüzgâr Enerjisi Potansiyeli ve Kullanımı” Yenilenebilir Enerji Kaynakları Sempozyumu, ss. 316-323, İzmir, 2001.
- TEİAŞ (2008) Türkiye Brüt Elektrik Enerjisi Üretiminin Birincil Enerji Kaynak Paylarının Yıllar İtibariyle Gelişimi, www.teias.gov.tr (30.05.2009).
- TEİAŞ (2009) Türkiye Elektrik Üretim – İletim İstatistikleri <http://www.teias.gov.tr/ist2007/index.htm#I-%20KURULU%20G%C3%9C%C3%87> (03.05.2009)
- Tokatlıoğlu M. Y. (2005) *Fayda Maliyet Analizi*, Alfa Akademi: Bursa.
- Toprak, S. (2009) *Türkiye ve Dünyada Kömür*, http://www.tki.gov.tr/dosyalar/komur_nedir.pdf (17.05.2009)
- TPAO (2008) Yılı Petrol ve Doğalgaz Sektör Raporu, s. 3, Ankara.
- TÜREB (2009) Türkiye’de Rüzgâr Santralleri, www.ruzgarenerjisibirligi.org.tr (04.02.2009)
- Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği (2006), TMMOB Enerji Raporu, s. 17, Ankara.
- Tümertekin, E. (1971) *İktisadi Coğrafya*, İstanbul Üniversitesi Yayınları: İstanbul s.144.
- Üstün, A. K., Apaydın, M., Başaran Filik, Ü., Kurban, M., (2009) “Kyoto Protokolü Kapsamında Türkiye’nin Yenilenebilir Enerji Politikalarına Genel Bir Bakış” *YEKSEM 2009 5. Yenilenebilir Enerji Sempozyumu*, Haziran 2009, TMMOB Bildiriler Kitabı, s. 26, Ankara.
- Vattenfall (01.05.2009) *Annual Report 2007*, ss. 21-27, <http://www.vattenfall.com/>
- Wikipedia (2009a) *Fosil Yakıtlar*, http://tr.wikipedia.org/wiki/Fosil_yak%C4%B1tlar, (04.04.2009)

Wikipedia (2009b) *Petrol*, <http://tr.wikipedia.org/wiki/Petrol> (22.05.2009)

Wikipedia (2009c) *Hidroelektrik Santral*, http://tr.wikipedia.org/wiki/Hidroelektrik_santral (25.05.2009)

Wikipedia (2009d) *Jeotermal Enerji*, http://tr.wikipedia.org/wiki/Jeotermal_enerji (28.04.2009)

Wikipedia (2009e) *Rüzgâr Türbini*, http://tr.wikipedia.org/wiki/R%C3%BCzg%C3%A2r_t%C3%BCrbini (20.09.2009)

3096 Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun (1984), 04.12.1984, *Resmi Gazete 18610*, Madde 2, s. 1.

4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (2001), *T.C. Resmi Gazete*, 24335, 3 Mart 2001.

5346 Sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun. (2005), *T. C. Resmi Gazete*, 25819, 18 Mayıs 2005, s. 1, <http://www.epdk.org.tr/mevzuat/diger/yenilenebilir/yenilenebilir.doc> (25.05.2009)

ÖZGEÇMİŞ

Kişisel Bilgiler

Adı Soyadı : Mehmet Ali GÜNEŞ
Doğum Yeri ve Tarihi : Aksaray, 1983

Eğitim Durumu

Lisans Öğrenimi : Adnan Menderes Üniversitesi İşletme Bölümü
Yüksek Lisans Öğrenimi : Adnan Menderes Üniversitesi Maliye Bölümü
Bildiği Yabancı Diller : İngilizce, Almanca, Lehçe.

İş Deneyimi

Stajlar : Muhasebe Stajı
Çalıştığı Kurumlar : Türkiye İstatistik Kurumu, Ziraat Bankası.

İletişim

e-posta Adresi : gunes.mali@gmail.com

Tarih : 27.10.2009