tmmob
makina mühendisleri odası

ODA RAPORU

TÜRKİYE'NİN ENERJİ GÖRÜNÜMÜ

Genişletilmiş İkinci Baskı

Nisan 2012

Yayın No: MMO/588

tmmob
makina mühendisleri odası

Meşrutiyet Caddesi No: 19 Kat: 6-7-8
Tel: (0 312) 425 21 41◆Faks: (0 312) 417 86 21
e-posta: mmo@mmo.org.tr
http://www.mmo.org.tr

YAYIN NO: MMO/588

ISBN: 978-605-01-0358-8

Bu yapıtın yayın hakkı Makina Mühendisleri Odası'na aittir. Kitabın hiçbir bölümü değiştirilemez. MMO'nun izni olmadan kitabın hiçbir bölümü elektronik, mekanik vb. yollarla kopya edilip kullanılamaz. Kaynak gösterilmek kaydı ile alıntı yapılabilir.

1. Baskı: Mart 2010 / Ankara

2. Baskı: Nisan 2012 / Ankara

Baskı
MRK Baskı ve Tanıtım Hizmetleri Tic. Ltd. Şti
Tel: (0312) 354 54 57

sunuş

Enerjinin üretim ve kullanımının toplumsal yarar doğrultusunda olması, ekonomik ve sosyal gelişmişliğin bir göstergesidir. Aynı zamanda enerji, temel insani gereksinimler arasında yer almaktadır.

Özellikle elektrik enerjisi, insan yaşamında tartışmasız bir önceliğe sahiptir. Günlük yaşamın birçok alanında vazgeçilmez, sınai üretim, ticari ve evsel kullanımda ikame edilemezdir. Refah seviyesinin sürdürülebilmesi için de günlük yaşamda geri dönülemezdir. Enerjisiz bir yaşam, günümüz koşullarında neredeyse olası değildir. Gelişen teknoloji ve artan enerji açığı bütün ülkelerde olduğu gibi ülkemizde de, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına ağırlık verilmesini, yeni enerji kaynakları üzerinde daha fazla düşünülmesini ve hızlı bir şekilde alternatiflerin üretilmesini gerekli hale getirmiştir.

Birincil enerji tüketiminde % 70'leri aşan, elektrik üretiminde % 60'lara yaklaşan dışa bağımlılık sorununu aşmak, 2011 yılında 54 milyar doları varan, 2012 içinde 65 milyar dolara ulaşması söz konusu olan dış alım faturalarını düşürmek, enerjiye ucuz, sürekli, güvenilir ve sürdürülebilir bir şekilde erişmek, enerji yatırımlarının çevreye zararlarını asgariye indirmek, enerji ekipmanlarının yerli üretimini sağlamak için ulusal ve kamusal çıkarlara dayalı enerji strateji, politika ve programlarını tasarlamak ve uygulamak gerekir. Oysa ülkemizde yıllardır izlenen özelleştirmeci politikalarla enerjide dışa bağımlılık daha da fazlalaşmış ve kamunun etkinlik alanı daraltılmış enerji fiyatları artmış, düşük gelirli ailelerin çağdaş yaşamın gereklerine uygun şartlarda enerji kullanım imkanları sınırlanmıştır.

Bu rapor; Odamızın, Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği'nin, Elektrik Mühendisleri Odası'nın, Odamızın üyesi olduğu ve Yönetim Kurulunda temsil edildiği Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesinin (DEK-TMK), Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile bağlı ve ilişkili kamu kuruluşlarının (TEİAŞ, BOTAŞ, EPDK, TKİ), sektör derneklerinin (PETFORM, GAZBİR), ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonunun ve sektörde faaliyet gösteren bir çok uzmanın ve kuruluşun, enerji alanında yürüttüğü çeşitli çalışmaların sonuçlarından hareketle hazırlanmıştır.

Raporda; ülkemiz enerji sektörünün durumu irdelenmekte, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarında değerlendirmeyi bekleyen potansiyel vurgulanmakta, Türkiye'nin Enerji Görünümü vurucu bir şekilde ve güncel verilerle anlatılmakta, enerji sorununun kamusal ve ulusal çıkarlar doğrultusunda çözümü için, planlı ve programlı bir yaklaşımla hazırlanan kapsamlı önerilerde bulunulmaktadır.

- *Raporu bütününü hazırlayan ve editörlüğünü üstlenen MMO Enerji Çalışma Grubu Başkanı Oğuz TÜRKYILMAZ'a ve MMO Enerji Birimi Teknik Görevlisi Can ÖZGİRESUN'a,*
- *Enerji Verimliği bölümünü hazırlayan MMO Enerji Verimliliği Danışmanı ve MMO Enerji Çalışma Grubu Üyesi Tülin KESKİN'e,*
- *Rüzgar ve Güneş bölümlerini hazırlayan MMO Enerji Çalışma Grubu Danışmanı Elektrik Mühendisi Zerrin ALTUNTAŞOĞLU'na,*
- *Jeotermal bölümünü hazırlayan ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu üyesi Petrol mühendisi Tevfik KAYA'ya,*
- *Biyoyakıtlar bölümünü hazırlayan DEK-TMK üyesi Dr.Figen Ar'e,*

- *Elektrik üretimin yapısal işleyişini değerlendiren bölümün hazırlanmasına ciddi katkı koyan ODTÜ Mezunlar Derneği Enerji Komisyonu üyesi matematikçi Yusuf BAYRAK'a ve TMMOB EMO Enerji Çalışmaları Koordinatörü elektrik mühendisi Olgun SAKARYA'ya ,*
- *Petrol ve doğal gazla ilgili bölümlerin hazırlanmasına ciddi destek veren DEK-TMK Yönetim Kurulu Üyesi Yön Eylem Araştırmacısı Ülker AYDIN'a ve TMMOB Petrol Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Başkanı Petrol Mühendisi Necdet PAMİR'e,*
- *Kömürle ilgili bölümün hazırlanmasında, DEK-TMK için yaptığı çalışmaları bizimle paylaşan Dek-TMK Denetim Kurulu Üyesi Jeofizik Mühendisi Çetin KOÇAK'a,*
- *Hidrolik kaynaklarla ilgili bölümün hazırlanmasında, DEK-TMK için yaptığı çalışmaları bizimle paylaşan koyan DEK-TMK Yönetim Kurulu Üyesi İnşaat Mühendisi Ayla TUTUŞ'a ve TMMOB Enerji Çalışma Grubu Başkanı meteoroloji mühendisi İsmail KÜÇÜK'e,*
- *Çalışmanın başlangıç, hazırlık ve sonuçlandırma sürecinde çalışmalarını ve birikimlerini paylaşan MMO Enerji Çalışma Grubu üyeleri Haluk DİRESKENELİ, H. Caner ÖZDEMİR, Şayende YILMAZ, MMO Enerji Birimi Teknik Görevlileri Koray TUNCER ve Derya BARAN ile İktisatçı ve Araştırmacı-Yazar Mustafa SÖNMEZ, elektrik-elektronik mühendisleri Erdinç ÖZEN ve Barış SANLI, Endüstri Yüksek Mühendisleri Şenol TUNÇ ve Kubilay KAVAK, Kimya Yüksek Mühendisi Gökhan YARDIM, Makine Yüksek Mühendisleri Arif AKTÜRK ve Muzaffer BAŞARAN, Maden Mühendisi Mehmet KAYADELEN, Prof.Dr. İskender Gökalp'e*
- *Çalışmanın yayıma hazırlanması ve baskı aşamasındaki emekleri için Oda Yayın Birimi Sorumlusu Mahir Ulaş AKCAN, Basın Birimi Sorumlusu İlhan Kamil TURAN ve Yayın birimi çalışanlarına*

teşekkür ederiz.

Nisan 2012

TMMOB Makina Mühendisleri Odası
Yönetim Kurulu

İçindekiler

1. TÜRKİYE'NİN ENERJİ TALEBİNDEKİ GELİŞMELER 1

1.1 Türkiye'nin Enerji Sektörünün Yapısını Belirleyen Temel Veriler 4

1.2 Türkiye Enerji Sektörü ile İlgili Temel Tespitler 4

2. ENERJİ TALEBİ, ÜRETİMİ VE İTHALATI 7

3. HÜKÜMETİN ENERJİ POLİTİKALARI 11

4. ELEKTRİK ÜRETİM YATIRIMLARI İÇİN MEVCUT MEVZUAT VE UYGULAMALAR 13

4.1 Elektrik Talep Projeksiyonları 29

4.2 Tam Yol Özelleştirme Politikaları 30

4.3 Özelleştirmenin Amaçları İle Uygulamaların Karşılaştırılması 33

4.4 Elektrik Enerjisi Tüketim Bedelleri 33

4.5 Elektrik Enerjisi Hizmet Bedelleri 43

4.6 Elektrik Dağıtım Tesisi Yatırımları 50

4.7 Elektrik Dağıtım Tesislerinde Periyodik Bakımlar 52

4.8 Sonuç ve Öneriler 54

5. TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİMİ VE POTANSİYELİ 57

6. DOĞAL GAZ 61

6.1 İletim Şebekesi 66

6.2 LNG Terminalleri 68

6.3 Türkiye'nin Mevcut Doğal Gaz Depolama Kapasitesi 70

6.4 Piyasa Serbestleşme Süreci-Sektörel Tüketimler 71

6.5 Doğal Gaz Talebi 73

6.6 Elektrik Üretiminin Doğal Gaza Bağımlılığı 75

6.7 Kentsel Doğal Gaz Dağıtımı 76

6.8 Doğal Gaz Sektörünün Özelleştirilmesi 80

6.9 Doğal Gaz Fiyatları 81

7. PETROL 83

7.1 Rafinaj 90

7.2 Rafinerilerde İşlenen Ham Petrol 90

7.3 Petrokimya 94

8. KÖMÜR POTANSİYELİMİZ 95

8.1 Türkiye Kömür Rezervleri 95

8.2 Türkiye Asfaltit Rezervleri, Üretimi ve Tüketimi 99

8.3 Türkiye'de Kömür Üretimi ve Tüketimi 100

8.4 Kömür Rezervlerinin Termik Santral Potansiyeli ve Elektrik Arz Güvenirliği 102

8.5 TKİ'de Kömür Teknolojileri ve AR-GE Faaliyetleri 104
8.6 Kömür İthalatı 106
8.7 Türkiye'deki Gelişmeler ve Elektrik Üretiminde Yerli Kömürlerin Teşviki 106
8.8 Afşin Elbistan Sahası 108

9. NÜKLEER SANTRALLER ÜZERİNE 115

10. HİDROELEKTRİK POTANSİYELİMİZ 119
10.1 Türkiye'nin Su Kaynakları HES Potansiyeli ve Gelişme Durumu 119
10.2 Elektrik Üretiminde HES'ler 119
10.3 HES'lere Karşı Toplumsal Tepkiler ve Hukuk 144
10.4 Su Yapılarında Mühendislik Çalışmaları 151

11. DİGER YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ DURUMU 159
11.1 Rüzgar Potansiyelimiz 159
11.2 Jeotermal Potansiyelimiz 171
11.3 Türkiye'de Güneş Enerjisi 175
11.4 Biyogaz ve Biyoyakıt Potansiyeli 187

12. YEK TEŞVİKLERİ 191

13. ENERJİ EKİPMANLARININ YERLİ ÜRETİMİ 197

14. ENERJİ VERİMLİLİĞİ 201

15. SONUÇ VE ÖNERİLER 205
15.1 Genel Politikalar 207
15.2 Enerji Verimliliği 211
15.3 Kömür ve Kömür Yakıtlı Santraller 215
15.4 Doğal Gaz 217
15.5 Hidroelektrik 221
15.6. Rüzgâr 230
15.7 Jeotermal Enerji 232
15.8 Güneş Enerjisi 234
15.9 Biyoyakıtlar 237
15.10 Politikalar ve Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi 239

KAYNAKÇA 241

1. TÜRKİYE'NİN ENERJİ TALEBİNDEKİ GELİŞMELER

Türkiye yüzölçümü ve nüfusu itibarıyla dünya üzerinde kayda değer bir duruma sahiptir. Nüfusu 74,8 milyonu aşmaktadır. 2011 verileriyle GSYİH olarak cari fiyatlarla 1.294.892 milyar TL'lik bir büyüklüğe sahiptir. Milli gelirin dolar cinsinden tutarı 772.298 milyar dolardır. Kişi başına düşen milli gelir 10.444 dolar, cari fiyatlarla 17.510 TL seviyesindedir. Kriz nedeniyle 2008'e göre % 4,5 gerilemeyle 2009'da 103.500 MTEP'e düşen Türkiye'nin enerji tüketimi 2010 yılında 109.266 MTEP olarak gerçekleşmiştir. Elektrik üretimi 2011 yılında, bir önceki yıla göre % 8,78 artışla 228.431 milyar kWh'ye, tüketim ise % 8,19 artışla 229.344 milyar kWh'ye varmıştır.

Elektrik üretim kapasitesi ise, 2011 sonunda 52.235,38 MW'ye ulaşmıştır.

Tablo 1.1: Kişi Başına Yıllık Elektrik Enerjisi Tüketimi

ÜLKELER	KİŞİ BAŞINA TÜKETİM (kWh)
Dünya Ortalaması	2.500
Gelişmiş Ülkeler Ort.	8.900
ABD	12.322
Türkiye	**3.099**

Enerji, özellikle de elektrik enerjisi, insan yaşamında tartışmasız bir önceliğe sahiptir. Bazı sanayi kolları ile konutlarda bazı amaçlı kullanımlarda ikame edilemezdir, refah seviyesinin sürdürülebilmesi için de günlük yaşamın birçok alanında vazgeçilmezdir. Enerjisiz bir yaşam, günümüz koşullarında neredeyse olası değildir. Gelişen teknoloji ve artan enerji açığı bütün ülkelerde olduğu gibi ülkemizde de yeni enerji kaynakları üzerinde daha fazla düşünülmesini ve hızlı bir şekilde alternatiflerin üretilmesini gerekli hale getirmiştir.

Yeryüzünde fosil yakıtların neden olduğu sera gazlarının küresel ısınma ve iklim değişiklerine yol açması, diğer yandan nükleer enerji kaynaklarının toplumsal, çevresel ve ekonomik açıdan yüksek maliyetli olması ve Japonya'daki son kazanın gösterdiği gibi, henüz risk sorununun çözümlenemediği gerçeği, ülkelerin yerli ve yenilenebilir kaynaklara yönelmesine ve öz kaynaklarını daha etkin biçimde kullanımının önemini artırmıştır. Özellikle teknolojik gelişmeye bağlı olarak ortaya çıkan çağdaş gereksinimlerden dolayı, enerji üretimiyle ilgili bilimsel araştırmalar, alternatif ve daha kullanışlı enerji kaynaklarına yönelmiştir. Günümüzde sürdürülebilirliğin sağlanması ve doğal dengenin korunması için yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının işlenmesi ve kullanılmasının önemi giderek artmaktadır.

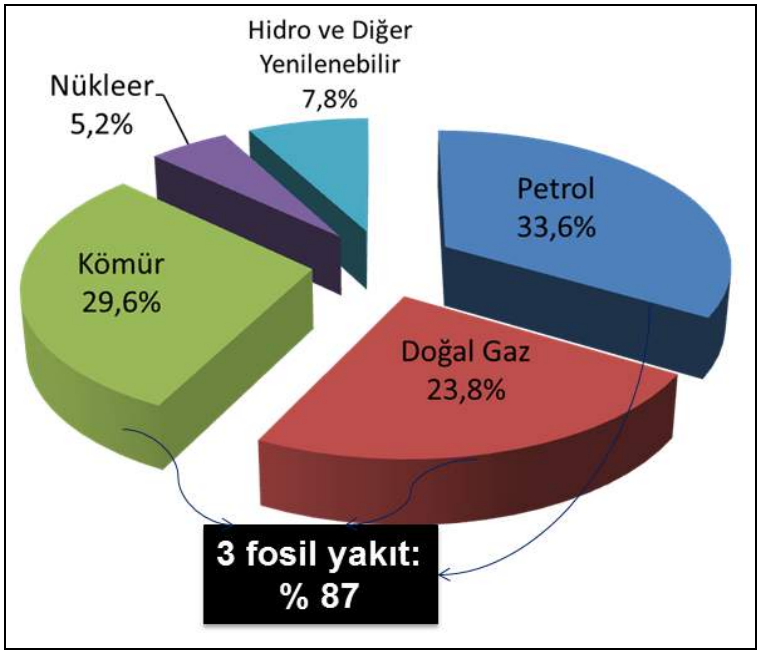
Enerjiyi kesintisiz, güvenilir, ucuz, temiz ve çeşitlendirilmiş kaynaklardan sağlayabilmek ve verimli kullanmak önemlidir. Ne var ki bu güne kadar kullandığımız birçok enerji dönüştürme yönteminin çevreye ve insanlara verdiği zarar artık ciddi boyutlara ulaşmıştır. Özellikle yirminci yüzyılın acımasız ve neye mal olursa olsun daha fazla üretim, daha fazla kâr güdüsünün, gerek çevreye, gerekse canlılara onarılamaz derecede zarar vermesi, enerji gereksiniminin insana daha yakışır biçimde nasıl karşılanabileceği sorusunu ve araştırmasını beraberinde getirmiştir. Ülkelerin, kendi yurttaşlarına ve dünya halklarına daha güzel bir dünya sunabilmek için, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarından daha fazla enerji üretmeye yönelmeleri kaçınılmazdır. Bu noktada doğanın

dünya ölçeğinde dağılımında daha adil ve eşitlikçi davrandığı rüzgar, güneş gibi yenilenebilir enerji kaynakları da, tüm insanlığın hizmetinde olacaktır.
Sürdürülebilir bir gelecek için yeni fikirlere ve eylem programlarına ihtiyaç vardır. Enerjiye ucuz, güvenilir, kaliteli, yeterli ve sürdürülebilir şekilde erişim temel bir insan hakkıdır. Dünya ölçeğinde enerji sorununun çözümü için işbirliğinin artması ve çözümler geliştirilmesi için Dünya Enerji Konseyi (WEC) ve Birleşmiş Milletlere ve bağlı kuruluşlarına görevler düşmektedir.

2010 yılında, dünya birincil enerji (ticari) tüketimi 2009 yılına göre % 5.6 artarak 12.000 milyon TEP olmuştur. Çin, % 11 oranında büyüme ile Amerika Birleşik Devletleri'ni geride bırakarak dünya enerji tüketiminde % 20.3 payla en yüksek tüketime sahip ülke haline gelmiştir. Dünya enerji tüketiminde daha önceden de olduğu gibi fosil kaynaklar başat rol oynamaktadır. Petrol % 33.6 ile tüketimde en büyük payı almış olup, bir önceki yıla göre % 3.1 artış göstererek 2010 yılında günlük 87.4 milyon varile ulaşmıştır. Brent petrolün varil fiyatı 2009'a göre % 29 artmış olarak, 2010 içinde ortalama 79.5 Amerikan doları civarında seyretmiştir.

Kömür 1970'den bu yana % 29,6 oranıyla tüketimdeki en büyük payı almıştır. Bir önceki yıla göre % 7.6 artış gösteren küresel kömür tüketiminde Çin % 48.2 payla yer almıştır. Doğal gaz talebi her yıl daha da artan bir enerji kaynağı olarak 1984'ten beri en yüksek oranla % 7.6 artmış ve global doğal gaz ticaretinde % 10.1 ve LNG ticaretinde ise % 22.6 artış izlenmiştir.

2010 yılı küresel birincil enerji tüketimi içinde hidrolik dışındaki yenilenebilir enerji sadece % 1.8 pay almıştır. Bununla birlikte yenilenebilirden elektrik üretimi bir önceki yıla göre % 15.5 artmıştır. Bu artıştaki en büyük etki % 22.7 oranında artan rüzgar enerjisi üretimi olmuştur. Çin ve ABD birlikte bu artışın % 70'ini gerçekleştirmiştir. Hidrolik enerji üretimi % 5.3 ve biyo-yakıt üretimi % 13.1 bir önceki yıla göre artmıştır. Birincil enerji tüketimi içinde% 5.2 pay alan nükleer enerji üretimi ise bir önceki yıla göre % 2 artış göstermiştir.



Şekil 1.1: Dünya Birincil Enerji Tüketimi Kaynaklar Bazında (%), 2010

Kaynak: *BP Statistical World Review of Energy, Haziran 2010*

Dünya, 2009'daki global krizle kaybettiği ekonomik büyüme hızını, 2010 yılında 2008'deki kaldığı yerden devam ederek sağlamıştır. Bunun sonucu olarak 2010 dünya enerji talebi, 1973'ten sonra en büyük oran olan % 5.6 ile artmıştır. Bu artış daha çok gelişen ekonomilerde olurken, OECD de genel büyüme ortalamalarının biraz üzerine çıkmıştır. 2009 da küresel kriz yüzünden artan enerji yoğunluğu, bu kez de ekonomik aktiviteden daha hızlı büyüyen enerji tüketimi nedeniyle 2010 yılında da artışına devam etmiş ve CO_2 emisyonu da önemli oranda artmıştır.[1] 2010 yılı krizden çıkış yılı olarak referans gösterilirken 2011 yılı, dünya tarihinde Fukushima Nükleer Santral trajedisi ve Kuzey Afrika ve Ortadoğu'daki politik müdahaleler ve yarattığı türbülans ile küresel enerji sektörüne çok önemli etkileriyle anılacak bir yıl olmuştur. 2010'da enerji fiyatlarında ve emtia fiyatlarında dalgalanmalar, sermaye piyasası erişimi gibi konular, enerji sektöründe 2009 krizi tedirginliğinin devam etmesine yol açmış, 2011'le birlikte 2009 yılındaki mali ve ekonomik krizle ilgili makroekonomik risklerin enerji sektörü üzerinde yarattığı baskı etkisini kaybetmiştir. Fukushima nükleer kazası sonrasındaki nükleere ilişkin tereddütler kritik belirsizlikler olarak dünya enerji politikasını önemli ölçüde etkilemiştir. Bu olaylar mevcut küresel enerji zorluklarını aşma konusundaki gelişmeler üzerinde olumsuz etki yaratmıştır. 2050 yılına kadar ikiye ve hatta üç katına çıkması beklenen küresel enerji ihtiyacının karşılanması, aynı dönemde % 50 oranında (OECD ülkelerinde % 80 oranında) azaltılması gereken sera gazı emisyonları, halen enerjiden yoksun 1,4 milyar insanın elektrik enerjisine ulaşması, büyük ölçekli kazalardan kaynaklanan küresel risklerin daha iyi yönetimi gibi çok önemli konuları içeren enerji gündemi, küresel ölçekte daha büyük ve dönüşümleri de amaçlayan bir çabayı gerektirecektir.

Fukushima kazasının kısa vadeli politika etkilerini araştıran WEC-Dünya Enerji Konseyi, nükleer üretimde önde gelen ülkelerin (Japonya hariç) nükleer projeksiyonlarında değişiklik yapmayacakları sinyali almıştır. Devam eden 61 nükleer projenin üçte ikisini yürüten Rusya, Çin ve Kore, nükleer konusundaki kararlarını değiştirmemiştir. Ancak nükleere daha az bağımlı olan Almanya, İsviçre, İtalya ve Japonya gibi diğer bazı ülkeler nükleerle ilgili tutumlarını değiştirmiştir. Zaman bize, artan güvenlik maliyetlerinin nükleer teknolojinin rekabet gücünü nasıl etkilediğini ve yaşlanan nükleer enerji santrali stoğunun bu şekilde tekrar nükleerle değiştirilemeyeceğini gösterecektir. WEC'in yaptığı araştırma; yeni yapılacak elektrik santralleri için tercih sırasına göre; doğal gaz, onu takiben kömür ve son olarak da yenilenebilir enerjinin en olası alternatifler olduğunu göstermektedir.

Enerji ihtiyacının karşılanması cephesinde yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği, algılanan etkisi daha da artmış olarak, 2011'de baskın konular olmaya devam etmiştir. Ancak, bu konular etrafında belirsizlik 2010 ile karşılaştırıldığında biraz artmıştır. Bunun en önemli nedeni; enerji verimliliği iyileştirmeleri için beklenen gelişmelerin sadece sermaye yatırımıyla sağlanamayacağı, aynı zamanda davranış değişikliği ve eğitim ve kurumsal çerçeve için de çözümler geliştirilmesi ve yatırım yapılmasının gerekliliğinin daha iyi anlaşılmasıdır. İleriye doğru ekonomik görünüm, yatırımcıların yenilenebilir enerjiye yatırım konusunda ihtiyatlı davranmasına yol açacaktır. Geçen yılın en popüler dört konusu; Akıllı Şebeke, Enerji Depolama, Elektrikli Araçlar ve Sürdürülebilir Kentler, 2011 yılında da küresel enerji gündeminde etkisini sürdürmüştür. Önceki yıllarda iklim değişikliğinde çözümün önemli bir parçası olarak görülen; enerji verimliliği, yenilenebilir enerji, nükleer bu belirsizlikler nedeniyle politikalar içinde bir miktar etkinlik kaybına uğramıştır. Bu konularla ilgili risklerin yönetilmesi önümüzdeki dönemin gündeminin giderek önemli bir parçası haline gelecektir.[2]

[1] BP Statistical Review of World Energy-June 2011
[2] World Energy Issues Monitor ,World Energy Council 2012

Karbon yakalama ve tutma (CCS) teknolojisi, iklim değişikliği çerçevesinin belli olmaması nedeniyle finansman mekanizmaları ve teşviklerden yoksun olarak pilot aşamanın ötesine geçememiş ve son iki yılın en yüksek belirsizlikler arasında yer almıştır. Ancak küresel kömür tüketimindeki hızlı büyüme beklentisi belki enerji liderlerinin bu teknolojiye olan güvensiz bakışını değiştirebilecektir.

1.1 Türkiye'nin Enerji Sektörünün Yapısını Belirleyen Temel Veriler

Mevcut durumda Türkiye Avrupa'nın altıncı büyük ekonomisi ve altıncı büyük elektrik piyasası konumundadır. 2010 yılında % 8.9'luk bir Gayri Safi Milli Hasıla (GSMH) büyümesi gözlenmiştir. 2010'da ithal enerji bağımlılığı % 71.5 olan Türkiye'nin yıllık enerji talep artışı (1990'dan itibaren) % 4.6 olarak gerçekleşmiştir. Aynı dönemde Avrupa Birliği'nin yıllık talep artış oranı ise % 1.6'dır. Ülkemizin ileriye yönelik birincil enerji yıllık talep artışı tahmini % 4'tür. 2020 yılına dek elektrik talep artışı ise; düşük senaryoya göre % 6.7, yüksek senaryoya göre % 7.5 olarak tahmin edilmektedir. ETKB gelecek 15 yıldaki yatırım ihtiyacını 100 milyar dolar olarak öngörürken, EPDK 2010–2030 dönemi için gerekli yatırım ihtiyacını 225–280 milyar dolar olarak tahmin etmektedir.

1.2 Türkiye Enerji Sektörü ile İlgili Temel Tespitler

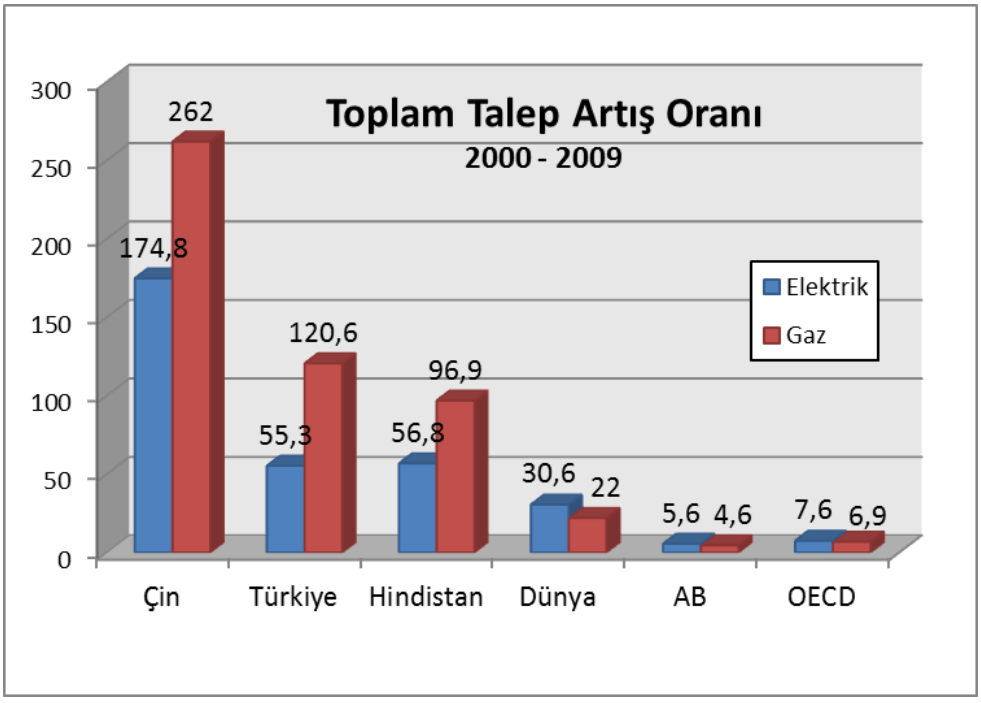
ETKB ve EPDK'nın konuyla ilgili tespitleri şu başlıklar altında toplanabilir.

"-Hızlı talep artışı söz konusudur. Her ne kadar kişi başına elektrik üretimi, AB ortalamasının yaklaşık üçte biri düzeyinde olsa da, hızla artmaktadır. Bu talebin karşılanabilmesi için önemli ölçekte yatırıma ihtiyaç vardır. Nitekim, 1994, 1998, 2001 ve 2008 yıllarındaki krizlere rağmen son 25 yılda kurulu kapasite dörde katlanmıştır. Yatırımlarda planlama ve kamusal denetimin zorunluluğu ve önemi açıktır.

Enerji talebinin karşılanmasında yüksek oranda dışa bağımlılık; yerli ve yenilenebilir kaynakların değerlendirilmesinin önemini, kaynak ve menşe çeşitlendirilmesi gerekliliğini ortaya koymaktadır.

Ekonominin yüksek enerji yoğunluğu, enerji verimliliğinin artırılması için büyük bir potansiyel teşkil etmekte ancak, ekonomiyle ilgili yapısal hususlarla da ilintili bir durum oluşturmaktadır.

Türkiye'nin jeopolitik konum ve avantajları olarak; Doğu-Batı arasında bir enerji köprüsü konumunda olması ve enerji kaynaklarına olan yakınlığı sayılabilir.



Şekil 1.2: Toplam Talep Artış Oranları (2000 – 2009)

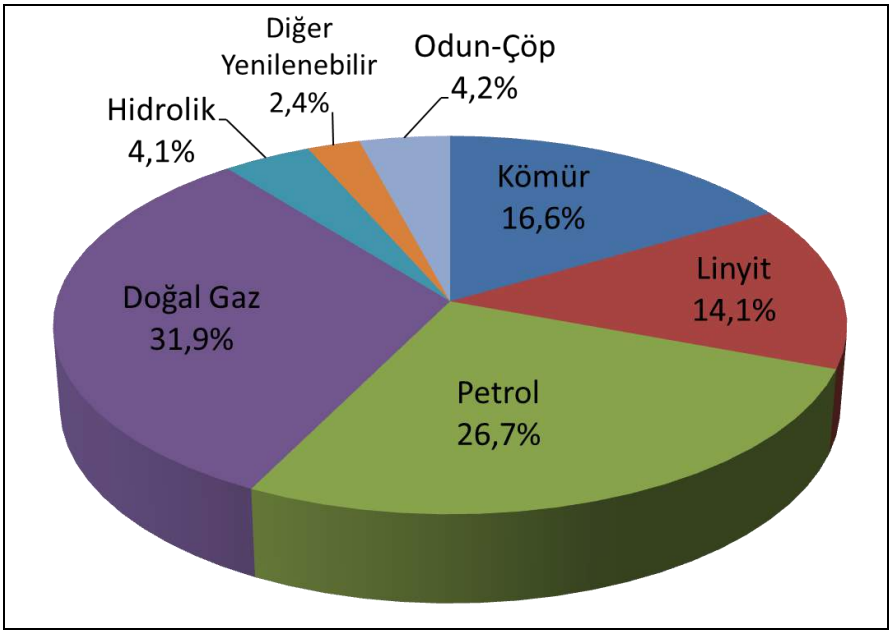
Kaynak: *EPDK*

ETKB verilerine göre *"1990–2008 döneminde ülkemizde birincil enerji talebi artış hızı aynı dönemde dünya ortalamasının 3 katı olarak % 4,3 düzeyinde gerçekleşmiştir. Türkiye, OECD ülkeleri içerisinde geçtiğimiz 10 yıllık dönemde enerji talep artışının en hızlı gerçekleştiği ülke durumundadır. Aynı şekilde ülkemiz, dünyada 2000 yılından bu yana elektrik ve doğal gazda Çin'den sonra en fazla talep artışına sahip ikinci büyük ekonomi konumunda olmuştur."*

"ETKB tarafından yapılan projeksiyonlar bu eğilimin orta vadede de devam edeceğini göstermektedir. 2008 yılı sonu itibarıyla, 106,3 milyon TEP değerine ulaşan birincil enerji tüketiminin, referans senaryo olarak adlandırabileceğimiz kabuller çerçevesinde, 2020 yılına kadar olan dönemde de yıllık ortalama % 4 oranında artması beklenmektedir."

2000–2010 arasında Türkiye'nin birincil enerji üretimi % 34.6 artışla 81.2 milyon TEP'den 109.3 milyon TEP'e ulaşmıştır.

2000–2011 arasında elektrik kurulu gücü % 94.6 artışla, 27 264 MW'den 53 051 MW'ye yükselmiştir. Aynı dönemde elektrik tüketimi 128.3 milyar kWh'den, % 78.8 artışla 229.3 milyar kWh'ye varmıştır.



Şekil 1.3: Türkiye Birincil Enerji Tüketimi (2010)

Kaynak: *ETKB*

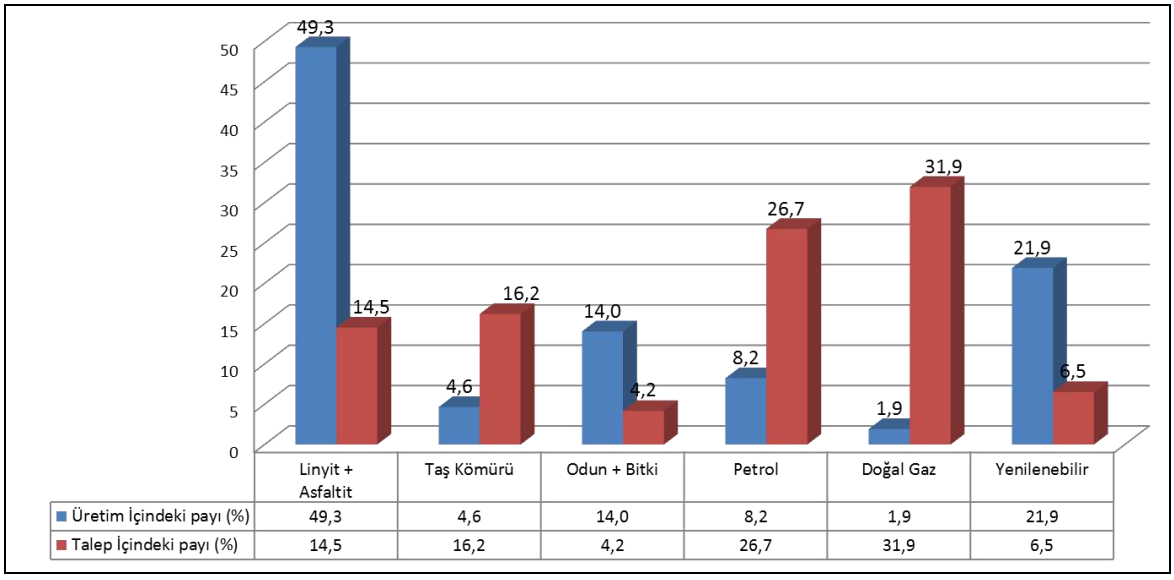
2010 yılı Türkiye toplam birincil enerji tüketimi 109.3 MTEP olarak gerçekleşmiştir. Tüketimin % 89.3'lük kısmını fosil yakıtlar oluşturmaktadır.

2. ENERJİ TALEBİ, ÜRETİMİ VE İTHALATI

Yerli enerji üretimi 2009'da 30 328 MTEP olarak gerçekleşmiş, 2010'da ise 32,493 MTEP'e yükselmiştir. Bu değerin % 49,3'ünü linyit ve daha az miktarda asfaltit oluşturmaktadır. Taş kömürü üretiminin toplam üretim içindeki payı % 4,6'dır. Hidrolik ve diğer yenilenebilir kaynaklarından yapılan üretim, yerli üretimin % 21,9'unu oluşturmakta ve toplam enerji talebinin % 6,5'ini teşkil etmektedir. Katı olmayan fosil yakıtlar (petrol ve doğal gaz) yerli üretim içinde % 10,1 gibi çok düşük bir paya sahiptirler. Hatta ticari olmayan odun ve bitkinin yerli üretimdeki payı % 14'le petrol ve doğal gaz toplamını geçmektedir.

Tablo 2.1: Türkiye'nin Birincil Enerji Üretimi ve Talebi (MTEP) (2010)

Kaynaklar	Linyit + Asfaltit	Taş Kömürü	Odun + Bitki	Petrol	Doğal Gaz	Yenile-nebilir	Elektrik (İthalat-İhracat)	Toplam
Birincil Enerji Üretimi (Bin TEP)	16.012	1.511	4.558	2.671	625	7.116	0	32.493
Üretim İçindeki Payı (%)	49,3	4,6	14,0	8,2	1,9	21,9	0,0	100,0
Birincil Enerji Talebi (Bin TEP)	15.846	17.686	4.558	29.221	34.907	7.116	-67	109.266
Talep İçindeki Payı (%)	14,5	16,2	4,2	26,7	31,9	6,5	-0,1	100,0
Üretimin Talebi Karşılama Oranı (%)	100,0	8,5	100	9,1	1,8	100	0	% 29,7

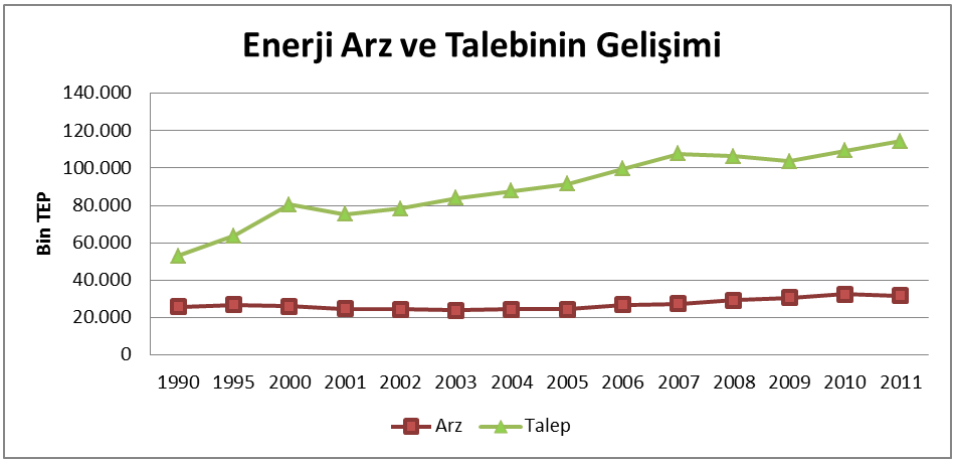


Şekil 2.1: Kaynaklara göre Türkiye'nin Birincil Enerji Üretimi ve Talebi (MTEP) (2010**)**

Tablo 2.2: Birincil Enerji Kaynakları Üretimi (Orijinal Birimler)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Taşkömürü (Bin Ton)	2.745	2.248	2.392	2.494	2.319	2.059	1.946	2.170	2.319	2.462	2.601	2.863	2.524
Linyit (Bin Ton)	44.407	52.758	60.854	59.572	51.660	46.168	43.709	57.708	61.484	72.121	76.171	75.577	69.698
Asfaltit (Bin Ton)	276	67	22	31	5	336	722	888	452	782	630	1.058	1.177
Petrol (Bin Ton)	3.717	3.516	2.749	2.551	2.442	2.375	2.276	2.281	2.175	2.134	2.160	2.237	2.544
Doğal Gaz (106Sm^3)	212	182	639	312	378	561	708	897	907	893	1017	685	682
Hidrolik + Jeotermal (GWh)	23.228	35.627	30.955	24.100	33.789	35.419	46.177	39.655	44.338	36.007	33.270	36.394	52.464
Jeotermal Isı (Bin TEP)	364	437	648	687	730	784	811	926	898	914	1011	1.250	1.391
Rüzgar (GWh)			33	62	48	61	58	59	127	355	847	1.495	2.916
Güneş (Bin TEP)	28	143	262	287	318	350	375	385	403	420	420	429	432
Odun (Bin Ton)	17.870	18.374	16.938	16.263	15.614	14.991	14.393	13.819	13.411	12.932	12.264	11.766	11.306
Hayvan ve Bitki Art. (Bin Ton)	8.030	6.765	5.981	5.790	5.609	5.439	5.278	5.127	4.984	4.850	4.883	4.862	4.960
Biyoyakıt (Bin Ton)									2	12	2	10	14
Toplam (Bin TEP)	**25.478**	**26.719**	**26.047**	**24.576**	**24.282**	**23.783**	**24.332**	**24.549**	**26.580**	**27.453**	**29.192**	**30.328**	**32.493**

Kaynak: *ETKB*

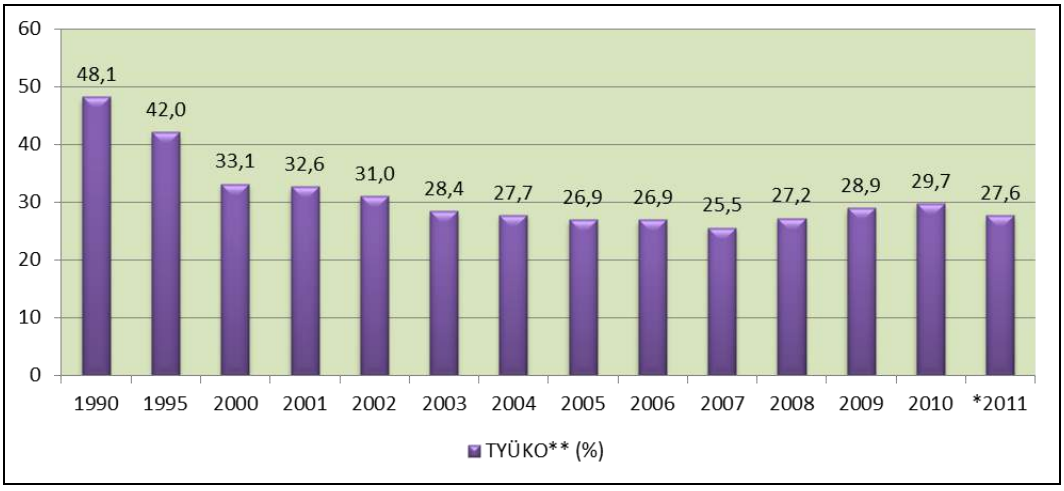


Şekil 2.2: Enerji Arz ve Talebinin Gelişimi

Tablo 2.3: Enerji Talep–Üretim–İthalat ve İhracatının Gelişimi (Bin TEP**)**

	1990	1995	2000	2001	2002*	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Talep	52.987	63.679	80.501	75.403	78.354	83.826	87.818	91.362	99.590	107.625	106.273	105.025	109.266
Üretim*	25.656	26.749	26.156	24.681	24.324	23.783	24.332	24.549	26.802	27.453	29.192	30.328	32.493
İthalat	30.936	39.779	56.342	52.780	58.629	65.239	67.885	73.480	80.514	87.614	85.357	82.159	87.409
İhracat	2.104	1.947	1.584	2.620	3.162	4.090	4.022	5.171	6.572	6.926	7.183	6.829	8.009
İhrakiye	355	464	467	624	1.233	644	631	628	588	92	761	657	387
Net İthalat	28.477	37.368	54.291	49.536	54.234	60.505	63.232	67.681	73.354	81.112	77.413	74.673	79.013
TYÜKO (%)**	48,1	42,0	33,1	32,6	31,0	28,4	27,7	26,9	26,9	25,5	27,2	28,9	29,7

*Rafineri dışı üretim dahildir.
** TYÜKO: Talebin Yerli Üretimle Karşılanma Oranı
Kaynak: *ETKB/APKK/PFD ve 2008 ETKB EİGM*



Şekil 2.3: Yıllara Göre TYÜKO
* (%) Talebin Yerli Üretimle Yıllara Göre Karşılaştırma Oranları
** 2011 Tahmini

Tablo 2.4: Türkiye'nin Genel Enerji Dengesi (1990 – 2010)

	1990	2010	Değişim
Toplam Enerji Talebi (milyon tep)	52,9	109,2	↑ **% 106** ↑
Toplam Yerli Üretim (milyon tep)	25,6	32,4	↑ **% 26** ↑
Toplam Enerji İthalatı (milyon tep)	30,9	87,4	↑ **% 182** ↑
Yerli Üretimin Talebi Karşılama Oranı	48%	29.7%	↓ **- % 40** ↓

***Kaynak**: ETKB - Petform*

PETFORM'un ETKB verilerinden hareketle hazırladığı tabloda, 1990–2010 arasındaki yirmi yıllık dönemde, toplam enerji talebinin % 106, enerji girdileri ithalatının % 182 arttığını, yerli üretimdeki artışın ise % 26 ile sınırlı kaldığı, yerli üretimin enerji talebini karşılama oranının ise % 40 azaldığı ortaya konulmaktadır.

Yukarıda yer alan tablolardan da görüleceği gibi Türkiye'nin yerli kaynaklarla enerji talebini karşılama oranı 2007'ye kadar azalmış, ithal enerji girdi fiyatlarının hızla yükseldiği 2008'de ise artmıştır. Bu artış 2009 yılında da devam etmiş, ancak 2010 yılında oran yeniden düşüşe geçmiştir. Türkiye enerji talebi artış oranında yerli kaynakları hizmete alamamaktadır. Aşağıdaki Tablo 2.4'te ilave bir yoruma ihtiyaç bırakmayacak şekilde durumun vahametini ortaya koymaktadır. Türkiye'nin 2011 yılında enerji ham maddeleri ithalatına ödediği rakam, tüm ithalat tutarının % 22,4'üne ve 54,0 milyar dolara ulaşmıştır. 2012 için enerji girdileri ithalatı rakamının 65 milyar dolar ulaşmasının beklendiği Ekonomi Bakanı tarafından ifade edilmiştir (Dünya Gazetesi, 26.03.2012). Bazı yorumcular ise, 2012 enerji ithalatı faturasının 70 milyar dolara ulaşabileceğini öne sürmektedir.

3. HÜKÜMETİN ENERJİ POLİTİKALARI

16.09.2009 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanan ve 2010-2012 dönemini içeren *"Orta Vadeli Program"*da enerji sorununun çözümü için;

-*"Özelleştirmenin tamamlanması"*

-*"Nükleer güç santral yapımına başlanması"*

-*"Doğal gaza aşırı bağımlılığı azaltmak üzere yerli ve yenilenebilir kaynaklara hız verilmesi"*

--*Türkiye'nin petrol, doğal gaz, elektrik kaynakların uluslararası pazarlara ulaştırılmasında transit güzergah ve terminal ülke olması"*

hedefleri yer almaktadır.

Özelleştirmelerin enerji fiyatlarını ucuzlatmadığı, kamu tekellerinin yerini uluslararası sermayeyle bağlantılı yerel tekellerin etkin olmasını sağladığı, en erken on-on iki yıl içinde devreye geçebilecek ve yakıt, teknoloji yönlerinden dışa bağımlı nükleer santrallerin enerji sorununu çözmek bir yana dışa bağımlılığı daha da arttıracağı açıktır.

Yüksek Planlama Kurulunun 18.05.2009 tarih ve 2009/11 sayılı kararıyla yürürlüğe giren *"Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Stratejisi Belgesi"*nde ana hedef enerji sektörünün serbestleştirme adı altında tamamıyla özelleştirilmesidir. Belgede esas olarak piyasa mekanizmalarının nasıl geliştirileceği anlatılmaktadır. Strateji Belgesi'nde kamu elektrik dağıtım şirketlerinin özelleştirilmelerinin 2010 sonuna kadar sonuçlandırılması ve kamu elektrik üretim tesislerinin 2009 yılından başlayarak hızla özelleştirilmesi hedefleri ortaya koyulmaktadır.

Strateji Belgesi'nde yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesiyle ilgili olarak;

-*"Bütün linyit ve taşkömürü kaynaklarının 2023 yılına kadar elektrik enerjisi üretimi amacıyla değerlendirilmesi"*

-*"2023 yılına kadar teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilinecek hidroelektrik potansiyelin tamamının elektrik enerjisi üretiminde kullanımının sağlanması"*

-*"Rüzgar enerjisi kurulu gücünün 2023 yılına kadar 20.000 MW'ye çıkarılması,"*

-*"Güneş enerjisinin elektrik üretimi için de kullanılmasının yaygınlaştırılması,"*

hedefleri yer almaktadır.

2012 Yıllık Programı'nda enerjiyle ilgili aşağıdaki değerlendirmeler yer almaktadır.

"2008 yılında başlatılıp 2011 yılında da sürdürülen elektrik dağıtım varlıklarının özelleştirilmesi çalışmaları, ilgili süreç ve devir işlemlerinin tamamlanmasıyla 2012 yılında bitirilecektir. Elektrik üretim varlıklarında da özelleştirme çalışmaları sürdürülecektir.

Küresel düzeyde enerji güvenliğine ilişkin kaygıların sürdüğü ve enerji güvenliği konusunun uluslararası gündemin ilk sıralarına yükseldiği günümüzde, Türkiye'nin güvenli bir transit güzergâhı ve terminal ülke olma politikası güçlendirilecektir.

2011 yılında yaklaşık 230 milyar kWh olarak gerçekleşmesi beklenen elektrik tüketiminin, 2012 yılında yüzde 4,9 oranında artarak 241 milyar kWh'e ulaşacağı öngörülmektedir. Böylece 2011 yılında 3.127 kWh olarak tahmin edilen kişi başına elektrik tüketiminin, 2012 yılında 3.244 kWh'e yükselmesi beklenmektedir.

2012 yılında elektrik santralleri toplam kurulu gücünün % 3,2 oranında artarak 53.420 MW'a ulaşacağı tahmin edilmektedir. Elektrik üretimindeki kaynak paylarının önemli ölçüde aynı kalması, doğal gaz yakıtlı santrallerin yüzde 43,4, hidrolik santrallerin yüzde 24,4 ve linyit yakıtlı santrallerin % 16,7 oranında paylarla ilk sıraları alması beklenmektedir. Rüzgâr ve jeotermal elektrik üretimi toplam payının ise % 2,4'e yükseleceği öngörülmektedir."

Yerli ve yenilenebilir kaynakların kullanımıyla ilgili hedefler ve elektrik üretiminde doğal gazın payının % 30'un altına düşürülmesi hedefleri olumludur. Ancak bu hedefleri gerçekleştirmek yalnızca piyasa mekanizmalarıyla mümkün değildir. Halen yürürlükte olan Elektrik Piyasası mevzuatında köklü değişiklikler yapılmadan; bu hedeflere ulaşılması mümkün olamayacaktır. Bir sonraki bölümde ayrıntılı olarak açıklandığı üzere, mevcut durumda elektrik üretimi için kaynakların kullanılmasındaki hedefler bir plan dahilinde hareket etmeden gerçekleştirilemeyecektir. Yürürlükteki mevzuat ise planlı yatırım yapmanın önündeki en büyük engeldir.

Yatırımı süren 13.283,80 MW doğal gaz santraline ek olarak, lisans alma sürecinde olan 36 582.23 MW kapasitenin de eklenmesiyle ulaşılacak 49.866 MW ile, elektrik üretiminde doğal gazın payının % 30'un altına indirilmesi mümkün değildir.

Benzer bir şekilde, yapımı süren 5.514 MW ithal kömür santraline ek olarak, lisans alma sürecinde olan 12.936 MW ile oluşacak 18.451 MW yeni ithal kömür santral dışa bağımlılığı daha da perçinleyecektir.

Öte yanda, yerli linyit ve taşkömürü kaynaklarının 2023 yılına kadar elektrik enerjisi üretimi amacıyla değerlendirilmesi hedefi doğrultusunda bugüne kadar cesaret verici gelişmeler olmamıştır. Bu hedefteki aksama, diğer hedeflerin de gözden geçirilmesini gerektirecektir.

Her durumda, kamusal planlama ve denetimin esas alınması ve kamusal üretim tesislerinin de devrede olması şarttır.

4. ELEKTRİK ÜRETİM YATIRIMLARI İÇİN MEVCUT MEVZUAT VE UYGULAMALAR

Bilindiği üzere elektrik enerjisi tüketimine ihtiyaç duyulduğu anda üretilmesi gereken bir üründür. Diğer yandan elektrik üretim tesisleri uzun süren ve oldukça pahalı yatırımlardır. Ayrıca, günümüzde toplumsal refahın daha iyiye gidecek şekilde sürmesi için artık yaşantımızın vazgeçilmez bir unsurudur. Bu nedenlerden dolayı, elektrik enerjisi üretim yatırımlarının gerektiği kadar ve zamanında gerçekleştirilmesi oldukça önem arz etmektedir. İhtiyaç duyulduğu kadar yapılması gerektiği gibi, pahalı olduğu için atıl kapasite kalacak şekilde yatırım yapılmamalıdır.

1980'li yıllarda neredeyse tüm dünyada elektrik enerjisi devlet tarafından doğrudan ya da devlet adına özel sermaye tarafından bir kamu hizmeti olarak topluma sunulmuştur. Ancak 1980'li yılların ortalarından itibaren, dünya ölçeğinde dayatılan neoliberal politikalarla, Avrupa'da elektrik enerjisinin de bir piyasa ürünü olabileceği tartışılmaya başlamış ve öncülüğünü İngiltere'nin yaptığı elektrik faaliyetlerinde serbest piyasa uygulamasına geçiş yolları aranmaya başlanmıştır. Elektrik faaliyetlerinde serbest piyasa uygulamasına geçiş süreci oldukça karmaşık olmuş ve çok çeşitli neo-liberal piyasa yapısı modelleri denenmeye çalışılmıştır. Bu modeller kısaca; elektrik üretiminde merkezi bir alıcı tanımlanıp değişik üreticilerden satın alma uygulaması, Havuz Sistemi olarak da adlandırılan Merkezi Alıcı Merkezi Satıcı Modeli, ihtiyacı olanların kendi elektrik enerjisini üretebilmesi modeli (Türkiye'de Otoprodüktör olarak yaygınlaşmış ve daha fazla uygulanmıştır) ve son olarak da tam rekabete dayalı serbest piyasa uygulaması olarak özetlenebilir. Avrupa'da bu gelişmelerin öncülüğünü İngiltere yaparken; diğer bazı Kıta Avrupa'sı ülkeleri ya aynı yolu izlememişler ya da çok çekimser kalarak sonradan izlemeye başlamışlardır. 2001 yılından itibaren, Türkiye tam rekabete dayalı serbest piyasa yaklaşımını benimsemiş ve hemen uygulamaya başlamıştır. İngiltere'de izlenen serbest piyasa modeli aynen alınmış ve Türkiye elektrik sektörüne uygulanmaya devam etmektedir.

Türkiye'de 1980'li yılların öncesinde elektrik enerjisinin bir kamu hizmeti olarak topluma sunulduğu zamanlarda sektördeki yatırımlar zamanında yapılabilmiştir. Olan gecikmelerin nedeni de, sadece finansman bulma zorluğu olmuştur. Bu gün ise durum daha farklıdır. Özellikle elektrik üretim yatırımlarının gerçekleştirilmesinde finansman bulma zorluğunun yanı sıra uygulanan piyasa yapısından kaynaklanan başka nedenler de bulunmaktadır. Bu nedenlerin daha iyi anlaşılabilmesi için Türkiye'de elektrik sektörü piyasa uygulamasının mevzuat yapısının iyi irdelenmesi gerekmektedir.

Elektrik sektöründe serbest piyasa uygulaması temel olarak *4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu (EPK)* ile tanımlanmış ve bu kanun çerçevesinde hayata geçirilen ikincil mevzuatla bu yapının uygulaması başlamıştır. EPK esas olarak elektrik enerjisi faaliyetlerini üretim, iletim, dağıtım, toptan satış, perakende satış ve ithalat-ihracat olarak tanımlamakta ve her bir faaliyetin kendi içinde katılımcılar arasında rekabet oluşmasını öngörmekte, bu faaliyetlerin her birinde özel sermaye şirketlerinin etkin olmasının yolunu açmaktadır. Uygulanan serbest piyasa modelinin temelini; elektrik enerjisi tedarikçileri ile tüketiciler arasında ikili anlaşmaların oluşması ve devletin bu piyasada etkin olmaması oluşturmaktadır. Bu durumda da her bir tedarikçi (üretici) kendi müşterisini, her bir müşteri

de kendi tedarikçisini bulmak zorundadır. Ancak 2002 yılından bu yana bu yaklaşımın ne kadar hayata geçebildiği ayrı bir tartışma konusudur.
Burada elektrik üretim faaliyeti ve bu faaliyet için yeni yatırımların gerçekleştirilebilmesi durumu üzerinde durmak ve öncelikle EPK'nın elektrik üretiminde yeni yatırımlar konusundaki hükümlerinin bir çözümlemesinin yapılması ve üretim yatırımlarının sürecinin incelenmesi yararlı olacaktır.

Yeni elektrik üretim tesisi yatırımlarının yapılabilmesi için mevcut mevzuata göre bir yatırımcının;

- İstediği yerde
- İstediği kaynak ile
- İstediği kapasitede
- İstediği zaman
- İstediği (elde edebildiği) teknoloji ile
- Karşılaştığı verimlilikte
- Finansman ihtiyacını önceden karşılamasına gerek kalmadan

yatırıma başlayabilmekte, yatırım koşullara göre gecikebilmekte, zora geldiği zaman da yatırımcı lisansını satmak ya da iptal etmek yoluyla terk edebilmektedir.

Mevcut mevzuatla öngörülen ve uygulanan üretim yatırımlarının gerçekleştirilmesi süreci ise yine EPK'da tanımlanmış ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından yönetilmektedir. Üretim yatırımı yapmak isteyen bir yatırımcı EPDK'ya ilk başvurusunu yaptıktan sonra elektrik iletim sistemine bağlantı yapılması için Türkiye Elektrik İletim A.Ş (TEİAŞ) görüşü alınmaktadır. Mevzuat iyi incelendiğinde TEİAŞ'ın bir bağlantı başvurusunu kabul etmeme durumu olmadığı anlaşılacaktır. İletim sistemine bağlantı görüşü alındıktan sonra başvuru için EPDK tarafından lisans verilmektedir.

Lisans kapsamında, bu üretim yatırımının yeri, zamanlaması, kapasitenin ihtiyaca yönelik olup olmadığı, kaynağın verimli kullanılıp kullanılmadığı ve maliyet açısından verimli olup olmadığı gibi hususlar istenmemektedir. EPDK yalnızca verilen lisansların sayısını ve kurulması hedeflenen kapasiteleri vurgulamakta ve özel sektör yatırımcılarının lisans alan projeleri hayata geçirmesini beklemektedir.

Elektrik üretim tesisleri için EPDK'nın hükümleri ve uygulanan süreç göz önüne alındığında, Türkiye elektrik sektörü için büyük bir belirsizliğin ortaya çıktığı görülmektedir. Türkiye'nin artan elektrik talebini karşılamak üzere yeni üretim yatırımlarının yapılması gerekliliği devam ettikçe bu konudaki belirsizlikler de paralel olarak devam edecektir. Bu durumda çok yakın gelecek dahil 5, 10, 20, 50 yıl sonrasında elektrik sektörüyle ilgili gelişmeler hakkında bir görüş söylemek mümkün olamayacaktır.

Elektrik sektöründe serbest piyasa uygulamasının başladığı tarih olan 03.09.2002 tarihinden bu yana yukarıda açıklanan süreç içinde oldukça fazla sayıda elektrik üretim tesisi lisansı alınmıştır. Şubat 2012 itibarıyla, özel sektör tarafından devreye alınan tüm santrallerin toplam kurulu gücü 16 017.7 MW'dir. Devreye giren özel sektör elektrik üretim santralleri içinde:

- 24 santral ve kurulu güçte **%** 44,1'lik payla doğal gaz birinci sırada,
- 206 santral ve kurulu güçte **%** 24,4'lik payla HES'ler ikinci sırada,
- 8 proje ve kurulu güçte % 15,2'lik payla ithal kömür üçüncü sırada

yer almaktadır.

Yakın geçmişte yaşanan ve etkisi halen devam etmekte olan ekonomik krizin yatırımlar için finansman bulunmasına neden olduğu zorluk günümüzde iyice belirginleşmiştir. Bunun sonucu olarak piyasada, kesinlikle önlem alınması gereken lisans hakkı satışlarının hızlı bir artış gösterdiği bilinen bir gerçektir. Bu lisans hakkı satışları ile parası olan veya para bulma olasılığı bulunan herkes elektrik üretim yatırımına yönelebilmekte, sektörle ilgili teknik çalışmalar ve bilgi birikimleri ihmal edilebilmektedir. Diğer taraftan, aslında bir elektrik üretim tesisi yapmak üzere alınmış lisans kapsamında belirtilmiş olan önemli unsurlardan birisi tesisin işletmeye gireceği tarihtir. Son zamanlarda, öngörülen bu tarihlerin ertelenerek geciktiği ve yasal olarak gereken yaptırımların uygulanmadığı da bilinen diğer bir gerçektir. Lisans hükümlerinin zamanında ve doğru olarak yerine getirilemeyişinin sektörde birçok sorunu ortaya çıkaracağının sektörün çeşitli ilgilileri tarafından tartışıldığı görülmektedir. Aynı çevreler bu lisanslar için bir izleme ve disiplin altına alma uygulamasının gerçekleştirilmesi gerektiğini de dile getirmektedir. Çünkü oldukça büyük kapasitede üretim tesisleri için kapasite alınmış durumdayken, bunların çok azının yatırımına başlanmış olması ve bu az miktardaki yatırıma başlayan kapasitelerin de öngörülen tamamlanma tarihlerinin gecikmesi sektör ilgilileri üzerinde ciddi kaygılar uyandırmaktadır. Ancak mevcut mevzuat ve buna bağlı olarak yürütülen uygulamalar çerçevesinde lisans verme uygulamasında ve yatırımların izlenmesinde bir disiplin içinde hareket edilmesi olası görünmemektedir.

Tablo 4.1: Şubat 2012 itibarıyla Özel Sektör Tarafından Devreye Alınan Santrallerin Toplam Kurulu Güçleri (MW)

Yakıt Cinsi	2003		2004		2005		2006		2007		2008		2009		2010		2011		2012		TOPLAM	
	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)
Asfaltit													1	135,0							1	135,0
Atık Isı					1	11,5															1	11,5
Biyogaz							1	0,8					3	6,3	3	1,4			1	2,042	8	10,5
Buhar Türbini													1	39,2							1	39,2
Çöp Gazı							2	5,2	1	1,4	3	17,0	4	15,6	3	15,6	7	18,2			20	72,9
DG	12	179,0	17	329,2	32	977,1	24	460,8	22	228,8	17	363,8	35	1.415,9	28	1.750,1	23	1298,971	4	61,34	214	7.064,9
DG/FO															1	10,0					1	10,0
DG/Nafta	2	43,2																			2	43,2
Diğer											1	16,4									1	16,4
FO	5	87,9	3	68,3	1	6,8			1	29,6	1	14,8					1	32,1			12	239,4
HES	3	58,3	4	66,7	3	45,6	8	105,4	6	31,5	18	327,1	37	512,8	56	1.235,2	55	1293,6644	16	238,723	206	3.915,0
İthal Kömür			1	45,0	2	141,0							2	270,0	1	1.360,0	2	625			8	2.441,0
Jeotermal							1	8,0			1	6,9	1	47,4	2	17,0	1	20			6	99,2
Linyit	3	20,0							1	16,0					2	30,0					6	66,0
LPG			1	10,4																	1	10,4
NAFTA			1	49,8																	1	49,8
RES					1	1,2	3	38,9	4	76,4	10	217,1	25	438,6	19	528,6	16	418,5498	4	64	82	1.783,3
LNG																	2	9,95			2	10,0
Genel Toplam	**25**	**388,4**	**27**	**569,4**	**40**	**1.183,1**	**39**	**619,0**	**35**	**383,7**	**51**	**963,0**	**109**	**2.880,6**	**115**	**4.947,9**	**107**	**3.716,4**	**25**	**366,1**	**573**	**16.017,7**

Kaynak: *EPDK*

Tablo 4.2: Ocak 2012 İtibarıyla Yapım Aşamasındaki Santrallerin İlerleme Oranı (İO)

Yakıt/Kaynak Türü	İO Bilgisi Yok *	0>İO<10	10<İO<35	35<İO<70	İO>70	Genel Toplam	Payı %
Asfaltit		275,75	413,30			689,00	1,62
Biyogaz	6,10				3,20	9,30	0,02
Biyokütle	0,80	12,00				12,80	0,03
Çöp Gazı (LFG)	6,50				80,50	87,00	0,21
Diğer Kömür	354,60	2.730,00	2.429,40			5.514,00	13,00
Diğer Termik	18,80		16,20		16,30	51,30	0,12
Doğal Gaz	896,10	8.019,40	993,90	2.495,90	878,50	13.283,80	31,33
Fuel Oil	43,00					43,00	0,10
Hidrolik	759,70	5.641,20	3.737,10	2.741,20	2.357,10	15.236,30	35,93
Jeotermal	101,60	40,00	68,50	34,00		244,10	0,58
Kömür	6,60					6,60	0,02
Linyit	7,50	170,00	1.177,30	38,10	2,70	1.395,60	3,29
Rüzgâr	277,10	3.330,60	664,30	204,70	183,90	4.660,60	10,99
Taş Kömürü		1.168,00				1.168,00	2,75
Genel Toplam	**2.478,40**	**21.386,95**	**9.500,00**	**5.513,90**	**3.522,20**	**42.401,45**	**100,00**
%	**5,85**	**50,44**	**22,40**	**13,00**	**8,31**	**100,00**	**100,00**

Kaynak: *EPDK*

Hazırlayan: *Zeynep MALATYALI*

(*) Ocak 2012 döneminde ilerleme raporu sunulmayan veya sunulan ilerleme raporunda ilerleme oranları belirtilmeyen projeler.

Yukarıdaki tabloya göre yatırım gerçekleşme oranı % 35'in üzerinde olan santral yatırımlarının toplam santraller içinde payı yalnızca % 21,31'dir. Öte yanda, gerçekleşme oranı % 10'un altında olan santrallerin toplam kurulu güç içindeki payı % 50,44'tür. Bilgi vermeyenlerle birlikte, lisans alan yatırımların % 56.29'unun henüz yatırıma başlamadığı söylenebilir.

23 Mart 2012 tarihli bir EPDK çalışmasına göre lisans alma öncesinde bulunan başvuruların durumu aşağıdadır.

Tablo 4.3: 23 Mart 2012 İtibarıyla Özel Sektörün Lisans Alma Sürecinde Olan Elektrik Üretim Santral Projeleri

Yakıt / Kaynak Tipi	Başvuru			İnceleme-Değerlendirme			Uygun Bulunanlar			TOPLAM		
	Adet	Kurulu Güç (MW)	% Payı	Adet	Kurulu Güç (MW)	% Payı	Adet	Kurulu Güç (MW)	% Payı	Adet	Kurulu Güç (MW)	% Payı
Rüzgâr	4	64,60	2,11	9	408,60	13,33	59	2.592,90	84,57	**72**	**3.066,10**	**4,36**
Hidrolik	100	2.645,80	32,05	107	1.575,87	19,09	301	4.033,61	48,86	**508**	**8.255,28**	**11,73**
Fuel-Oil	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	**0**	**0,00**	**0,00**
Doğalgaz	57	16.712,43	45,68	44	11.749,75	32,12	35	8.120,05	22,20	**136**	**36.582,23**	**51,98**
Linyit	3	1.282,00	62,39	2	502,66	24,46	1	270,00	13,14	**6**	**2.054,66**	**2,92**
Taş Kömürü	11	7.741,74	59,84	8	3.560,00	27,52	3	1.635,00	12,64	**22**	**12.936,74**	**18,38**
Asfaltit	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	1	135,00	100,00	**1**	**135,00**	**0,19**
Çöp	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	**0**	**0,00**	**0,00**
Jeotermal	6	110,00	30,56	8	225,95	62,77	1	24,00	6,67	**15**	**359,95**	**0,51**
Çöp Gazı	1	4,02	77,03	0	0,00	0,00	1	1,20	22,97	**2**	**5,22**	**0,01**
Biyogaz	5	12,56	28,25	2	2,50	5,62	4	29,41	66,13	**11**	**44,47**	**0,06**
Biyokütle	7	79,73	57,29	3	40,00	28,74	4	19,45	13,97	**14**	**139,18**	**0,20**
Güneş	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	**0**	**0,00**	**0,00**
Prit	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	**0**	**0,00**	**0,00**
Nafta	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	**0**	**0,00**	**0,00**
LPG	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	0	0,00	0,00	**0**	**0,00**	**0,00**
Nükleer	1	2.000,00	29,41	1	4.800,00	70,59	0	0,00	0,00	**2**	**6.800,00**	**9,66**
TOPLAM	**195**	**30.652,88**	**43,55**	**184**	**22.865,34**	**32,49**	**410**	**16.860,63**	**23,96**	**789**	**70.378,84**	**100,00**

Kaynak: *EPDK*

EPDK'nın 23.03.2012 tarihli tablosundaki bilgiler çarpıcıdır. Türkiye'nin mevcut 53235.4 MW'lik kurulu gücünün yanı sıra Ocak 2012 EPDK Yatırım Gerçekleşme verilerine göre 42401.4 MW kapasitedeki projelerin de yatırımı sürmektedir. Bu projelerin de devreye girmesiyle kurulu gücün önümüzdeki yıllar içinde 95636.8 MW'ye ulaşması söz konusudur.

EPDK'nın lisans almasını uygun bulduğu 16860.6 MW kurulu güçteki 410 proje de, belgelerini tamamlayıp lisans alınca, kapasite 112447.4 MW'ye varacaktır. Lisans başvuruları incelemedeğerlendirme aşamasında olan 22865.34 MW kurulu güçteki 184 proje ile, başvuru aşamasındaki 30652.9 MW güçteki 195 projenin de lisans alıp, yatırıma geçmesi halinde kurulun güç 165965.6 MW olacaktır. Bu rakamların gerçekleşme olasılıkları kadar, gerekliliği de incelenmeli, tartışılmalı ve proje stoku gözden geçirilmelidir.

Lisansların ve bunların yatırıma dönüşme süreçlerinin izlenebilmesi için alınabilecek önlemlerin tartışılmasından önce bu aksamaların nereden kaynaklandığının iyi belirlenmesi gerekmektedir.

Yukarıdaki tablo ve açıklamalardan da görüleceği üzere, elektrik üretim tesisleri için oldukça büyük miktarda lisans verilmiş durumdayken, bu lisansların yatırıma dönüşme oranı çok düşük seviyededir. Elektrik üretim tesisleri için lisans alındığında bazı hükümler kesin olarak lisans üzerinde belirtilmektedir. Bu hükümlerin en önemlilerinden birisi de tesisin işletmeye giriş tarihidir. Lisans alan üretim tesisinin işletmeye giriş tarihi belirli olmasına karşın, beklenen tarihin gecikmesi büyük sorunlara yol açabilecektir. Bilindiği üzere elektrik enerjisi, tüketilmesi gerektiği anda üretilen bir üründür. Bu nedenle elektrik üretim yatırımlarının da çok dikkatli yapılması gerekir. Eksik kalan kapasite yatırımı elektrik yokluğuna neden olabileceği gibi zamanından önce ve fazla yapılan yatırım da atıl olarak beklemek zorunda kalacaktır. Elektrik üretim yatırım tesisleri için verilmiş olan lisanslar iyi takip edilmelidir. Bilindiği üzere elektrik üretim lisansı üzerinde yatırımcı açısından bağlayıcı olan bilgi ve özellikler bulunmaktadır. Bunlardan birisi de üretim tesisinin işletmeye gireceği zamandır. Lisans alındığında bu tesisin ne zaman işletmeye gireceği kesin olarak belirlidir. Lisans sahibi tesisin işletmeye giriş tarihini taahhüt etmekle aslında çok büyük bir sorumluluk altına da girmektedir. Lisans sahibi yatırımcı lisans üzerinde belirtilen kapasiteyi yine belirtilen tarihte sisteme dahil etmeye söz vermiş durumdadır. Bu tarihin gecikmesi sadece üretim tesisinin işletmeye girmesinin aksaması değil aynı zamanda sistemde öngörülen lisans üzerindeki miktar kadar kapasite sorumluluğunun yerine getirilememiş olmasıdır. Bu nedenle üretim tesisi yatırımlarının lisanslarında belirtilen tarihten sonraya gecikmesi yatırımcının bu sorumluluğu yerine getirmemiş olması ve sistemde çok ciddi aksamaya neden olması anlamına gelmektedir. Mevcut uygulamada, üretim tesisi lisanslarında gerektiği gibi izleme yapılmamakta, gecikmeye karşı gereken yaptırımlar uygulanmamaktadır. Hatta 4628 sayılı Kanun'un 11. maddesinde öngörülen cezai yaptırımlar, gerçekte yeterli olmamasına karşın bu madde bile tam olarak uygulanmamaktadır. Oysa yatırımın gecikmesiyle elektrik sisteminde bilinenden daha fazla sorunlar üretilme riski bulunmaktadır.

<u>Tesis Tamamlanma Tarihinin Belirlenmesinde Referans Alınacak Süreler</u>

Konuyla ilgi 18.01.2012 tarih ve 3649 sayılı EPDK Kurul Kararı şöyle demektedir.

"Enerji Piyasası Düzenleme Kurulunun 18/01/2012 tarihli toplantısında; üretim ve otoprodüktör lisanslarında, lisansa derç edilecek tesis tamamlanma sürelerinin belirlenmesinde izlenecek usule ilişkin olarak;

a) Karar eki "Tesis Tamamlanma Tarihinin Belirlenmesinde Referans Alınacak Süreler"in kabul edilmesine ve Kurum internet sayfasında yayımlanmasına,

b) Karar tarihinden önce verilmiş olan lisanslara derç edilen tesis tamamlanma sürelerinin uzatılması konusunda yapılmış, ancak henüz sonuçlandırılmamış veya karar tarihinden sonra yapılacak tadil taleplerinden bu Karar ve ekinde yer alan referans süreleri içerisinde kalan taleplerin uygun bulunmasına ve tadil işlemlerinin lisanslarına derç edilmesi hususunda Elektrik Piyasası Dairesi Başkanlığının yetkilendirilmesine,

c) Karar tarihinden önce, 20/11/2008 tarihli ve 1855 sayılı Kurul kararında yer alan referans sürelerden fazla olarak Kurul tarafından verilen sürelere ek olarak, bu Karar çerçevesinde referans sürelere ilave edilen süreler içerisinde kalan tadil taleplerinin uygun bulunmasına ve tadil işlemlerinin lisanslarına derç edilmesi hususunda Elektrik Piyasası Dairesi Başkanlığının yetkilendirilmesine,"

"EKLER:

EK-1 Tesis Tamamlanma Tarihinin Belirlenmesinde Referans Alınacak Süreler

Elektrik piyasasında üretim faaliyetinde bulunmak isteyen tüzel kişilerin, lisans başvurusunda Kuruma sunacakları termik programının oluşturulmasında aşağıdaki esaslar dikkate alınır.

1. Tesis tamamlanma süresi kapsamında inşaat öncesi dönemin belirlenmesinde yerli veya ithal linyit ve taşkömürü yakıtlı termik üretim tesisleri ile rezervuarlı hidroelektrik üretim tesisleri için 30 (otuz) ay, diğer üretim tesisleri için 22 (yirmi iki) ay referans süre olarak dikkate alınır. İnşaat öncesi dönem için talep edilen sürenin uygunluğu, kamulaştırma ihtiyacı, tesis kurulması planlanan yerin mevcut imar durumu, imar tadilatı yapılıp yapılamayacağı, yürürlükteki mevzuat çerçevesinde taşınmazın statüsünde tadilat yapılıp yapılamayacağı gibi hususlar göz önünde bulundurularak Kamulaştırma Dairesi Başkanlığı tarafından incelenir. Bu inceleme neticesinde, referans sürelerden fazla bir süre öngörülerek Kurulun onayına sunulabilir.

2. Üretim tesisleri için lisanslara derç edilecek inşaat süresine esas olmak üzere aşağıdaki referans süreler esas alınır."

Tablo 4.4: I. Termik Üretim Tesisleri

Üretim Tesisi Tipi	Kurulu Güç (P) Aralığı (MW)	İnşaat Süresi (Ay)
Basit Çevrim Motor	P≤10	18
	10<P≤50	21
	50<P≤100	24
	100<P	30
Basit Çevrim Gaz Türbini	P≤10	21
	10<P≤50	27
	50<P≤250	30
	250<P≤500	36
	500<P	42
Kojenerasyon (Katı/Sıvı/Gaz Yakıtlı Tesisler)	P≤10	24
	10<P≤50	30
	50<P≤250	36
	250<P≤500	42
	500<P	48
Kombine Çevrim [1] (Sıvı/Gaz Yakıtlı Tesisler)	P≤50	38
	50<P≤250	42
	250<P≤500	48
	500<P	54
Konvansiyonel (Sıvı/Gaz Yakıtlı Tesisler)	P≤50	38
	50<P≤250	42
	250<P≤500	46
	500<P	54
Akışkan Yatak, Konvansiyonel, Süper Kritik PC (Katı/Fosil/Yakıt Tesisler)	P≤50	38
	50<P≤250	44
	250<P≤500	54
	500<P	66

[l]Kombine çevrim kombinasyonundan oluştuğu halde, kazan ve/veya buhar türbininden ara buhar alınması yoluyla kojenerasyon olarak da hizmet vermesi planlanan üretim tesisleri için kombine çevrim üretim tesislerine uygulanan süreler esas alınır.

Tablo 4.5: I. Hidroelektrik Üretim Tesisleri

Üretim Tesisi Tipi	Kurulu Güç (P) Aralığı (MW)	İnşaat Süresi (Ay)
Kanal Tipi	P≤50	38
	50<P≤100	44
	100<P	60
Üretim Tesisi Tipi	Gövde Hacmi [$V_g(m^3)$]	İnşaat Süresi (Ay)
Rezervuarlı [2]	V_g≤1.000.000	42
	1.000.000<V_g≤5.000.000	54
	5.000.000<V_g ≤7.500.000	60
	7.500.000<V_g≤10.000.000	66
	10.000.000<V_g	72

[2] Akarsulardaki ardışık rezervuarlar arasında veya deniz suyu kullanılmak suretiyle yapılacak "pompaj depolamalı HES"ler için rezervuarlı üretim tesislerine uygulanan süreler esas alınır.

Tablo 4.6: III. Diğer Yenilenebilir Kaynaklara Dayalı Üretim Tesisleri

Üretim Tesisi Tipi	Kurulu Güç (P) Aralığı (MW)	İnşaat Süresi (Ay)
Rüzgâr	P≤10	22
	10<P≤50	30
	50<P≤100	38
	100<P	46
Jeotermal	P≤50	38
	50<P	46
Biyogaz/Biyokütle	P≤10	24
	10<P≤50	30
	50<P	38
Güneş/Hidrojen Enerjisi	P≤10	22
	10<P≤50	30
	50<P	36
Dalga/Gel-Git	P≤10	18
	10<P≤50	30
	50<P	38

3. İlgisine göre Çevre ve Şehircilik Bakanlığı veya Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü tarafından belirlenen çalışılamayan günler çizelgesi göz önünde bulundurularak yukarıdaki referans sürelerden farklı süreler öngörülerek Kurulun onayına sunulabilir.

Mevcut yasal düzenlemede elektrik üretim yatırımlarının tamamının özel sektör şirketleri tarafından yapılması öngörülmektedir. 03.03.2001 tarihinde yürürlüğe girmiş olan 4628 sayılı EPK 2 maddesi a) bendi 1. alt bendinde her ne kadar *"Elektrik Üretim AŞ ... gerektiğinde yeni üretim tesisleri kurabilir, kiralayabilir ve işletebilir…"* hükmü bulunmakta ise de yasanın tümü göz önünde bulundurulduğunda bu maddenin uygulanabilir olmadığı kolaylıkla anlaşılabilmektedir. Zaten yukarıdaki bu 09.07.2008 tarihinde yürürlüğe giren 5784 sayılı *"Elektrik Piyasası Kanunu ve Bazı Kanunlarda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun"* ile değiştirilmiş ve EÜAŞ'ın yeni üretim tesisi kurabileceği hükmü ortadan kaldırılmıştır. Bazı çevrelere göre bu maddenin değişmesinin EÜAŞ'ın yeni elektrik üretim tesisi yatırımı yapmasını engellemeyecektir. Ancak fiili durumda izlenen uygulamalara göre EÜAŞ'ın yeni tesis kurmasının kararının verilmesi ve gerçekleştirilmesi mümkün olamayacaktır.

Halen Türkiye'de yürürlükte olan ve tam serbest piyasa uygulamasını öngören 4628 sayılı EPK ve buna ilişkin ikincil mevzuat elektrik sektöründe yeni yatırımların bir plan dahilinde ele alınmasını engellemektedir. Bu durumun aksine 3154 sayılı "*Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının Teşkilat ve Görevleri Hakkında Kanun"*un 2. maddesi Bakanlığa diğer bazı görevlerin yanı sıra**;**

- *Ülkenin enerji ve tabii kaynaklara olan kısa ve uzun vadeli ihtiyacını belirlemek, temini için gerekli politikaların tespitine yardımcı olmak, planlamalarını yapmak,*
- *Enerji ve tabii kaynakların ülke yararına, teknik icaplara ve ekonomik gelişmelere uygun olarak araştırılması, işletilmesi, geliştirilmesi, değerlendirilmesi, kontrolü ve korunması amacıyla genel politika esaslarının tespit ve tayinine yardımcı olmak, gerekli programları yapmak, plan ve projeleri hazırlamak veya hazırlatmak,*
- *Bu kaynakların değerlendirilmesine yönelik arama, tesis kurma, işletme ve faydalanma haklarını vermek, gerektiğinde bu hakların devir, intikal, iptal işlemlerini yapmak, ipotek, istimlak ve diğer takyit edici hakları tesis etmek, bunların sicillerini tutmak ve muhafaza etmek,*

görevlerini de vermektedir.

Bu son açıklanan ETKB görevleri ile 4628 sayılı EPK hükümlerinin çeliştiği önemli hususlar bulunmaktadır. ETKB görevleri arasında enerjiye olan (elektrik dahil) kısa ve uzun vadeli ihtiyaçların belirlenmesi ve ihtiyaç duyulan bu enerjinin (elektrik dahil) temin edilmesi veya temin ettirilmesi yer almaktadır. Bir anlamda elektrik enerjisi üretim yatırımlarının piyasa katılımcısı özel sektör tarafından yerine getirilemediği durumda yapılmış olan planlama çalışmaları çerçevesinde Bakanlık eliyle gerçekleştirilmesi öngörülmektedir.

5784 sayılı yasanın 6. maddesinde elektrik enerjisi arz güvenliğinin sağlanmasına ilişkin olarak eklenen EK MADDE 3, ETKB'nin görevlerini kısmen piyasa uygulamasına taşımış gibi görünse de yeterli değildir. Söz konusu bu maddede elektrik enerjisinin ileriye yönelik talep çalışmalarının ETKB tarafından ve bu talebi kullanarak kısa ve uzun vadeli elektrik enerjisi üretim planlama çalışmalarının TEİAŞ tarafından yerine getirilmesi öngörülmektedir. Ancak sonuçta bu plan sonuçlarının nasıl değerlendirileceği, yani yeni üretim tesisi yatırımları için bu planların nasıl göz önüne alınacağı konusunda bir hüküm bulunmamaktadır.

2012 yılı içinde ETKB tarafından hazırlanıp kamuoyu görüşüne sunulan Elektrik Piyasası Kanunu Tasarısı Taslağı'nda Arz Güvenliği başlığı altında elektrik sisteminin gelecekteki arz güvenliğinin

sağlanmasına yönelik bazı hükümler getirilmektedir. Ancak, ETKB tarafından elektrik arz güvenliğinin izleneceği ve raporlanacağı belirtilmiş olsa da, esas olarak bir planlama çalışmasının yapılması gerekliliği ve bu planlama çalışması çerçevesinde sistem gelişmesinin sağlanacağı yönünde bir hüküm bulunmamaktadır. Biraz daha açık söylemek gerekirse, TEİAŞ tarafından iki yılda bir güncellenmek üzere elektrik enerjisi uzun dönem planlama çalışması yapılacağı ve bu çalışmaya göre ETKB tarafından her yılın sonunda bir arz güvenliği raporu yayımlanacağı belirtilmektedir. Arz güvenliğinin tehlikeye girdiğinin anlaşıldığı anda gerektiğinde kamuya ait elektrik üretim şirketlerine yeni üretim yatırımı yapma görevi verilebileceğinden söz edilmektedir. Bilindiği gibi elektrik enerjisi üretim tesisleri yatırımları uzun vadede karara bağlanabilen, uzun bir süreçte gerçekleştirilebilen ve maliyeti oldukça yüksek yatırımlardır. Akşam ihtiyaç hissedilip sabaha tesisi sonlandırılabilen yatırımlar değildir. Elektrik enerjisi arz güvenliğinin sağlanmasında bir tehlike olduğu; ancak birkaç yıl öncesinden tespit edilebilir ve gereken yatırımların kararı çok önceden belirlenir. Mevcut uygulamalarda ise üretim tesisleri yatırımı yapmak üzere başvuru olmaması değil, tam tersine gerekenin çok fazlası başvuru olduğu halde bazı yatırımların zamanında tamamlanamamış olması büyük risk taşımaktadır. Üretim tesisi yatırımı yapmak üzere mevcut durumda oldukça büyük miktarda kapasite bulunmakta olup, bu kapasitelerin önemli bir kısmı lisans da almıştır. Bunlara ilişkin miktarlar yukarıda tabloda gösterilmiştir. Başvurular ve alınan lisanslar göz önüne alındığında görünür zaman içinde elektrik enerjisi kapasite açığı hiçbir zaman beklenemeyecektir. Ancak bu başvurular ve lisansların gecikmesi veya gereken zamanda gerçekleşememesi arz güvenliğinde sıkıntıya neden olursa bunun önleminin alınması çok kolay olmayabilecektir. Yani akşam ortaya çıkan arz sıkıntısının sabaha giderilmesi mümkün olamayacaktır, arz güvenliğindeki tehlike ortaya çıkmadan stratejik olarak yatırım çözümlerinin belirlenmiş olması gerekmektedir. Bu da ancak, sağlıklı bir planlama çalışması ve bu planların uygulanması yoluyla olacaktır. Bugünkü durumda olduğu gibi, gelen her üretim tesisi yatırım başvurusunun kabul edilmesi ve lisans verilmesi; ancak alınmış olan bu lisansların gerçekleşmelerinin belirsizliğinin sürmesi, arz güvenliğinin tehlikeye girdiğinin anlaşılması halinde çözüm için çok geç kalınmış olduğu anlamına gelecektir.

Yukarıda söz edilen *Elektrik Piyasası Kanunu Tasarısı Taslağı* bütünüyle ve ayrıntılı olarak incelendiğinde elektrik enerjisinin sadece ticaretinin kanunlaştırıldığı anlaşılacaktır. Elektrik enerjisinde kaynak kullanım politikaları, üretim politikaları ve teknolojileri, arz güvenliği, kullanıcıların kaliteli elektrik enerjisine ulaşma olanakları gibi konuların eksik kaldığı görülmektedir. Bu tasarıyla ayrıca elektrik sektöründe, özellikle üretim ve dağıtım faaliyetinde, aslında sorumlulukların tanımlanmadığı anlaşılmaktadır. Üretim ve dağıtım faaliyetlerinde sorumlulukların ve sorumluların tanımlanmamış olması elektrik enerjisi faaliyetinde kamu hizmeti özelliğinin tamamen ortadan kalktığı anlamına gelmektedir. Bu durumda da aslında elektrik faaliyetinde Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın bir etkinliği kalmamaktadır. Elektrik enerjisinde üretimden dağıtıma kadar olan aşamada sunum güvenliği tam olarak serbest piyasada faaliyet gösteren katılımcılara bırakılmış ve elektrik arz güvenliğinin sağlanması faaliyet gösterenlerin kazanç sağlamalarına ilişkilendirilmiştir. Tasarı dikkatle incelenirse, gerek üretim aşamasında ve gerekse dağıtım aşamasında faaliyetlerin yerine getirilememesinden doğan arz sıkıntısının sorumlusu yoktur, cezası da sadece bu faaliyetten para kazanamamaktır. Buna ek olarak, yukarıda da açıklanmaya çalışıldığı gibi, artan talebin karşılanması için yeni kapasite yatırımlarının da piyasa katılımcıları tarafından gerçekleştirilmesi beklenmekte bu konuda da sorumluluk tanımı yapılmamaktadır. Gerekli yeni kapasitenin zamanında yapılamayacağının anlaşılması durumunda; ancak siyasi otoriteye görev tanımı yapılmakta, ancak bu tanım da günümüz koşullarında ve mevcut uygulamalar çerçevesinde neredeyse mümkün olamayacak

durumdadır. Elektrik üretim ve dağıtım faaliyetlerinde siyasi sorumlulukların tanımlanmamış olması da doğal olarak Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığını sektörün dışında tutmaktadır. Siyasi sorumluluk adına Bakanlığın elektrik sektörünün dışında kalması bu sektörün faaliyetlerinin kamu adına yürütülmesinin terk edilmesi anlamına gelmektedir ki son tasarı da zaten elektrik sektöründe sadece ticari faaliyetleri kapsama almış arz güvenliği kavramını kapsam dışında tutmuştur.

Talebin yıllık olarak çok hızlı arttığı ülkemizde artık elektrik yokluğuna katlanmak durumu ile karşılaşılmamalıdır. Elektrik enerjisinin toplum açısından önemi göz önüne alındığında kamu hizmeti yükümlülüğü sürdürülmelidir. Elektrik faaliyetlerinde özel şirketlerin var olması bu kamu hizmeti yükümlülüğünün olmayacağı anlamına gelmemelidir. Gerek mevcut elektrik sistemindeki uygulamalar ve gerekse artan talebi karşılamak üzere yeni yapılması gereken üretim tesislerinin kaynaklarının, teknolojilerinin, zamanlamasının ve bölgesel konumlarının belirlenmesinde siyasi otoritenin hem yetkili hem de sorumlu olması gerekir. Bu konudaki sorumluluğu taşıyacak siyasi otoritenin de maliyet olarak düşük, çevre ile uyumlu ve toplumda her kesimin kolaylıkla ulaşabileceği elektrik enerjisi sunumunu serbest piyasadan beklemek yerine planlı bir gelişmeyle gerçekleştirmesi gerekmektedir.

Buraya kadar yapılan açıklamalarla elektrik üretim yatırımlarının sağlıklı olarak, ihtiyaç kadar ve zamanında gerçekleştirilebilmesi için, yasal düzenlemelerin yeterli olmadığı ve mevcut yasal düzenlemelerin bu yatırımları tamamen özel yatırımcı şirketlerin inisiyatifine bıraktığı ve aksamalar konusunda herhangi bir önlemin bulunmadığı açıklanmaya çalışılmıştır.

Bir yatırımcıya verilmiş olan üretim lisansı, bu yatırımcıya elektrik üretimi yapma hakkı kazandırırken aynı zamanda lisans hükümlerine göre belirlenmiş kapasiteyi yerine getirme sorumluluğunu da vermektedir. Eğer bu lisans kapsamındaki üretim tesisi zamanında bitirilemez ve bu nedenle yatırımcı şirket sistemde açık oluşmasına neden olursa, bu sorumluluğun kim tarafından yerine getirileceğinin tanımı şu an itibarıyla bulunmamaktadır. Neden olduğu sorumluluğu şirketin kendisi yerine getirmeli, gereken cezai yaptırım uygulanmalıdır. Şu an için Türkiye'de göreli olarak elektrik üretim kapasitesi açığı olmasa da; ekonomik krizin etkisini kaybedip özellikle imalat sektörünün canlanmasıyla elektrik üretim kapasitesi açığıyla karşılaşılacaktır. Elektrik enerjisinin kendine özgü olan anlık ihtiyaca göre üretilmesi gerekliliği kapasite açığının katlanılamaz olması demektir. Dolayısıyla bu konuda hata yapılmasının veya hataya neden olunmasının önüne geçmek için, yasal düzenlemeler ve gereken uygulamalar sağlıklı belirlenmeli ve bu konudaki süreç iyi yönetilmelidir.

Türkiye'de santrallerin yapım gerçeklemeleriyle daha önce verilen bilgiler, elektrik üretiminin ve tüketiminin yıllara göre gelişimi ve kaynaklara göre dağılımına ilişkin aşağıda yer alan veriler konuya neden bir kamusal planlama anlayışıyla yaklaşılması gerektiğini anlatmaktadır.

Türkiye elektrik sisteminin yönetimi bilindiği üzere bir devlet kuruluşu olan TEİAŞ tarafından gerçekleştirilmektedir. Sektördeki faaliyet gösteren katılımcılar doğal olarak elektrik sisteminin gelişmesine ve görünür zamandaki geleceğine ilişkin verilere ulaşmak isteyeceklerdir. Ancak son zamanlarda istatistiksel bilgilerin derlenip yayımlanmasında ve elektrik sistemine ilişkin güncel gelişmelerin açıklanmasında büyük eksiklikler olduğu dikkati çekmektedir. Hatta daha önceden yayımlanan bilgilerin bir kısmı şimdi yayımlanmamaktadır. Oysa, mevcut durumda yürürlükte olan mevzuat gereği elektrik sistemiyle ilgili oldukça ayrıntılı bilgilerin kamuoyuna ve sektör katılımcılarına açıklanması zorunludur. Bu hususta en çarpıcı örnek, Şebeke Yönetmeliği'nde kesin

hüküm olarak yer almasına karşın Elektrik İletim Sistemi On Yıllık Gelişim Planı ve Elektrik Dağıtım Bölgelerinde On Yıllık Talep Tahmini şimdiye kadar hiç hazırlanıp yayımlanmamıştır. Oysa her iki çalışmaya hem sektör katılımcıları hem de kamuoyu tarafından ihtiyaç duyulmaktadır.

Türkiye elektrik sektöründe piyasa yapısına geçilmesi ve devamında özelleştirme sürecinde ayrıntılı bilgi ihtiyacı artmış olması gerekir. Ancak serbest piyasa yapısı öncesine göre bile yayımlanan bilgilerde gelişme olmadığı gibi daralma olmuştur. Bu durum sektörde yer alan ve yer almak isteyen birçok katılımcının gözünden kaçmaktadır. Birçok yatırımcı gerçekten bilgiye ihtiyaç duymamakta mıdır? Yoksa ihtiyacı olan bilgilere uygun olmayan bazı yollardan mı ulaşmaktadır. Türkiye'de elektrik sektörünün temel yapısı TEİAŞ tarafından oluşturulduğu ve elektrik sisteminin işletilmesi de bu kurum tarafından gerçekleştirildiği için, elektrik sektörünün bütünü hakkında ayrıntılı bilgilerin de bu kurum tarafından derlenip kullanıcılara sunulması gerekir. Elektrik sisteminin bütünü hakkında tüm bilgilere ulaşmak sadece sistem kullanıcılarının değil, ilgisi olan tüm vatandaşların ve sivil toplum kuruluşlarının hakkıdır. Sektöre ilgi gösteren yatırımcılar, elektrik sisteminin geleceğe yönelik gelişmeleri hakkında bilgilere sahip olmadan yatırım girişiminde bulunuyorlarsa ileride kendilerini nasıl tehlikelerin beklediğini hesap etmelidirler.

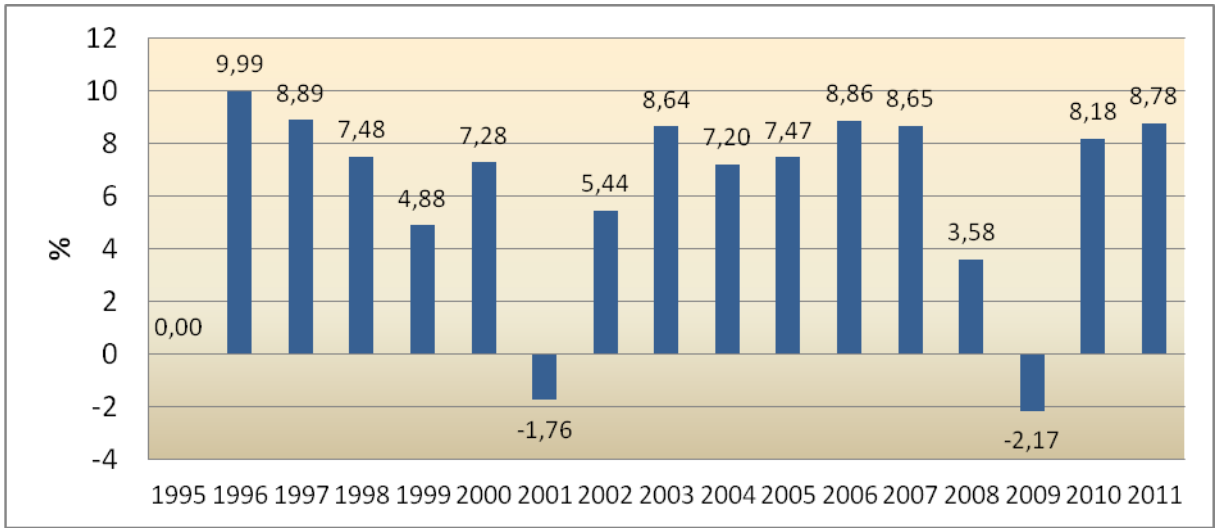
Aşağıdaki tablo ve grafiklerde, Türkiye'de elektrik üretim ve tüketiminin, ekonomide kriz yaşanmayan yıllarda hızla arttığını ve 2011'de olduğu gibi, artış hızının % 9.89'a kadar ulaştığını göstermektedir.

2012 için öngörülen 248 milyar kwH'lik tüketim rakamı da % 8,13'lük bir artışa denk düşmektedir.

Tablo 4.7: Türkiye Elektrik Üretimi ve Tüketimi (1995-2011)

	Brüt Üretim (Milyon kWh)	Önceki Yıla Göre Artış Yüzdesi (%)	Tüketim (Milyon kWh)	Önceki Yıla Göre Artış Yüzdesi (%)
1995	86.247	-	85.552	-
1996	94.862	9,99	94.789	10,80
1997	103.296	8,89	105.517	11,32
1998	111.022	7,48	114.023	8,06
1999	116.440	4,88	118.485	3,91
2000	124.922	7,28	128.276	8,26
2001	122.725	-1,76	126.871	-1,10
2002	129.400	5,44	132.553	4,48
2003	140.581	8,64	141.151	6,49
2004	150.698	7,20	150.018	6,28
2005	161.956	7,47	160.794	7,18
2006	176.300	8,86	174.637	8,61
2007	191.558	8,65	190.000	8,80
2008	198.418	3,58	198.058	4,24
2009	194.112	-2,17	193.472	-2,32
2010	210.000	8,18	208.700	7,87
2011	228.431	8,78	229.344	9,89

Kaynak: *TEİAŞ*



Şekil 4.1: Türkiye Elektrik Üretiminin 1995–2011 Yılları arasında Değişimi (%)

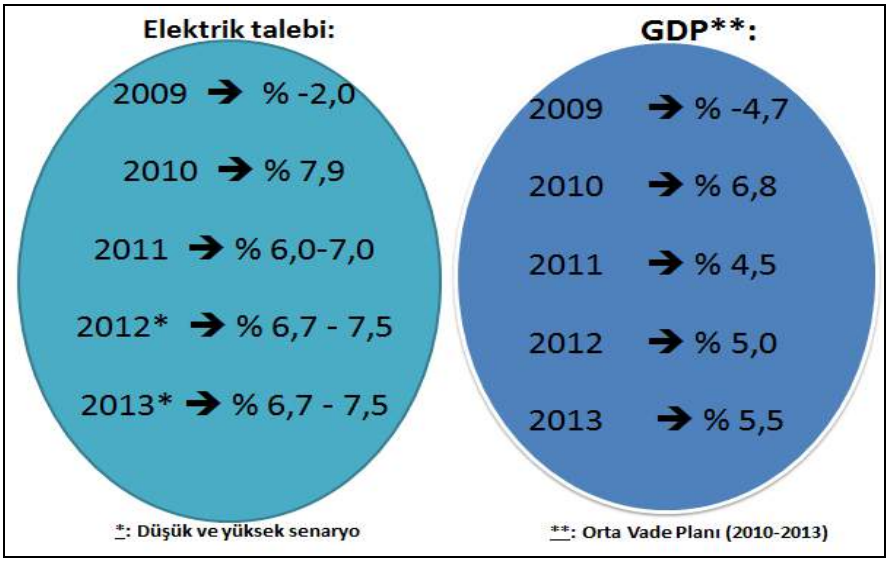
1990-2011 döneminde elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı incelendiğinde, taş kömürünün payının ithal kömüre ağırlık verilmesi nedeniyle on kat arttığını, linyitin payının, ithal doğal gaz yakıtlı santrallerin tercih edilmesi nedeniyle yarı yarıya oranda gerilediğini, sıvı yakıtların payının dörtte üç oranında azaldığını, doğal gazın payının % 152,5 oranında yükseldiğini, hidrolik enerjinin payının da yarısına düştüğünü, rüzgar, jeotermal vb. yenilenebilir kaynakların % 2,4'lük bir paya ulaştığını görmek mümkündür.

Tablo 4.8: Elektrik Enerjisi Üretiminin Enerji Kaynaklarına Göre Dağılımı (1990-2011)

	Taşkömürü		Linyit		Akaryakıt		Doğal Gaz		Biyogaz, Atık ve Diğer		TERMİK		HİDROLİK		Jeotermal ve Rüzgar		TOPLAM	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1990	621	1,1	19.560	34,0	3.942	6,9	10.192	17,7			34.315	59,6	23.148	40,2	80		57.543	100,0
1991	999	1,7	20.563	34,1	3.293	5,5	12.589	20,9	38	0,1	37.482	62,2	22.683	37,7	81		60.246	100,0
1992	1.815	2,7	22.756	33,8	5.273	7,8	10.814	16,1	47	0,1	40.705	60,4	26.568	39,5	69		67.342	100,0
1993	1.796	2,4	21.964	29,8	5.175	7,0	10.788	14,6	56	0,1	39.779	53,9	33.951	46,0	78		73.808	100,0
1994	1.978	2,5	26.257	33,5	5.549	7,1	13.822	17,6	51	0,1	47.657	60,8	30.586	39,1	79		78.322	100,0
1995	2.232	2,6	25.815	29,9	5.772	6,7	16.579	19,2	222	0,3	50.620	58,7	35.541	41,2	86		86.247	100,0
1996	2.574	2,7	27.840	29,3	6.540	6,9	17.174	18,1	175	0,2	54.303	57,2	40.475	42,7	84		94.862	100,0
1997	3.273	3,2	30.587	29,6	7.157	6,9	22.086	21,4	294	0,3	63.397	61,4	39.816	38,5	83		103.296	100,0
1998	2.981	2,7	32.707	29,5	7.923	7,1	24.837	22,4	255	0,2	68.703	61,9	42.229	38,0	90	0,1	111.022	100,0
1999	3.123	2,7	33.908	29,1	8.080	6,9	36.345	31,2	205	0,2	81.661	70,1	34.677	29,8	102	0,1	116.440	100,0
2000	3.819	3,1	34.367	27,5	9.311	7,5	46.217	37,0	220	0,2	93.934	75,2	30.879	24,7	109	0,1	124.922	100,0
2001	4.046	3,3	34.372	28,0	10.366	8,4	49.549	40,4	230	0,2	98 563	80,3	24.010	19,6	152	0,1	122.725	100,0
2002	4.093	3,2	28.056	21,7	10.744	8,3	52.496	40,6	174	0,1	95.563	73,9	33.684	26,0	153	0,1	129.400	100,0
2003	8.663	6,2	23.590	16,8	9.196	6,5	63.536	45,2	116	0,1	105.101	74,8	35.329	25,1	150	0,1	140.580	100,0
2004	11.998	8,0	22.449	14,9	7.670	5,1	62.242	41,3	104	0,1	104.463	69,3	46.084	30,6	151	0,1	150.698	100,0
2005	13.246	8,2	29.946	18,5	5.483	3,4	73.445	45,3	122	0,1	122.242	75,5	39.561	24,4	153	0,1	161.956	100,0
2006	14.217	8,1	32.433	18,4	4.340	2,5	80.691	45,8	154	0,1	131.835	74,8	44.244	25,1	221	0,1	176.300	100,0
2007	15.136	7,9	38.294	20,0	6.537	3,4	95.025	49,6	214	0,1	155.206	81,0	35.851	18,7	511	0,3	191.568	100,0
2008	15.858	8,0	41.858	21,1	7.519	3,8	98.685	49,7	220	0,1	164.139	82,7	33.270	16,8	1.009	0,5	198.418	100,0
2009	16.148	8,3	39.537	20,3	4.804	2,5	96.095	49,3	340	0,2	156.924	80,6	35.958	18,5	1.931	1,0	194.813	100,0
2010	19.104	9,0	35.942	17,0	2.180	1,0	98.144	46,5	457	0,2	155.828	73,8	51.795	24,5	3.585	1,7	211.208	100,0
2011	25.159	11,0	39.415	17,3	3.804	1,7	102.131	44,7	450	0,2	170.959	74,8	52.078	22,8	5.394	2,4	228.431	100,0

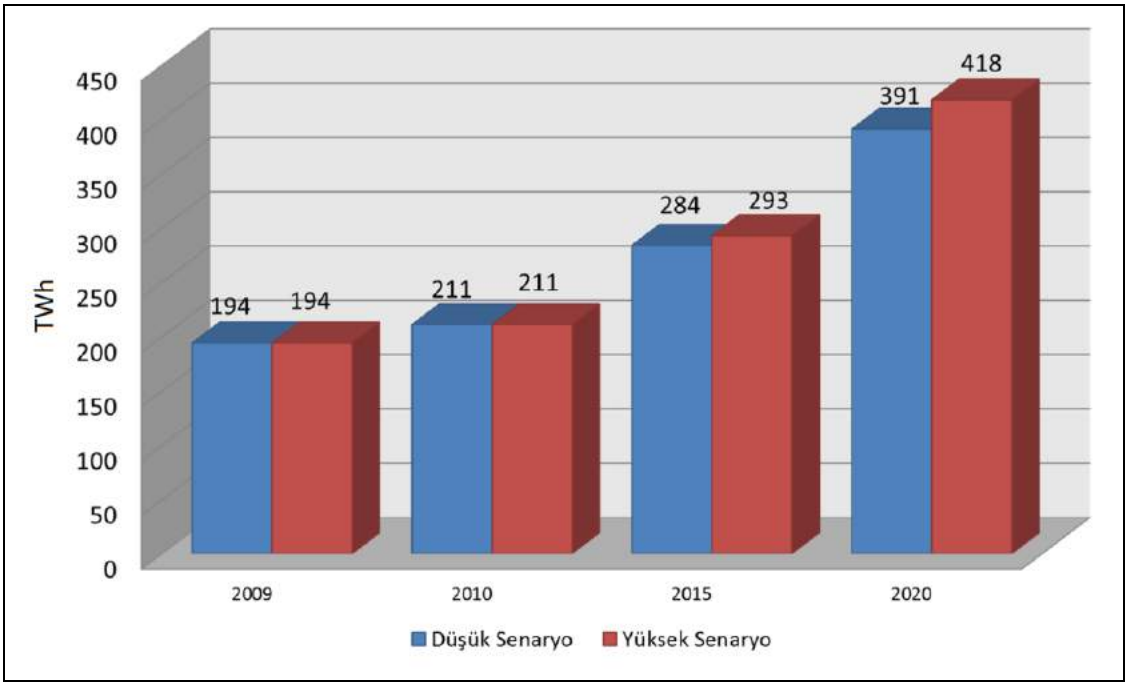
4.1 Elektrik Talep Projeksiyonları

ETKB'nin yanı sıra bir dizi başka çalışmada da, elektrik talebi ile GSMH arasındaki ilişki irdelenmiştir. EPDK için yapılan bir çalışmada 2015 için 284-293, 2020 için 391-418 milyar kWh'lik talepler öngörülmektedir.



Şekil 4.2: Elektrik Talep Projeksiyonu

Kaynak: *EPDK*



Şekil 4.3: ETKB Elektrik Talep Tahmini

4.2 Tam Yol Özelleştirme Politikaları

Elektrik sektöründe kamu varlığını ortadan kaldırmaya yönelik programın önemli bir halkası elektrik dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesidir. Siyasal iktidar bu hedefini enerjiyle ilgili tüm belgelerde açık biçimde ifade etmektedir.

İlk aşamada TEDAŞ'a bağlı elektrik dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesine yönelinmiştir. Bu amaçla açılan ihaleler aşağıda gösterilmiştir.

Tablo 4.9: Elektrik Dağıtım Şirketlerinin Ozelleştirme Süreci

Grup	Bölge	Dağıtım Şirketi	Dağıtım Şirketlerinin Özelleştirme Süreci						
			İhale Tarihi	Nihai Pazarlık Tarihi	Rekabet Kurulu Kararı	ÖYK Kararı (RG)	Özel Şirkete Devir Tarihi	İhale Edilen Firma	Bedeli (Milyon $)
Özelleştirilenler	19	Aydem EDAŞ (3 İl)			08.05.2008		**15.08.2008**	Aydem AŞ	**110,00**
	9	Başkent EDAŞ (7 İl)	10.06.2010	01.07.2008	14.08.2008	23.09.2008	**28.01.2009**	Sabancı+Verbund	**1.225,00**
	15	Sakarya EDAŞ (4 İl)	10.06.2010	01.07.2008	14.08.2008	23.09.2008	**11.02.2009**	Akcez (Akenerji+CEZ)	**600,00**
	18	Kayseri ve Civ. Elektrik TAŞ					**15.07.2009**	Kayseri ve Civarı Elk.TAŞ	**0,00**
	8	Meram EDAŞ (6 İl)	15.09.2010	25.09.2008	04.12.2008	02.05.2009	**30.10.2009**	Alcez (Alarko+Cengiz)	**440,00**
	16	Osmangazi EDAŞ (5 İl)	20.10.2010	06.11.2009	11.03.2010	24.04.2010	**02.06.2010**	Eti Gümüş	**485,00**
	12	Uludağ EDAŞ (4 İl)	12.02.2010	18.02.2010	08.04.2010	26.06.2010	**03.09.2010**	Limak+Kolin+Cengiz	**940,00**
	6	Çamlıbel EDAŞ (3 İl)	12.02.2010	18.02.2010	08.04.2010	31.07.2010	**03.09.2010**	Kolin+Limak+Cengiz	**258,50**
	4	Çoruh EDAŞ (5 İl)	20.10.2010	06.11.2009	11.03.2010	08.06.2010	**01.10.2010**	Aksa Elektrik	**227,00**
	21	Yeşilırmak EDAŞ (5 İl)	20.10.2010	06.11.2009	11.03.2010	08.06.2010	**30.12.2010**	Çalık Enerji	**441,50**
	20	Göksu EDAŞ (2İl)			02.12.2010		**31.12.2010**	Akedaş AŞ	**60,00**
	5	Fırat EDAŞ (4 İl)	12.02.2010	18.02.2010	08.04.2010	05.10.2010	**06.01.2011**	Aksa Elektrik	**230,25**
	13	Trakya EDAŞ (3 İl)	22.07.2010	09.08.2010	16.12.2010	11.04.2011	**03.01.2012**	IC İçtaş	**575,00**
								TOPLAM:	**5.592,25**
Özelleştirme Sürecinde Olanlar	2	Vangölü EDAŞ (4İl)	12.02.2010	18.02.2010					
	1	Dicle EDAŞ (6 İl)	22.07.2010	09.08.2010					
	11	Gediz EDAŞ (2 İl)	22.07.2010	09.08.2010					
	17	Boğaziçi EDAŞ (Avrupa Yaka)	22.07.2010	09.08.2010					
	7	Toroslar EDAŞ (6 İl)	24.11.2010	07.12.2010					
	10	Akdeniz EDAŞ (3 İl)	24.11.2010	07.12.2010					
	14	İstanbul A. Yakası EDAŞ	24.11.2010	07.12.2010					
	3	Aras EDAŞ (7 İl)	15.09.2008	25.09.2008					

Tablo 4.10: TEDAŞ Özelleştirmeleri

EDAŞLAR	Kapsadığı İller
Özelleştirilenler	
Aydem	Aydın, Denizli, Muğla
Başkent	Ankara, Çankırı, Kırıkkale, Karabük, Zonguldak, Kastamonu, Bartın
Sakarya	Sakarya, Bolu, Düzce, Kocaeli
Kayseri	Kayseri
Meram	Konya, Karaman, Aksaray, Niğde, Nevşehir, Kırşehir
Osmangazi	Afyonkarahisar, Bilecik, Eskişehir, Kütahya, Uşak
Uludağ	Balıkesir, Bursa, Çanakkale, Yalova
Çamlıbel	Sivas, Tokat, Yozgat
Çoruh	Artvin, Giresun, Gümüşhane, Rize, Trabzon
Yeşilırmak	Amasya, Çorum, Ordu, Samsun, Sinop
Göksu	Kahramanmaraş, Adıyaman
Fırat	Bingöl, Elazığ, Malatya, Tunceli
Trakya	Edirne, Kırklareli, Tekirdağ

Özelleştirme Sürecinde Olanlar	
Vangölü	Bitlis, Hakkari, Muş, Van
Dicle	Diyarbakır, Mardin, Siirt, Şanlıurfa, Batman, Şırnak
Gediz	İzmir, Manisa
Boğaziçi	İstanbul Avrupa Yakası
Toroslar	Adana, Gaziantep, Hatay, Kilis, Mersin, Osmaniye
Akdeniz	Antalya, Burdur, Isparta
İstanbul Anadolu Y.	İstanbul Anadolu Yakası
Aras	Erzincan, Erzurum, Bayburt, Kars, Ardahan, Iğdır, Ağrı

***Kaynak**: TEDAŞ*

Şekil 4.4: Özelleştirilen Dağıtım Bölgeleri

4.3 Özelleştirmenin Amaçları İle Uygulamaların Karşılaştırılması

Bu konuda TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası'nın elektrik dağıtım özelleştirmeleri uygulamaları ve sonuçlarını irdeleyen çalışmalarının ve Mart ayında yayınladıkları raporun aşağıda yer alan bulguları son derece açıktır.

"Özelleştirmelerin doğurduğu sonuçları daha iyi anlamak bakımından; elektrik enerjisi alanında Özelleştirme İdaresi Başkanlığınca öne sürülen özelleştirme amaçları ile 4628 sayılı Elektrik Piyasası Yasası'nda belirtilen "...rekabet ortamında çevreyle uyumlu, ucuz, sürekli ve kaliteli elektrik enerjisinin tüketicilerin kullanımına sunulması" amaçlarının, özelleştirmeler sonrasında gerçekleşen uygulamalar ve yapılan düzenlemelerle ne kadar örtüştüğüne bakmakta yarar vardır.

Bu anlamda dağıtım özelleştirmeleri sürecinde elektrik piyasasında yaşanan değişiklikleri;

1-Elektrik Enerjisi Tüketim Bedelleri (Elektrik Tarifeleri)
2-Elektrik Enerjisi Hizmet Bedelleri,
3-Elektrik Dağıtım Tesisi Yatırımları ve
4-Elektrik Dağıtım Tesislerinin Bakım Onarımı

gibi faaliyetleri inceleyerek değerlendirmek doğru olacaktır.

4.4 Elektrik Enerjisi Tüketim Bedelleri

4628 sayılı Elektrik Piyasası Yasası gereği elektrik sektörü piyasalaştırılmış ve tüm faaliyetler de ayrıştırılmıştır. Faaliyet ayrıştırmasıyla birlikte her bir faaliyetin karşılığı ayrı ayrı tüketici faturalarına yansıtılmaktadır.

Elektrik tüketim faturalarına yansıyan ve kısaca tarife olarak adlandırılan tüketim bedelleri, her dört ayda bir maliyet bazlı fiyatlandırma ve fiyat eşitleme mekanizmasına göre ulusal ölçekte hazırlanmakta ve uygulanmaktadır.

Ulusal ölçekte hazırlanan tarifenin de;
-Perakende enerji satış bedeli,
-Dağıtım sistemi kullanım bedeli,
-İletim sistemi kullanım bedeli,
-Kayıp/kaçak (K/K) bedeli,
-Perakende satış hizmeti (PSH)-Faturalama bedeli,
-Perakende satış hizmeti (PSH)-Sayaç okuma bedeli,
bileşenlerinden oluştuğu görülmektedir.

Bu bileşenlerin toplamından oluşan ***tüketici tarifeleri son dört (2008-2011) yılda; tek zamanlı mesken abonelerinde % 91,3 (Kalkınmada Öncelikli İllerdeki mesken aboneleri içinde % 104,6) oranında, tarımsal sulama ve alçak gerilim sanayi abonelerinde ise % 84,7 oranında artmıştır.***

Aynı şekilde, ***Hayır Kurumu olarak; Türkiye Kızılay Derneği, Türk Hava Kurumu, Sosyal Hizmetler ve Çocuk Esirgeme Kurumu, Türkiye Yardım Sevenler Derneği, Darülaceze kurumları ile Darüşşafaka Cemiyeti ve Yeşilay Derneği ile Müzeler, Resmi Okullar, Resmi Yurtlar, Resmi Üniversite, Resmi Yüksek Okullar, Resmi Kurslar, Resmi Sağlık Kuruluşları, İçme-Kullanma Suları'na ait aboneliklerde de ortalama % 108 oranında artmıştır.***

Maliyet bazlı fiyatlandırma söylemlerine karşın, dağıtım şirketlerine toptan enerji satan TETAŞ 2010 yılının son üç ayı için toptan satış fiyatlarında % 20,35 oranında (15,63 Krş/kWh'ten 12,45 Krş/kWh'e) indirim yapmış; fakat bu **indirim** *tüketici fiyatlarına (tarifelere) yansıtılmamıştır. TETAŞ'ın toptan satış fiyatlarına 2010 ve 2011 yıllarının üçüncü çeyreğini kapsayan üç aylık dilimlerde yapmış olduğu % 2,29'luk ve % 11,77 oranındaki artışlar da tüketici tarifelerine* **zam** *olarak yansıtılmamıştır.*

Tablo 4.11: Elektrik Fiyat Artışları

DÖNEM	Mesken	Sanayi (OG)	Sanayi (AG)	Ticarethane	Diğer 1	Diğer 2	Şehit Aile ve Muha.Gazi.	K.Ö.İ.Mes.	Tarımsal Sulama	Aydınlatma
01.01.2007 - 31.12.2007	12,405	11,518	11,629	14,505	11,600	11,969	7,94	11,600	11,187	12,002
01.01.2012 - 31.03.2012	23,734	20,116	21,479	25,386	24,159	24,860	13,884	23,734	20,665	22,658
01.04.2012 - 30.06.2012	25,886	21,855	23,687	26,458	26,458	26,458	13,893	25,886	22,547	24,729
Bir Önceki Tarifeye Göre Artış	9,07	8,65	10,28	4,22	9,52	6,43	0,06	9,07	9,11	9,14
31.12.207'ye Göre Artış (%)	108,68	89,75	103,68	82,41	128,09	121,06	74,97	123,16	101,54	106,04

Diğer-1: Hayır Kurumları, Dernekler, Vakıflar, Müzeler, Resmi Okullar, Resmi Yurtlar, Resmi Üniversite, Resmi Yüksek Okullar, Resmi Kurslar, Resmi Sağlık Kuruluşları, Spor Tesisleri, Kültür Balıkçılığı ve Kümes Hayvanları Çiftliği

Diğer-1.1:Türkiye Kızılay Derneği, Türk Hava Kurumu, Sosyal Hizmetler ve Çocuk Esirgeme Kurumu, Türkiye Yardım Sevenler Derneği; resmi darülaceze kurumları ile Darüşşafaka Cemiyeti ve Yeşilay Derneği,

Diğer-1.2:Müzeler, resmi okullar, resmi üniversite, resmi yüksek okullar, resmi yurtlar, herhangi bir kurum veya kuruluşun yardım ve desteği bulunmayan ve masrafları bölgelerindeki vatandaşların yardım ve destekleri ile karşılandığı ilgili mülki amirlerce belgelenen resmi kuruluşların denetimindeki yoksul ve kimsesiz öğrenci yurtları, Diyanet İşleri Başkanlığı'nca açılan resmi kurslar ile resmi sağlık kuruluşları

Diğer-1.3:Kamu spor görevini yüklenmiş resmi kuruluşların spor tesisleri

Diğer-2: İçme-Kullanma Suyu ve Tarımsal Amaçlı Soğuk Hava Depoları

Diğer-2.1:İl, İlçe, Belde ve Köylerin içme ve kullanma suyunu sağlamak için kamu tüzel kişilikleri ve içme suyu birlikleri tarafından kurulmuş olan elektrik tesisleri,

Diğer-2.1:Tarım İl Müdürlüğü veya Tarım İlçe Müdürlüğünün olumlu görüşünü ifade eden belgeyi almaları koşuluyla, Tarım Kooperatifleri ile Kooperatif Birlikleri veya Köy Birliklerince işletilen tarımsal amaçlı soğuk hava depoları.

Hazırlayan:*Olgun Sakarya ,EMO*

Yukarıdaki tablo ve grafikte görüleceği üzere 1.1.2008'den bu yana elektrik fiyatları tüm tüketici grupları için % 74,97-128,09 oranında artmış, konutlarda artış oranı % 108,68 olmuştur. Elektrik fiyatlarındaki bu yüksek artış oranları aynı dönemdeki enflasyonun çok üzerinde gerçekleşmiştir.

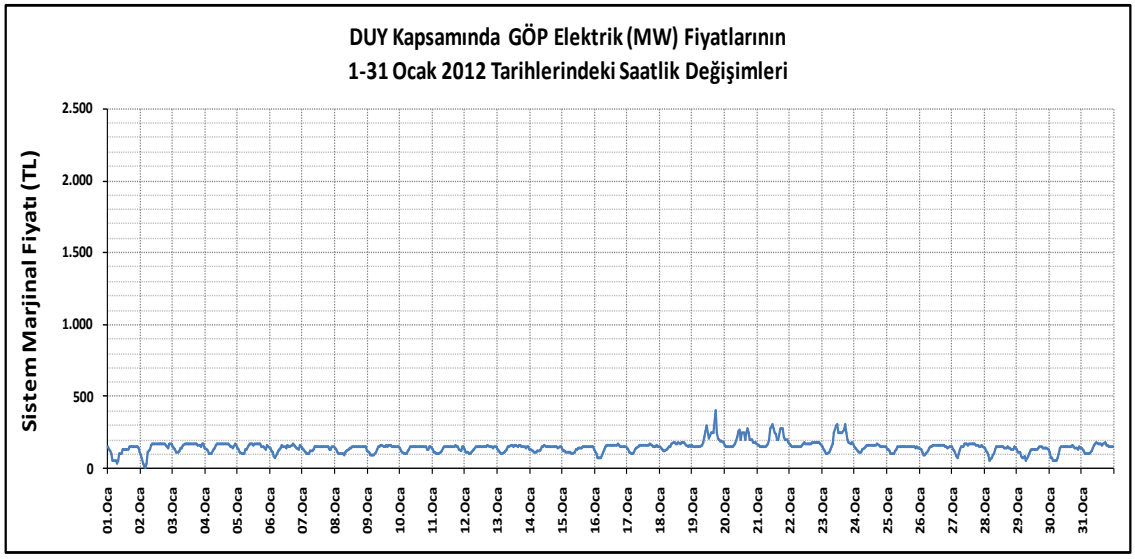
2010 yılının son altı aylık döneminde yukarıdaki fiyat hareketleri dikkate alındığında, *(TETAŞ dağıtım şirketlerince tüketime sunulan enerjinin yaklaşık % 50'sini karşılamaktadır ve 2009 yılı verilerine göre yıllık yaklaşık 160 milyar kWh tüketim söz konusudur)* ***yapılacak kaba bir hesaplamada dağıtım şirketlerine yaklaşık 550.000.000.-TL mali kaynak aktarımından söz etmek mümkün olmaktadır.***

4.4.1 Elektrik Üretim Bedeli

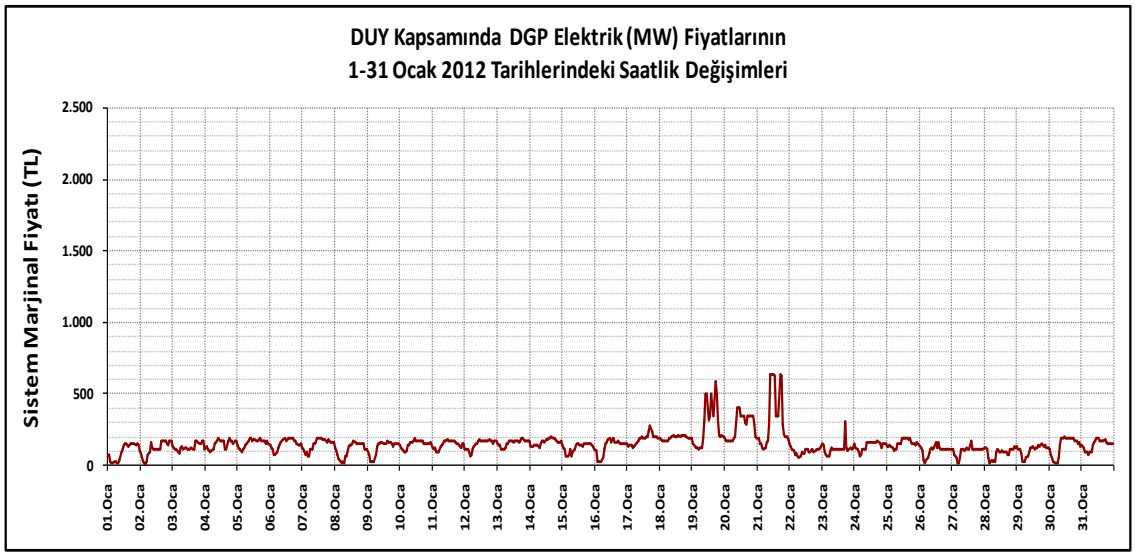
Elektrik enerji toptan satış fiyatlarını ve dolayısıyla abone tüketim bedeli olarak tarifeleri belirleyen en önemli etkenlerden biri şüphesiz elektrik üretim maliyetleridir. 2011 yılı sonu itibarıyla özel sektörün elektrik üretimindeki payı yaklaşık % 59,6 olarak gerçekleşmiştir. Arz ve talebin birbirine yakın bir seyir izlediği elektrik enerjisinin serbest piyasada, piyasanın tercihlerine terk edilerek

ticarileşmesi arz güvenliği açısından bir risk oluşturduğu gibi 4628 sayılı Yasa'nın amacında yer alan ucuzluk beklentisinin de hayalden öteye gitmeyeceğinin önemli bir göstergesidir.

4628 sayılı Yasa'da yer alan serbest piyasa yapısını oluşturmak ve kamunun piyasaya sözde müdahalesini önlemek adına yapılan özelleştirmelerle üretimdeki kamu payının düşürülmesi hedeflenmiştir. Arz ile talebin birbirine çok yakın bir seviyede gerçekleştiği, yedek arz kapasitesinin sınırlı ve birincil kaynakta dışa bağımlılığımızın ciddi bir tehdit oluşturduğu, piyasanın ticari tercihlerine emanet edilmiş elektrik üretiminde 27.12.2006 tarihinde Dengeleme Uzlaştırma Yönetmeliği (DUY) kapsamında oluşan sistem marjinal fiyatlarındaki manipülasyonun daha büyük boyutta 2012 Şubat ayında yaşanması da sürpriz olmamıştır. 2012 yılı Ocak ayı ile 01-20 Şubat 2012 tarihleri arasında Gün Öncesi Piyasada (GÖP) ve Dengeleme Güç Piyasasında (DGP) oluşan saatlik fiyatlar aşağıdaki grafiklerde sırasıyla yer almaktadır.



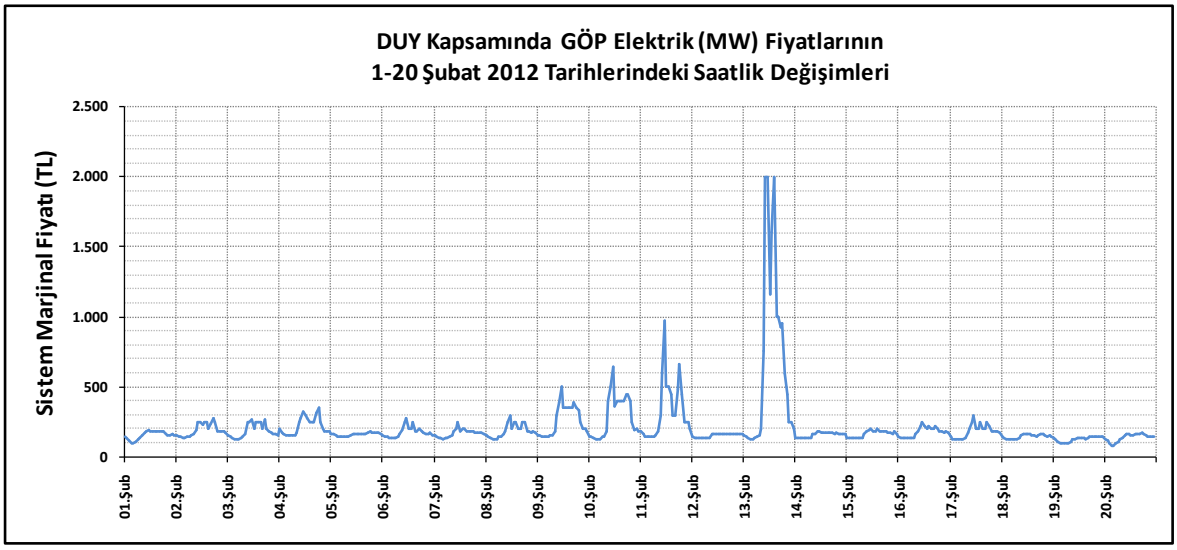
Şekil 4.5: DUY Kapsamında GÖP Elektrik (MW) Fiyatlarının 1-31 Ocak 2012 Tarihlerindeki Saatlik Değişimleri



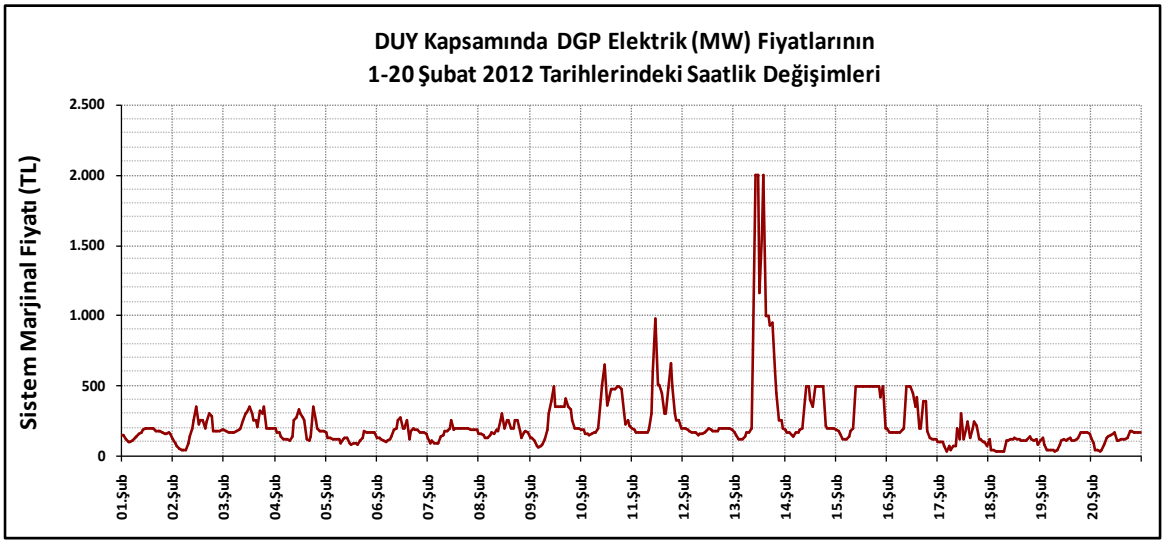
Şekil 4.6: DUY Kapsamında DGP Elektrik (MW) Fiyatlarının 1-31 Ocak 2012 Tarihlerindeki Saatlik Değişimleri

Ocak 2012 ayı GÖP ve DGP grafiklerinden de görüleceği üzere, özellikle DGP'da 19 Ocak 2012 tarihinde saatlik marjinal fiyatlar, bazı zaman dilimlerinde 500-600 TL (kWh fiyatı 50-60 krş) arasında, 21 Ocak 2012 tarihinde de 600-650 TL (kWh fiyatı 60-65 krş) arasında değişim göstermiştir. Söz konusu fiyat artışlarının yaşandığı saat dilimleri içinde DUY kapsamında işlem gören elektrik enerjisi miktarının bu fiyatlardan piyasaya satışı yapıldığı göz önüne alındığında oluşan kamu zararının da boyutu ortaya çıkacaktır.

Aynı şekilde 1-20 Şubat 2012 günleri arasında GÖP ve DGP'larında yaşanan fiyat değişimlerine ait aşağıdaki grafikler incelendiğinde;



Şekil 4.7: DUY Kapsamında GÖP Elektrik (MW) Fiyatlarının 1-20 Şubat 2012 Tarihlerindeki Saatlik Değişimleri



Şekil 4.8: DUY Kapsamında DGP Elektrik (MW) Fiyatlarının 1-20 Şubat 2012 Tarihlerindeki Saatlik Değişimleri

Gerek GÖP'da gerekse DGP'sında 9 Şubat 2012 günü saatlik olarak 500 TL (kWh bazında 50 krş') ile başlayan fiyat sıçramalarının 10 Şubat 2012 günü 645 TL'ye (kwh bazında 64,5 krş'a), 11 Şubat 2012 günü 978 TL'ye (kWh bazında 97,8 krş) ve nihayet 13 Şubat 2012 günü ise adeta pik yaparcasına 2.000 TL (kWh bazında 2 TL)'yi de aştığı görülmüştür.

Odamız tarafından yapılan değerlendirmelerde, sadece 13 Şubat 2012 günü elektrik piyasasında normal koşullarda yaklaşık 10 milyon TL civarında olması beklenen işlem hacminin yaklaşık 66,1 milyon TL tutarında gerçekleştirildiği hesaplanmıştır. Web tabanlı Enerji Port[1] sitesinden yapılan 21 Şubat 2012 tarihli haberde ise 13 Şubat 2012 günü elektrik piyasasında satışı yapılan elektrik enerjisi bedelinin 80 milyon TL olduğu belirtilmiştir. Ocak-Şubat aylarının değişik gün ve saatlerinde yaşanan fahiş fiyat artışları göz önüne alındığında sadece iki aylık sürede oluşan kamu zararının 100 milyon TL dolayında olduğu da gözden kaçırılmamalıdır.

Yaşanan bu fiyat artışlarında, dağıtım şirketlerinin her ne pahasına olursa olsun gün öncesi piyasadan temin ettikleri enerji maliyetlerini tarifelere yansıtabilmelerine olanak tanıyan uygulamaların etkili olduğu açıkça görülmektedir.

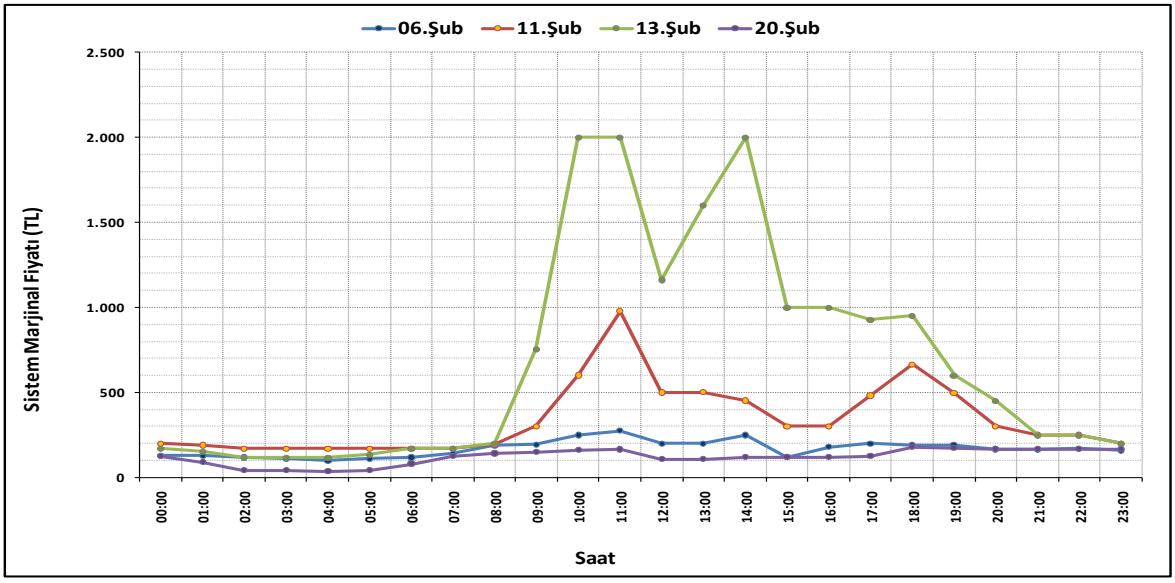
Dağıtım şirketleri gün öncesi piyasadan satın aldıkları enerji bedelinin tarifelere yansıtılıyor olması nedeniyle muhtemel açıklarını doğal olarak gün öncesi piyasadan temin etmektedirler. Dolayısıyla, tarifelere yansımadığı için dengesizliğe düşüp dengeleme güç piyasasında oluşan fiyatlardan mümkün olduğunca az etkilenmek veya ideal şartlarda hiç etkilenmemek istemelerini de göz ardı etmemek gerekmektedir. Yaşanan gelişmeler ve oluşan fiyatlar konusunda yetkililerin ***"her şeyin yasal olduğunu"*** *söylemeleri ne yazık ki çok doğrudur. Çünkü 4628 sayılı Yasa'nın bu yöndeki uygulamalarında da karşımıza akıl dışı fahiş fiyatlar çıkmaktadır. Bu yöndeki uygulamalarda dağıtım şirketlerinin herhangi bir zararı söz konusu olmamaktadır. Üretim şirketleri ise bir anda çok büyük karlar elde ettiği için olabildiğince mutludurlar. Özel dağıtım şirketlerinin birçoğunun üretim bağlantısı da olduğu göz önüne alındığında dağıtım şirketlerinin de mutlu olduğunu söylemek her halde yanlış olmayacaktır.*

Ancak piyasada oluşan bu fiyatlardan kaynaklanan maliyetleri üstlenmekle sorumlu(!) olan bir "piyasa aktörü" elbette ki var. O aktör de tabii ki "TÜKETİCİ"dir…

Çünkü sonuç olarak ister dolaylı olsun, ister direk olsun piyasada oluşan bu fiyatların faturası yine tüketiciye çıkarılmaktadır.

2012 Şubat ayı içinde dört ayrı gün içinde, dengeleme güç piyasasında oluşan saatlik fiyat değişimlerini gösteren grafik aşağıda verilmiştir.

[1] http://www.enerjiport.com/2012/02/21/yuksek-fiyattan-80-milyon-liralik-elektrik-satildi/



Şekil 4.9: 6,11, 13 ve 20 Şubat 2012 Tarihlerinde DGP'nda Oluşan Saatlik Fiyat Değişimleri

Normal şartlar altında, gün içindeki fiyat değişimlerinin 20 Şubat 2012 günü eğrisindeki gibi olduğu, arz ve talepteki değişimler sonucu zaman zaman daha pahalı olarak 6 Şubat 2012 eğrisiyle benzerlik gösterdiği bilinen elektrik piyasasında; üretimin büyük bölümünün özel sektör eliyle gerçekleşiyor olması, üretimin ithal birincil kaynak ağırlıklı baskın rolünün kırılamaması, piyasanın her türlü manipülasyona açık ve kar tercihlerine terk edilmiş olması, enerji yönetimindeki çok başlılık ve liyakatsizlik gibi nedenler bizlerin zaman zaman 11 ve 13 Şubat 2012 günlerindeki fiyat eğrileriyle karşılaşmamızı kaçınılmaz kılmaktadır.

Mevcut piyasa yapısı içinde her an yaşanması muhtemel bu tür manipülasyonların doğuracağı fiyat artışlarından ve arz sıkıntılarından en fazla etkilenecek kesim yine halkımız ve sanayicimiz olacaktır. Bu nedenledir ki tüketiciler açısından elektrik üretim özelleştirmeleri de en az dağıtım özelleştirmeleri kadar önem arz etmekte ve özelleştirme sevdasından bir an önce vazgeçilmelidir.

Ayrıca, tarifeyi oluşturan bileşenler içinde yer alan kayıp/kaçak bedeli ile sayaç okumaya ait perakende satış bedeline de kısaca bir göz atmakta yarar vardır.

4.4.2 Kayıp/Kaçak Bedeli

Daha önce enerji bedeli içinde işlem gören ve 01.01.2011 tarihinden geçerli olmak üzere yapılan tarife ayrıştırmasındaki yeni düzenlemeyle ayrı bir kalem olarak faturalara yansıyan kayıp/kaçak bedelinin hesaplanmasında en önemli etken dağıtım bölgeleri için Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) tarafından belirlenen kayıp/ kaçak hedefleridir. Tarife grubuna göre tarife içinde yaklaşık % 9 ile % 12,5 arasında bir orana sahiptir. Faturalara yansıyan bu bedeli oluşturan bileşenleri (kayıp ve kaçağı) ayrı ayrı değerlendirmek gerekmektedir. Birincisi kayıp enerji, ikincisi de faturalanamayan tüketimden kaynaklı kaçak enerjidir.

Kayıp enerji teknik bir sorundur. Elektrik enerjisi, üretim noktasından tüketim noktasına gelene kadar elbette bir miktar kayba uğramaktadır. Bu kaybın sıfır olması veya bir başka ifadeyle enerjinin kayıpsız nakli mümkün değildir. Ancak bu kaybın minimum seviyeye çekilmesi dağıtım şirketlerinin

sorumluluğundadır. Bunun için de dağıtım şebekelerinde tekniğine uygun olarak yapılması gereken periyodik bakımlar (bakım ve onarımlar) ve şebeke için yapılacak yeni (yenileme, genişleme ve kapasite artırma gibi) yatırımlar önem kazanmaktadır. Dağıtım şirketlerinin 2011-2015 yıllarında yapacakları yatırımlar bir önceki döneme (2006-2010) göre 3,08 kat artmış ve tarifelere de yansıtılarak bir anlamda tüketici zaten bu işe ortak edilmiştir.

Faturalanamayan (çoğunlukla kaçak kullanım kaynaklı) tüketim ise dağıtım özelleştirmelerine gerekçe oluşturan ve özel sektörün gerekli tedbirleri alarak önleyeceği söylenen tüketimdir. EPDK tarafından dönemlik olarak ortaya konan yüzde (%) kayıp kaçak hedef oranları (KKHO) nispetinde dağıtım şirketlerinin sorumluluğunda olan bir konudur.

EPDK tarafından 2006-2010 yılları arasında belirlenen kayıp/kaçak hedef oranları 2011-2015 yılları için 2010 yılına göre daha aşağıya çekilmesi veya en azından aynı seviyede tutulması gerekirken aşağıdaki tablodan da görüleceği üzere bazı dağıtım şirketlerine ait bu oranlar aksine artırılmıştır.

Tablo 4.12: Dağıtım Şirketleri Kayıp Kaçak Oranları

Dağıtım Şirketi	***2009 (Hedef - Gerçek)***		***2010 (Hedef - Gerçek)***		***2011 (Hedef)***	***2012 (Hedef)***	***2013 (Hedef)***	***2014 (Hedef)***	***2015 (Hedef)***
Dicle EDAŞ	*41,58*	***73,01***	*36,83*		*60,96*	*50,63*	*42,06*	*34,93*	*29,01*
Vangölü EDAŞ	*40,03*	***55,57***	*35,45*		*46,15*	*38,33*	*31,84*	*26,45*	*21,97*
Aras EDAŞ	*20,25*	***27,70***	*17,95*		*22,92*	*19,04*	*17,62*	*16,30*	*15,08*
Çoruh EDAŞ	*12,28*	***11,51***	*11,70*		*10,90*	*10,39*	*10,15*	*10,15*	*10,15*
Fırat EDAŞ	*12,02*	***13,63***	*10,95*		*12,59*	*11,65*	*11,11*	*10,59*	*10,09*
Çamlıbel EDAŞ	*9,24*	***7,71***	*8,74*		*7,72*	*7,36*	*7,02*	*6,92*	*6,92*
Toroslar EDAŞ	*9,89*	***8,30***	*9,06*		*9,38*	*8,94*	*8,52*	*8,12*	*7,74*
Meram EDAŞ	*8,57*	***8,54***	*8,43*		*8,59*	*8,28*	*8,28*	*8,28*	*8,28*
Başkent EDAŞ	*8,84*	***8,34***	*8,23*		*8,46*	*8,07*	*7,88*	*7,88*	*7,88*
Akdeniz EDAŞ	*7,95*	***9,18***	*7,84*		*8,86*	*8,45*	*8,05*	*8,02*	*8,02*
Gediz EDAŞ	*7,93*	***7,67***	*7,80*		*8,48*	*8,08*	*7,70*	*7,34*	*7,00*
Uludağ EDAŞ	*6,64*	***5,59***	*6,10*		*6,96*	*6,90*	*6,90*	*6,90*	*6,90*
Trakya EDAŞ	*6,55*	***6,41***	*6,24*		*7,70*	*7,70*	*7,70*	*7,70*	*7,70*
AYEDAŞ	*7,14*	***7,48***	*6,57*		*7,12*	*6,79*	*6,61*	*6,61*	*6,61*
Sakarya EDAŞ	*7,09*	***6,81***	*6,54*		*7,66*	*7,31*	*6,96*	*6,64*	*6,33*
Osmangazi EDAŞ	*6,57*	***6,08***	*6,48*		*7,21*	*7,21*	*7,21*	*7,21*	*7,21*
Boğaziçi EDAŞ	*11,05*	***9,68***	*10,57*		*9,12*	*8,69*	*8,28*	*7,90*	*7,57*
Kayseri ve Civarı Elk.TAŞ	*10,06*	***6,97***	*10,05*		*10,01*	*10,01*	*10,01*	*10,01*	*10,01*
AYDEM	*7,74*	***9,59***	*7,49*		*9,80*	*9,34*	*8,90*	*8,49*	*8,09*
AKEDAŞ (Göksu EDAŞ)	*11,99*	***6,93***	*11,76*		*10,03*	*10,03*	*10,03*	*10,03*	*10,03*
Yeşilırmak EDAŞ	*11,17*	***10,63***	*10,59*		*10,35*	*9,87*	*9,41*	*8,97*	*8,78*

Ulusal ölçekte tüm tüketicileri etkileyen bu oranların artırılması yönünde yapılan değişikliğe neden gereksinim duyulduğu bilinmemektedir. Artırılan bu hedeflerle tüketiciler üzerinden dağıtım şirketlerine mali kaynak aktarıldığı açıktır. Bazı dağıtım şirketleri için bu oranların hiç değiştirilmeden 4-5 yıl gibi sürelerle sabit tutulması da üzerinde durulması gereken bir başka konudur.

Halen kamu elinde olan dağıtım şirketlerinin verdikleri kayıp/kaçak tüketim değerlerinin gerçeği yansıtmadığı yönünde kulaktan kulağa dolaşan bilgiler, EPDK'yı da etkilemiş olmalı ki KKH oranlarını revize etmek durumunda kalmış ve sanki işe sıfırdan başlanıyormuş gibi bir anlayışa yönelmiştir. Özel sektör lehine yapılan bu değişikliklerle aslında mevcut yasal sürece karşı da aykırı bir davranış sergilenmiştir. Çünkü ihalesi tamamlanmış ve halen devir işlemleri gerçekleşmemiş olan dağıtım şirketlerini de kapsamak üzere, özelleştirme ihalesi öncesinde şirketlerin Özelleştirme İdaresi Başkanlığından temin ettikleri ihale dosyalarının ayrılmaz bir parçası olan "Bilgi Dokümanı[2]" içinde;

"Bilgi Dokümanı ve bu dokümanda yer alan bilgiler, herhangi bir anlaşma veya bağlayıcı bir teklifin temelini veya kendisini teşkil etmez. Katılımcıların, son teklif verme tarihinden önce, TEDAŞ ve sahibi olduğu dağıtım şirketlerini ve bunların mevcut durumunu incelemeleri esastır. Buna göre; Katılımcıların TEDAŞ ve sahibi olduğu dağıtım şirketleri ve bunların mevcut ve fiili durumu hakkında, ihalenin her aşamasında ve Hisse Satış Sözleşmesi'nin imzalanması sırasında tam bilgi sahibi olduğu ve bu bilgi dâhilinde teklif vererek, Hisse Satış Sözleşmesi imzaladığı kabul edilir. Katılımcılar ve satış işlemi sonrasında Alıcı; basiretli bir tacir gibi davranmak suretiyle TEDAŞ ve sahibi olduğu dağıtım şirketleriyle ilgili gerekli gördüğü her türlü teknik, hukuki, finansal, vergisel ve diğer incelemeler ile tesis ziyaretlerini yaptığını veya yaptırdığını, TEDAŞ ve sahibi olduğu dağıtım şirketlerinin Hisse Satış Sözleşmesi tarihi itibarıyla mevcut ve fiziki durumunu bilerek dağıtım şirketlerinin hisselerini devir ve teslim aldığını, Bilgi Dokümanı'nda ve/veya başka bir dokümanda yer alan bilgi, beyan ve/veya açıklamaların gerçeğe aykırı, yanlış ve/veya hatalı olduğu veya benzeri iddiaları ileri sürmeyeceğini, buna dayanarak dağıtım şirketlerinin hisselerinin devrinin gerçekleşmesinin ardından, ayıba karşı tekeffül veya mevzuattaki diğer hükümler kapsamında, ÖİB veya diğer herhangi bir kamu kurumundan talepte bulunamayacağını kabul ve taahhüt eder."

hükmü yer almaktadır. Bilgi dokümanında, katılımcıların "dağıtım bölgelerinin mevcut ve fiili durumu hakkında tam bilgi sahibi olduğu ve bu bilgi dâhilinde teklif verdiği" kabul edilmesine karşın EPDK'nın KKH oranlarını revize etmesini anlamak mümkün olmamıştır.

EPDK; dağıtım bölgeleri için belirlediği 2010 yılı kayıp/kaçak hedefini hiç değiştirmeden, yıllık ortalama % 7 talep artışıyla2011-2015 yılları için de devam ettirseydi, bu zaman aralığında beklenen kayıp/kaçak tüketimi şimdi öngörülenden 8 milyar kWh daha az olacaktı. Yani 8 milyar kilovat saatlik kayıp kaçak bedeli tüketicilerden tahsil edilmeyecekti.

2011-2015 yılları için belirlenen yeni kayıp/kaçak hedefi oranları üzerinden; ulusal ölçekte 14,07 Krş/kWh olan 2010 yılı Türkiye Ortalama Elektrik Toptan Satış Fiyatı dikkate alınarak hesaplama

[2] httpwww.oib.gov.tr2010dosyalarTEDAS%20Teaser%20Türkçe%20v05-comments%20removed.pdf

yapıldığında kayıp kaçak hedef yükseltmesi nedeniyle ***tüketiciden fazladan yapılacak tahsilatın en iyimser tahminle yaklaşık 1,13 milyar TL*** *olması beklenmektedir.*

4.4.3 PSH (Sayaç Okuma) Bedeli

Geçmişte tek kalemde işlem gören ve tüketimin düzenli tespit edilerek (okunarak) faturalanması için yürütülecek büro ve işletme giderlerini kapsayan Perakende Satış Hizmet Bedel de 01.01.2011 yılından itibaren iki ayrı (PSH-Faturalama ve PSH-Sayaç okuma) faaliyet olarak ayrıştırılmıştır. 2010 yılı sonuna kadar tek bileşen olarak tarifeye yansıyan bu faaliyet ayrıştırıldıktan sonra % 157 oranında zamlanmıştır. İki faaliyet toplam olarak, tarife içinde yüzde 2-2,5 arasında bir oranda pay oluşturmaktadır.

Perakende satış hizmeti faaliyetinin ayrıştırılmasıyla birlikte, aynı özelliklere/konuma sahip tüketicilere fatura edilen sayaç okuma bedelinde çok önemli bir eşitsizlik ortaya çıkmıştır. Örneğin 20 daireli bir apartmandaki sayaç odasında (panosunda) toplu olarak yer alan sayaçların aynı kişi tarafından okunmasıyla aynı (sayaç okuma) hizmeti alan tüketiciler, farklı tüketim miktarlarından dolayı aynı hizmete farklı bedeller ödemek zorunda bırakılmışlardır. Dolayısıyla bu uygulamayla 4628 sayılı Yasa ve ikincil mevzuatta özellikle vurgu yapılan ***"eşit taraflar arasında ayrım yapılmaması"*** *ilkesi de bir anlamda göz ardı edilmiştir.*

EPDK bu eşitsizliği gidermek üzere 2012 yılı başından itibaren bu uygulamayı sonlandırmış ve sayaç okuma hizmetini abone başına sabit bir bedele fiyatlandırarak yürürlüğe koymuştur. Buna göre alçak gerilim şebekesinden bağlantısı olan abone sayaçlarının okunması 0,416 TL, yüksek gerilim şebekesinden bağlantısı olan abone sayaçlarının okunması da 4,161 TL olarak belirlemiştir.

Ülkemizdeki mesken abonelerinin aylık tüketim ortalaması 150 kWh'tir. Odamız tarafından yapılan bir çalışmada da dört kişilik bir ailenin ortalama aylık tüketiminin 230 kWh olduğu saptanmıştır. Abone başına alınan sayaç okuma bedeliyle de abone grupları içinde sayısal olarak büyük ağırlığı olan mesken abonelerine zamlı yeni bir tarife yaratılmıştır. Çünkü, büyük bölümü alçak gerilim şebekesinden bağlantılı olan mesken abonelerinin eski tarife yapısına göre söz konusu 0,416 TL'yi ödemeleri için aylık 402 kWh tüketim yapmaları gerekmektedir.

Dağıtım sistemine sunularak tahakkuku yapılan elektrik enerjisi miktarının 2009 yılı verilerine göre 135 Milyar kWh'tir. 2011 yılı tarifesinde de PSH (Sayaç Okuma) bedelinin 0,104 Krş/kWh olduğu göz önüne alınarak yapılan hesaplamada; ***sayaçlarının okunması için tüketiciler, dağıtım şirketlerine yıllık olarak yaklaşık 140 milyon TL ödemiştir. 140 milyon TL (tüketim artışıyla doğru orantılı olarak artacak) olan bu bedelin 2012 yılı değişikliğinden sonra yaklaşık yüzde 80'i mesken abonelerince ödenecektir.***

Kaldı ki, tüketicinin bedel ödeyerek satın aldığı bir mal veya hizmetin ölçülmesi için de ayrıca bedel ödemesinin mantığını anlamak mümkün değildir. Bu durumun da; verilen hizmetten bağımsız olarak fiyatlandırma yoluna gidildiğini, asıl amacın hizmetin bedelini tüketicilerden tahsil etmek değil, özelleştirilen dağıtım şirketleri için yeni ve garantili bir gelir kapısı yaratmak olduğunu göstermektedir.

4.5 Elektrik Enerjisi Hizmet Bedelleri

Yeni abone olarak dağıtım şebekesine bağlanacak tüketiciler için dağıtım şirketlerinin uygulayacakları düzenlemeye tabi bedeller, her yılın son aylarında Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu Kararıyla belirlenmektedir.

EPDK tarafından belirlenen bu bedeller için Elektrik Piyasası Endeksi (EPE) veya TÜFE değişim oranları dikkate alınmaktadır. Bu kapsamda son altı yıl için EPDK tarafından belirlenen ***bağlantı bedeli***, ***kesme-bağlama bedeli*** *ve* ***güvence bedeli****ne yapılan artışlar Hazine Müsteşarlığı*[3] *ve TÜİK tarafından yayımlanan ve aşağıda verilen tablolardaki yıllık Tüketici Fiyatları Endeksi (TÜFE) değişim oranlarıyla karşılaştırılmıştır.*

Tablo 4.13: Enflasyon (TÜFE) Hedef ve Gerçekleşmeleri

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Hedef	35	20	12	8	5	4	4	7,5	6,5	5,5	5
Gerçekleşme	29,7	18,4	9,3	7,7	9,7	8,4	10,1	6,5	6,4	10,5	-

Tablo 4.14: Aylık ve Yıllık TÜFE Enflasyon Oranları (2003-2011)

TÜFE(%) 2003=100		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
OCAK	AYLIK		0,66	0,55	0,75	1,00	0,80	0,29	1,85	0,41
	YILLIK*		10,59	9,23	7,93	9,93	8,17	9,50	8,19	4,90
ŞUBAT	AYLIK	1,54	0,52	0,02	0,22	0,43	1,29	-0,34	1,45	0,73
	YILLIK*		9,48	8,69	8,15	10,16	9,10	7,73	10,13	4,16
MART	AYLIK	1,96	0,96	0,26	0,27	0,92	0,96	1,05	0,58	0,42
	YILLIK*		8,40	7,94	8,16	10,86	9,15	7,89	9,56	3,99
NİSAN	AYLIK	0,99	0,49	0,71	1,34	1,21	1,68	0,02	0,60	0,87
	YILLIK*		7,87	8,18	8,83	10,72	9,66	6,13	10,19	4,26
MAYIS	AYLIK	0,96	0,44	0,92	1,88	0,50	1,49	0,64	-0,36	2,42
	YILLIK*		7,31	8,70	9,86	9,23	10,74	5,24	9,10	7,17
HAZİRAN	AYLIK	0,08	-0,14	0,10	0,34	-0,24	-0,36	0,11	-0,56	-1,43
	YILLIK*		7,08	8,95	10,12	8,60	10,61	5,73	8,37	6,24
TEMMUZ	AYLIK	-0,19	0,47	-0,57	0,85	-0,73	0,58	0,25	-0,48	-0,41
	YILLIK*		7,79	7,82	11,69	6,90	12,06	5,39	7,58	6,31
AĞUSTOS	AYLIK	0,16	0,77	0,85	-0,44	0,02	-0,24	-0,30	0,40	0,73
	YILLIK*		8,45	7,91	10,26	7,39	11,77	5,33	8,33	6,65
EYLÜL	AYLIK	1,35	0,94	1,02	1,29	1,03	0,45	0,39	1,23	0,75
	YILLIK*		8,01	7,99	10,55	7,12	11,13	5,27	9,24	6,15
EKİM	AYLIK	0,92	2,24	1,79	1,27	1,81	2,60	2,41	1,83	3,27
	YILLIK*		9,43	7,52	9,98	7,70	11,99	5,08	8,62	7,66
KASIM	AYLIK	1,27	1,32	1,40	1,29	1,95	0,83	1,27	0,03	1,73
	YILLIK*		9,48	7,61	9,86	8,40	10,76	5,53	7,29	9,48
ARALIK	AYLIK	0,43	0,32	0,42	0,23	0,22	-0,41	0,53	-0,30	0,58
	YILLIK*		**9,35**	**7,72**	**9,65**	**8,39**	**10,06**	**6,53**	**6,40**	**10,45**

*Kaynak: TÜİK * Bir önceki yılın aynı ayına göre.*

www.hazine.org.tr

4.5.1 Bağlantı Bedeli

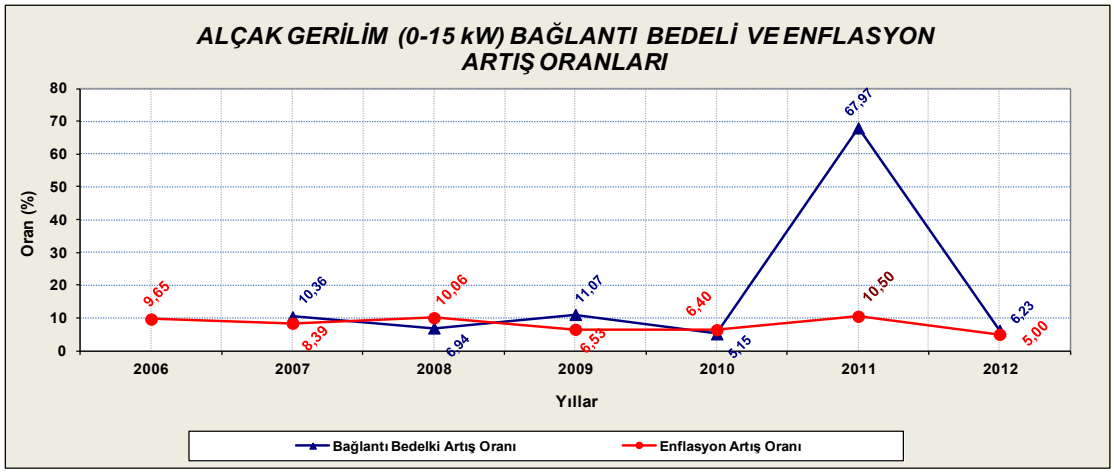
Tüketicinin dağıtım sistemine ilk bağlantı aşamasında bir defaya mahsus olmak üzere tahsil edilen bedeldir. 2005 yılına kadar her abone için güç (kW) hesabıyla tahsil edilen bu bedel 2006 yılından sonra bağlantı başına alınan sabit bir bedel olarak tarifelendirilmiştir. Alçak gerilim şebekesinden yapılan bağlantılara ait 2006-2012 yılları arasındaki bedeller aşağıdaki tabloda görülmektedir.

[3] http://www.hazine.org.tr/ekonomi/enflasyon.php

Tablo 4.15: Bağlantı Bedel Artışları

Yılı	Bağlantı Bedeli (TL)	Yıllık Artış Oranı (%)	2006'ya Göre Artış (%)	Yıllık Enflasyon Oranı (%)
2006	22,20 TL			9,65
2007	24,50 TL	10,36	10,36	8,39
2008	26,20 TL	6,94	18,02	10,06
2009	29,10 TL	11,07	31,08	6,53
2010	30,60 TL	5,15	37,84	6,40
2011	51,40 TL	67,97	131,53	10,50
2012	54,60 TL	6,23	145,95	5,00

Bağlantı bedellerindeki yıllık artış oranları aşağıdaki grafikte görüleceği üzere, Hazine Müsteşarlığı tarafından yayımlanan ve 2012 yılı için hedef olarak belirlenen yıllık TÜFE değişim oranlarıyla karşılaştırılmıştır.



Şekil 4.10: Alçak Gerilim (0-15 kW) Bağlantı Bedeli ve Enflasyon Artış Oranları

2011 yılı bağlantı bedeli için 2010 yılına göre yapılan artışın anlaşılabilir (2010 Eylül ayı TÜFE oranı % 9,24 olmasına karşılık yüzde 10 gibi) bir seviyede yapılması beklenirdi. Ancak artışın % 68 oranında olmasıyla ***ülke genelinde her yıl yeni abone olan yaklaşık 1-1,2 milyon tüketicinin, 2011-2015 yılları arasında yıllık olarak fazladan en az 20 milyon TL bedel ödemesine neden olacaktır.***

Tabloda sabit bağlantı bedeli olarak verilen ücret 0-15 kW arasında gücü olan alçak gerilim aboneleri içindir. Gücü; 15-100 kW ve 100 kW'ın üzerindeki aboneler için belirlenmiş olan sabit bağlantı bedellerinin daha yüksek olduğu göz önüne alındığında, bağlantı bedeli üzerinden abonelerden dağıtım şirketlerine aktarılacak kaynak miktarının daha da artacağı açıktır.

Nitekim EPDK 2012 yılı bağlantı bedelleri için yıllık TÜFE değişim oranını da göz önüne alarak 2011 yılı birim bedellerini % 6,23 oranında artırmış ve 2012 yılı tarifesini oluşturmuştur. Ancak 2011 yılı için yapılan yüksek orandaki artışın etkisi 2012 yılında da devam edecek ve 2015 yılına kadar da sürecektir.

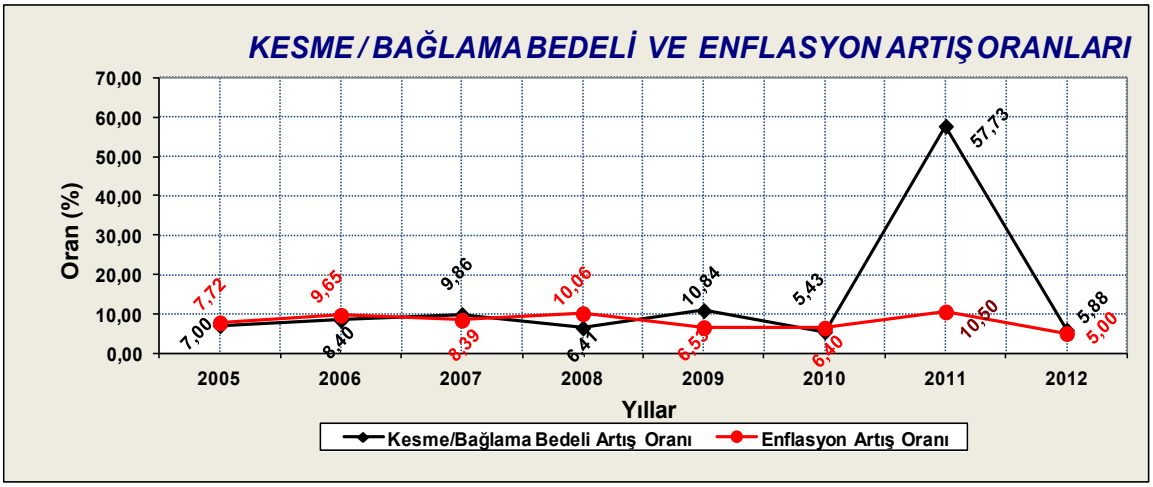
4.5.2 Kesme-Bağlama Bedeli

Tüketicinin çeşitli nedenlerle elektriğinin kesilmesi ve tekrar bağlanması halinde tüketiciden o işlem için tahsil edilen sabit bir bedeldir. Alçak gerilim şebekesinden bağlı bir abone için 2005 yılında 6,55 TL kesme/bağlama bedeli 2011 yılında, 2010 yılındaki bedele yapılan % 57,7'lik artışla 15,3 TL'ye çıkarılmıştır. 2005-2012 yılları arasındaki bedeller aşağıdaki tabloda görülmektedir.

Tablo 4.16: Kesme-Bağlama Bedeli Artışları

Yılı	Kesme/ Bağlama Bedeli (TL/Adet)	Yıllık Artış Oranı (%)	2005'e Göre Artış (%)	Yıllık Enflasyon Oranı (%)
2005	**6,55**	7,00	0,00	7,72
2006	**7,1**	8,40	8,40	9,65
2007	**7,8**	9,86	19,08	8,39
2008	**8,3**	6,41	26,72	10,06
2009	**9,2**	10,84	40,46	6,53
2010	**9,7**	5,43	48,09	6,40
2011	**15,3**	**57,73**	133,59	10,50
2012	**16,2**	**5,88**	147,33	5,00

Kesme/bağlama bedellerindeki yıllık artış oranlarını, Hazine Müsteşarlığı tarafından yayımlanan yıllık TÜFE enflasyonuyla karşılaştıran grafik aşağıda verilmiştir.



Şekil 4.11: Kesme / Bağlama Bedeli ve Enflasyon Artış Oranları

Sektörde yıllardır çalışanların tahminlerine göre, ülkemizde gelir dağılımındaki adaletsizlik, işsizlik ve kapitalizmin yarattığı krizler gibi nedenlerle ödeme güçlüğüne düşebilecek yaklaşık üç milyon elektrik abonesinin kesme/bağlama bedeli ödemek zorunda kalacağı varsayılmaktadır. Bu durumda, kabul edilebilir oran dışında 2011 yılı için yapılan artış sonucunda ***tüketiciler üzerinden dağıtım şirketlerinin kasasına fazladan aktarılacak kaynağın da yıllık olarak yaklaşık 25-27 milyon TL*** *olacağı hesaplanmaktadır.*

2012 yılı artışında yıllık TÜFE değişim oranları göz önüne alınmış olsa bile, 2011 yılında oluşan aşırı artışın etkileri 2015 yılı sonuna kadar devam edecektir.

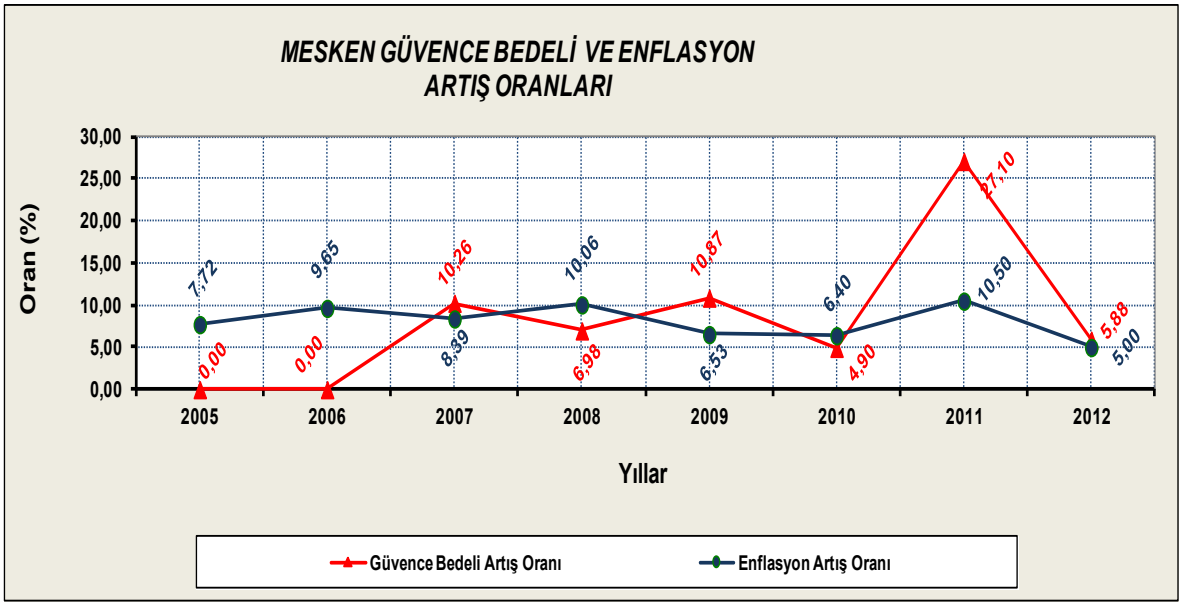
4.5.3 Güvence Bedeli

Kullanım yerinin değişmesi ve/veya perakende satış sözleşmesinin sona ermesi veya sözleşmenin feshi halinde, müşterinin elektrik enerjisi tüketim bedelini ödememesi ihtimaline karşılık olarak, borcuna mahsup etmek üzere güç üzerinden alınan bir bedeldir. Meskenler için yapılan güvence bedeli hesaplamalarında ***minimum 5 kW*** *sözleşme gücü baz alınmaktadır. Mesken abone grubu için 2005-2012 yıllarına ait güvence bedelleri aşağıdaki tabloda görülmektedir.*

Tablo 4.17: Güvence Bedeli Artışları

Yılı	Mesken (TL/kW)	Yıllık Artış Oranı (%)	2005'e Göre Artış (%)	Yıllık Enflasyon Oranı (%)
2005	7,8	0,00	0,00	7,72
2006	7,8	0,00	0,00	9,65
2007	8,6	10,26	10,26	8,39
2008	9,2	6,98	17,95	10,06
2009	10,2	10,87	30,77	6,53
2010	10,7	4,90	37,18	6,40
2011	13,6	27,10	74,36	10,50
2012	14,4	5,88	84,62	5,00

Mesken abone grubuna ait güvence bedelindeki artışı, Hazine Müsteşarlığı tarafından yayınlanan yıllık TÜFE enflasyon oranlarıyla karşılaştıran grafikten de görüleceği üzere, 2010 yılına kadar enflasyon oranına yakın seyreden artış oranı 2011 yılında dağıtım şirketleri lehine kabul edilemez seviyeye getirilmiştir.



Şekil 4.12: Mesken Güvence Bedeli ve Enflasyon Artış Oranları

Ülke genelinde yılda 1-1,2 milyon abone artışının tamamını mesken abonesi olarak ve güvence bedelindeki artışın anlaşılabilir (% 10 gibi) bir seviyede olması halinde arada oluşacak farktan dolayı ***yıllık olarak yaklaşık 10 milyon TL fazla*** *bir bedelin abonelere yansıtılması söz konusu olacaktır. Ayrıca yüksek orandaki fiyat artışının 2015 yılına kadar aynı şekilde devam edeceği de göz ardı edilmemelidir.*

Kaldı ki; küçük ölçekli sanayi ve ticaret grubuna dahil olan abonelerin güvence bedellerinin daha da yüksek olduğu göz önüne alındığında abonelerden fazladan tahsil edilecek bedelin daha da artacağı net olarak görülecektir.

Güvence bedellerine ilişkin önemli bir uygulama da 2004 yılında çıkarılan 17.03.2004 tarih ve 2004/3 sayılı "Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi" sonrasında yaşanmıştır. Söz konusu strateji belgesine göre dağıtım sistemi 21 bölgeye ayrılmış Türkiye Elektrik Dağıtım AŞ (TEDAŞ) bünyesine 20 dağıtım bölgesi oluşturulmuş ve dağıtım özelleştirmesi eylem planı çerçevesinde bu bölgelerin 2006 yılı sonuna kadar özelleştirilmesi hedeflenmiştir.

Dağıtım bölgeleri özelleştirmelerinin yol haritasını ortaya koyan bu karardan kısa bir süre önce EPDK tarafından 23.12.2003 tarih 259/2 sayılı Kurul Kararıyla yapılan düzenlemede, "Elektrik Piyasasında Güvence Bedellerinin Hesaplanması ve Güncelleştirilmesine İlişkin Usul ve Esaslar" ın 6. maddesinde yer alan ***"Güvence Bedeli Alınmayan Müşteriler"*** *sırasıyla;*

a) 1606 sayılı Bazı Dernek ve Kurumların Bazı Vergilerden, Bütün Harç ve Resimlerden Muaf Tutulmasına İlişkin Kanun'da adı geçen kurum ve kuruluşlardan,

b) 1050 sayılı Muhasebe-i Umumiye Kanunu'na tabi genel ve katma bütçeli kurum ve kuruluşlardan Sayıştay vizesine tabi olanlardan,

c) Belediyelerden (belediyelerin iktisadi kuruluşlarıyla bağlı ortaklık ve kuruluşları hariç),

d) Kamu spor görevini yüklenmiş resmi kuruluşların spor tesislerinden,

e) İbadethane aydınlatmasından,

f) Genel aydınlatmadan,

g) Ön ödemeli sayaç tesis eden müşteriden,

şeklinde sıralanmıştır.

2006 yılı sonuna kadar dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesi hedefinin ortaya çıkması EPDK'yı harekete geçirmiş ve sonucu özelleştirmeler gerçekleştirilmeden 27.12.2005 tarih 610 sayılı Kurul Kararıyla "Elektrik Piyasasında Güvence Bedellerinin Hesaplanması ve Güncelleştirilmesine İlişkin Usul ve Esaslar" tekrar düzenlenerek 6. madde de yer alan ***"Güvence Bedeli Alınmayan Müşteriler"*** *sıralaması;*

a) Ön ödemeli sayaç tesis eden müşterilerden

b) 12/04/2002 tarihli ve 2002/4100 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı kapsamındaki ibadethaneler ile genel aydınlatma yerlerine (il, ilçe, belde ve köylerdeki cadde ve sokak ile kamuya ait ücretsiz girilen park ve bahçe gibi halka açık yerlere) ilişkin aboneliklerden,

c) Bulunduğu bölgedeki dağıtım şirketi tarafından hizmet götürülemeyen elektrik üretim santralleri ile Türkiye Elektrik İletim AŞ'nin indirici şalt sahalarında tek noktadan ölçüm yapılan farklı tüketici gruplarının bulunduğu (mesken, resmi daire, aydınlatma vb.) ve iç ihtiyaç tüketimi olarak kabul edilen tüketim noktaları aboneliklerinden,

şeklinde değiştirilmiştir.

Bu değişikliklerde dikkate değer en önemli husus;

- *Türkiye Kızılay Derneği, Türk Hava Kurumu, Sosyal Hizmetler ve Çocuk Esirgeme Kurumu, Yeşilay Derneği, Darülaceze ve Darüşşafaka Cemiyeti gibi derneklerden,*
- *Belediyelerden,*
- *1050 sayılı Muhasebe-i Umumiye Kanunu'na tabi genel ve katma bütçeli kurum ve kuruluşlardan Sayıştay denetimine tabi olanlardan,*
- *Kamu spor görevini yüklenmiş resmi kuruluşların spor tesislerinden*

*de bundan böyle "**Güvence Bedeli Alınması"** uygulamasına girilmiştir.*

Dağıtım bölgelerinin özelleştirilmesi suretiyle özel sektöre devrinin gündeme gelmesi sonucu EPDK'nın kamu yararına çalışan dernekler ve kamu kurumlarından güvence bedeli alınması yönünde özel sektör lehine almış olduğu karar, kamu tüzel kişiliğini haiz olan EPDK'nın aslında kendi varlığını sorgulayan bir anlayışının sonucudur.

EPDK, dağıtım özelleştirmeleri adına aldığı bu kararıyla kendi tükettiği elektrik enerjisi için dağıtım şirketince tahakkuk ettirilecek fatura bedelini ödeyip ödeyememe konusunda kendi tüzel kişiliğine güven(e)meyen bir kamu kurumu durumuna düşerek gerek kendi varlığını ve güvenilirliğini gerekse devlet güvencesini tartışılır bir noktaya taşımıştır.

4.5.4 Sayaç Sökme Takma Bedeli

Sayaç okuma bedelleri dışında dağıtım şirketlerinin son zamanlarda abonelere yönelik bir başka uygulamaları ise sayaç değişimi konusudur.

Bilindiği üzere; 3516 sayılı "Ölçüler ve Ayar Kanunu"nun ikincil mevzuatı olan "Ölçü ve Ölçü Aletleri Muayene Yönetmeliği"nin "Periyodik Muayene" başlıklı 9. maddesindeki "b) Elektrik, su ve gaz sayaçlarının periyodik muayenelerinin on yılda bir yaptırılması zorunludur." hükmü gereğince aboneler tarafından kullanılmakta olan elektrik sayaçlarının on yılda bir muayenelerinin yapılması zorunlu kılınmıştır.

2010 yılı sonuna kadar, abone sayaçlarının muayene, ayar, kalibrasyon, periyodik bakım ve sayacın sökülüp takılması gibi işlemler; Sanayi ve Ticaret Bakanlığı tarafından yayımlanan "Su, Elektrik ve Doğalgaz Sayaçlarının Tamir ve Ayar Ücret Tarifesi Hakkında Tebliğ" ekinde yer alan ücretlere göre yapılmıştır.

2010 yılı Eylül ayında "Elektrik Piyasası Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği"nin "Sayaç ve Kontrol Ekipmanı Genel Hükümler" başlıklı 16.maddesinde "Sayacın; 11/1/1989 tarihli ve 3516 sayılı Ölçüler ve Ayar Kanunu hükümleri doğrultusunda dağıtım lisansı sahibi tüzel kişi tarafından, her türlü ayar, kalibrasyon ve bakım için periyodik olarak kontrol ettirilmesi esastır. Periyodik kontroller için gerekli masraflar, Sanayi ve Ticaret Bakanlığı tarafından belirlenen bedeller üzerinden; sayacın sökme ve takma bedeli, Kurul tarafından onaylanan bedeller üzerinden sayaç maliki tarafından karşılanır" şeklinde yapılan değişiklikle, sayaç kontrolünün ne şekilde yapılacağı ve oluşacak masrafların nasıl karşılanacağı tanımlanmıştır.

Dağıtım şirketlerinin, bölgelerindeki abonelerin on yıllık damga süresini doldurmuş elektrik sayaçlarını yukarıda açıklanan bu yasal çerçeve içinde periyodik muayeneden geçirmeleri gerekmektedir. Hal böyle olmasına karşın bazı dağıtım şirketleri; bilgi verme ihtiyacı bile hissetmeden abonelerin on yıllık damga süresini doldurmuş (mekanik) elektrik sayaçlarını sökerek, yerine

(elektronik) elektrik sayacı takmışlar ve abonelerin de haklı tepkileriyle karşılaşmışlardır. Abonelerin bu yöndeki uygulamaya ilişkin, "Sayacımı iznim dışında alıp götürmüşünüz sonrada sayaç değişim ücreti tahakkuk ettirmişiniz. Bu işlemi neye dayanarak yapıyorsunuz?" şeklindeki sorularına da;

"On yıllık Damga süresini dolduran sayaçlarda 21 Ocak 1989 tarih ve 20056 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren 3516 sayılı Ölçü ve Ayar Kanunu'nun 9. maddesi ve bu maddenin uygulama usul ve esaslarını belirleyen ve yine 24 Temmuz 1994 tarih 22000 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren Ölçü ve Ölçü Aletleri Yönetmeliği'nin 9. madde b bendi hükümleri doğrultusunda ***periyodik değişimler*** *yapılır. (Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu-Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği madde 16)[4]-[5]" şeklinde yanıtlar vermişler/vermektedirler.*

Yönetmeliklerde yer alan ***"****zorunlu periyodik* ***muayene"*** *tanımının abonelere* ***"****zorunlu periyodik* ***değişim"*** *olarak sunulması, mevzuatın eğilip bükülerek abonelere karşı zor kullanımıdır. Bu yolu seçen dağıtım şirketleri, abonelerine yanıltıcı bilgi vererek bir anlamda da suç işlemektedirler.*

Sayaç değişimlerinde üzerinde durulması gereken en önemli hususlardan biri de EPDK Kurul Kararıyla belirlenen ve abonelere tahakkuk ettirilen sayaç sökme ve takma bedellerdir. Yukarıda 4.5.3'de de belirtildiği gibi 2010 yılının Eylül ayında "Elektrik Piyasası Müşteri Hizmetleri Yönetmeliği"nde yapılan değişikliğin ardından EPDK, Kurul Kararıyla 2011 yılında geçerli olmak üzere sayaç sökme ve takma bedellerini belirlemiştir. Tüketici şikayetleri de EPDK tarafından belirlenen yeni bedellerin uygulanması sonucu ortaya çıkmaya başlamıştır. Çünkü 2010 yılına kadar Sanayi ve Ticaret (yeni adıyla Bilim, Sanayi ve Teknoloji) Bakanlığı tarafından "sayacın yerinden sökülüp takma masrafı ve sayaç için kullanılan damga teli ve kurşunu karşılığı" olarak belirlenen bedellerin 2011 yılında EPDK tarafından "sayaç sökme ve takma" bedeli olarak akıl almaz bir oranda artırılmasıdır.

Abonelere ait on yıllık damga süresini doldurmuş sayaçların periyodik kontrollerinde 2010 yılı için Sanayi ve Ticaret Bakanlığınca belirlenen bedeller üzerinden "sayacın yerinden sökülüp takma masrafı ile sayaç için kullanılan damga teli ve kurşunu karşılığı" olarak 12,5 TL bedel alınırken, 2011 yılı için EPDK tarafından belirlenen sayaç "sökme ve takma" işlemleri için bir anda 18,6 TL üzerinden (sökme ve takma için toplam 37,2 TL) bedel alınması söz konusu olmuştur.

Dağıtım şirketleri 2011 yılı için EPDK Kurul Kararıyla belirlenen sayaç sökme ve takma bedellerini adeta bir yaptırım aracı gibi kullanmış ve bir anlamda abone, sayacının değişimine rıza göstermeye zorunlu bırakılmıştır. 2008, 2009 ve 2010 yıllarında dağıtım bölgelerinde on yıllık damga süresini doldurmuş mekanik elektrik sayaçtan kaç adetinin elektronik elektrik sayaçla değiştirildiği de kamuoyunca merak edilmektedir.

Sanayi ve Ticaret Bakanlığının 2011 yılı için elektrik sayaçları hariç olmak üzere su ve doğal gaz sayaçları için belirlediği (su veya doğal gaz sayacının yerinden sökülüp takma işleminde elektrik sayacına göre daha fazla işçilik söz konusu olmasına karşın) 13,5 TL bedele karşılık EPDK'nın sökme ve takma işlemleri için 18,6 TL olarak belirlediği bedelin tüketicinin korunması anlamında anlaşılabilir bir tarafı yoktur. Bu bedellerin hangi amaçla, hangi kriterlere göre ve hangi analizler

[4] http://www.sedas.com/CustomerServices/Faq.aspx
[5] http://www.meramedas.com.tr/SSSDetay.aspx?KategoriId=22

yapılarak belirlendiği belli değildir. ***Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu ve Kurulunun; 4628 sayılı Kanun'un tüketiciye ucuzluk vaat eden amacına hangi uygulamalarıyla hizmet etmekte olduğu üzerinde durulması gereken bir sorudur…***

Sayaç sökme takma ücretleri dışında abonelere önerilen elektronik elektrik sayaçlarının fiyatları da bölgelere göre farklılık göstermektedir. Bazı bölgelerde tüketiciler adeta o bölgedeki dağıtım şirketinin biraz daha fazla kâr hırsına terk edilmektedirler. Abonelere takılan elektronik sayaçların teknik ve ekonomik değerlendirmesi denetlenmemekte, ilgili şirketin tercihlerine bırakılmaktadır. Tüm bu uygulamalar da serbest piyasa mantığı içinde açıklanmaya çalışılmakta, tüketiciler bölgelere göre farklı işlem ve uygulamalarla karşılaşmaktadırlar.

Elektrik tüketimini ölçmek adına kullanılan sayaçlarla ilgili bir diğer sorun ise; aktif, indüktif reaktif ve kapasitif reaktif enerji miktarlarını birlikte kaydeden kombi sayaçlarda yaşanan vurgundur. Reaktif enerji ölçümlemesinde elektronik tip sayaç kullanılmasıyla birlikte bağlantı gücü 9 kW üzerinde olan aboneler ile sanayi abonelerine; tükettikleri aktif ve (indüktif+kapasitif) reaktif enerjinin ölçümlenmesinde kombi tip sayaçları kullanmaları zorunluluk haline gelmiştir.

Buraya kadar her şey normal görünmektedir. Ancak kombi tip sayaç yazılımı öyle düzenlenmiştir ki, özellikle fazlarından dengesiz enerji tüketen (tek fazlı kaynak makinaları, dikiş makinaları, aydınlatma sistemleri vb.) abonelerde, merkezi kompanzasyon sistemleri olmasına rağmen yazılımdan kaynaklı haksız yere ceza ödemekten kurtulmaları olanaksız olmaktadır.

Özelleştirme sonucu özel dağıtım şirketlerinin eline geçen bölgelerde, dağıtım şirketi enerji aldığı noktada (özelleştirme öncesi TEDAŞ tarafından büyük bölümü tamamlanan) yüksek gerilim kompanzasyonuyla aldığı enerjiye reaktif ceza ödemezken kendi müşterilerinden haksız kazanç elde etmesi olarak hala sürdürülmektedir. Konu EMO tarafından hukuki sürece taşınmış olup halen Yargıtay aşamasında devam etmektedir.

Özellikle belirtilmesi gereken nokta ise, bu konuda sayaç üreticisi firmaların hiçbir sorumluluğunun bulunmadığıdır. Zira bu yazılıma uygun olmayan kombi sayaçlara "tip onayı verilmemekte" ve kullanılmalarının yasaklanmasıdır.

4.6 Elektrik Dağıtım Tesisi Yatırımları

Elektrik dağıtım tesislerinin tüketicilere ihtiyaç duydukları elektrik enerjisini kaliteli ve sürekli olarak sunacak kapasiteye sahip olarak iyileştirilmesi, genişletilmesi ve yenilenmesi gerekmektedir. Bu nedenledir ki, yapılacak yatırımlar doğru planlanmalı ve doğru zamanda yapılmalıdır. Yapılacak ***yatırımların; arz güvenliği sıkıntısı yaratmayacak kadar erken, kaynak israfı yaratmayacak kadar da geç yapılması*** *esastır.*

Dağıtım şirketlerinin 2011-2015 yıllarını kapsayan ikinci uygulama dönemine ait yatırım harcamaları, Elektrik Piyasasında Gelir ve Tarife Düzenlenmesi Kapsamında Düzenlemeye Tabi Unsurlar ve Raporlamaya İlişkin Esaslar Hakkında Tebliğ eki tablolarda EPDK tarafından onaylanmış ve 31.12.2010 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Dağıtım şirketlerinin 2011-2015 dönemine ait yatırım harcamaları aşağıdaki tablodan da görüleceği üzere toplam 1.692.888.913 TL'dir.

Tablo 4.18: Dağıtım Şirketleri Yatırım Harcamaları

Bölge	Dağıtım Şirketi	2011-2015 Dönemi Yıllık Yatırım Harcaması (TL)
1	Dicle Elektrik Dağıtım A.Ş.	102.002.513
2	Vangölü Elektrik Dağıtım A.Ş.	26.242.484
3	Aras Elektrik Dağıtım A.Ş.	69.836.087
4	Çoruh Elektrik Dağıtım A.Ş	59.454.440
5	Fırat Elektrik Dağıtım A.Ş.	53.765.275
6	Çamlıbel Elektrik Dağıtım A.Ş.	50.617.204
7	Toroslar Elektrik Dağıtım A.Ş.	84.915.243
8	Meram Elektrik Dağıtım A.Ş.	110.415.132
9	Baskent Elektrik Dağıtım A.Ş.	227.382.465
10	Akdeniz Elektrik Dağıtım A.Ş.	91.756.235
11	Gediz Elektrik Dağıtım A.Ş.	82.991.965
12	Uludag Elektrik Dağıtım A.Ş.	105.709.053
13	Trakya Elektrik Dağıtım A.Ş.	40.878.666
14	İst. And.Yak.Elektrik Dağıtım A.Ş.	69.209.515
15	Sakarya Elektrik Dağıtım A.Ş.	59.122.433
16	Osmangazi Elektrik Dağıtım A.Ş.	71.831.437
17	Boğaziçi Elektrik Dağıtım A.Ş.	121.951.195
18	Kayseri ve Civarı Elektrik Dağıtım A.Ş.	38.359.553
19	AYDEM (Menderes Elektrik Dağıtım AŞ)	102.927.125
20	AKEDAŞ (Göksu Elektrik Dağıtım A.Ş.)	28.844.023
21	Yeşilırmak Elektrik Dağıtım A.Ş.	94.676.870
TOPLAM		**1.692.888.913**

Dağıtım şirketlerinin 2006-2010 yıllarını kapsayan geçiş dönemine ait (Kayseri ve Civarı Elektrik AŞ hariç olmak üzere) yatırım harcamaları toplamının[6] *ise 550.000.000.-TL olduğu bilinmektedir. 2011-2015 dönemine ait yatırım harcamaları geçiş dönemine göre 3,08 kat artırılmıştır.*

Üstelik bu artış o dönem gazetelere yansıyan haberlere göre şirketlerin taleplerinin sınırlandırılmasıyla EPDK tarafından kabul edilmiştir. Yani şirketler daha fazla yatırım yapmayı talep etmişlerdir. Elbette dağıtım sektöründe yatırıma ihtiyaç vardır; ancak bu yatırım iştahını açıklamak için tarife metodolojisini iyi incelemek gerekmektedir. Ama bundan önce "Elektrik dağıtım

[6] 01 Eylül 2006 tarihli Mükerrer 26276 sayılı Resmi Gazetede yayımlanan 24.08.2006 tarih 875 no'lu EPDK Kurul Kararı

bölgelerinde gerçekten bu ölçüde yatırıma ihtiyaç var mıdır?" sorusunu soralım. Bu soruyu cevaplamadan önce 2009 yılıyla başlayan özelleştirmeler öncesinde 2008 yılına kadar elektrik dağıtım bölgelerinde TEDAŞ tarafından yapılan yatırımlara göz atmak gerekmektedir.

Tablo 4.19: TEDAŞ Fiili Yatırım Harcamalarının Yıllar İtibarıyla Gelişimi[7] (TL)

Yıllar	Harcama (TL)
2000	212.694.362
2001	201.631.846
2002	417.697.704
2003	387.447.125
2004	388.640.557
2005	704.003.406
2006	689.544.991
2007	824.844.729
2008	**1.260.335.423**
2009	720.582.364

Elektrik dağıtım şebekelerine 2006-2010 yılları geçiş dönemi için, yıllık 550.000.000.-TL yatırım öngörülmesine karşın yukarıdaki tablodan da görüleceği üzere 2005-2009 yılları arasında bu miktarın oldukça üzerinde yatırım harcaması yapılmıştır. 2008 yılında yapılan yatırım harcaması 1.260.335.423.-TL olmuştur.

Dağıtım bölgelerinden birinin özel sektöre devri için düzenlenen törende yaptığı konuşmada "İngiltere ve İtalya'da yapılan bu tür özelleştirmelerden sonra elektrik kesintilerinin % 40 azaldığını, yatırım ihtiyacında da yine % 40'lar seviyesinde düşüş meydana geldiğini"[8] ifade eden Maliye Bakanı Mehmet ŞİMŞEK'in sözlerinin aksine, yatırım harcamaları bırakın azalmayı aksine artmıştır.

2011-2015 yılları arasında yapılacak yıllık yatırımın;
2006-2010 yılları geçiş dönemine göre 3,08 kat, 2008 yılı yatırımına göre 1,34 kat artırılması doğal olarak tarifelere de yansıyacak ve tüketiciye yeni zamlar olarak dönüşü de kaçınılmaz olacaktır.

Ayrıca yatırım denetimleri konusunda hakim olan "denetimsiz piyasa" sorununun nasıl aşılacağı konusu da ayrı bir soru işaretidir?

4.7 Elektrik Dağıtım Tesislerinde Periyodik Bakımlar

Elektrik dağıtım tesislerinin (varlıklarının) verimli işletilmesinin en önemli ayağını periyodik bakımlar oluşturmaktadır. Periyodik bakımların zamanında, ehil kişiler tarafından ve tekniğine uygun olarak yapılması, arıza oluşumuna karşı önemli kazanımlar sağlamakta ve dağıtım şebekesinin ekonomik ömrünü uzatarak gereksiz yatırımların da bir anlamda önüne geçilmektedir.

Elektrik dağıtım bölgeleri kamu elinde işletilirken oluşan arızalar ve arıza giderme çalışmaları, yazılı ve görsel basında zaman zaman haber konusu olurdu. Elektrik dağıtım şebekelerinin özelleştirilmeye başlandığı 2008 yılı ortasından günümüze kadar geçen yaklaşık 3-3,5 yıllık sürede bu konuda yaşanan

[7] http://www.tedas.gov.tr/29,Istatistiki_Bilgiler.html
[8] http://www.gercekgundem.com/?p=317572

gelişmeler de Oda'mız tarafından yakından takip edilmiştir. Periyodik bakımlar ve gerekli onarımlar doğru zamanda yapılarak dağıtım varlıkları gerçekten verimli mi işletilmektedir?

Oda'mız, dağıtım şirketlerinin ilan ederek yapmış olduğu programlı elektrik kesintilerini yaklaşık iki yıllık bir sürede günlük olarak izlemiş ve yapılan bakım ve onarımlar için nerede ne kadar kesinti yapıldığını tespit etmiştir. Özelleştirme kapsamında özel sektöre devir edilen ilk sıradaki bölgelerden Aydem Elektrik Dağıtım AŞ ve Başkent Elektrik Dağıtım AŞ kapsamındaki illere ait 01.10.2010-30.09.2011 tarihlerini içeren bir yıllık ***programlı elektrik kesintilerini*** *ve 2009 yılı verilerine göre şebeke büyüklüklerini gösteren tablo aşağıda verilmektedir.*

Tablo 4.20: Dağıtım Şirketlerinin Bakım Süreleri 1

İller (Başkent AŞ)	Bakım-Onarım çalışması		Tesis çalışması		TEİAŞ çalışması		Abone Sayısı (Adet)		Trafo Sayısı (Adet)	Hat Uzunluğu (km)	
	saat	dakika	saat	dakika	saat	dakika	OG	AG	Dağıt.Şir.	OG	AG
Ankara	2.467	775	6.989	651	152	0	8.315	2.137.623	6.787	19.039,9	29.830,6
Bartın	1.409	90	687	120	0	0	291	111.506	916	1.274,1	2.343,7
Çankırı	229	30	175	90	128	30	400	99.081	960	2.532,1	3.099,1
Karabük	279	0	148	60	29	0	329	130.117	1.125	1.720,3	2.164,9
Kastamonu	742	600	1.427	270	416	0	801	227.529	3.022	5.807,4	6.387,2
Kırıkkale	388	450	112	225	61	30	437	126.290	764	2.426,9	7.999,9
Zonguldak	1.041	870	333	30	6	0	582	330.992	2.308	4.183,3	6.462,0
TOPLAM	6.555	2.815	9.871	1.446	792	60	11.155	3.163.138	15.882	36.984,0	58.287,4
TOPLAM	**6.601**	**55**	**9.895**	**6**	**793**	**0**	**11.155**	**3.163.138**	**15.882**	**36.984,0**	**58.287,4**

Tablo 4.21: Dağıtım Şirketlerinin Bakım Süreleri 2

İller (AYDEM AŞ.)	Bakım-Onarım çalışması	Tesis çalışması	TEİAŞ çalışması	Abone Sayısı (Adet)		Trafo Sayısı (Adet)	Hat Uzunluğu (km)	
	ss:dd	ss:dd	ss:dd	OG	AG	Dağıt.Şir.	OG	AG
Aydın	322:30	1001:00	104:00	3.553	547.566	3.086	4.207,6	6.410,3
Denizli	2481:45	6400:30	92:30	2.453	481.333	2.348	5.348,7	8.275,0
Muğla	6524:00	4965:00	525:45	3.683	495.962	3.437	6.939,9	26.314,5
TOPLAM	**9328:15**	**12366:30**	**722:15**	**9.689**	**1.524.861**	**8.871**	**16.496,2**	**40.999,8**

Tabloda yer alan yerleşim birimlerinde bakım-onarım çalışması için yapılan kesinti sürelerinin, aynı yerleşim yerine ait şebeke büyüklükler ile kıyaslanması doğru bir yaklaşım olacaktır. Bu açıdan bakıldığında, bazı yerleşim yerlerindeki periyodik bakım onarım çalışmalarının çok yetersiz kaldığını, buna karşılık yeni tesis yatırımı için elektrik kesintilerine gidildiğini ifade etmek mümkündür.

Bu anlamda; özelleştirme amaçları içinde yer alan dağıtım varlıklarının verimli işletilmesi hususunda da mesafe alındığını söylemek olanaksızdır. Özelleştirme ile bakım onarıma ağırlık verilmesi bir tarafa, daha çok yeni yatırıma yönelimin arttığı görülmüştür. Yukarıda da belirtildiği gibi bu eğilim de tarifeler yoluyla zam demektir.

4.8 Sonuç ve Öneriler

Özelleştirmeler sonrasında özel sektör tarafından yapılacağı ifade edilen yenileme ve genişleme yatırımı harcamaları, beklentinin aksine önceki dönem ve yıllara göre artmış ve tarifeler yoluyla tüketiciye yansı(tıl)mıştır. Bu noktada hemen altı çizilmesi gereken konu, özelleştirmeler ile özel sektör kendisinde var olan sermayeyi yatırıma dönüştürmeyip, bizzat faturalar aracılığıyla tüketicilerden tahsil ettiği kamu kaynağıyla bu yatırımları gerçekleştirme yoluna gitmektedir. Özellikle tarife metodolojisi içerisinde yatırımlar için, şirketlerin kullandığı kredilerin faizlerinin bile tarife yoluyla tüketicilerden tahsil edilmesinin öngörüldüğü dikkate alındığında; özelleştirme için ortaya atılan yatırıma kaynak ihtiyacı iddiasının hiçbir geçerliliğinin olmadığı açıkça ortaya çıkmaktadır.

Dağıtım tesisi yatırımlarının teknik, ekonomik ve fiziki yeterlilikleri denetimden yoksun bırakılmıştır. Denetim sorunu halen sürmekte, denetim işinin özelleştirilmesi için arayışlar sürdürülmektedir. Ne yazık ki elektrik dağıtım ve elektrik üretim tesisleri için özelleştirme süreciyle ortaya çıkan denetimsizlik ortamı, ülkemize gelecek yıllar için ciddi bir tehdit yaratmaktadır.

Özelleştirmenin temel hedeflerinden biri olarak sunulan kayıp/kaçak miktarında azalma iddiası ise tamamen çürümüştür. Kayıp kaçak hedefleri tüketici üzerine yük olacak şekilde ve kabul edilemeyecek nedenlerle artırılmıştır. Ne yazık ki özelleştirme ihalelerinin, şirketlerin kayıp kaçak hedef öngörüleri dahi alınmadan gerçekleştirildiği ortaya çıkmıştır.

Dağıtım şebekesi varlıklarının verimli işletileceğine yönelik söylemler bugün için karşılıksız kalmıştır. Teknik kalitenin artırılması, tüketiciye yük olma pahasına tarifeye yansıtılan daha fazla dağıtım tesisi yatırımı yapılarak sağlanmaya çalışılmış, periyodik bakım onarım çalışmalarına yeteri kadar önem verilmemiştir.

Elektrik dağıtım sistemine sunulan elektrik enerjisinin tedarik sürekliliği göstergelerine esas oluşturan, tüketici başına kesinti süresi ve sayısı kamuoyu denetiminden uzak dağıtım şirketi beyanına bırakılmıştır.

Elektrik Dağıtım Özelleştirmeleri; 4628 sayılı Yasa'da belirtilen ucuzluk yerine,

- *Elektrik Tarifeleri,*
- *Hizmet Bedelleri ve*
- *Uygulamaya esas düzenlemeler*

*ile **pahalılık** getirmiş, tüketiciden dağıtım şirketlerine mali kaynak aktarmanın yasal yolunu oluşturmuştur.*

Geçmişte yaşanan ve ekonomik anlamda ülkemize pahalıya mal olan benzer özelleştirme uygulamaları halen belleklerimizde yerini korurken,

- *Ucuz ve güvencesiz iş gücünün çalışanlar üzerinde yarattığı sosyal yaralar,*
- *Verimlilik adı altında istihdamın düşürülmesiyle yaratılan işsizlik,*
- *Ucuz ve güvencesiz iş gücü nedeniyle ticari ve teknik hizmet kalitesinde yaşanan olumsuzluklar,*
- *Denetimsizliğin yarattığı kaynak israfı ve tüketiciye yansıyan yükü,*

göz önüne alınarak özelleştirme uygulamalarından acilen vazgeçilmesi ve iktidar etkilerinden arındırılmış merkezi kamusal bir yapının yeniden kurulması gerekmektedir.

Enerji kullanımının doğal bir ihtiyaç halini aldığı ve toplumun ortak gereksinimi olduğu gerçeğini temel alan bir anlayışla;

- *Elektrik enerjisinde üretimden tüketime kadar geçen süreçte merkezi bir planlama anlayışını benimseyen, kamusal yararı ön planda tutan,*
- *Yerli ve yenilenebilir ülke kaynaklarından azami ölçüde yararlanmayı hedef alan ve ulusal çıkarları gözeten,*
- *Kültür ve tabiat varlıklarını koruyan, doğal yaşamı tahrip etmeyen,*

bir enerji politikasına yönelim vazgeçilmez olmuştur.

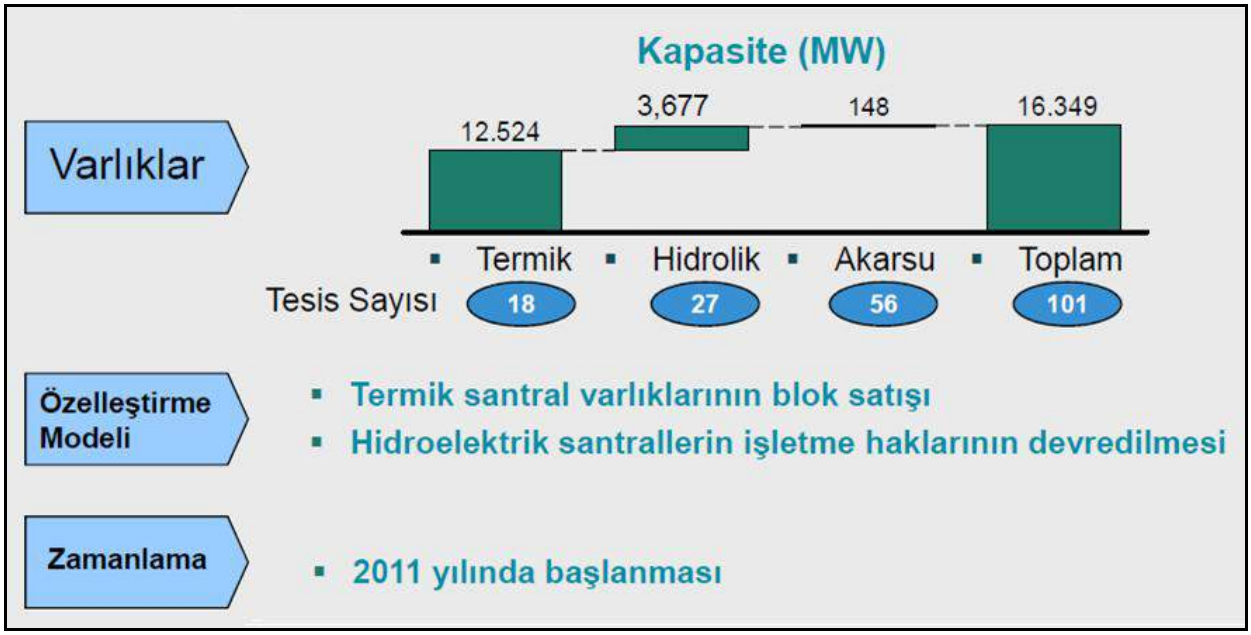
[Kaynak: TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası Elektrik Özelleştirme Raporu, 2012, sayfa 21-23]

4.8.1 EÜAŞ Santrallerinin Özelleştirme İhaleleri

Kamuya ait santrallerini özelleştirmesi de devam etmekte ve hızlandırılacağı hükümet ve ETKB belgelerinde belirtilmektedir.

İktidarın amacı, kamunun elektrik dağıtımının yanı sıra, elektrik üretiminden de çekilmesi ve bu kamusal hizmet alanlarının, yeni bir kazanç alanı olarak altın tepsi içersinde özel sektöre sunulmasıdır.

Üretim Özelleştirmeleri



Şekil 4.13: Üretim Özelleştirmeleri

Kaynak: *EPDK*

HES Özelleştirmeleri

Kurulu güçleri toplamı 141,1 MW olan EÜAŞ'a ait 52 adet santralin işletme hakkının devrini ihale etmek amacıyla, Özelleştirme İdaresi Başkanlığınca oluşturulan 19 gruptan 18'inin ihale işlemleri tamamlanmış, 27.08.2010 gün ve 27685 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Özelleştirme Yüksek Kurulu (ÖYK) kararıyla özel sektöre devir aşamasına gelinmiş olup, bazı santraller devredilmiştir.

Tablo 4.22: Özelleştirilmesi Öngörülen Kamu Santralleri

	Santral	Yakıt Tipi	Bulunduğu Yer	Kurulu Gücü (MW)
Tek	Hamitabat	Doğal gaz	Kırklareli	1.120
Tek	Soma A-B	Linyit	Manisa	1.034
Tek	Kangal	Linyit	Bursa	457
Tek	Seyitömer	Linyit	Kütahya	600
Portföy 1	Elbistan A	Linyit	K.Maraş	1.355
	Elbistan B	Linyit	K.Maraş	1.440
Portföy 2	Ambarlı D.Gaz	Doğal gaz	İstanbul	1.351
	Ambarlı fueloil	Fueloil	İstanbul	630
Portföy 3	Aliağa	Doğal gaz	Bursa	180
	Çan	Linyit	Çanakkale	320
	Tunçbilek	Linyit	Kütahya	365
	Çatalağzı	Taş kömürü	Zonguldak	300
Portföy 4	Bursa doğal gaz	Doğal gaz	Bursa	1.432
	Orhaneli	Linyit	Bursa	210
	3 Hidroelektrik	Hidroelektrik	Sakarya	476
Portföy 5	Yatağan	Linyit	Muğla	630
	Kemerköy	Linyit	Muğla	630
	Yeniköy	Linyit	Muğla	420
	5 Hidroelektrik	Hidroelektrik		370
Portföy 6	5 Hidroelektrik	Hidroelektrik	Çeşitli	1.017
Portföy 7	6 Hidroelektrik	Hidroelektrik	Çeşitli	838
Portföy 8	5 Hidroelektrik	Hidroelektrik	Çeşitli	630
Portföy 9	5 Hidroelektrik	Hidroelektrik	Çeşitli	356
			TOPLAM:	**16.161**

Elektrik üretiminde, toplam kurulu gücün üçte ikisi oranında olan, EÜAŞ'ın 24,461.18 MW olan kurulu gücünün, 16,161 MW'lik bölümünün, dört santralin tek başına, diğer bazı santrallerin ise dokuz ayrı grup halinde özelleştirilmesi söz konusudur. Bu kapasitenin özelleştirilmesi halinde, kamunun elinde kalacak kurulu güç, yalnızca bazı HES'lerden oluşan 8300,18 MW olacaktır.

2011 içinde çıkılan Hamitabat doğal gaz santrali özelleştirme ihalesi yeterli teklif olmadığı için iptal edilmiştir. 2012 içinde önce Seyitömer termik santralinin özelleştirme ihalesine çıkılacağı, bu ihaleyi diğer tekli termik santrallerin izlemesinin öngörüldüğü, ETKB yetkililerince ifade edilmiştir.

5. TÜRKİYE ELEKTRİK ÜRETİMİ VE POTANSİYELİ

Türkiye'de 2011 elektrik üretimini kuruluşlara ve kaynaklara göre dağılımını gösteren aşağıdaki tablolar fazlaca yoruma ihtiyaç bırakmamaktadır.

Tablo 5.1: Türkiye 2011 Elektrik Üretiminin Kuruluşlara Göre Dağılımı (Geçici)

Kuruluş	GWh	%
EÜAŞ	92.332,57	40,42
KAMU TOPLAMI	**92.332,57**	**40,42**
Yap İşlet	44.937,86	19,67
Serbest Üretici	62.076,87	27,18
Yap İşlet Devret	12.809,93	5,61
Otoprodüktör	11.708,15	5,13
İşletme Devri Hakkı	4.565,64	2,00
ÖZEL SEKTÖR TOPLAMI	**136.098,45**	**59,58**
TOPLAM	**228.431,02**	**100,00**

Tabloda görüleceği üzere, 2011 yılı elektrik üretiminin % 60'ına yakın bölümü özel sektör tarafından sağlanmış, kamunun payı % 40'da kalmıştır.

2011 elektrik üretiminin kaynaklara göre dağılımı da Tablo 5.2'de verilmektedir.

Tablo 5.2: Türkiye 2011 Elektrik Üretiminin Kaynaklara Göre Dağılımı (Geçici)

Kaynak	GWh	%
Yerli Kömür	41.651,97	18,23
İthal Kömür	22.922,02	10,03
Sıvı Yakıt	3.804,01	1,67
Doğal Gaz	102.130,71	44,71
Jeotermal	668,00	0,29
Diğer	450,23	0,20
TERMİK TOPLAM	171.626,94	75,13
HİDROLİK	52.078,04	22,80
RÜZGAR	4.726,02	2,07
TÜRKİYE ÜRETİM TOPLAM	**228.431,02**	**100,00**

2011 elektrik üretiminde, doğal gaz % 44,71'lik payla ilk sırada yer almış, gaz, ithal kömür ve sıvı yakıtla, ithal kaynakların payı % 56,41'e varmıştır.

Tablo 5.3 Kaynaklara Göre Kurulu Güç Tablosu (2011)

Kuruluşlar	Fuel-Oil	Motorin	İthal Kömür	Taş Kömürü	Linyit	Asfaltit	Doğal Gaz	LNG	Nafta	Yenilenebilir + Atık	Çok Yakıtlılar		TERMİK TOPLAM	Jeotermal	Hidrolik		HİDROLİK TOPLAM	Rüzgar	GENEL TOPLAM	KURULUŞLARIN KATKISI (%)
											Katı + Sıvı	Sıvı + Doğal Gaz			Baraj	Akarsu				
EÜAŞ	680,0	1,0		300,0	4747,0		2962,9						8690,9		11211,7	437,2	11648,9		20339,8	38,21
EÜAŞ'a Bağlı Ortaklı Santralleri					2714,0							1156,0	3870,0				0,0		3870,0	7,27
İşletme Hakkı Devredilen Santraller					620,0								620,0			68,3	68,3		688,3	1,29
Yap İşlet Santralleri			1320,0				4781,8						6101,8				0,0		6101,8	11,46
Yap İşlet Devret Santralleri							1449,6						1449,6		772,0	180,8	952,8	17,4	2419,8	4,55
Serbest Üretim Şirketleri	374,0	15,0	2365,0			135,0	6264,0			85,4	25,0	1786,3	11049,8	114,2	1005,6	2917,3	3922,9	1710,1	16797,0	31,55
Otoprodüktör Santralleri	142,0	10,4	196,0	35,0	58,7		844,6	2,0	16,9	30,0	531,5	606,2	2473,3		540,0	4,2	544,2	1,2	3018,7	5,67
TOPLAM	**1.196,1**	**26,5**	**3.881,0**	**335,0**	**8.139,7**	**135,0**	**16.302,9**	**2,0**	**16,9**	**115,4**	**556,5**	**3.548,5**	**34.255,4**	**114,2**	**13.529,3**	**3.607,7**	**17.137,1**	**1.728,7**	**53.235,38**	
Kaynakların Kurulu Güce Katkısı (%)	**2,2**	**0,0**	**7,3**	**0,6**	**15,3**	**0,3**	**30,6**	**0,0**	**0,0**	**0,2**	**1,0**	**6,7**	**64,3**	**0,2**	**25,4**	**6,8**	**32,2**	**3,2**	**100%**	

Kurulu gücün kaynaklara göre dağılımı incelendiğinde hidrolik kaynağın % 32,2'lik payla birinci sırayı aldığını, ikinci sırada % 30,6'lık payla doğal gazın geldiğini, % 15,30'luk payla linyitin üçüncü sırada olduğunu görebiliriz.

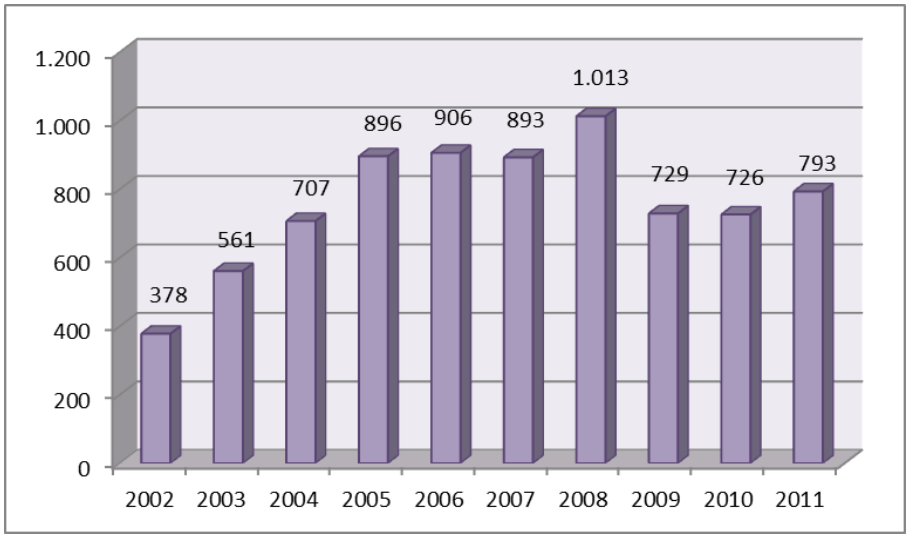
Türkiye, enerji alanında sancılı bir dönem yaşamaktadır. Enerjide dışa bağımlılık giderek artmaktadır. 2009'da % 28,9, 2010'da % 29.,7 olan yerli üretimin payının çok fazla değişmeyeceği ve bugüne değin izlenen politikaların sürdürülmesi halinde, ülkemizin enerji alanında dışa bağımlığının artarak süreceği söylenebilir.

EPDK Denetleme ve Düzenleme İşlevini Yerine Getiriyor mu?

- EPDK'dan lisans alan yatırımların % 5,85'i, Ocak 2012 itibarıyla yatırımlarının gerçekleşme oranı hakkında EPDK'ya bilgi vermemektedir. % 50,44'ünün gerçekleşme oranı ise % 0-10 arasındadır. Başka bir ifadeyle lisans alan yatırımların % 56,28'i, 23.865,35 MW kapasitede projede yatırıma başlamamıştır.
- Mevcut kurulu gücün dörtte birine yakın (% 24,3) 12.936,74 MW kapasitesindeki 21 adet ithal kömüre dayalı elektrik üretim santrali yatırımları, lisans başvuruları, başvuru, inceleme-değerlendirme ve uygun bulma aşamasındadır. Bu santrallerin de lisans almasıyla, yatırımları sürenlerle birlikte, ithal kömüre dayalı santrallerin yaratacağı ilave kapasite 18.477,74 MW'ye ulaşacaktır. Başka bir deyişle, mevcut Türkiye kurulu gücünün üçte birinden fazla güçte yeni ithal kömür santrali kurulması söz konusudur.
- Doğal gazda durum daha vahimdir. Lisans alıp, yatırımlarını süren santrallerin kurulu gücü 13.283,80 MW'dir. Başvuru, inceleme-değerlendirme ve uygun bulma aşamasındaki santrallerin kurulu gücü ise 36.582,23 MW'dir. Bu santrallerin de lisans alması durumunda, lisans alıp yatırımı sürenlerle birlikte toplam 49.866,03 MW kapasite ile bugünkü toplam kurulu gücün üçte ikisi kadar, ilave doğal gaz santrali kurulacaktır. Bu santrallerin gereksim duyulacağı yıllık gaz ihtiyacı ise yaklaşık 70 milyar m^3ü aşmaktadır. Bu durumda kurulması öngörülen yeni doğal gaz yakıtlı elektrik üretim santrallerinin gaz ihtiyaçlarının, hangi ülkeden, hangi anlaşmalarla, hangi boru hatlarıyla ve hangi yatırımlarla karşılanacağı ise merak konusudur.
- İleride yeterli gaz temin edilememesi halinde, lisans sahibi kuruluşların; EPDK'dan almış oldukları lisansları müktesep hak olarak niteleyip, gaz arzından da ETKB'yi sorumlu tutup, "gaz arzının yetersiz olması nedeniyle elektrik üretimi yapamadıkları ve bu nedenle kazanç kaybına uğradıkları" gerekçesiyle hak iddia etmeleri halinde; piyasanın şaşmaz savunucularının bu çarpıklığa da -piyasa ekonomisinin gereği olarak öne sürmeleri halinde- bu gelişmeye de şaşırmamak gerekir.
- Yeni ithal kömür ve doğal gaz santrallerinin yaratacağı 68.343,77 MW kapasiteyle, mevcut toplam kurulu gücün % 128,4'ü kadar yeni ithal doğal gaz ve kömür yakıtlı santral tesis edilmiş olacaktır. ETKB ve EPDK'nın sorumlu olduğu bu tablo, Türkiye'nin genel olarak dışa bağımlılığını, özel olarak elektrik üretimindeki dışa bağımlığını daha da perçinleyecektir.
- Bu bilgiler, ETKB'nin Strateji Belgelerinde yer alan, *"elektrik üretiminde doğal gazın payının % 30'un altına düşürme"* hedefinin maalesef boş bir hayal olarak kalacağını ortaya koymaktadır.

6. DOĞAL GAZ

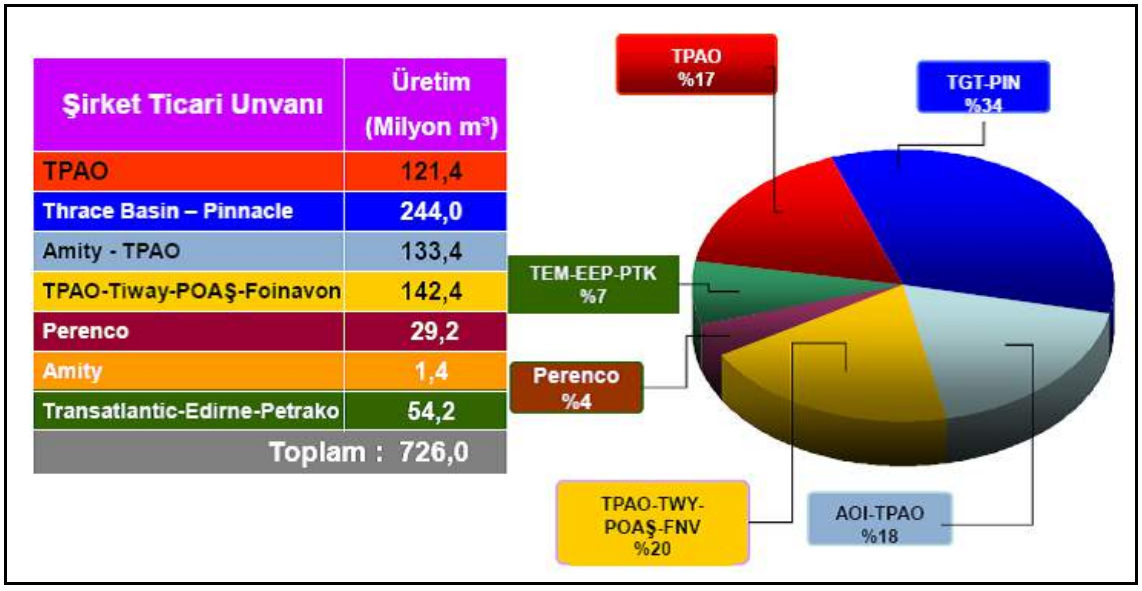
Türkiye'de doğal gaz tüketimi 1987 yılından bu yana sürekli artan bir eğilim içindedir. 1987 yılında 500 milyon m^3 olan doğal gaz tüketiminin 2011 yılı sonunda, 87,75 kat artarak 43,874 milyar m^3'e ulaşmıştır.



Şekil 6.1: 2002 - 2011 Dönemi Doğalgaz Üretimi

Kaynak: *PİGM*

2011 yılında doğal gaz üretimimiz 793,4 milyon m^3, ortalama günlük üretim 2,17 milyon m^3 olarak gerçekleşmiştir. Üretimin tüketimi karşılama oranı % 2'dir.

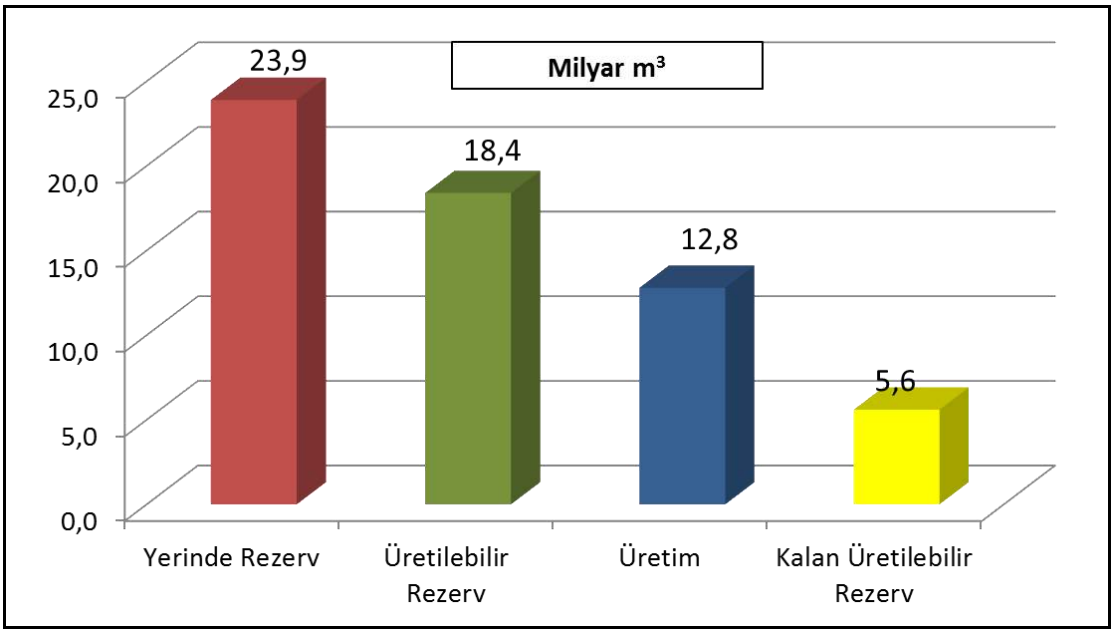


Şirket Ticari Unvanı	Üretim (Milyon m³)
TPAO	121,4
Thrace Basin – Pinnacle	244,0
Amity - TPAO	133,4
TPAO-Tiway-POAŞ-Foinavon	142,4
Perenco	29,2
Amity	1,4
Transatlantic-Edirne-Petrako	54,2
Toplam :	726,0

Şekil 6.2: 2010 Yılı Doğal Gaz Üretiminin Şirketler Bazında Dağılımı

Kaynak: *PİGM*

2010 yılında üretilen 726 milyon m^3 doğal gazın, **%** 36'sını oluşturan 261 milyon m^3 nü TPAO, **%** 64'ünü oluşturan 465 milyon m^3 nü ise özel şirketler üretmiştir.



Şekil 6.3: 2011 Yılı Sonu İtibarıyla Doğal Gaz Rezervi

Kaynak: *PİGM*

Yerinde rezervin üretilebilirlik oranı yaklaşık **%** 77 olarak hesaplanmıştır.

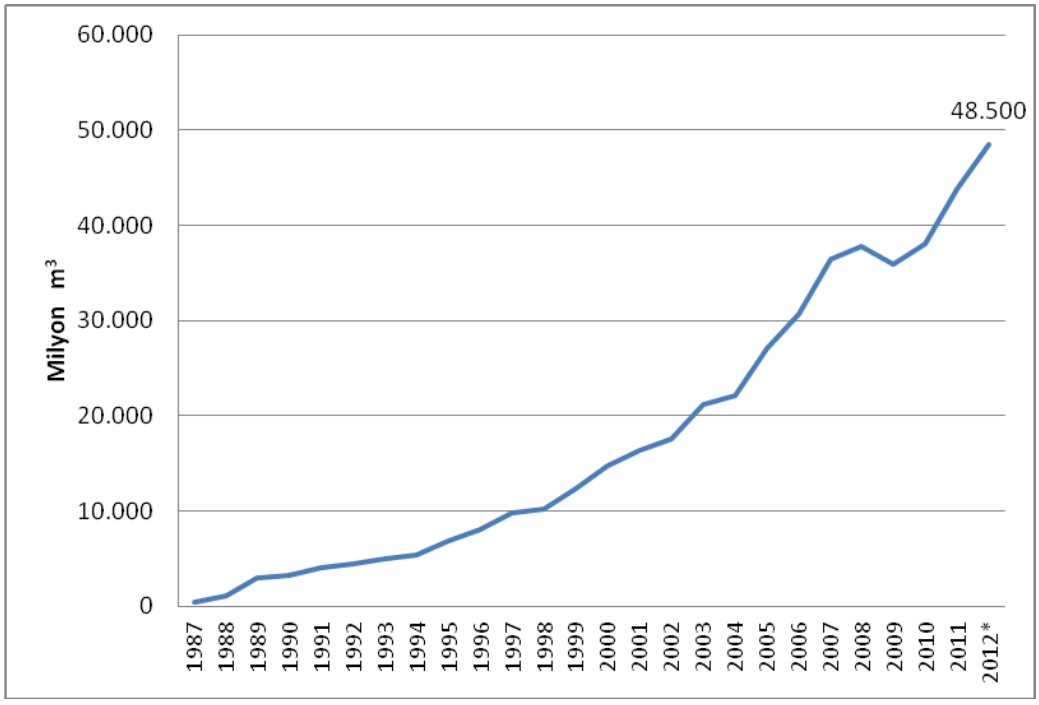
Tablo 6.1: Yıllar İtibarıyla İthal Edilen Doğal Gaz Miktarları **(Milyon m³)**

Yıl	Miktar	
	BOTAŞ'IN İTHALATI	TOPLAM İTHALAT
1987	433	433
1988	1.136	1.136
1989	2.986	2.986
1990	3.246	3.246
1991	4.031	4.031
1992	4.430	4.430
1993	4.952	4.952
1994	5.375	5.375
1995	6.858	6.858
1996	8.040	8.040
1997	9.874	9.874

1998	10.233	10.233
1999	12.358	12.358
2000	14.822	14.822
2001	16.368	16.368
2002	17.624	17.624
2003	21.188	21.188
2004	22.174	22.174
2005	27.028	27.028
2006	30.741	30.741
2007	36.450	36.450
2008	37.793	37.793
2009	33.619	35.856
2010	32.466	38.037
2011	39.723	43.874
2012*		48.500

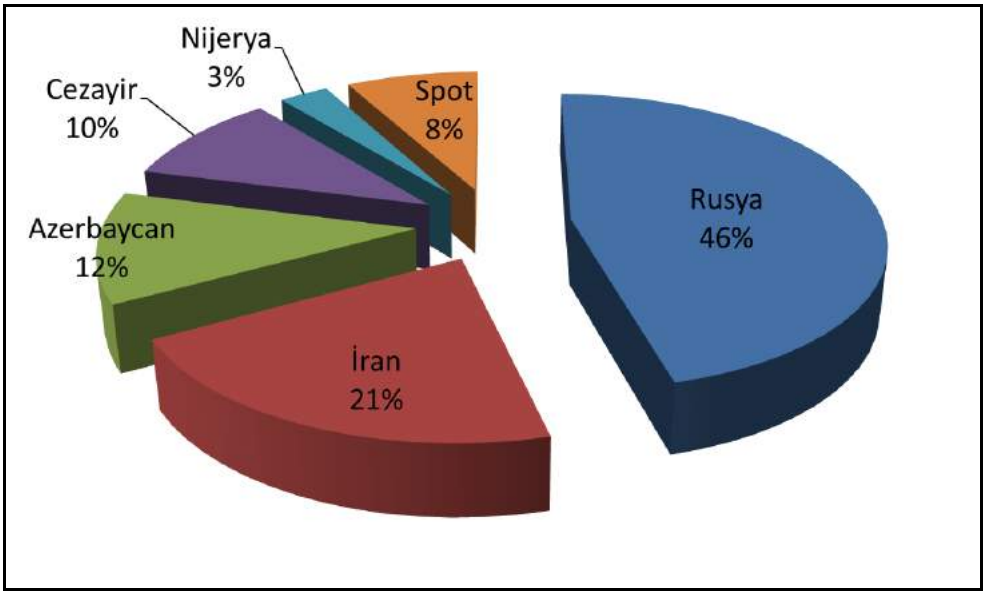
** EPDK Tahmini*

Kaynak: *EPDK + BOTAŞ*



Şekil 6.4 Doğal Gaz İthalatı Grafiği

** EPDK Tahmin*



Şekil 6.5: Ülkeler Bazında Türkiye'nin Doğal Gaz İthalatı (2010)

Kaynak: *EPDK*

Tablo 6.2: Yıllar İtibarıyla Doğal Gaz İhracat Miktarları
(Milyon m³)

Yıl	Miktar
2007	31
2008	443
2009	721
2010	660
2011	726

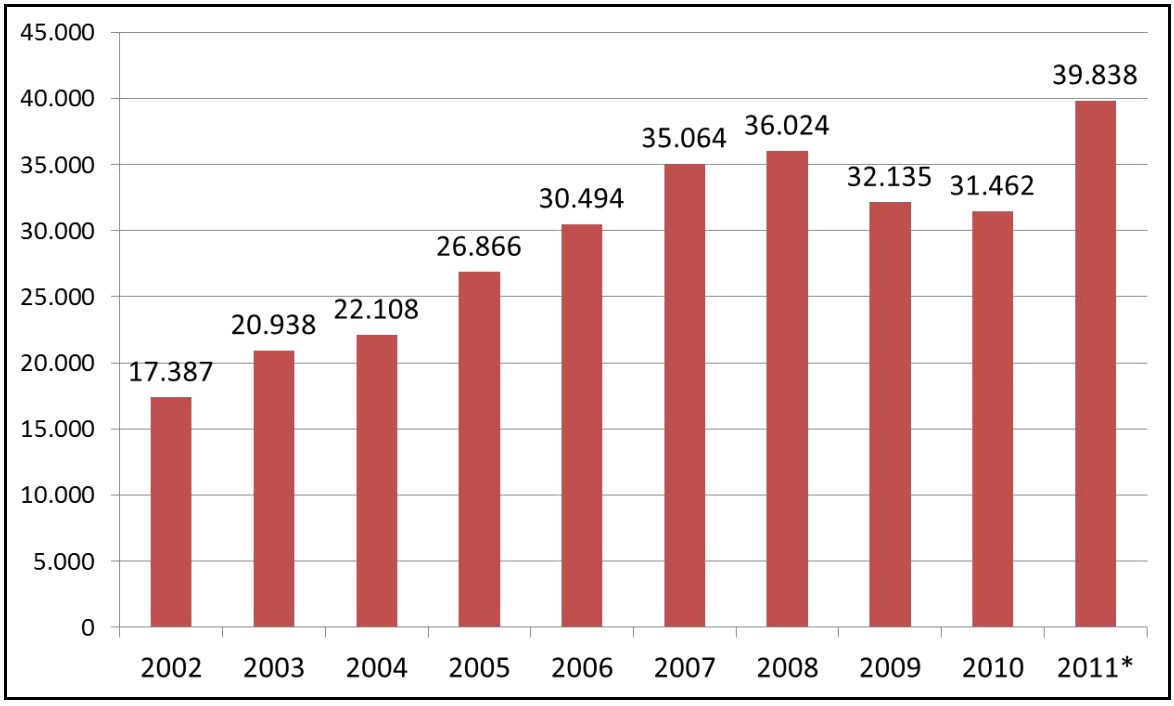
Kaynak: *BOTAŞ*

Tablo 6.3: Yıllar İtibarıyla BOTAŞ'ın Doğal Gaz Satış Miktarları
(Milyon m³)

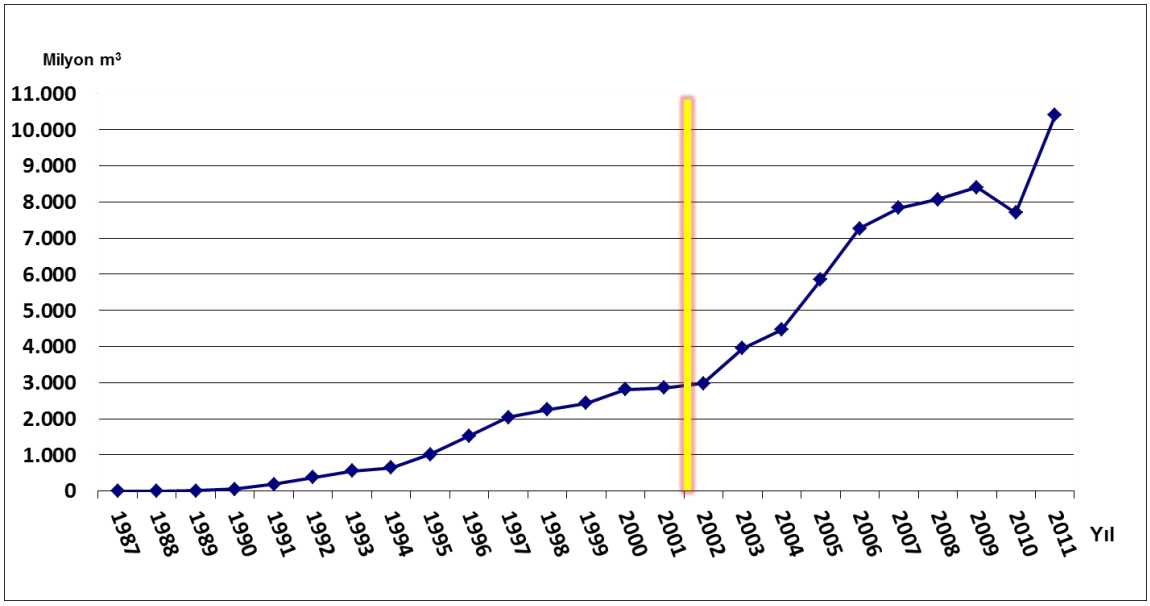
Yıl	Miktar
1987	522
1988	1.186
1989	3.153
1990	3.373
1991	4.132
1992	4.521
1993	4.952
1994	5.251

1995	6.793
1996	7.906
1997	9.721
1998	10.271
1999	12.382
2000	14.566
2001	16.027
2002	17.378
2003	20.938
2004	22.108
2005	26.866
2006	30.494
2007	35.064
2008	36.024
2009	32.135
2010	31.462
2011	39.383

Kaynak: *BOTAŞ*



Şekil 6.6: Yıllar İtibarıyla BOTAŞ'ın Doğal Gaz Satış Miktarları (Milyon m^3)



Şekil 6.7: Yıllara Göre Abone Doğal Gaz Tüketimi

Kaynak: *GAZBİR*

Doğal gaz tüketiminin, 2002'den bu yana desteklenen yeni doğal gaz santralleri yatırımlarıyla hızla artmıştır.

Türkiye genel enerji tüketiminde; doğal gaz tüketimi petrolün de önünde % 31,8 payla birinci sırada yer almaktadır. Türkiye'de doğal gaz tüketimi 22 yılda yaklaşık 87 kat artmıştır.

6.1 İletim Şebekesi

İletim şebekesiyle ilgili olarak serbest danışman Erdinç Özen'in hazırladığı ve Deloitte Türkiye tarafından Mart 2012'de yayınlanan *"Türkiye Doğal Gaz Piyasası, Beklentiler, Gelişmeler 2012 "* başlıklı raporda aşağıdaki değerlendirmeler yer almaktadır.

"DPK yeni iletim şirketlerinin kurulabilmesine cevaz vermekle birlikte, BOTAŞ bu alanda lisans sahibi tek firma olarak yer almaktadır. BOTAŞ'ın iletim şebekesinin Türkiye geneline yaygınlaştırılması anlamında yatırımları büyük ölçüde tamamlanmış olup, yüksek basınçlı hatların toplam uzunluğu yaklaşık 13.000 km'ye ulaşmıştır. Ana iletim şebekesine dört adet diğer (yurt dışı) iletim şebekesi, 2 LNG terminali,bir yer altı depolama tesisi,iki yerli üretim sahasından gaz girişi yapılmakta, şebekeye doğrudan bağlı durumda olan 270 civarında Basınç Düşürme ve Ölçüm İstasyonu'ndan çıkış yapılmaktadır. Bundan sonraki yatırımların büyük ölçüde gaz sevkiyat kapasitesini artırmaya yönelik loop hatları inşası ve yeni kompresör istasyonlarının tesisi şeklinde olacağı öngörülebilir. Halen faal durumda yedi adet kompresör istasyonuna ilaveten yakın gelecekte iki adet yeni kompresör istasyonu inşa çalışmaları başlayacaktır. BOTAŞ'ın yüksek basınçlı iletim hatlarıyla birlikte kompresör istasyonlarını gösteren şema aşağıda yer almaktadır.

İletim şebekesi üzerinden gerçekleştirilen gaz sevkiyatında en yüksek günlük değerler 2011 yılı Aralık ayında 172 mcm civarında tespit edilmiştir. Soğuk kış günlerinde, doğal gaz yakıtlı elektrik

santrallerinin de tam kapasiteyle kullanılmasının gerekmesi durumunda, bu değerin doğal gaz şebekesinin mevcut haliyle maksimum 180 mcm olabileceği ifade edilmektedir. Devreye girecek doğal gaz santralleriyle beraber, sanayi ve mesken amaçlı gaz tüketiminin artacağı ve depolamaya ilişkin alt bölümde de bahsedildiği üzere özellikle TPAO'nun yer altı depolama tesisindeki günlük gaz çekişini arttırmaya yönelik yatırımlarının kısa sürede devreye girmemesi durumunda, önümüzdeki yıllarda günlük maksimum sevkiyat değerinin üzerinde günlük taleplerin gerçekleşebileceği ve dolayısıyla olası arz sıkıntılarının yaşanabileceği yorumunda bulunabilinir."

Şekil 6.8: Petrol ve Doğal Gaz Boru Hatları Haritası
Kaynak: *BOTAŞ*

"İletim şebekesinde yer alan yüksek basınçlı boru hatlarının toplam uzunluğu yaklaşık 13.000 km'ye ulaşmış olmakla, şebekenin genişletilmesi anlamında yatırımın büyük ölçüde tamamlanmış olduğu söylenebilir. Bununla birlikte, doğu kaynaklarından batı bölgelerine gaz sevkiyatlarında kontrat değerlerinin karşılanabilmesi adına ilave kompresör istasyonlarının devreye girmesi gerekmekte olup, buna ilişkin yatırımlar hedeflenen tarihlerde gerçekleştirilememiştir. İhalesine ilk kez 2005 yılında çıkılan Erzincan Kompresör İstasyonu'yla ilgili ihale süreci ancak 2011 yılında sonuçlanabilmiştir.

BOTAŞ'ın doğu kaynakları ile Avrupa arasında gaz transitine ilişkin değişik senaryoların baz alındığı uzun vadeli alternatif yatırım planları, bugüne değin ilgili projelerden (NABUCCO, ITGI, TAP gibi) hangisinin işlerlik kazanacağı belli olmadığından bir türlü uygulamaya koyulamamıştır. Zira bu projelerden NABUCCO müstakil bir transit hattı öngörmekte, diğerleri ise kapasite artırımıyla mevcut

BOTAŞ şebekesinin kullanımını öngörmektedir. Bu alandaki belirsizliğin kalkmasıyla birlikte BOTAŞ'ın iletim alt yapısına ilişkin uzun dönemli bir yatırım programını uygulamaya koyabileceği düşünülmektedir.

6.2 LNG Terminalleri

Türkiye'deki mevcut 2 LNG terminalinden biri BOTAŞ'ın (Marmara Ereğlisi LNG Terminali), diğeri ise (Aliağa LNG Terminali) bir özel sektör kuruluşu olan EGEGAZ'ın mülkiyetindedir. Gazlaştırma yoluyla iletim şebekesine sevkiyatın dışında, terminallerden kara tankerleriyle gaz şebekesinin ulaşmadığı yörelere LNG sevkiyatı da önemli bir miktarda gerçekleşmektedir. 2010 yılı için kara tankerleriyle gerçekleştirilen LNG'nin toplam tüketimdeki payı % 1.5 olmuştur

BOTAŞ Marmara Ereğlisi LNG Terminali:

Terminal 1994 yılından bu yana faaliyette olup, her biri 85.000 m3 LNG depolama kapasiteli üç depolama tankı bulunmaktadır. Terminalin yıllık maksimum gazlaştırma kapasitesi 8,2 bcm olup, iletim şebekesine günlük azami 22,05 mcm gazlaştırılmış LNG gönderilebilmektedir. BOTAŞ'ın LNG temini konusunda, Cezayir (SONATRACH) ve Nijerya (SHELL) firmalarıyla uzun dönemli alım kontratları olup, BOTAŞ, LNG'yi Marmara Ereğlisi Terminalinde teslim almaktadır. Terminal, kuruluşundan bu yana uzun dönemli kontratlarda taahhüde bağlanan miktarlar doğrultusunda bir arz kaynağı olarak işlev görmektedir. 4 bcm eşdeğeri LNG yıllık kontrat miktarlı Cezayir tarafı ile olan kontrat 2014 yılında, 1,2 bcm'lik Nijerya kontratı ise 2021 yılında sona erecektir.

EGEGAZ Aliağa LNG Terminali:

EGEGAZ Aliağa LNG Terminali 2003 yılında inşa edilmiş olup, her biri 140.000 m^3 LNG depolama kapasiteli iki depolama tankı bulunmaktadır. Terminal'in yıllık maksimum gazlaştırma kapasitesi 6 bcm olup, günlük olarak azami 50 kara tankerine LNG dolumu yapılabilmektedir. BOTAŞ ile 2006 yılında taraflar arasında aktedilen bir terminal hizmet sözleşmesi kapsamında, Terminale ilk LNG gemisi (Commissioning Cargo) 2006 yılı Aralık ayında devreye alma (Start Up) amaçlı boşaltım yapmıştır. Terminalin devreye alınması kısa sürede tamamlanarak normal LNG gazlaştırma ve sevk hizmetine başlanmıştır. BOTAŞ'ın soğuk kış günlerindeki puant tüketimleri karşılamak için ilave arz kaynağı ihtiyacı, Rusya ile Ukrayna arasındaki ihtilaflar nedeniyle batı hattından gaz arzının kesilmesi veya azalması riski, İzmir bölgesinde kış aylarında karşı karşıya kalınan basınç probleminin bertaraf edilmesi ve daha önce örnekleri yaşandığı üzere şiddetli fırtınalı havalarda Çanakkale Boğazı'nın geçişe uygun olmaması riski veya bizzat Marmara Ereğlisi LNG Terminali'nde oluşabilecek problemler dikkate alınarak, bu hizmet sözleşmesi 2010 yılı Nisan ayına kadar devam ettirilmiştir. 2008 yılındaki Kanun düzenlemesinin ardından EGEGAZ tarafından ilk LNG kargosu ise 2009 yılı Mayıs ayında Terminale getirilmiştir.

Depolama Kapasitesi

Yer Altı Depolama Tesisleri

Türkiye'de faal durumdaki tek yer altı depolama tesisi, TPAO'ya ait Silivri açıklarındaki üretim sahası ile Değirmenköy'deki üretim sahasının, çıkarılabilir gaz miktarlarının çekilmesinden sonra aynı kuruluş tarafından yer altı depolama tesisine dönüştürülmesiyle oluşan tesistir. Tesisin depolama

kapasitesinin kullanımı için, TPAO ile BOTAŞ 1999 yılında sözleşme imzalayarak, ilk anda tespit edilmiş yaklaşık 1,6 bcm'lik depolama kapasitesinin kullanımı BOTAŞ'a tahsis edilmiştir. Tesise halen günlük maksimum 14 mcm gaz enjeksiyonu yapılabilmekte, depoda kalan gazın miktar ve basıncına bağlı olarak, günlük maksimum 17 mcm gaz, iletim şebekesine sevk edilebilmektedir.

Yer altı depolama tesislerine erişim konusunda ise "Doğal Gaz Yer Altı Depolama Tesisi Temel Kullanım ve Esaslarına Dair Yönetmelik" EPDK tarafından 04.06.2011 tarihinde yayımlanmış, halen Türkiye'de mevcut tek yer altı depolama tesisi konumundaki Silivri Yer Altı Depolama Tesisi'ne ilişkin Kullanım Usül ve Esasları için taslak doküman tesis sahibi TPAO tarafından hazırlanmış ve 2011 yılı Haziran ayında ilgili tarafların görüşlerine açılmıştır. Bu taslak dokümana göre, BOTAŞ'a 1,6 bcm'lik ilk kapasite tahsisatı arttırılarak 2,1 bcm'lik kapasite tahsis edilmiş, bu kapasite haricinde ilave olarak 561 mcm'lik kapasitenin de üçüncü tarafların kullanımına sunulması öngörülmektedir. Bununla birlikte, BOTAŞ'ın mevcut kontratındaki hakları, özellikle günlük gaz enjeksiyon ve çekiş kapasitelerinin yeni yatırımlarla artırılması gerçekleştirilene kadar, bu ilave kapasitenin BOTAŞ dışındaki taraflarca kullanımı açısından belirsizlik yaratmaktadır.

Yatırımlar

LNG Terminallerine İlişkin Yatırım Projeleri

Marmara Ereğlisi LNG Terminali için dördüncü depolama tankının yapımı gündemdedir. Özel sektör kuruluşlarınca, İzmir ve Ceyhan civarında yeni LNG Terminali projeleri gündeme getirilmektedir. Bununla birlikte, kesinleşmiş bir proje henüz yoktur. Terminal kapasite kullanımına ilişkin yatırım sahibine muafiyet tanınmaması durumunda, bu tür büyük ölçekli yatırım kararlarının alınması da şüpheli görülmektedir.

Yer Altı Depolama Tesislerine İlişkin Yatırım Projeleri

Bu alanda akla ilk gelen proje BOTAŞ tarafından yapımı gerçekleştirilecek olan Tuz Gölü Yer Altı Depolama Tesisi'dir. Hirfanlı Barajı'ndan su boru hattı bağlantısı ile Tuz Gölü'nün altında ergitme yoluyla oluşturulacak "Tuz Mağarası (Salt Cavern)" oluşumları ile depolama tesisinin inşasını öngören proje uzun yıllar gecikmiştir. Dünya Bankası'ndan sağlanan kredi anlaşmasının koşulları doğrultusunda çıkılan ihalelerden ilki 2006 yılında iptal edilmiş, 2009 yılında çıkılan ikinci ihale ise 2011 Kasım ayında sonuçlandırılarak China Tianchen Engineering Corporation firmasıyla sözleşmeye bağlanmıştır. 2015 yılında tamamlanması öngörülen, 1 bcm depolama kapasitesiyle günlük 40 mcm çekiş sağlamayı hedefleyen projenin gecikmesi, BOTAŞ'ın son yıllarda al ya da öde yükümlülükleri açısından sıkıntıya girmesinde etkenlerden biri olmuştur.

TPAO tarafından mevcut Silivri Depolama Tesisi'nin depolama kapasitesiyle günlük geri üretim kapasitelerinin artırımına yönelik projelerin ilk fazları tamamlanmış, 2 ve 3. faz çalışmaları devam etmektedir. 2016 yılında tamamlanması planlanan projeye göre, depolama kapasitesi 2,661 bcm, günlük geri üretim kapasitesi ise 40 mcm olacaktır. Değirmenköy – Osmancık bölgesinde ise günlük 10 mcm geri üretim imkanı veren yeni bir tesis inşa edilecektir. Böylelikle günlük geri üretim kapasitesi toplamda maksimum 50 mcm olabilecektir.

Doğal gaz alanında üretim yapan özel şirketlerin Trakya bölgesinde eski üretim sahalarını depolama tesisine çevrilebilirliği konusunda çalışmalar yürüttükleri bilinmektedir. Diğer taraftan Tarsus

civarında yer altı depolama tesisi kurulmasına yönelik özel sektör firmalarınca çalışmalar yapılmaktadır."

***[Kaynak:** Türkiye Doğal Gaz Piyasası, Beklentiler, Gelişmeler, 2012 Deloitte Türkiye]*

6.3 Türkiye'nin Mevcut Doğal Gaz Depolama Kapasitesi

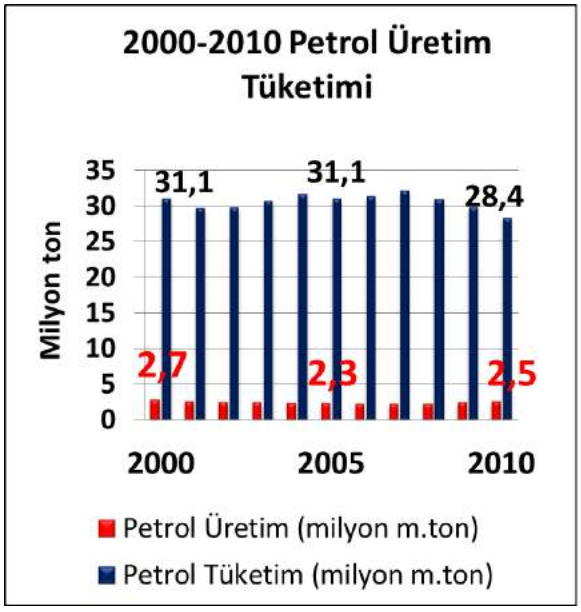
BOTAŞ eski Genel Müdürü Gökhan Yardım'ın bir çalışmasına göre mevcut doğal gaz depolama kapasitesi aşağıdaki şekilde hesaplanabilinir.

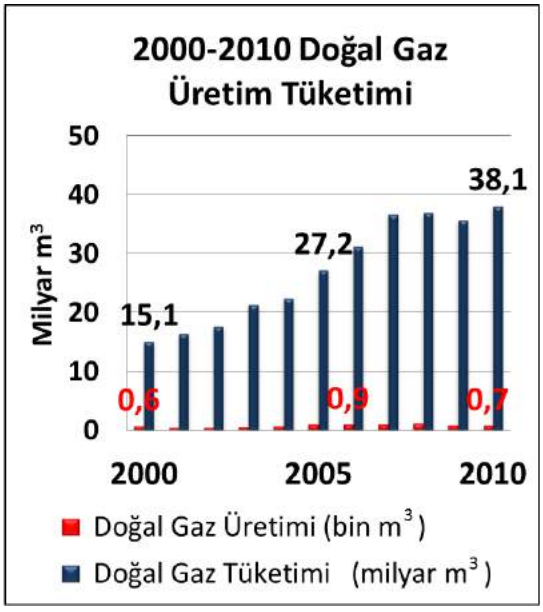
Kuzey Marmara ve Değirmenköy Doğal Gaz Depolama Kapasitesi: 2,661 milyar m^3

LNG Terminalleri

BOTAŞ Marmara Ereğlisi LNG Terminali 3x 85.000	:	255.000 m^3 LNG
Egegaz /Aliağa LNG Depolama Terminali 2x140.000	:	280.000 m^3 LNG
Toplam LNG	:	535.000 m^3 LNG
Eşdeğer Doğal Gaz	:	305 000 m^3
Kullanılabilir kapasite % 95	:	290 000 m^3
Toplam Depolama Kapasitesi	:	2.966 milyar m^3

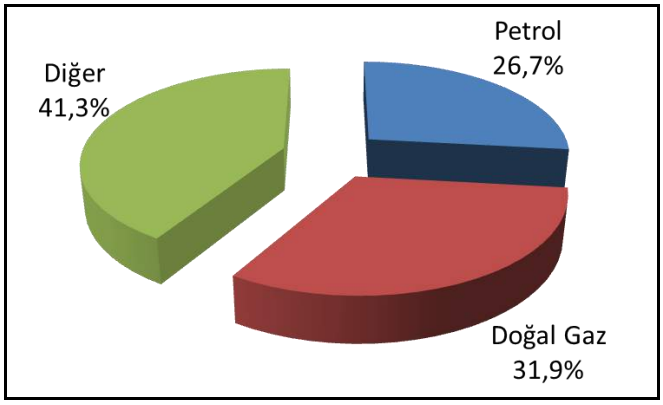
Kaynak:Gökhan Yardım, Kimya Y. Müh.





Şekil 6.9: 2000 – 2010 Petrol ve Doğal Gaz Üretim – Tüketimi

***Kaynak:** DEK-TMK 2011 Enerji Raporu*



Şekil 6.10: Türkiye Enerji Tüketiminde Petrol ve Doğal Gazın Payı (2010)

Kaynak: *ETKB*

Enerji tüketiminde petrol ve doğal gazın payı % 58,7'dir. 2010'da ihtiyaç duyulan petrolün % 90,9'u, doğal gazın ise % 98,2'si ithal edilmiştir.

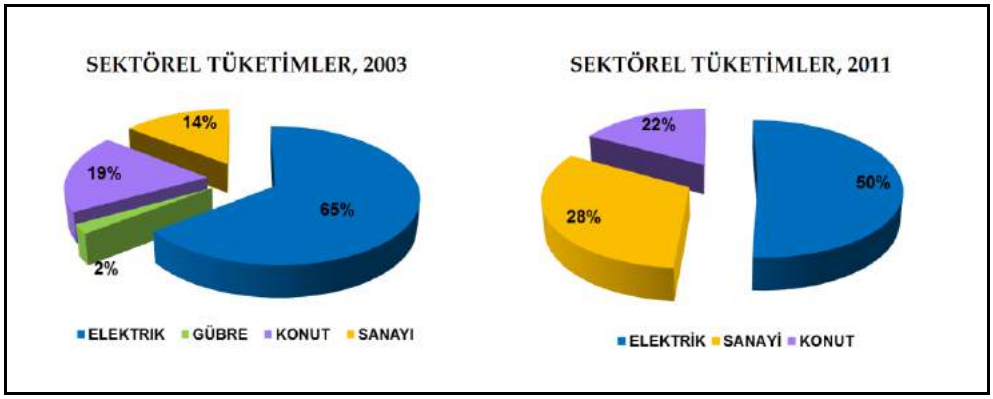
Artan talebin en büyük bölümünü, elektrik enerjisi üretimi için doğal gaz tüketimi oluşturmaktadır. 2011 yılı doğal gaz tüketiminin sektörel dağılımında elektrik enerjisi üretimi için doğal gaz kullanımı, % 50'lik payla başta gelmektedir. Elektriği % 28 ile sanayi, % 22 ile konut sektörü izlemektedir.

6.4 Piyasa Serbestleşme Süreci-Sektörel Tüketimler

Kentsel doğal gaz dağıtım şirketlerinin üyesi olduğu Türkiye Gaz Dağıtıcıları Birliği, GAZBİR'in Mart 2012 tarihli bir çalışmasında sektörel tüketimlerle ilgili olarak aşağıdaki değerlendirmeler yer almaktadır.

Sektörel tüketimde:

- *2003 yılında elektrik tüketiminde kullanılan doğal gaz miktarı 13,5 milyar m^3, doğal gaz tüketimi içindeki payı % 65 iken,*
- *2011 yılında elektrik tüketiminde kullanılan doğal gaz miktarı 22 milyar m^3 olmuş , ancak doğal gaz tüketimi içindeki payı % 50'ye düşmüştür.*



Şekil 6.11: Doğal Gazın Sektörel Tüketimleri

Kaynak: *GAZBİR*

Yerli üretimin çok kısıtlı olması nedeniyle doğal gaz tüketiminin tamamına yakını ithalatla karşılanmaktadır. Bu açıdan, doğal gaz sektöründe; arz güvenliğinin sağlanması gerekmektedir.

4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile doğal gaz piyasasında serbestleşme hedeflenmiştir. 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu hukuki olarak BOTAŞ'ın tekel konumunu ortadan kaldırmıştır. Kanun'da öngörüldüğü üzere şehir içi dağıtım lisansları için EPDK tarafından ihaleler düzenlenmektedir.

Kanun'un geçici 2. maddesi uyarınca, 2009 yılına kadar BOTAŞ'ın, mevcut doğal gaz alım veya satım sözleşmelerini, her takvim yılında devredilen miktarın 2001 yılından itibaren yıllık % 10'un altında olmaması şartıyla devrederek, ithalatını ulusal tüketimin % 20'sine düşürmesi öngörülmektedir. Bu doğrultuda doğal gaz alım sözleşmelerinin özel sektöre devri amacıyla 64 lot (16 milyar m³) için ihaleye çıkılmıştır. 4 milyar m³ karşılığı toplam 16 lot için geçerli teklif veren dört istekliyle sözleşme devri yapılmıştır. Yaşanan süreç Kanun'un BOTAŞ'ın ithalattaki payının % 20'ye düşürülmesini öngören hükmünün uygulanamaz olduğunu ortaya koymuştur.

Bu konuda Deloitte Türkiye *"Türkiye Doğal Gaz Piyasası, Beklentiler, Gelişmeler 2012"* raporunda aşağıdaki görüşler yer almaktadır.

"Toptan satış piyasasında rekabetin oluşturulması amacıyla DPK'nın geçici maddesi BOTAŞ'ın, ithalatı toplam tüketime oranı % 20'nin altına düşmeden yeni doğal gaz alım anlaşması yapmasını yasaklamaktadır. BOTAŞ dışında herhangi bir piyasa oyuncusunun da pazar payının % 20'den fazla olamayacağı düzenleme altına alınmıştır. Bununla birlikte, genel görüş, DPK'da belirtilen BOTAŞ'ın pazar payının azaltılmasına ilişkin hedeflerin hem çok iddialı olduğu, hem de uluslararası karşılaştırmalarda emsalinin bulunmadığı şeklindedir. Avrupa'da programlar, genelde talebin % 10'dan azının 3-4 yıl içinde serbest bırakılması yönünde olmuştur. Kaldı ki doğal gaz piyasasında rekabet yaratabilmiş olan bazı AB ülkelerinde bile toptan piyasada hakim konumda olan üç şirketin pazar payı İtalya'da % 57,5, İspanya'da % 62, Hollanda'da % 80 ve Fransa'da ise % 97'yi bulmaktadır. Kısaca BOTAŞ'ın piyasa payının kısa bir zamanda % 20'ye indirilmesi gerçekçi gözükmemektedir"...

Tablo 6.4: Doğal Gaz Alım Anlaşmaları

Mevcut Anlaşmalar	Miktar (Plato) (Milyar m³/yıl)	İmzalanma Tarihi	Süre (Yıl)	Durumu
Rus.Fed. (Batı)	6,0	14 Şubat 1986	25	Sona Erdi
Cezayir (LNG)	4,0	14 Nisan 1988	20	Devrede
Nijerya (LNG)	1,2	9 Kasım 1995	22	Devrede
İran	10,0	8 Ağustos 1996	25	Devrede
Rus. Fed. (Karadeniz)	16,0	15 Aralık 1997	25	Devrede
Rus. Fed. (Batı)	8,0	18 Şubat 1998	23	Devrede
Türkmenistan	16,0	21 Mayıs 1999	30	-
Azerbaycan	6,6	12 Mart 2001	15	Devrede

Kaynak: *BOTAŞ*

6.5 Doğal Gaz Talebi

BOTAŞ'IN 2011 tarihli ve aşağıda yer alan bir analizinde,yeni doğal gaz alım sözleşmeleri yapılmaz ise, 2014'den itibaren bir arz açığı olabileceği ifade edilmektedir.

Tablo 6.5: Doğal Gaz 2012-2030 Dönemi Arz ve Talebi

Yıl	Yıllık Arz (BCM)	Yıllık Talep (BCM)	Gerekli İlave Arz (BCM)
2011	50,500	39,565	-
2012	* 50,500	41,571	-
2013	* 50,500	46,46	-
2014	* 50,500	51,168	**0,668**
2015	* 50,500	55,272	**4,772**
2016	* 50,500	56,392	**5,892**
2017	* 50,500	57,666	**7,166**
2018	* 50,500	58,292	**7,792**
2019	* 50,500	58,965	**8,465**
2020	* 50,500	59,519	**9,019**
2021	* 50,500	60,104	**9,604**
2022	* 50,500	60,767	**10,267**
2023	* 50,500	61,544	**11,044**
2024	* 50,500	62,491	**11,991**
2025	* 50,500	63,537	**13,037**
2026	* 50,500	64,721	**14,221**
2027	* 50,500	66,009	**15,509**
2028	* 50,500	67,353	**16,853**
2029	* 50,500	68,691	**18,191**
2030	* 50,500	69,73	**19,23**

Kaynak: *BOTAŞ*

** Varsayım: Yıllık Kontrat Miktarları Tablosunda Rusya (Batı Hattı) Arzı 2012'den itibaren 6 BCM, LNG Terminali Arzı 2014'te 1,4 BCM, 2015'te 3,1 BCM olmak üzere toplam 4,5 BCM azalmaktadır. 6 BCM'lik Azeri Faz 2 projesi dikkate alınmamıştır. Ancak yıllık arz; mevcut kontratların da devam ettiği öngörülerek, 2011 yılından itibaren 50,5 BCM olarak alınmaya devam edilmiştir.*

Türkiye'nin hızla artan, 2011 yılında 5,837 milyar m^3 artışla rekor kıran doğal gaz ithalatında; birinci sırada Rusya yer alıyor. Rusya'dan gelen gazın 14 milyar m^3'lük bölümü Ukrayna-Romanya-Bulgaristan güzergahını takip eden boru hatları üzerinden; biri 6 milyar m^3/yıl, diğeri 8 milyar m^3/yıl olan iki ayrı alım sözleşmesiyle alınmaktadır. Bu sözleşmelerden yıllık 6 milyar m^3 kapasiteli olanın süresi, 2011 sonunda sona ermekteydi. Özel sektör kuruluşlarının sözleşmenin uzatılmaması ve kendilerine devir edilmesi taleplerini, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının (ETKB), *"Bu sözleşmenin BOTAŞ tarafından uzatılmayacağı ve özel sektöre devredileceği"* yolundaki açıklamaları

ve Kasım ayındaki sözleşmenin 31 Aralık 2011 tarihi itibarıyla sona erdirildiği açıklaması izledi. Daha sonra, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) bu sözleşmenin kendilerine devredilmesini isteyen şirketlerin, satıcı Gazprom ile yapacakları sözleşmeleri ibraz ederek, ithalat lisansı için başvurmalarını istedi. Çok sayıda şirketin EPDK'ya başvurmasına karşın, Gazprom'un hiçbir özel şirketle anlaşma yapmaması sonucu, sözleşme özel sektöre devredilemedi.

Ağır kış koşullarında 6 milyar m^3'lük arzın başka kaynaklardan hemen sağlanamayacağını, yetkililer ancak yumurta kapıya dayanınca idrak etti ve Aralık ayının son haftasında koşa koşa Moskova önlerine dayandılar. Gazprom ve Rus yönetimi de kartlar ellerinde olarak, ETKB yetkilileriyle masaya oturdular. Görüşmeler sonucunda feshedilen anlaşma geçici olarak kısmi bir miktar üzerinden bir yıl daha uzatıldı. Rusya'nın "bu alicenap davranışı" karşılıksız kalmadı. Türkiye, Güney Akım Projesi'nde, Rusya'yı Karadeniz tabanında boru hattı geçişlerinde, Ukrayna'ya bağımlılığından kurtaracak bir adım attı ve bu boru hattının, Karadeniz'de Türkiye'nin münhasır ekonomik bölgesinden geçişine izin verdi.

İktidar çevrelerinin Rusya görüşme ve anlaşmalarıyla ilgili açıklamaları bu işten kimin kazançlı çıktığını gizlemektedir. Gazprom'un AB'deki alıcılarına da yaptığı sınırlı bir indirimin, Türkiye'ye de verilmesini *"zafer"* olarak niteleyenler bile oldu. Etkili ve yetkili özel sektör sözcüleri, *"Rusya'dan devralacağımız 6 milyar m^3'lük sözleşme bize yetmez, Cezayir'le 2013'te bitecek 4 milyar m^3'lük LNG sözleşmesi de bize devir edilsin"* diyor. Spot LNG ithalatı yapmak üzere lisans alan şirket sayısının 30'a ulaşması, gaz ithalatının özelleştirilmesini neden savunduklarını ortaya çıkarmaktadır. Evet, Rusya'dan 6 milyar m^3 ithalat hakkını devralmak isteyenlerin hevesi bir başka bahara kaldı, ama vazgeçtikleri sanılmamalı. Gazprom hemen olmasa da bir süre sonra, "en fazla müsaadeye mazhar özel şirketleri" seçecek ve *"İthalat lisansı verin"* diyerek, bu şirketleri EPDK'ya gönderecektir. Öte yanda Gazprombank'ın da Gazprom'un yanı sıra Türkiye doğal gaz sektörüne girmek istediği, BOTAŞ'ın ithalat sözleşmelerinden birini devralan şirketlerden biriyle ortaklık görüşmelerine başladığı haberleri de basında yer almıştır.
Yılın son aylarında Azerbeycan'ın ulusal şirketi SOCAR'ın ataklarına da tanık olduk. SOCAR özelleştirmede edindiği PETKİM'in çoğunluk hisselerine sahip oldu ve PETKİM bünyesinde 5 milyon ton/yıl kapasiteli yeni bir rafineri yatırımına başladı. Azeri gazını Türkiye üzerinden Avrupa'ya ve diğer ihraç pazarlarına ulaştırmayı öngören Transanatolia Projesi için Türkiye ile anlaşmalar imzaladı. Bütün bunların Azerbeycan açısından önemli kazanımlar olduğu açık. Transanatolia Projesi ile Azerbeycan ürettiği gazı daha iyi şartlarda pazarlama imkanı bulabilecektir. Bu anlaşma ile Türkiye de Azerbaycan'dan ilave 6 milyar m^3 gaz alabilecek. Anlaşma, SOCAR'ın % 80 payla egemen ortak, TPAO ve BOTAŞ'ın da % 20'lik payla azınlık ortak olmasının öngörüldüğü yeni bir şirket kurulmasını ve bu şirket üzerinden, BOTAŞ'ın mevcut boru hattı şebekesinin kullanımını ve gerekirse yeni yatırımlarla güçlendirilmesini, bu faaliyetleri gerçekleştirmek üzere SOCAR'ın ortalık ve yönetiminde etkin olacağı yeni bir şirket kurulmasını öngörüyor.

Bu noktada, bir adım daha ileri atılmalı; ülkemizin egemenlik haklarını ve iletimdeki BOTAŞ tekelini zaafa uğratacak olan hiçbir uluslararası projeye izin verilmemelidir. Ulusötesi şirketlere verilecek boru hattı tesis ve işletme hakları, ileride ülkenin egemenliğine müdahale nedenlerini de doğurabilir. Bu nedenle, Nabucco Anlaşması da tekrar ele alınarak iptal edilmelidir. BOTAŞ ortak da olsa, başka bir devlete, o devletin ulusal ve çokuluslu kurumlarına ve ulusötesi şirketlere, ülke toprakları üzerinde boru hattı tesis ve işletme hakkı verilmemelidir. Başka ülkelerdeki üreticilerin gaz ve petrolü, ülke çıkarlarına uygun olması ve ETKB ve BOTAŞ'ın uygun görmesi halinde, taşıma ücreti karşılığında

mevcut ulusal gaz ve boru şebekesi üzerinden taşınabilir. Ancak Türkiye, taşınacak gaz ve petrolün kayda değer bir bölümünü de tercihli ticari şartlarda satın alma ve ulusal ihtiyaçların karşılanmasında kullanmanın yanı sıra ihraç etme imkanına da sahip olmalıdır.

Bu yaklaşımla, Rusya'nın deniz dibinde daha uzun metrajda boru döşenmesini öngören, yüksek maliyetli Güney Akım Hattı yerine Mavi Akım Boru Hattı'na yeni kapasiteler eklemesi ve fazla gaz arzını BOTAŞ'ın ulusal iletim şebekesi üzerinden ihraç pazarlarına iletmek de söz konusu olabilir.

6.6 Elektrik Üretiminin Doğal Gaza Bağımlılığı

228.4 milyar kilovat saate (kWh) ulaşan 2011 elektrik üretimi içinde kaynaklar yönünden 102.1 milyar kWh ve % 44.7'lik payla doğal gaz ilk sırada yer alıyor. Kurulu güç açısından ise 2011 sonu itibarıyla doğal gaz santralleri, 16 bin 820.5 megavat (MW) kapasite ile hidrolik santrallerden sonra ikinci sırada geliyor.

Doğal Gaz Santralleri

Tablo 6.6: Doğal Gaz Santralleri

Yatırımın Durumu	Kurulu Güç (MW)
Faal Durumda	16.820,50
Yatırım Aşamasında	13.283,80
Lisans Alma Aşamasında	36.582,23
TOPLAM	**66.686,53**

Kaynak: *EPDK-EÜAŞ*

EPDK'dan lisans alıp, yatırımları süren doğal gaz santrallerinin kurulu gücü 13.283,80 MW'dir. Başvuru, inceleme-değerlendirme ve uygun bulma aşamasındaki santrallerin kurulu gücü ise 36.582,23 MW'dir. Bu santrallerin de lisans alması durumunda, lisans alıp yatırımı sürenlerle birlikte toplam 49.866,03 MW kapasite ile bugünkü toplam kurulu gücün % 95,5'i kadar ilave doğal gaz santrali kurulacaktır. Bu santrallerin gereksineceği yıllık gaz ihtiyacı ise yaklaşık 70 milyar m^3e ulaşmaktadır. Bu durumda kurulması öngörülen yeni doğal gaz yakıtlı elektrik üretim santrallerinin gaz ihtiyaçlarının, hangi ülkeden, hangi anlaşmalarla, hangi boru hatlarıyla ve hangi yatırımlarla karşılanacağı ise merak konusudur.

Önümüzdeki yıllarda daha da artması beklenen doğal gaz tüketimi dikkate alındığında Türkiye'nin mevcut doğal gaz şebeke alt yapısının geliştirilmesi, bu amaçla BOTAŞ'ın güçlendirilmesi ve yeni doğal gaz alım sözleşmeleri yapabilmesi gerekmektedir.

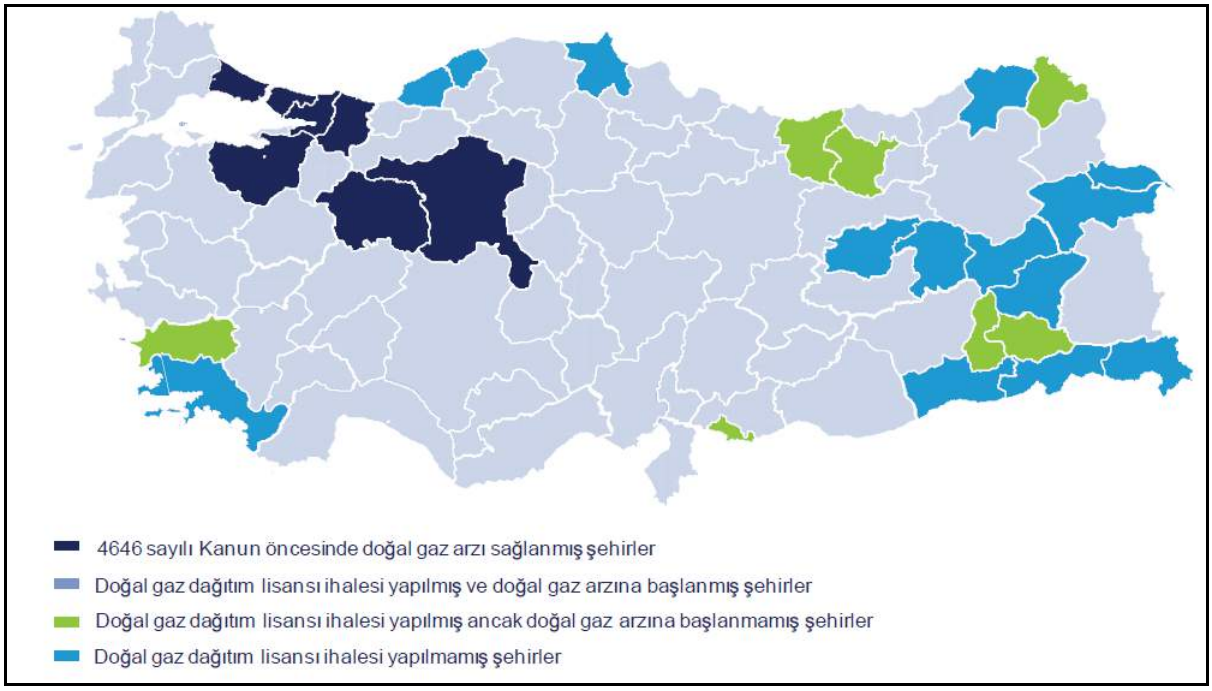
Doğal gaz piyasasında arz güvenliğinin sağlanabilmesi amacıyla yeni depolama tesisleri, iletim hatları gibi altyapı yatırımlarının devamlılığı önem arz etmektedir. Özellikle talep değişkenlikleri ve kış aylarında doğal gaz ithalatında yaşanan geçici sıkıntılar dikkate alındığında, arz güvenliğinin sağlanması için yıllık doğal gaz tüketimimizin % 10–15'i hacminde depolama sistemlerinin TPAO, BOTAŞ ve özel sektör tarafından bir an önce yapılarak işletmeye alınması gerekmektedir. Bu

doğrultuda öncelikle, TPAO Silivri Doğal Gaz Depolama Tesislerinin kapasitesini yıllık 3 milyar m^3e çıkarılması ve BOTAŞ'ın Tuz Gölü Doğal Gaz Depolama Projesi yatırımının hızlandırılması ve sonuçlandırılması gerekmektedir.Yeni doğal gaz depolama kapasitelerinin yaratılması için konu bir master plan dahilinde ele alınmalı ve eski tuz yatakları başta olmak üzere yeni doğal gaz depolama projeleri geliştirilmelidir.

6.7 Kentsel Doğal Gaz Dağıtımı

Ülke çapında birkaç il dışında nerdeyse tüm ülke sathında yaygınlaşan kentsel doğal gaz dağıtımıyla ilgili olarak Deloitte Türkiye *"Türkiye Doğal Gaz Piyasası, Beklentiler, Gelişmeler 2012"* raporunda aşağıdaki görüşler yer almaktadır.

"Ülkemizde doğal gaz tüketiminin artışına katkıda bulunan temel dinamiklerin başında doğal gaz kullanımının yurt çapına yayılması yer almaktadır. 2003 yılında yalnızca 6 şehirde doğal gaza erişim imkanı bulunurken, 2011 sonu itibarıyla toplam 62 dağıtım bölgesinde gaz dağıtımı ihaleleri yapılmış, bunlardan 59 tanesinde fiilen gaz kullanılıyor olup, il bazında ulaşılan sayı ise 61'dir.



Şekil 6.12: Türkiye'de İl Bazında Dağıtım Faaliyetleri

Gaz dağıtımının bu derece çabuk gelişebilmesi, dağıtımın özel sektöre açılmasını sağlayan EPDK tarafından yürütülen ihale süreçlerinin başarısıyla yakından ilgilidir. Doğal gaz dağıtımının yurt çapında yayılmasını teşvik eden modelin belli başlı unsurları şu şekildedir:

EPDK dağıtım bölgesinin sınırlarını belirleyerek ihale açmaktadır. İhaleye giriş için firmaların belirlenen mali yeterlilik (asgari 1 milyon YTL özsermaye) ve tecrübe kriterlerini yerine getirmeleri gerekmektedir. Bu kriterleri sağlayan firmalara ihale şartnameleri verilmektedir.

İhalelerde göz önüne alınan yegane kriter katılımcı firmaların taahhüt ettikleri dağıtım bedelidir. Dağıtım bedeli, birim hizmet ve amortisman bedellerinden oluşmaktadır. İhale, en düşük dağıtım bedeli teklif eden üç firmadan yeni teklifler alınarak sonuçlandırılmaktadır. Teklif edilen dağıtım bedeli sekiz yıl için geçerli olmaktadır. Bu sürenin sonuna bazı firmalar için gelinmiş olup, 2012 yılı sonuna kadar sekiz yıllık ilk tarife dönemini tamamlamış firma sayısı 23 olacaktır. Aşağıda detaylı bir şekilde ele alınan Doğal Gaz Dağıtım Şirketleri için Tarife Hesaplama Usul ve Esasları 22.12.2011 tarihli ve 3580 sayılı EPDK Kurul Kararıyla belirlenmiş ve 31.12.2011 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

Dağıtım hakkını elde eden firmaya verilen lisans 30 yıl için geçerlidir. Firma lisansını bu süre içerisinde EPDK'nın onayına tabi olarak bir üçüncü tarafa devredebilir.

Lisans sahibi firmanın gelirleri, müşterilerinden elde ettiği tek seferlik bağlantı ücretleri ile abone statüsündeki müşterilere gaz satışından elde ettiği "Birim Hizmet ve Amortisman Bedeli (BHAB)" ve serbest tüketici konumundaki son kullanıcılara sağlanan gaz sevkiyatına ilişkin elde ettiği "Taşıma Bedeli"dir. Her ne kadar serbest tüketicilere gaz satış yetkileri olsa dahi, perakende satış tarifesi ve konuya yönelik yayımlanan Kurul Kararları, dağıtım şirketlerinin gelirlerini BHAB ve taşıma bedeliyle sınırlamakta, sonuçta hizmet bedeli olarak elde edilmesi öngörülen gelirin üzerinde ticari bir marjları bulunmamaktadır. Yüksek cirolar ile işletilen Dağıtım Şirketlerinin büyük miktarda Perakende Satış Riskleri bulunduğu, bu riskin de gözetilerek belli oranda kar marjı sağlayacak düzenlemelerin yapılması gereği sektör tarafından dile getirilmektedir. Sanayi kuruluşları gibi üretim amaçlı gaz kullanan münferit hat bağlantıları için ilke olarak talep edilen bağlantı ücretinin, bağlantının gerçek maliyetinden en fazla % 10 oranında daha yüksek olabilmesine imkan tanınmaktadır. Firma ayrıca bu tarz müşterilerinden ödeme sorunlarına karşılık bir sefere mahsus olarak bir teminat da alabilmektedir. Abone statüsündeki müşterilere satış fiyatı perakende satış tarifesi ile belirlenmekte ve bu fiyat "Doğal Gaz Alım Fiyatı + BHAB + Diğer Faktörler" olmak üzere tanımlanmaktadır.

Taşıma bedeli, DPK'da yer alan tanımlar içinde bulunmamakla birlikte, dağıtım lisans bölgesinde diğer tedarikçilerden gaz temin eden serbest tüketicilere gazın taşınmasına ilişkin bir hizmet bedeli olarak uygulanmaktadır. EPDK'nın konuya ilişkin açıklık getiren 14.12.2004 tarih ve 397 sayılı Kurul Kararı doğrultusunda, taşıma bedeli üst sınırı EPDK tarafından ihalesi gerçekleştirilen dağıtım bölgelerinde BHAB ile aynı bedel olmakta, 4646 sayılı Kanun'un yayınından önce verilen haklar ve Özelleştirme İdaresi tarafından gerçekleştirilen ihaleler sonucunda belirlenen lisanslı şirketler (İGDAŞ, İZGAZ, BURSAGAZ, ESGAZ, AGDAŞ, BAŞKENTGAZ, BAGDAŞ) için BHAB'dan farklı olarak, Kurul Kararıyla tespit edilmiş bedeller olmaktadır.

İhale sonrasında dağıtım lisansını alan firmanın ilk altı ayda yatırıma başlaması, ilk 18 ayda en azından bir bağlantı yapmış olması ve de ilk beş senede talep eden her müşteriyi sisteme bağlamış olması gerekmektedir. Bu son yükümlülük, bağlantının ekonomik ve teknik olarak yapılabilir olması ve sistem kapasitesinin yeterli olması şartına bağlıdır.

Dağıtım firmalarının yatırım faaliyetleri EPDK tarafından denetlenmektedir. Firmalar EPDK'ya yıllık raporlarının yanı sıra yatırım programlarına dair düzenli ilerleme raporları sunmakla mükellef tutulmuşlardır. Bu denetimler için şu anda EPDK'nın yetkilendirmiş olduğu iki kuruluş beş yıllık

faaliyet dönemini tamamlamış olan firmaların yatırım ilerlemelerine ilişkin denetimlerini sürdürmektedir. Yükümlülüklerini tamamladıkları tespit edilen firmalara kesin teminatları iade edilmektedir.

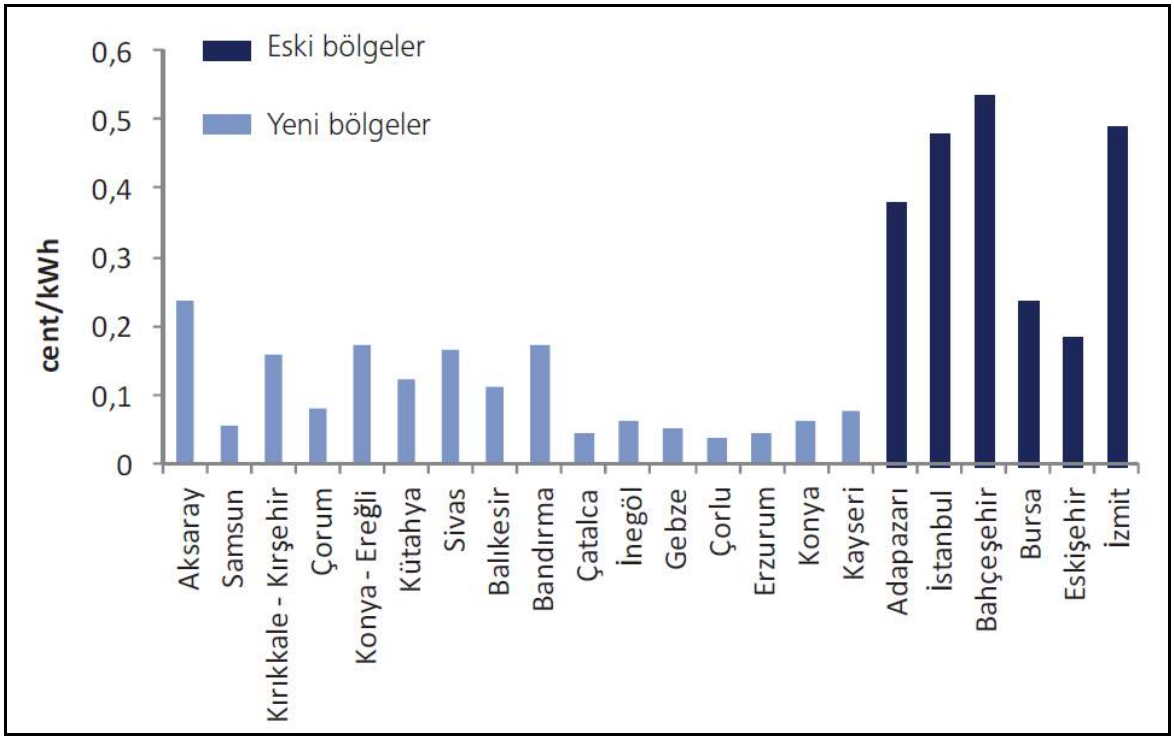
2003–2010 yılları arasındaki dönemde dağıtım bölgelerindeki toplam yatırım tutarının 2,3 milyar TL'yi bulduğu, 2 milyon konut eşdeğer bağlantısı yapıldığı, potansiyelin ise 6,25 milyon konut eşdeğerine yükseldiği tespit edilmiştir. Yerel yönetimlerin şebeke yapım faaliyetlerine yaklaşımları, imar planlarında yapılan değişiklikler vb. hususların yatırımların zamanında ilerlemesi açısından problem yarattığı dile getirilmekle birlikte, yatırımların genelde tatminkar bir hızla tamamlandığı söylenebilir. Keza mevcut durum incelendiğinde, birçok bölgede alt yapı sağlanmış olmasına rağmen, abone bağlantı talepleri düşük düzeyde kalmıştır. Türkiye'de hâlihazırdaki penetrasyon oranının (Kullanıcı Eşdeğer Tüketim / Potansiyel Tüketim) yaklaşık % 33 olduğu tahmin edilmektedir.

DPK ilk başta bir dağıtım şirketinin en fazla iki dağıtım bölgesinde tesis sahibi olup işletebileceğini öngörmesine rağmen, 16.06.2005 tarih ve 5367 sayılı Kanun ile şehirlerin gelişmişlik durumu, tüketim gibi unsurlar dikkate alınarak EPDK'ya da bu sayıyı artırma yetkisi verilmiştir. EPDK uygulamada şirketlerin 22 bölgeye kadar faaliyette bulunmalarına izin vermiştir.

Bazı dağıtım bölgelerinde piyasada çok şiddetli rekabet olmuş, bazı ihaleler sıfır birim hizmet ve amortisman bedeliyle ve EPDK'nın belirlediğinden daha düşük abone bağlantı bedeliyle sonuçlanmıştır.

İhale sonuçlarının incelenmesinden de görüleceği üzere, teklif edilen BHAB'lar arasında kayda değer farklılıklar bulunmaktadır. Bazı bölgesel dağıtım ihaleleri (Denizli, Amasya, Çukurova, Ordu, Afyon, Gaziantep, Antalya, Edirne) sıfır dağıtım bedeliyle sonuçlanmıştır.

Bu bölgelerde kazanan firmalar birim hizmet ve amortisman bedeli talep etmemiş, yalnızca sabit bir abone bağlantı bedeli talebinde bulunmuşlardır. Edirne'de ise abone bağlantı bedeli talebinde dahi bulunulmamıştır. Buna karşılık Van, Diyarbakır ve Kars'ta ise BHAB'lar 0,27-0,29 cent/ KWh seviyesine çıkmıştır. Bu farklılıkları, dağıtım bölgesinin büyüklüğü, dağıtım bölgesinde yer alan sanayi tesislerinin yoğunluğu (büyük kullanıcılara yönelik hizmet birim maliyetleri daha düşüktür) ve de katılımcı firmaların 8. yıldan sonraki tarife tavanıyla ilgili beklentilerin farklılığından kaynaklandığı ifade edilebilir. Ayrıca ihalelere katılan toplam firma sayısının da nihai dağıtım bedelinin seviyesi üzerinde etkili olduğu söylenebilir.



Şekil 6.13: Bölgelere göre BHAB'lar*

Kaynak: *EPDK*

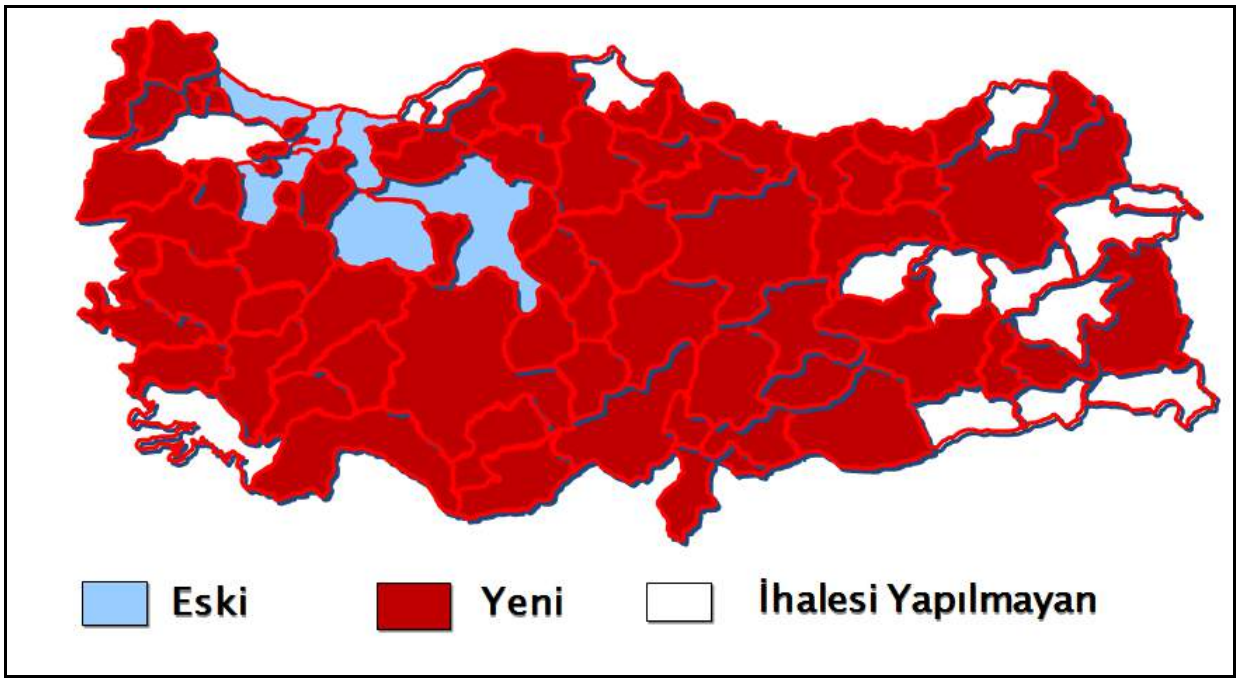
** Eski Bölgeler için Tarife Kurul Kararlarında TL bazında belirtilen değerler, Kurul Karar tarihinde geçerli olan TCMB ABD doları Satış kuru üzerinden yansıtılmıştır. Değerler kurul kararlarını yansıtmaktadır ve karar tarihinden bugüne ÜFE değişikliğinden oluşan farklar yansıtılmamaktadır.*

Dağıtım sektörüne dair yaşanan süreç ile ilgili bazı önemli gelişmeler ve edinilen deneyime aşağıda yer verilmektedir.

- *Lisans yükümlülüklerini yerine getiremediği gerekçesiyle lisansı iptal edilen bir firma olmamıştır. Kamuoyuna da yansıdığı üzere, EPDK denetimlerinin önemli sonuçlarından biri EGO ve ESGAZ şirketlerinin sayaçlarda uygulanması gerekli K düzeltme katsayısına ilişkin hatalı uygulamaları sonucu, geriye dönük olarak faturaların (müşteriler lehine) düzeltilmesi kararı olmuştur.*
- *Özelleştirme dışı satış ve el değiştirmeye örnek Kayseri bölgesi olmuştur. Bunun dışında, BURSAGAZ ortaklık yapısı değişmiş, Alman EWE firması şirketin % 80 hissesini satın almıştır. Özelleştirme süreci sonrasında ihaleyi kazanan Gaz De France İZGAZ'ın hisselerinin % 90'ına sahip olmuştur. Bu iki firma dağıtım sektörüne yabancı sermaye/kuruluşların girmesi konusundaki önemli örnekler olmuştur.*
- *Dağıtım bölgelerindeki BOTAŞ varlıklarının ve bu bölgelerdeki faaliyetlerin lisans alan dağıtım şirketlerine devirlerinde önemli bir aksama yaşanmamıştır. Bununla birlikte, bazı devir kapsamları ihtilaf konusu olmuş, BOTAŞ'ın AGDAŞ'a devir kapsamı dışında tuttuğu Adapazarı'nda kurulu ENKA Yap İşlet statülü santrali besleyen tesisler ile BURSAGAZ'ın*

Bursa Ovaakça'da kurulu EÜAŞ'a ait Ovaakça Santralı'ni besleyen tesislerin devir kapsamına alınması yönünde başlattığı dava süreçleri, uzun yıllar almış ve adı geçen dağıtım şirketleri lehine (Ovaakça temyiz sürecindedir) sonuçlanmıştır."

Kentsel doğal gaz dağıtımın güncel durumu GAZBİR'e göre aşağıdaki durumdadır.



Şekil 6.14: Dağıtım Sektörü 2011

Kaynak: *GAZBİR*

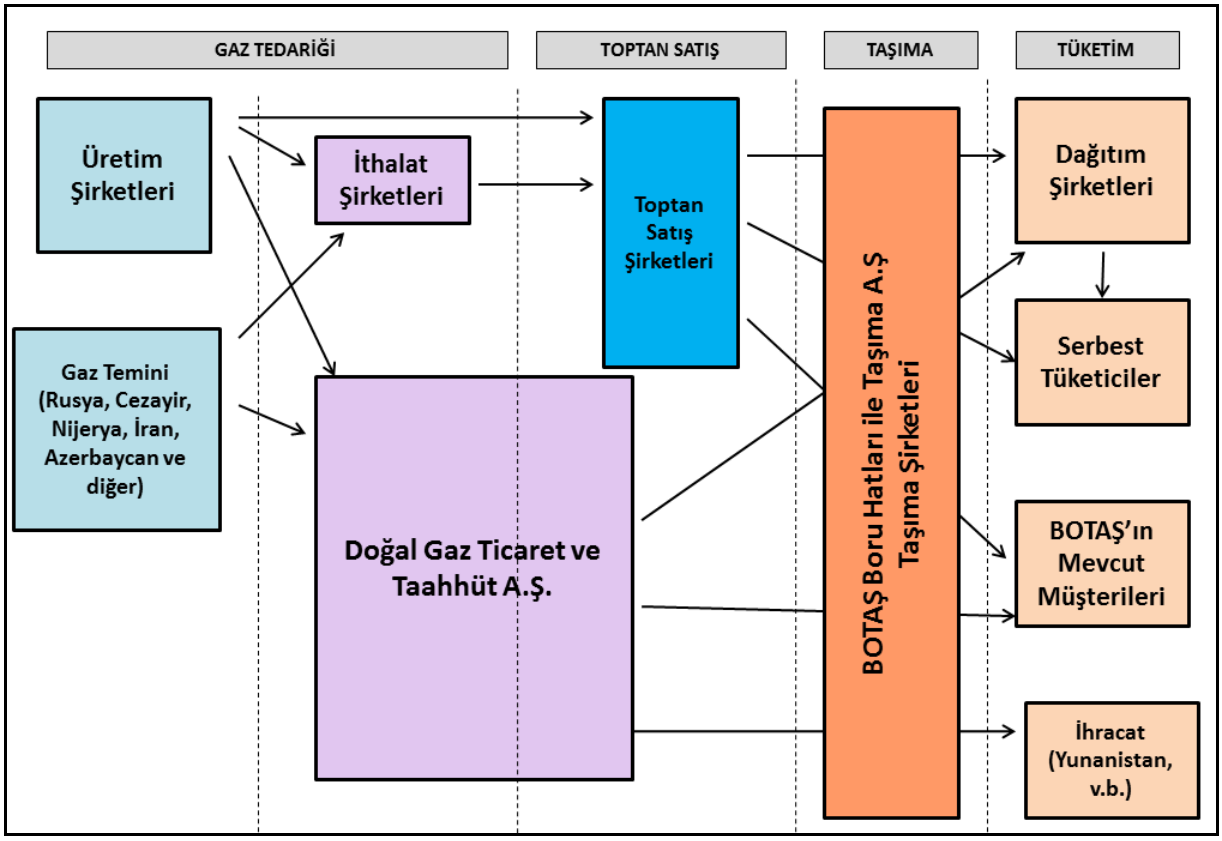
2011 yılı itibarıyla doğal gaz dağıtımı altyapısı ülke çapında 40 milyonu aşkın kişinin kullanımına hazır hale getirilmiştir."

[Kaynak: *Türkiye Doğal Gaz Piyasası, Beklentiler, Gelişmeler, 2012 Deloitte Türkiye]*

6.8 Doğal Gaz Sektörünün Özelleştirilmesi

Kentsel doğal gaz dağıtımının özel şirketler eliyle gerçekleşmesi, doğal gaz ithalatının özel sektör şirketlerine devir edilmesi vb., doğal gaz sektörünü bütünüyle özelleştirme uygulamalarının son halkası da BOTAŞ'ın ikiye bölünmesi ve iletim dışındaki bölümlerin özelleştirilmesini öngören yasa hazırlıklarıdır.

ETKB tarafından hazırlık çalışmaları sürdürülen yasal düzenlemenin öngördüğü sektör yapılanması aşağıdadır.



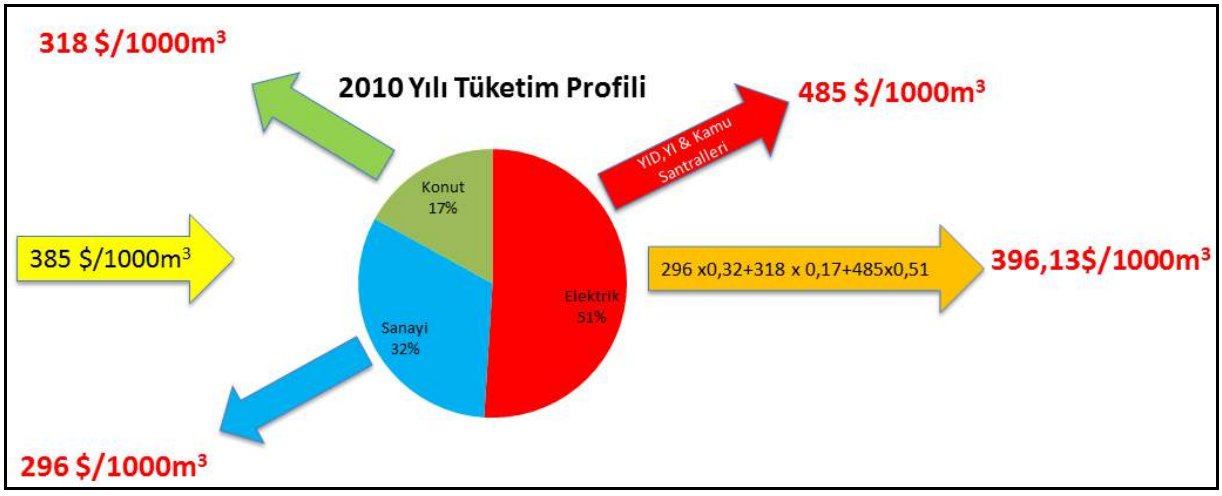
Şekil 6.15: ETKB'nin Öngördüğü Doğal Gaz Sektörü Yapılanması

6.9 Doğal Gaz Fiyatları

Deloitte Türkiye "Türkiye Doğal Gaz Piyasası, Beklentiler, Gelişmeler 2012" raporunda bu konuda şu saptama yer almaktadır.

"2009 yılı Mayıs ayından 2011 yılı Ekim ayına kadar BOTAŞ sözü edilen fiyatlara zam yapmamıştır. Petrol fiyatları ve döviz kurlarındaki yükselişler sonucu belirlemiş olduğu dağıtım şirketleri ve serbest tüketiciler için gaz satış fiyatı, paçal alım maliyetleri altında kalmakla birlikte, satış portföyünde bulunan özel sözleşme ve satış hükümlerine tabi ve tüketim figürleri yüksek doğal gaz yakıtlı elektrik santralleri için (Yap İşlet, Yap İşlet Devret santralleri ile EÜAŞ Ambarlı, Ovaakça ve HEAŞ Hamitabat santralleri) diğer portföydeki zararını telafi etmek üzere daha yüksek satış bedelleri belirlemiştir. Bu fiyat politikasının BOTAŞ'ın tek başına kendi inisiyatifiyle belirlediği bir politika olmayıp, siyasi iradenin konutlara ve sanayiciye düşük bedelli gaz arzı sağlama yönündeki belirlediği politikasının yansıması olduğu birçok platformda dile getirilmiştir."

MMO üyesi Makina Y. Mühendisi Arif Aktürk'ün 2011 yılında tüketici gruplarının alım fiyatlarıyla ilgili olarak hazırladığı ve aşağıda yer alan grafik çok anlamlıdır.



Şekil 6.16 2011 Yılı Tüketim Profili ve Fiyatlar

Hazırlayan: *Ali Arif Aktürk*

Not: Dolar kuru 1,59 TL/$ olarak dikkate alınmıştır. Mayıs 2011 fiyatlarıyla hesaplanmıştır.

Doğal gaza Ekim 2011'de yapılan % 15'lik zammı, 01.04.2012 tarihinde yapılan % 20'lik zam izlemiş ve son altı ay içindeki zam oranı toplamda % 38'e ulaşmıştır. Doğal gaza önümüzdeki aylarda % 15-20 oranında bir zam daha gelmesi söz konusudur. Zamlarla siyasi iktidar uyguladığı düşük fiyat politikasından bir adım geri atmıştır.

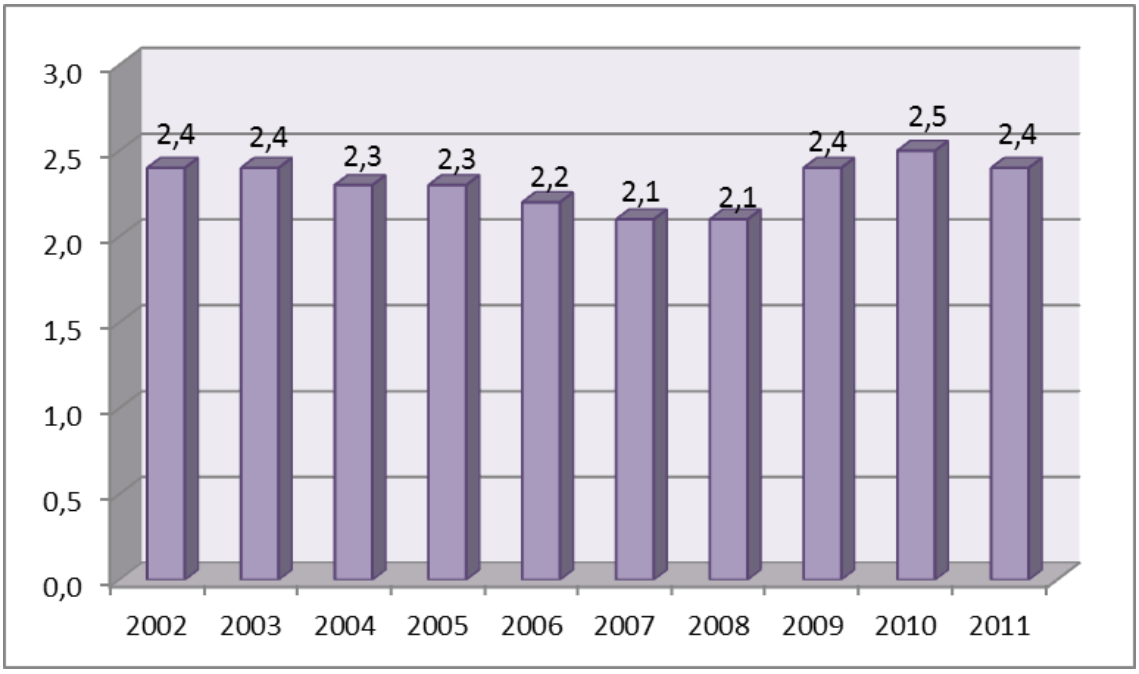
7. PETROL

2010 yılı yerli petrol üretimi 2,5 milyon ton, 2011 yerli petrol üretimi ise 2,4 milyon ton olarak gerçekleşmiştir.

Doğal gazın ikame edici etkisi nedeniyle, ülkemizde son yıllarda petrol tüketimi kayda değer bir artış göstermemektedir. Bu nedenle, petrolde % 93 oranındaki dışa bağımlılığın süreceği, öte yanda, yeni doğal gaz yakıtlı santral projeleri nedeniyle, önümüzdeki yıllarda ciddi talep artışlarının olacağı ve doğal gazda bugün % 98 olan dışa bağımlılık oranının; daha da artabileceğini söylemek mümkündür.

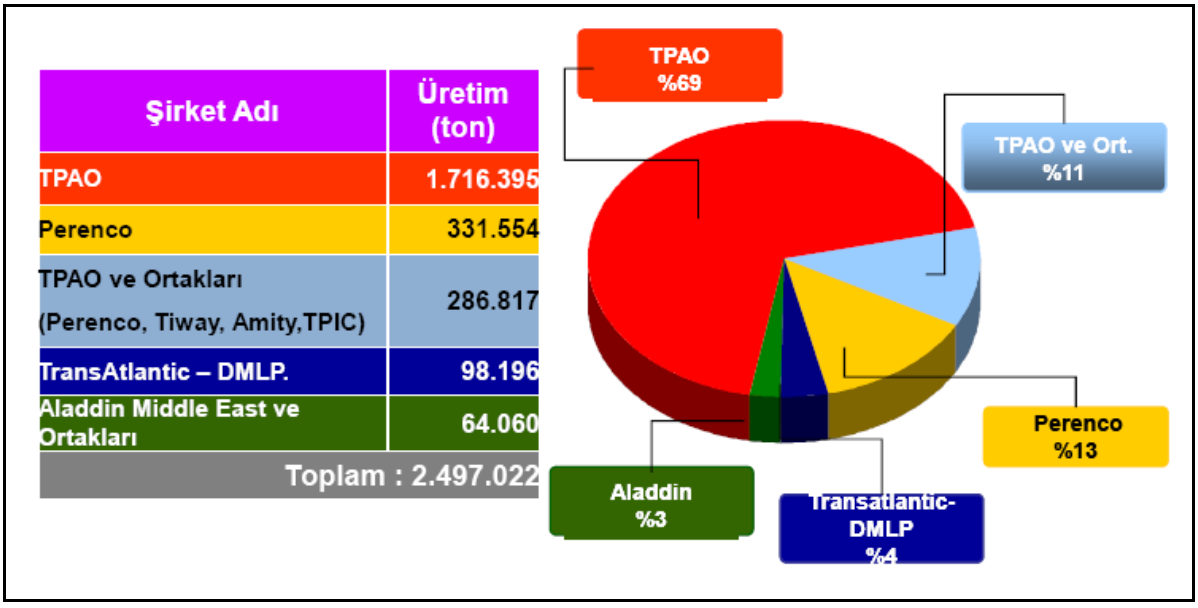
Tablo 7.1: Yıllar İtibarıyla Türkiye'nin Ham Petrol Üretimi (M.TON)

Yıllar	T.P.A.O.	Özel Sektör	TOPLAM
1995	2.488.116	1.027.666	**3.515.782**
1996	2.557.785	941.850	**3.499.635**
1997	2.447.824	1.009.142	**3.456.966**
1998	2.283.355	940.267	**3.223.622**
1999	2.016.841	923.055	**2.939.896**
2000	1.826.006	923.099	**2.749.105**
2001	1.648.547	902.920	**2.551.467**
2002	1.574.284	867.250	**2.441.534**
2003	1.500.043	875.001	**2.375.044**
2004	1.440.900	834.630	**2.275.530**
2005	1.485.522	795.609	**2.281.131**
2006	1.448.320	727.348	**2.175.668**
2007	1.428.617	705.558	**2.134.175**
2008	1.425.976	734.091	**2.160.067**
2009	1.647.200	750.507	**2.397.707**
2010	1.872.085	624.028	**2.496.113**



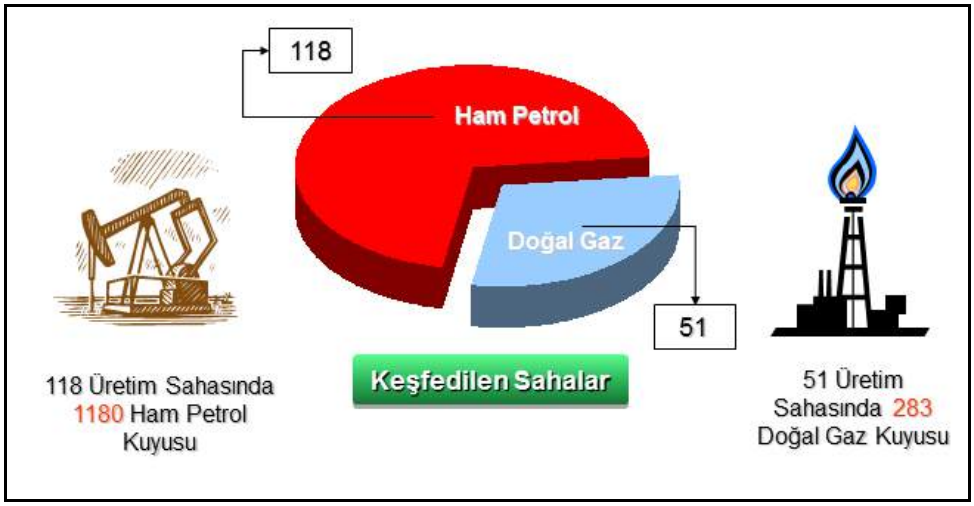
Şekil 7.1: 2002 - 2011 Dönemi Ham Petrol Üretimi (Milyon Ton)
Kaynak: *PİGM*

2011 yılında gerçekleşen ham petrol üretimimiz 2,4 milyon ton, ortalama günlük üretim 45 bin varil olup, üretimin tüketimi karşılama oranı % 7'dir.



Şirket Adı	Üretim (ton)
TPAO	1.716.395
Perenco	331.554
TPAO ve Ortakları (Perenco, Tiway, Amity,TPIC)	286.817
TransAtlantic – DMLP.	98.196
Aladdin Middle East ve Ortakları	64.060
Toplam : 2.497.022	

Şekil 7.2: 2010 Yılı Ham Petrol Üretiminin Şirketler Bazında Dağılımı
Kaynak: *PİGM*



Şekil 7.3: 1934-2011 Yılları Arasında Yapılan Keşifler
Kaynak: *PİGM*

PIGM çalışmalarına göre,
"Arama ruhsatlarında keşif amaçlı açılan 1.688 arama kuyusu sonucunda toplam 166 adet keşif yapılmış olup keşif isabet oranı yaklaşık % 10'dur.

1934-2011 Yılları Arasında Yapılan Çalışmalardan Elde Edilen Saha Verileri

Ülkemizde bugüne kadar yapılan ve arşivlenen, jeoloji, jeofizik ve sondaj çalışmalarından elde edilen veriler PİGM tarafından araştırıcıların hizmetine sunulmaktadır.

- *6.738 Adet Saha Raporu*
- *24.730 Adet Kuyu Raporu ve Ekleri*
- *328.287 km 2B Sismik Hat*
- *29.476 km^2 3B Sismik Hat*
- *3.948 Kuyunun Karot, Kırıntı Numunesi"*

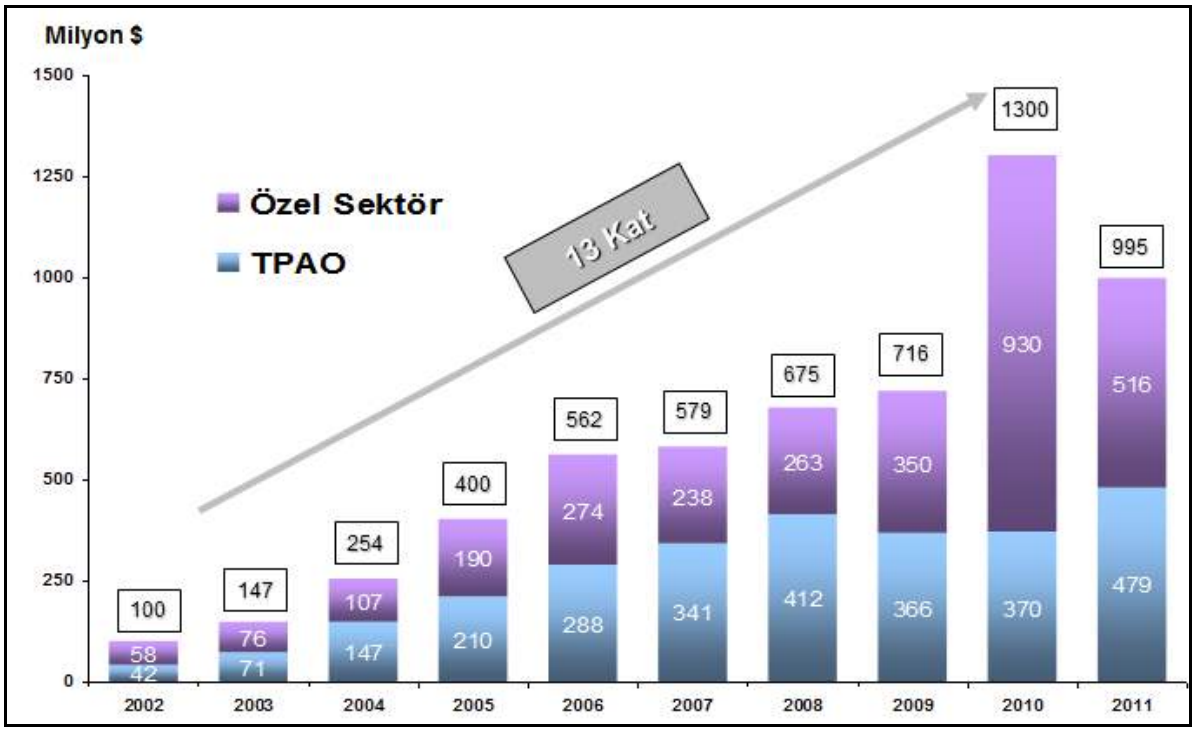
Şekil 7.4 Ortalama Sondaj Maliyetleri
Kaynak: *PİGM*

PIGM, bu maliyetlerin ülkemizin jeolojik yapısı nedeniyle yakın coğrafyamızdaki zengin petrol kaynaklarına sahip ülkelere göre 4-5 kat daha fazla olduğu görüşündedir.

Tablo 7.2: Sektörün Teknik Kapasitesi

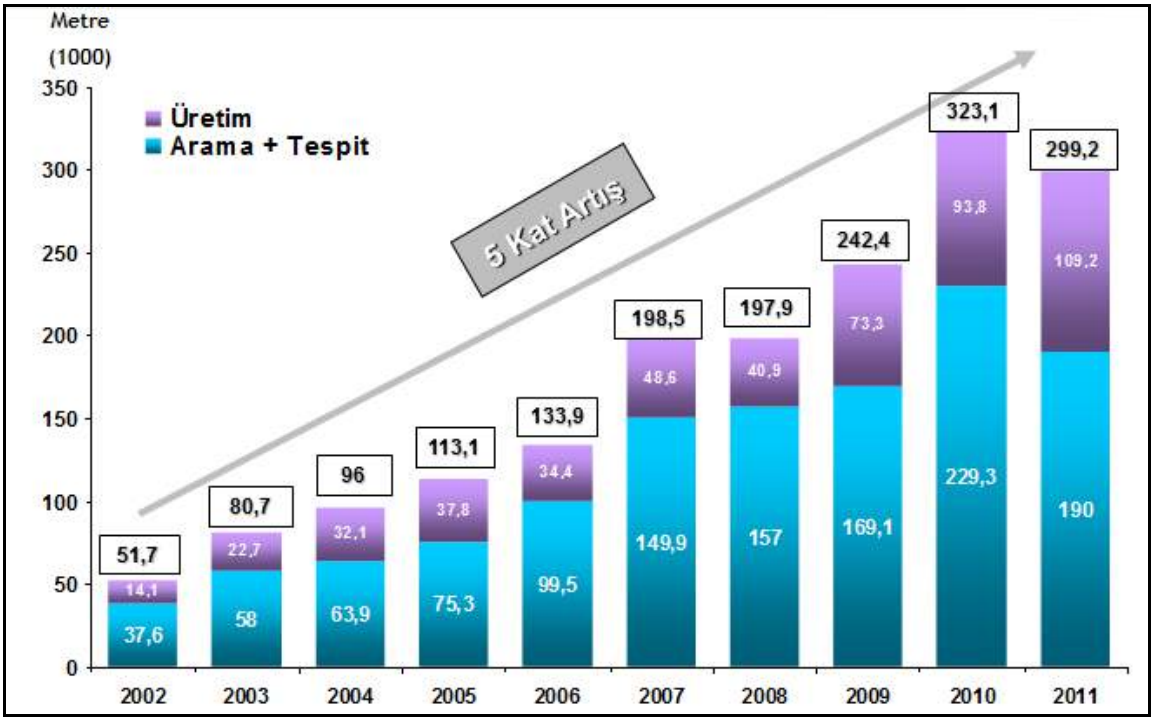
Sondaj Kapasitesi	
Şirket Sayısı	17
Kule Sayısı	74
Toplam Sondaj Kapasitesi	500 000 Metre /yıl
Kapasite Kullanım Oranı	% 50

***Kaynak**: PİGM*



Şekil 7.5: 2002-2011 Dönemi Arama – Üretim Yatırımları

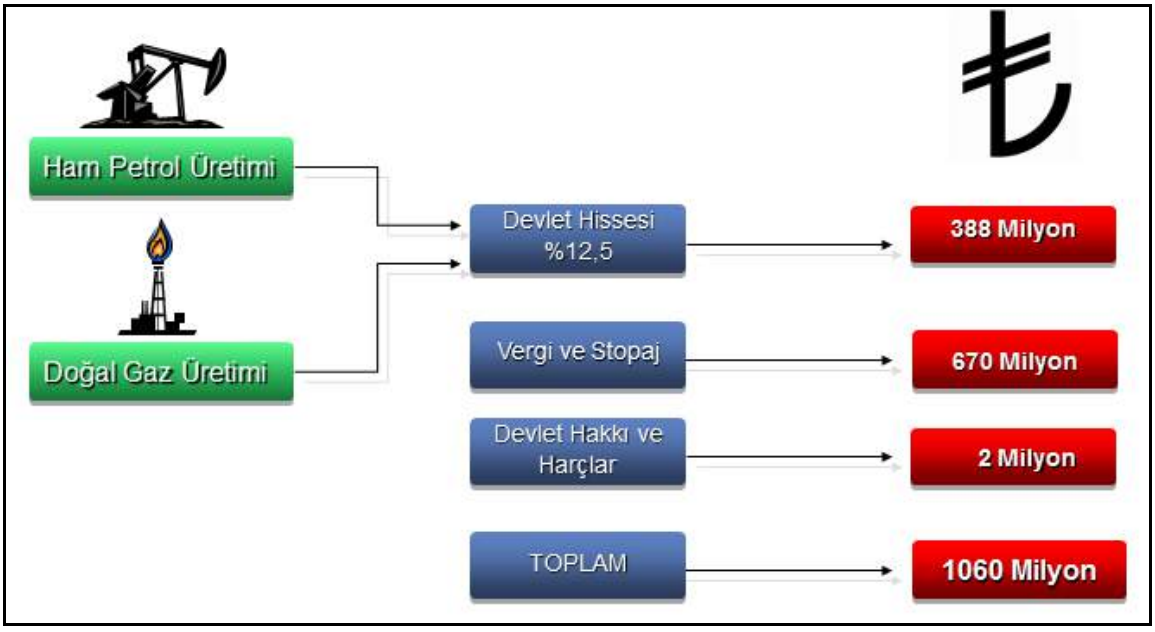
***Kaynak**: PİGM*



Şekil 7.6: 2002/2011 Döneminde Yapılan Sondaj Metrajları

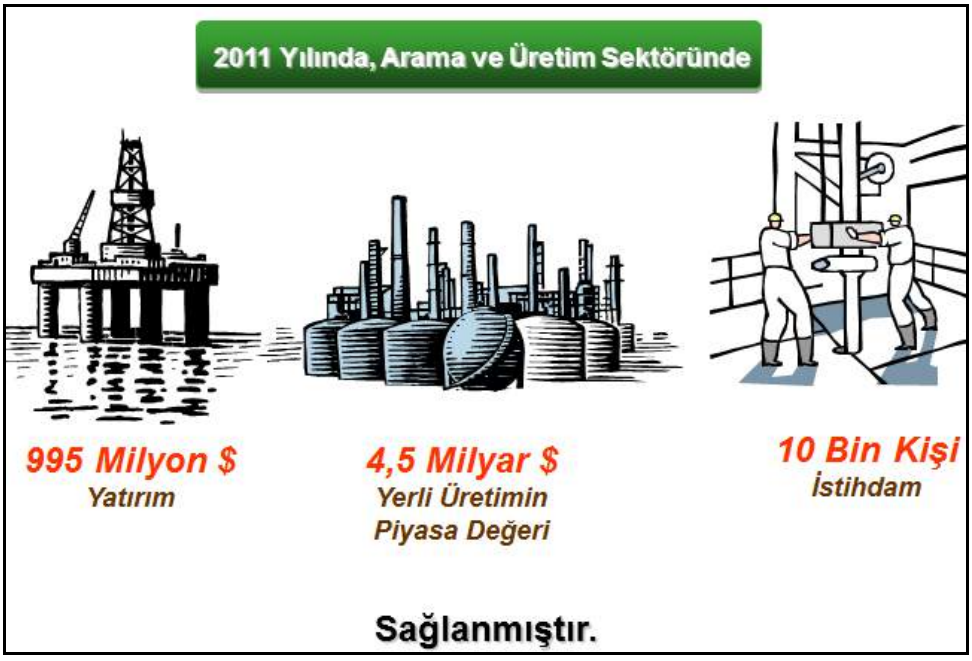
Kaynak: *PİGM*

2011 yılında yaklaşık olarak 300 bin metre sondaj yapılmıştır.



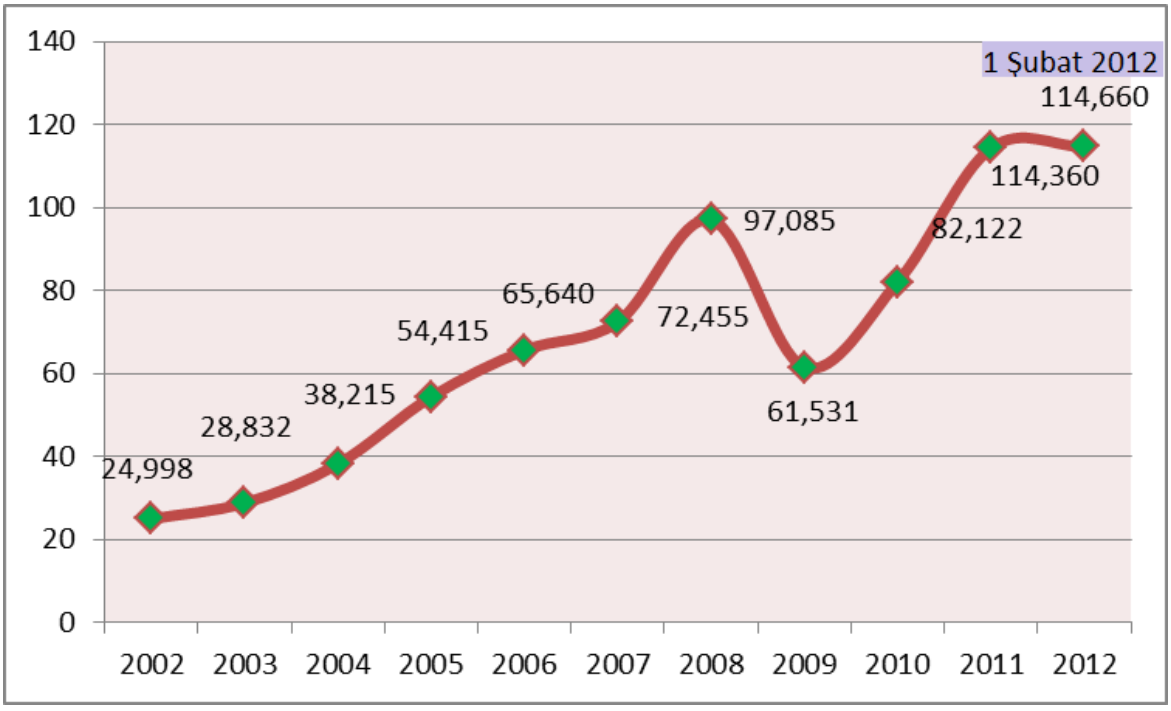
Şekil 7.7: 2011 Yılı Devlet Geliri

Kaynak*: PİGM*



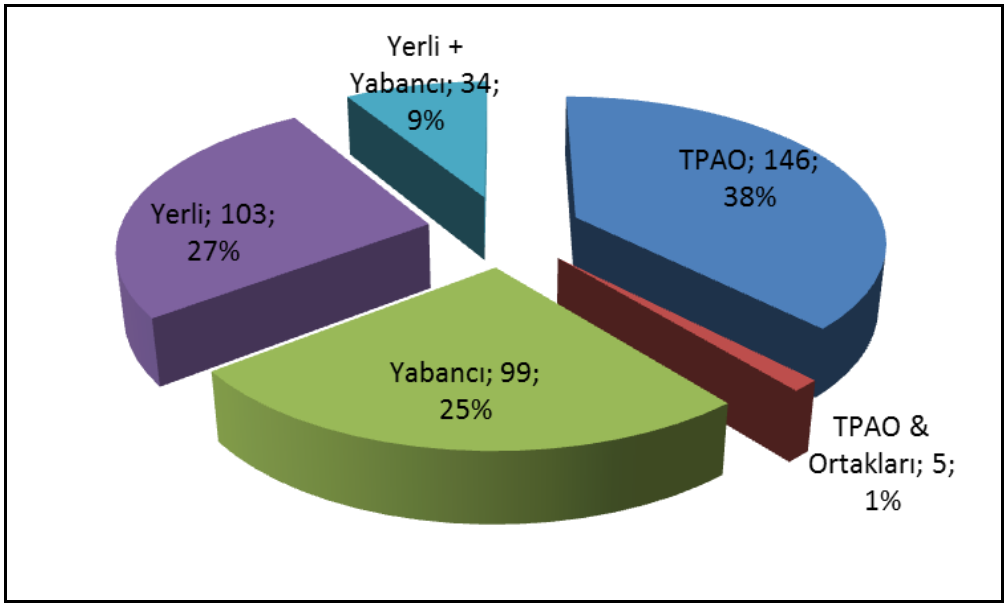
Şekil 7.8: Sektörünün Ekonomik Boyutu

***Kaynak**: PİGM*



Şekil 7.9: Brent Ham Petrol Fiyatlarının Yıllar İtibarıyla Ortalama Seyri

***Kaynak:** PİGM*



Şekil 7.10: 2010 Yıl Sonu İtibarıyla Toplam 387 Adet Arama Ruhsatının Şirketlere Göre Dağılımı
Kaynak: *PİGM*

Toplam 387 ruhsatın % 38'ini oluşturan 146 adedi TPAO'ya, % 62'sini oluşturan 241 adeti ise diğer şirketlere aittir.

Şekil 7.11: Petrol ve Doğal Gazın Arandığı Alanlar
Kaynak: *PİGM*

Bugüne kadar karaların % 20'si, denizlerin ise % 1'i sondajlı olarak aranabilmiştir. Bu aramaların % 75'i Güneydoğu Anadolu'da, % 17'si Trakya'da, % 8'i ise diğer bölgelerde gerçekleştirilmiştir.

7.1 Rafinaj

Ülkemizde, Türkiye Petrol Rafinerileri AŞ (TÜPRAŞ)'ye ait İzmit, İzmir, Kırıkkale ve Batman olmak üzere toplam dört adet rafineri faaliyet göstermektedir. 1962 yılında işletmeye alınan ATAŞ Rafinerisi ise Temmuz 2004 tarihinde depolama faaliyetlerine yönelerek rafineri faaliyetlerine son vermiştir. Ataş Rafinerisinin faaliyetlerine son vermesiyle 32 milyon ton/yıl olan Türkiye toplam rafineri kapasitesi 28,1 milyon ton/yıla düşmüştür.

2007 yılında Doğu Akdeniz Petrokimya ve Rafineri Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketi'ne 15 milyon ton/yıl kapasiteli Ceyhan/ADANA'da, 2010 yılında ise Socar&Turcas Rafineri Anonim Şirketi'ne 10 milyon ton/yıl kapasiteli Aliağa/İzmir'de rafineri kurulması için lisans verilmiş olup, 5 milyar dolar yatırım bedeli tutarında Star Rafinerisi'nin temeli 25 Ekim 2011 tarihinde atılmıştır. Rafineride LPG ve Nafta üretiminin Petkim için; dizel ve jet yakıt üretiminin ise yurt içi piyasalar için hizmete sunulması planlanmaktadır.

Tablo 7.3 Rafinaj Sektöründe Kurulu Kapasite ve Kapasite Kullanım Oranları

Rafineri	Kapasite ve KKO* (Mton/yıl ve %)	Yıllar			
		2007	2008	2009	2010
İzmit	Kapasite	11,0	11,0	11,0	11,0
	KKO	100,0	94,0	75,0	76,1
İzmir	Kapasite	11,0	11,0	11,0	11,0
	KKO	97,0	93,0	67,0	67,0
Kırıkkale	Kapasite	5,0	5,0	5,0	5,0
	KKO	63,0	58,0	62,0	52,5
Batman	Kapasite	1,1	1,1	1,1	1,1
	KKO	71,0	72,0	58,0	81,8
TOPLAM	Kapasite	**28,1**	**28,1**	**28,1**	**28,1**
	KKO	**91,1**	**86,0**	**69,0**	**68,4**

* KKO: Kapasite Kullanım Oranı

Kaynak: *EPDK*

7.2 Rafinerilerde İşlenen Ham Petrol

2010 yılında TÜPRAŞ, 19,6 milyon ton ham petrol ve 2,1 ton yarı mamul ile birlikte toplam 21,7 milyon şarjdan 20,6 milyon ton üretim gerçekleştirmiştir. Yıl içinde siyah ürün payı % 27,6 olarak gerçekleştirilirken yüksek ham petrol kapasite kullanımıyla artan siyah ürün üretiminde yurt içi talep fazlası olan fueloil yerine yurt içi talebi yüksek olan asfaltın üretimi % 39 artışla 2,8 milyon ton olarak gerçekleştirilmiştir. Tüpraş yıl içinde 22,81 API ile 43,89 API arasında değişen gravitelerde ve % 0,6 ile % 4,13 arasında değişen kükürt içeriklerinde olmak üzere dokuz ülkeden 13 farklı çeşit ham petrol alımı yapmıştır.

Tablo 7.4: 2008-2010 Rafinerici Lisans Sahiplerinin Ham Petrol İthalatı (1.000 ton)

ÜLKE	Miktar			Pay (%)		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010
İran	7.800	3.228	7.261	36	23	43
Rusya	7.137	5.762	3.320	33	41	20
S.Arabistan	3.073	2.096	1.953	14	15	12
Irak	1.874	1.733	2.001	9	12	12
Kazakistan	636	522	1.786	3	4	11
Suriye	515	160	406	2	1	2
İtalya	447	249	110	2	2	1
İngiltere	184	-	-	1	-	-
Azerbeycan	77	77	-	-	1	-
Libya	-	139	-	-	1	-
Gürcistan	-	36	-	-	-	-
Nijerya	-	190	-	-	1	-
Toplam	**21.743**	**14.192**	**16.837**	**100**	**100**	**100**

2009 yılında küresel kriz nedeniyle 2008 yılına göre ham petrol ithalatında % 35'lik düşüş gözlenmiştir. 2010 yılında ise ham petrol ithalatı 16,84 milyon ton seviyesine çıkmıştır. 2008 yılının son çeyreğinden bu yana dünyayı derinden etkileyen ekonomik krizin 2010 yılında etkisini kaybetmesinin etkisiyle 2010 yılı ham petrol ithalatının bir önceki yıla göre % 19 oranında arttığı görülmektedir.

Tablo 7.5 2008-2010 Rafinerici Lisansı Sahiplerinin Petrol Ürünleri Üretimi (ton)

Tanımı	2008	2009	2010	Değişim(%)	
				2008-2009	2009-2010
Benzin Türleri	4.415.631	3.795.165	3.793.712	-14	0
Fuel Oil Türleri	4.735.550	2.076.000	2.591.618	-56	25
Motorin Türleri	6.567.176	4.694.922	743.398	-29	12
Diğer Ürünler	8.530.943	8.816.818	7.938.860	3	-10
Toplam	24.249.300	19.382.905	19.567.588	-20	1

Tabloda yer alan veriler incelendiğinde; 2009 yılına ait Benzin, Motorin ve Fuel Oil türlerinin üretim miktarlarının 2008 yılına göre ciddi miktarda düştüğü görülürken, 2010 yılına ait üretim miktarlarının 2009 yılına göre genel toplamda % 1 oranında arttığı görülmektedir. 2010 yılına ait Benzin ve diğer ürün üretim miktarları 2009 yılına göre azalırken, Fuel Oil ve Motorin türleri üretimi önemli miktarda artmıştır. Tablo 7.6'da ve Şekil 7.12'de rafinerici lisans sahiplerinin petrol ürünleri ithalat miktarları verilmektedir. 2009 ve 2010 yılları karşılaştırıldığında, petrol ürünleri ithalatında % 37'ye yakın bir düşüş olduğu görülmektedir.

Tablo 7.6 Rafinerici Lisansı Sahiplerinin Petrol Ürünleri İthalat Miktarları (ton)

Petrol Ürünü	2008	2009	2010	Değişim(%)	
				2008-2009	2009-2010
Motorin Türleri	987.964	-	-	-	-
Kırsal Motorin	1.261.200	2.502.953	1.645.397	98	-34
Fuel Oil Türleri	459.282	548.949	515.778	20	-6
Jet Yakıtı	-	615.308	156.008	-	-75
Toplam	2.708.446	3.667.210	2.317.183	35	-37

Tablo 7.7'de görüldüğü üzere; 2009 yılında toplam petrol ürünleri ihracatında 2008 yılına göre % 45'e yakın düşüş yaşanmış olup, ihracatta en büyük düşüş Fuel Oil türleri, Motorin ve Jet Yakıtında gerçekleşmiştir. 2010 yılına ait petrol ürünleri ihracatına bakıldığında ise; benzin, Motorin ve Fuel Oil türleri ile Jet Yakıtı ihracatında artış olduğu gözlenmektedir.

Tablo 7.7 Rafinerici Lisansı Sahiplerinin Petrol Ürünleri İhracat Miktarları (ton**)**

Tanımı	2008	2009	2010	Değişim(%)	
				2008-2009	2009-2010
Benzin Türleri	2.537.716	1.919.632	2.008.407	-24	5
Motorin	455.201	196.117	260.506	-57	33
Kırsal Motorin	58.931	55.373	57.608	-6	4
Fuel Oil Türleri	2.274.885	1.036.255	2.329.530	-54	125
Jet Yakıtı	536.767	11.649	110.062	-98	845
Toplam	5.863.500	3.219.026	4.766.113	-45	48

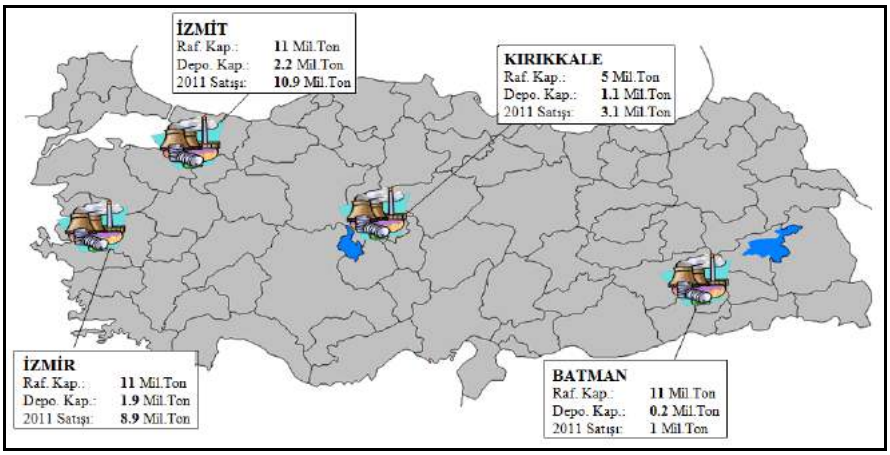
*Diğer Ürünler: Asfalt, LPG, Heavy Vacuum Gas Oil (HVGO), Heavy Sulphur Gasoil (HSG), Nafta, Baz yağ vb. ürünlerdir.

**Rafinerici lisansı sahipleri tarafından yapılan askeri ve ihrakiye teslim satışlarını da içerir.

EPDK tarafından Doğu Akdeniz Petrokimya ve Rafineri Sanayi ve Ticaret Anonim Şirketine 2007 yılında verilen 15 milyon ton/yıl kapasiteli rafineri (Adana/Ceyhan) lisansı verilmiştir.

EPDK 2010 yılında da Socar&Turcas Rafineri Anonim Şirketine 10 milyon ton/yıl kapasiteli rafineri (İzmir/Aliağa) lisansı verilmiş olup, ilgili tesislerin kurulması için çalışmalara başlanmıştır.

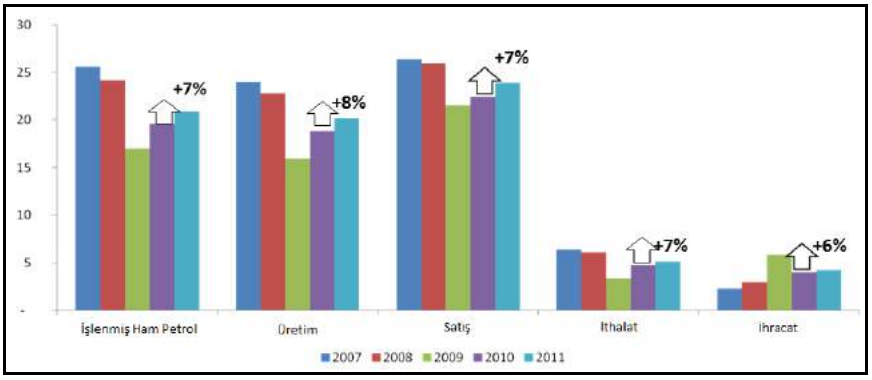
İzmir/Aliağa'da kurulacak rafineri projesinin 2014 yılının ikinci yarısında tamamlanması planlanmakta olup, 5 milyar dolar yatırım bedeli tutarında Star Rafinerisi'nin temeli 25 Ekim 2011 tarihinde atılmıştır. LPG ve Nafta üretiminin Petkim için; dizel ve jet yakıt üretiminin ise yurt içi piyasalar için hizmete sunulması planlanmaktadır.



Şekil 7.12: Tüpraş Rafinerileri

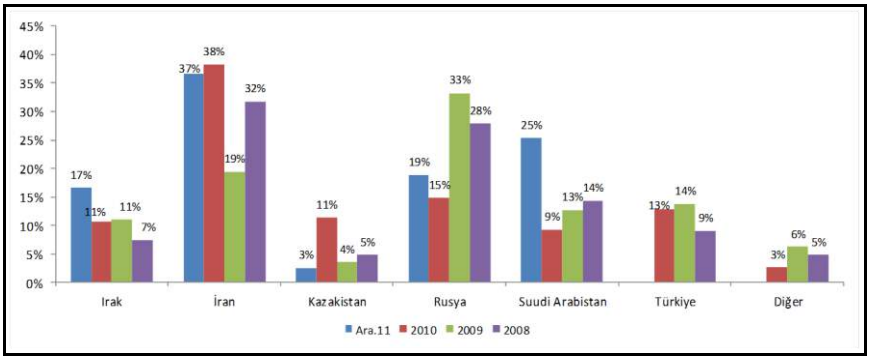
***Kaynak**: OMV*

Türkiye'nin toplam üretimi 2010 yılına göre % 8'lik bir artışla 2011'de 20,2 milyon ton olarak gerçekleşmiş, bu artışın % 5,7'si beyaz ürün üretiminden kaynaklanmıştır. Satış, dış satış vb. göstergeler de Türkiye'nin petrol üretimindeki gelişmekte olan eğilimini ortaya koymaktadır.



Şekil 7.13: Operasyonal Göstergeler (Mil. Ton)

***Kaynak**: OMV*



Şekil 7.14: Türkiye'nin Başlıca Ham Petrol Tedarikçileri

***Kaynak**: OMV*

7.3 Petrokimya

Petrokimya Sanayi, petrol rafineri ürünleri ve doğal gazdan başlayarak plastik, lastik ve elyaf ham maddeleri ve diğer organik ara mallar üreten bir sanayi dalıdır. Ambalaj elektronik otomotiv inşaat tekstil ve tarım gibi birçok sektöre girdi sağlamaktadır. Bir başka deyişle petrokimya sektörü diğer sektörlere girdi sağlayan lokomotif bir sektördür.

Petrokimya sektörü dünya ekonomisinin çok önemli bir bölümünü oluşturmaktadır, bugün kimya sanayi 3.5 trilyon dolarlık seviyeye ulaşırken, bunun % 35'lik bir bölümünü petrokimya oluşturmaktadır.

Petrokimya Sanayi Türkiye'ye 1960'lı yıllarda gelmiş ve kısa sürede hızlı bir gelişim göstermiştir.1965 yılında, ülkede Petrokimya Sanayi geliştirilmesi amacıyla PETKİM kurulmuş ve 1970 yılında devreye alınmıştır. Komplekste yer alan ünitelerin büyük bir kısmı yenilenmiş ve hızla artan yurt içi talebini karşılamak amacıyla PETKİM'in ikinci kompleksi, 1985 yılında Aliağa'da devreye alınmıştır. Aliağa Kompleksi Fabrikaları o günlerin optimum kapasiteleri ve oldukça ileri teknolojileriyle kurularak 1985 yılı itibarıyla devreye alınmıştır.

PETKİM 30.05.2008 tarihinde özelleştirilerek % 51 hissesi SOCAR&Turcas Petrokimya A.Ş'ye devredilmiştir. Mart 2012'de % 10'luk kamu hissesi daha özelleştirilmiş ve daha önce küçük ortağının da hisseleri devir alan SOCAR'ın payı % 61'e çıkmıştır.

Petrokimya sektörü ülkemizdeki toplam kimyasal üretiminin % 25'ini temsil etmekte olup, PETKİM bugün ülkemizin en büyük petrokimyasal üreticisi olarak Türkiye Kimya Sanayinin en büyük bileşenlerinden biridir.

Türkiye'de petrokimya sektörü son 20 yıllık zaman diliminde yüzde 12 oranında büyümüştür, bu büyüme rakamı sektörde yatırımı kaçınılmaz hale getirmiştir. Gerekli yatırımların zamanında ve doğru bir şekilde hayata geçirilmemesi halinde sektörün ciddi bir tehditle karşı karşıya kalabileceği söz konusudur.Ülkemizdeki talebin ancak % 25'i yerli üretimle karşılanabilmiştir. Petrokimyadaki bugün 10 milyar dolar olan ithalat oranının 2023 yılında 20 milyar dolara ulaşacağı tahmin edilmektedir. Yerli üretimin desteklenmesi de bir zorunluluk olarak öne çıkmaktadır.

Ülkemizin kalkınma hedefleri birçok sektörde beklenen gelişmeler, hızlı nüfus artışı gibi faktörler göz önünde bulundurulduğunda, Türkiye petrokimya sanayinin büyük bir gelişme potansiyeline sahip olduğu görülmektedir.

PETKİM, Doğu Akdeniz'in en önemli üretim merkezlerinden biridir. Derin deniz ve rafineri bağlantıları olduğu gibi halen PETKİM sahasında yeni bir rafineri ve liman kurma çalışması sürmektedir.

8. KÖMÜR POTANSİYELİMİZ

Türkiye'nin kömür potansiyeli Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi'nin 2011 Enerji Raporu'nda, aşağıda aktarıldığı üzere kapsamlı olarak incelenmiştir.

8.1 Türkiye Kömür Rezervleri

Ülkemizde, çok sınırlı doğal gaz ve petrol rezervlerine karşın, **515 milyon tonu görünür** olmak üzere, yaklaşık **1,3 milyar ton taşkömürü** ve **11,2** milyar tonu görünür rezerv niteliğinde toplam **12,5 milyar ton linyit** rezervi bulunmaktadır.

Ülkemizde Zonguldak bölgesinde çıkarılan taşkömürü bitümlü kömür kategorisinde yer almakta olup ısıl değeri 6200-7200 kcal/kg arasında değişmektedir. Türkiye'de bulunan taşkömürü Türkiye Taş Kömürü Kurumu (TTK) tarafından işletilmekte olup 2011 yılı rezerv miktarı Tablo 8.1'de görülmektedir.

Tablo 8.1: 2011 Yılı TTK Ruhsatlı Kömür Sahalarına Ait Rezervler

. 2011 YILI TTK TAŞKÖMÜRÜ REZERVLERİ							
YERİ		REZERVLER (1.000 ton)					Alt Isıl Değ. (AID) kcal/kg
İL	Müesese	HAZIR	GÖRÜNÜR	MUHTEMEL	MÜMKÜN	TOPLAM	
Zonguldak	Armutçuk	1.101	**9.033**	15.860	7.883	**33.877**	6050-7050
Zonguldak	Kozlu	2.347	**67.690**	40.539	47.975	**158.551**	6400-6950
Zonguldak	Üzülmez	1.384	**136.141**	94.342	74.020	**305.887**	6400-6950
Zonguldak	Karadon	5606	**131.459**	159162	117034	**413.261**	6200-6950
Bartın	Amasra	414	**170.828**	115052	121535	**407.829**	5450-6050
TOPLAM		**10.852**	**515.151**	**424.955**	**368.447**	**1.319.405**	

Kaynak: *ETKB 2011, TTK 2010 Faaliyet Raporu*

2010 yılı sonu itibarıyla Türkiye taşkömürü rezervimiz toplam 1 milyar 334 milyon ton'dur. Havzada koklaşabilir taşkömürü rezervleri, Kozlu, Üzülmez ve Karadon bölgelerinde bulunmaktadır. Armutçuk bölgesindeki rezervler yarı koklaşabilir olup; koklaşabilir kömürlerle harmanlanarak demir çelik fabrikalarında kullanıma uygun hale getirilebilir. Amasra bölgesi kömürlerinin koklaşma özelliği bulunmamakla birlikte, belirli oranlarda koklaşabilir kömürlerle harmanlandığında koklaşma özelliğini bozmamaktadırlar.

Ülkemizin linyit potansiyeli ise henüz tam olarak ortaya konmuş değildir. Türkiye'de kömür genel olarak linyit ve taşkömürü başlıkları altında değerlendirilmekte olup; taşkömürü rezervleri TTK tarafından, linyit rezervlerimiz ise Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ), Türkiye Kömür İşletmeleri(TKİ) ve özel sektör tarafından işletilmektedir. Taş kömürlerinin tamamı linyitlerin ise % 87'si kamuya ait ruhsat sınırları içinde bulunmaktadır.

Linyit rezervleri ülke geneline yayılmıştır. Hemen hemen bütün coğrafi bölgelerde ve kırktan fazla ilde linyit rezervlerine rastlanılmaktadır. Linyit rezervlerinin % 20'si TKİ, % 39'u EÜAŞ, % 28'i MTA ve % 13'ü ise özel sektör elindedir (Tablo 8.2)

Tablo 8.2: 2011 İtibarıyla Kurumlara Ait Linyit Rezervleri

2011 YILI TÜRKİYE, KURUMLARA AİT LİNYİT REZERVLERİ (milyon ton)					
KURUMLAR	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam	Pay (%)
EÜAŞ	4.741	105	-	**4.846**	**39**
TKİ	2.303	252	2	**2.557**	**20**
MTA	3.156	278	53	**3.487**	**28**
Özel Sektör	1.094	362	139	**1.595**	**13**
TOPLAM	**11.294**	**997**	**194**	**12.485**	**100**

Kaynak: **ETKB 2011**

Linyit rezervlerimizin çoğunluğu 1976–1990 yılları arasında bulunmuştur. Bu dönemden sonra kapsamlı rezerv geliştirme etüt ve sondajları 2005–2008 yılları arasındaki linyit arama çalışmalarıdır.

Enerjide dışa bağımlılığımızın giderek artması yanında pahalı oluşu, yerli kaynaklara daha fazla yönelmemizi gerektirmiştir. Bu anlayışla "Linyit Rezervlerimizin Geliştirilmesi ve Yeni Sahalarda Linyit Aranması" Projesi TKİ koordinatörlüğünde, teknik olarak MTA'nın sorumluluğunda, ETİ Maden, TPAO, EÜAŞ, TTK ve DSİ'nin katılımıyla 2005 yılında başlatılmıştır. Projeyle başta MTA ve TKİ arşivlerindeki linyit arama raporları olmak üzere diğer kuruluşların kömürle ilgili verileri değerlendirilerek araştırılacak alanlar belirlenmiştir. Özellikle 2005-2008 yılları arasında EÜAŞ tarafından finanse edilen ve Maden Tetkik Arama(MTA) tarafından uygulanan Afşin-Elbistan Linyit Havzası detaylı linyit aramaları ve diğer havzalarda TKİ tarafından desteklenen ve MTA tarafından yapılan arama çalışmalarıyla Türkiye linyit rezervi önemli ölçüde artırılmıştır.

Bu çalışmalarla Afşin-Elbistan Linyit Havzası dışında Trakya havzasında, Soma havzasında ve Karapınar havzasında yeni kömürler bulunmuş, bilinen sahalarda ise rezerv artışları sağlanmıştır. Yapılan çalışmalarda, en büyük rezerv artışı Elbistan havzasında olmuştur. Yapılan etüt ve sondajlardan önce 3,3 milyar ton olan rezerv yaklaşık 1 milyar ton artarak 4,4 milyar tona çıkmıştır. Ancak etüt ve sondaj yapılmayan Elbistan havzasının ortasındaki Çöllolar ile havza kuzeyinde, yeniden değerlendirme yapılmamıştır. TKİ'nin Elbistan havzasının tamamında 2000 yılında yaptığı değerlendirmelerin bu kesimlerdeki değerleri dikkate alındığında Havzanın görünür rezervinin 5 milyar ton civarında olduğu anlaşılmakta olup bu değer rezerv tablosuna yansıtılmamıştır. Bunun dışında MTA'nın yaptığı etüt ve sondajlarla Elbistan'daki büyük havzanın dışında 515 milyon ton, rezerv çalışmaları devam eden havzalardan Konya Karapınar'da 1,8 milyar ton, Afyon Dinar'da 329, Eskişehir Alpu'da 300 milyon ton başta olmak üzere Trakya ve Soma havzalarındaki artışlarla 2011 itibarıyla Türkiye toplam linyit rezervi 12,5 milyar tona ulaşmıştır (Tablo 8.3).

Tablo 8.3: 2011 Yılı Türkiye Linyit Rezervleri

2011 YILI TÜRKİYE, KAMU SEKTÖRÜ(EÜAŞ,TKİ, MTA) LİNYİT REZERVLERİ						
YERİ		REZERVLER (1.000 ton)				Alt Isıl Değ. (AID) kcal/kg
İL	İLÇE	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam	
Adana	Tufanbeyli	323.329	–	–	**323.329**	1298
Ankara	Beypazarı	261.500	104.500	–	**366.000**	2000-2400
Afyon	Dinar*	273.383	55.629	–	**329.012**	1351
Balıkesir	Balya	967	4.569	–	**5.536**	500-3500
Bingöl	Karlıova	88.662	15.000	–	**103.662**	1460
Bolu	Göynük	37.025	1.000	–	**38.025**	2340
Bursa	Keles	43.824	19.945	1.560	**65.329**	1900-2340
Bursa	Orhaneli	31.898	–	–	**31.898**	2500
Çanakkale	Çan	79.073	–	–	**79.073**	3000
Çorum	Alpagut	19.495	4.042	–	**23.537**	3150
Çorum	Osmancık	6.575	7.430	–	**14.005**	1470
Eskişehir	Alpu*	150.000	100.000	50.000	**300.000**	2100
İstanbul	Çatalca	228.457	51.772	–	**280.229**	1894-2086
K.Maraş	Elbistan**	4.381.300	–	–	**4.381.300**	1031-1201
K.Maraş	Elbistan	515.055	–	–	**515.055**	950-1115
Konya	Beyşehir	81.011	–	–	**81.011**	1110-1150
Konya	Ilgın	18.797	974	–	**19.771**	2180-2250
Konya	Karapınar*	1.825.716	5.000	–	**1.830.716**	1320
Kütahya	Seyitömer	147.773	32.800	–	**180.573**	2080-2510
Kütahya	Tavşanlı	276.595	–	–	**276.595**	2560
Malatya	Yazıhan*	2.500	15000	–	**17.500**	1934
Manisa	Soma	572.379	54.400	–	**626.779**	2080-3340
Muğla	Milas	267.499	–	–	**267.499**	1642-2279
Muğla	Yatağan	152.485	–	–	**152.485**	1903-2692
Tekirdağ	Çerkezköy	23.845	106.494	–	**130.339**	2060
Tekirdağ	Merkez	160.585	50.933	2.964	**214.482**	2183-2865
Tekirdağ	Saray	23.845	106.494	–	**130.339**	2080
Sıvas	Kangal	98.500	–	–	**98.500**	1282
KAMU TOPLAMI		**10.092.073**	**735.982**	**54.524**	**10.882.579**	
ÖZEL SEKTÖR		**1.094.189**	**362.122**	**138.617**	**1.594.928**	
TÜRKİYE TOPLAMI		**11.186.262**	**1.098.104**	**193.141**	**12.477.507**	

Kaynak: *ETKB 2011*

* *MTA tarafından rezerv çalışmaları devam eden sahalar.*

** *En büyük rezerv artışı olarak, EÜAŞ'a bağlı Elbistan Linyit havzasının büyük bölümünde MTA'nın yaptığı etüt ve sondajlardan sonra havzanın toplam görünür rezervi 4,4 milyar tona yükselmiştir. Havzada, MTA'nın etüt ve değerlendirme yapmadığı diğer bölümlerinde TKİ'nin yaptığı değerlendirmelerle birlikte Havzanın görünür rezervi yaklaşık 5 milyar ton olup bu miktar tabloya yansıtılmamıştır.*

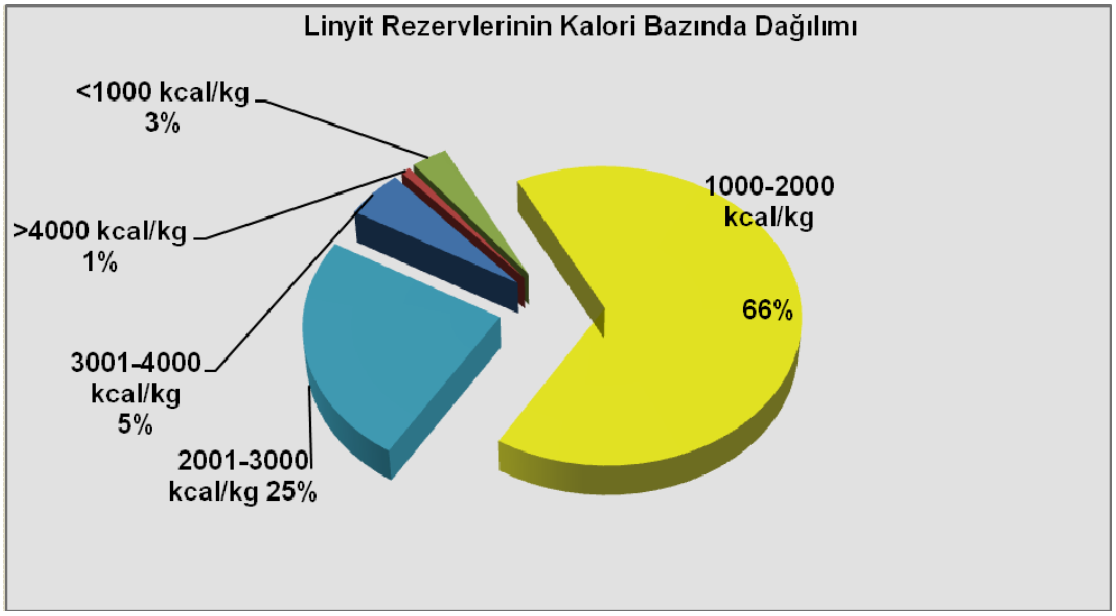
Tablo 8.4: 2011 Yılı Türkiye Özel Sektör Linyit Rezervleri

2011 ÖZEL SEKTÖR LİNYİT REZERVLERİ						
YERİ		REZERVLER (1.000 ton)				Alt Isıl Değ. (AID) kcal/kg
İL	İLÇE	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam	
Adana	Tufanbeyli	101.340	–	–	**101.340**	1.250
Adıyaman	Gölbaşı	51.190	–	–	**51.190**	1.385
Ankara	Gölbaşı/Ş.Koçhisar/ Çubuk/Gölbaşı/ Beypazarı/Ayaş	18.103	2.970	–	**21.073**	1600-4800
Çanakkale	Bayramiç/Çan/ Yenice/Avacık	40.808	31.261	2.376	**74.445**	1335-4000
Çankırı	Ilgaz/Yapraklı/ Orta/Şabanözü	100.653	2.027	7.541	**110.221**	860-5000
Edirne	İpsala/Keşan/Meriç Merkez/Süloğlu/ Uzunköprü	60.902	39.197	6.080	**106.179**	2000-5400
İstanbul	Beykoz/Çatalca/ Eyüp/Gazios/Merke z/Sarıyer/Silivri/Şile	114.163	15.394	5.639	**135.196**	1500-5400
Karaman	Başyayla/Ermenek	47.345	–	8.250	**55.595**	4000-4500
Kırklareli	Pınarhisar	60.480	1.620	–	**62.100**	4.000
Konya	Beyşehir/Ilgın	176.442	20.000	30.700	**227.142**	1580-4000
Manisa	Akhisar/Gördes/ Kırkağaç/Soma/ Alaşehir/Merkez	72.365	20.554	15.000	**107.919**	2500-5000
Muğla	Merkez/Milas/ Yata-ğan	10.367	70.138	1.905	**82.410**	3000-4000
Tekirdağ	Hayrabolu/Malkara/ Merkez	48.393	26.102	2.536	**77.031**	3000-5000
Başlıca Özel Sek. Toplamı		**902.551**	**229.263**	**80.027**	**1.211.841**	
Diğer Özel Sektör Toplamı		**191.638**	**132.859**	**58.590**	**383.087**	
ÖZEL SEKTÖR TOPLAMI		**1.094.189**	**362.122**	**138.617**	**1.594.928**	

Kaynak: *ETKB 2011*

Türkiye linyit rezervleri toplamının % 13'üne sahip olan özel sektörün uhdesinde 400 adetten fazla linyit rezervleri ruhsatı bulunmaktadır. Saha ve il bazında toplamı 20 milyon tonunun üzerinde linyit rezervinin bulunduğu il sayısı on üçtür. Saha bazında ise toplam rezervi 10 milyon tonun üzerindekiler sınırlı olup diğerleri daha küçük rezervli sahalardan oluşmaktadır (Tablo 8.4).

Türkiye'deki linyitler standartta belirtilen üst ısıl değerin oldukça altındadır. Ülkemiz linyit rezervlerinin kalorifik değeri 1000 kcal/kg ile 4200 kcal /kg arasında değişiklik göstermektedir. Örneğin, en büyük rezervin bulunduğu Afşin-Elbistan havzasındaki linyit kömürünün alt ısıl değeri(AID) 900-1250 kcal/kg'dır (Şekil 8.1).



Şekil 8.1: Türkiye Linyit Rezervlerinin Kalorifik Dağılımı

Kaynak: **ETKB 2010**

8.2 Türkiye Asfaltit Rezervleri, Üretimi ve Tüketimi

Asfaltit, petrolün zamanla oksitlenmesi ve uçucu maddelerini kaybederek katılaşması sonucu oluşan, sert, siyah renkli bir çeşit bitümdür. Kömür olmasa da kömür gibi, katı yakıt olarak kullanılan enerji kaynağıdır. Türkiye'nin önemli asfaltit sahaları Güneydoğu Anadolu bölgesindedir. Filon topluluğu şeklinde olan önemli iki sahadan biri Şırnak'ın güneyinde, ikincisi ise Silopi'nin güneydoğusundadır.

Tablo 8.5: 2011 Türkiye Asfaltit Rezervleri

2011 Türkiye Asfaltit Rezervleri							
YERİ		REZERVLER(1.000 Ton)				AID kcal/kg	Ruhsat Sahibi
İL	İLÇE	Görünür	Muhtemel	Mümkün	Toplam		
ŞIRNAK	Silopi	29.296	21.067		50.363	5310	TKİ
ŞIRNAK	Merkez	7.727	8.327	6.579	22.633	5330	TKİ
TOPLAM		37.023	29.394	6.579	72.996		

Kaynak: *TKİ 2011*

Türkiye asfaltit rezervlerinin önemli bölümü TKİ uhdesindedir (Tablo 8.5). Asfaltit üretimi, 1992 yılına kadar TKİ tarafından, 1992-2002 yılları arasına TKİ ve Şırnak valiliği, 2002 yılından sonraki yıllardaki üretimi ise Şırnak valiliği ve özel sektör tarafından rödövans karşılığı yapılmaktadır. Özel

sektör, ürettiği asfaltiti Silopi'de kurduğu 135 MW Kurulu gücündeki santralde tüketirken, Şırnak valiliği bölgenin teshin ve sanayi ihtiyaçları için üretmektedir. 2010 yılı itibarıyla, valilik yaklaşık 569 bin ton, özel sektör ise 477 bin ton olmak üzere toplam 1046 bin ton üretim yapmıştır.

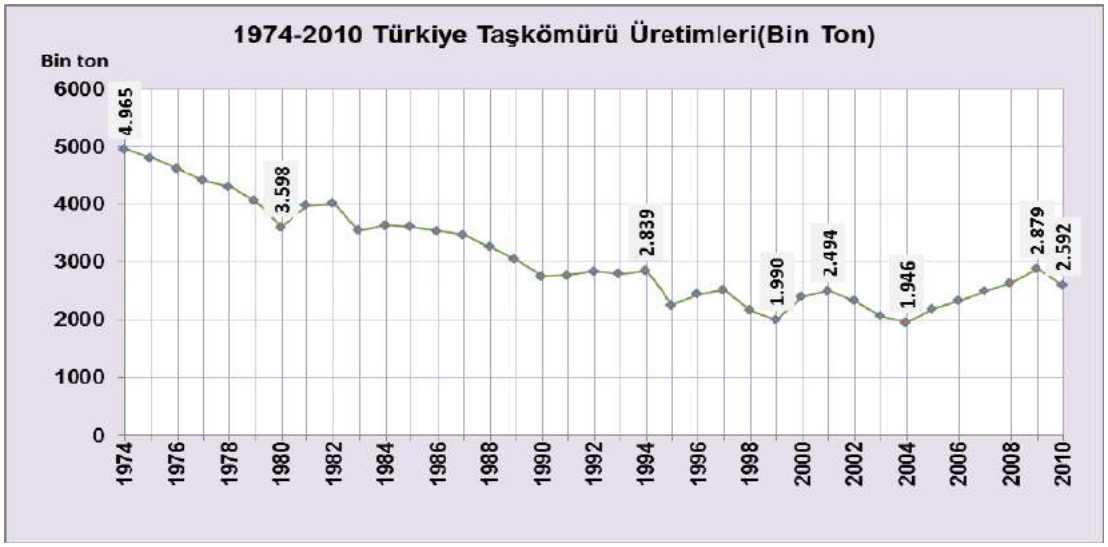
Bunların dışında 2003 yılından itibaren özel sektöre ait ruhsatlarda üretimler yapılmaktadır. 2010 yılında özel sektör ruhsatlı sahalarda üretilen asfaltit 247 bin ton'dur. Böylece 2010 yılında Türkiye toplam asfaltit üretimi 1293 bin ton olmuştur(Kaynak: TKİ+MİGEM).

8.3 Türkiye'de Kömür Üretimi ve Tüketimi

Ülkemizdeki linyit üretimi; Enerji Sektörü (Termik Santral), Sanayi sektörü ve Isınma (konut) Sektörü olmak üzere üç ana sektörün taleplerinin karşılanmasına yöneliktir. 2010 yılı itibarıyla, 70 milyon ton olan linyit üretiminin % 46'sı EÜAŞ, % 43'ü TKİ, ve % 11'i ise özel sektör tarafından yapılmıştır. Linyit tüketiminde en büyük pay % 80'le termik santrallere aittir. Türkiye kömür üretimi 2010 yılında taşkömüründe 2,6 milyon ton, linyitte ise 70 milyon ton olmuştur. 2009 yılına göre 2010 yılında, linyit üretiminde % 8, taş kömürü üretiminde ise % 10 oranında düşüş olmuştur.

Türkiye taşkömürü üretiminin 1974–2010 yılları arasındaki üretim değerleri genel olarak irdelendiğinde, 1974 yılında yıllık yaklaşık 5 milyon ton olan üretimi geçen 30 yıllık süre sonunda küçük değerlerdeki iniş-çıkışlar dışında sürekli düşerek 2004 yılında 35 yıllık dönemin en düşük değerine inmiştir. Taş kömürü yıllık üretimi 2004 yılında 1974 yılına göre 3 milyon ton azalarak 1,946 milyon ton olarak % 61 oranında düşmüştür. 2010 yılındaki taşkömürü üretimi ise 1974 yılına göre % 48 oranında düşerek 2,59 milyon ton düzeyine inmiştir (Şekil 8.2)."

2011 taş kömürü üretimi de, 2010 üretimine yakın bir düzeyde 2.62 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. 2004 yılı taşkömürü üretim değerlerine göre 2009 yılında % 48 oranında 933 bin ton üretim artışı olmasına karşın, bu artış miktarı, 2010 yılında devam etmemiş aksine 2009 yılına göre 287 bin ton düşmüştür.



Şekil 8.2: Yıllara Göre Türkiye Taşkömürü Üretim Miktarı Grafiği

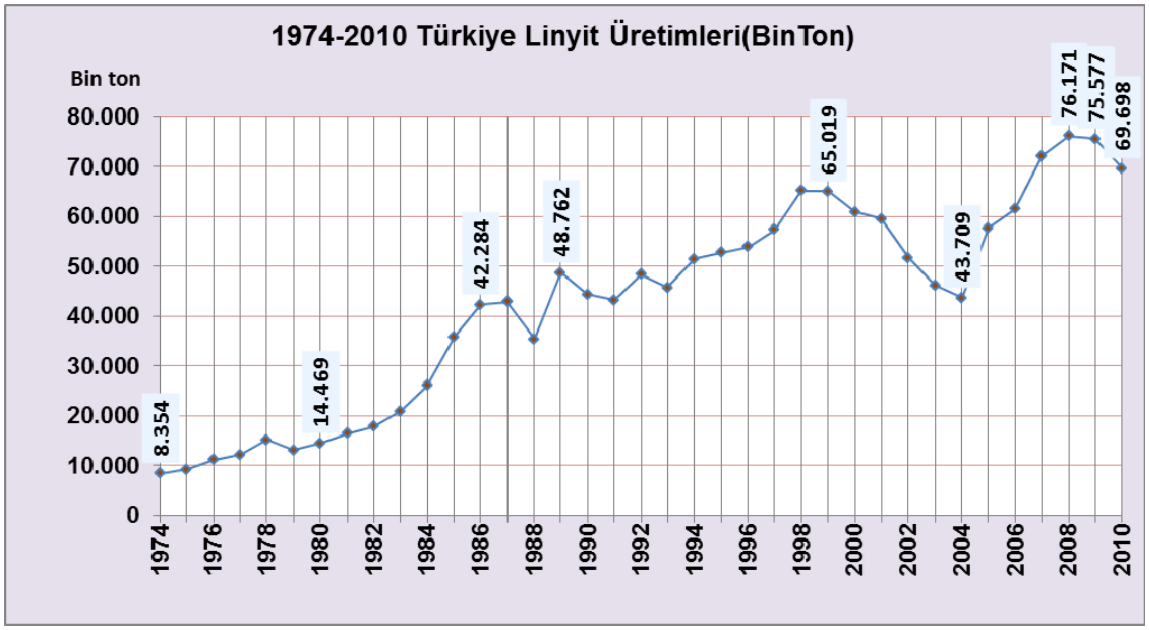
Kaynak: *ETKB 2011*

2010 yılında, taşkömürünün 499 bin tonu demir- çelik, 1024 bin tonu termik santral, 247 bin tonu da teshin ve sanayiye satılmıştır.

1974–2010 yılları arasındaki 36 yılda Türkiye linyit üretim miktarları değerlerine göre; bu sürede yıllık 8,4 milyon ton'dan 70 milyon tona çıkarak 8 kat artmış olduğu görülür (Şekil 8.2) Linyit üretimi 2011'de de artmaya devam etmiş ve 73 milyon tona ulaşmıştır.

Türkiye linyit üretiminde geçen yıllar irdelendiğinde en büyük üretim artış oranı % 138 artışla 1982-1986 yılları arasındaki dört yılda olmuştur. Bundan sonraki büyük artış oranı ise 2004-2008 yılları arasındaki dört yılda olmuştur. 2004 yılına göre, 2008 yılındaki linyit üretimi, % 74 oranında ve 32,5 milyon ton artışla yılda 76 milyon ton olmuştur. Dört yıldaki üretim artışının nedeni de enerji ye talebin artmasıyla kömür santrallerinin tekrar kapasitelerine yakın üretim yapması olmuştur. Ancak üretimde en fazla düşüş de 1999–2004 yılları arasındaki beş yılda yaşanmıştır. 1999 yılına göre, 2004 yılında Türkiye Linyit üretimi, % 33 oranında ve 21,3 milyon ton azalışla yıllık 43,7 milyon tona düşmüştür. 2001 yılındaki ekonomik küçülmenin ve barajlardaki doluluk oranı artışının etkisi olsa da, bu düşüşün önemli nedeni, elektrik üretiminde doğal gaz payının % 44'e çıkması sonucunda linyit santrallerinin kapasitelerinin çok altında kömür tüketmesi olmuştur. Linyit üretimi ve tüketimindeki bu düşüş elektriğin pahalanmasının yanında işsizliği artırmış ve önemli ekonomik kayıplara neden olmuştur.

Son yıllarda Türkiye elektrik üretiminde, % 50'ye yaklaşan ve 2010 yılında % 46,5 olan doğal gaz santrallerine dayalı payın, kömür ve diğer kaynaklarımıza dayalı olarak düşürülememesi halinde, elektrik fiyatlarındaki hızlı artış devam edecek, halkın refahını ve sanayinin gelişmesini olumsuz etkileyecektir.



Şekil 8.3: Yıllara göre Türkiye Linyit Üretimi Grafiği

Kaynak: *ETKB 2011*

8.4 Kömür Rezervlerinin Termik Santral Potansiyeli ve Elektrik Arz Güvenirliği

Linyit ve Asfaltit Rezervleri

2010 yılı sonu itibarıyla Türkiye linyit ve asfaltit rezervlerine dayalı mevcut santraller 8275 MW olup; 49524 MW olan toplamın % 16,7'sını elektrik üretimi bakımından da % 19,4'ünü oluşturmaktadır. 2006 yılından itibaren Silopi'de kurulan 135 MW kurulu gücündeki asfaltit termik santrali dışında Linyit ve asfaltit rezervlerine dayalı santral devreye girmemiştir. Türkiye linyit, asfaltit ve taşkömürü rezervlerinin santral potansiyeli aşağıda değerlendirilmiştir (Tablo 8.6). Ayrıca, Tabloda olmayan 59MW linyit ve 35 MW taşkömürü otoprodüktör santrallei bulunmaktadır.

Tablo 8.6: 2011 Yılı Türkiye Kömür ve Asfaltit Rezervlerinin Santral Potansiyeli

2011 Türkiye Kömür ve Asfaltit Rezervlerinin Termik Santral Potansiyeli (Ç.Koçak)					
Saha Adı	**Toplam Rezerv (MilyonTon)**	**Mevcut K.Güç (MW)**	**Başlayan K.Güç (MW)**	**Yapılabilir K.Güç (MW)**	**Toplam K.Güç (MW)**
Afşin-Elbistan	**5.000**	2.795		**7.205**	10.000
Afşin-Elbistan	**515**			**1.200**	1.200
Adana-Tufanbeyli	**424**			**1.050**	1.050
Adıyaman-Gölbaşı	**51**			**150**	150
Ankara-Çayırhan	**366**	620		**300**	920
Bolu-Göynük	**37**		**135**	**135**	270
Bursa- Orhaneli,Keles	**97**	210		**-**	210
Çanakkale-Çan	**79**	320		**-**	320
Çankırı-Orta	**94**			**170**	170
Eskişehir-Mihalıççık	**55**		**290**	**-**	290
Konya–Ilgın	**143**			**500**	500
Konya–Karapınar	**1.830**			**3.000**	3.000
Kütahya-Tunçbilek	**277**	365		**300**	665
Kütahya-Seyitömer	**181**	600		**-**	600
Manisa-Soma	**627**	1.034		**600**	1.634
Muğla-Milas	**268**	1.050		**-**	1.050
Muğla-Yatağan	**153**	630		**-**	630
Tekirdağ-Saray	**130**			**300**	300
Sıvas-Kangal	**99**	457		**-**	457
Şırnak-Asfaltit	**73**	135	**270**	**270**	675
Bartın-Amasra*	**408**			**1.100**	1.100
Zonguldak-Çatalağzı*	**884**	300		**-**	300
TOPLAM	**11.791**	**8.516**	**695**	**16.280**	**25.491**

*Taşkömürü santralları

1. Kahraman Maraş-Elbistan; Ruhsatı EÜAŞ'a ait ve 43 yıl önce bulunan Afşin-Elbistan Havzası'nda, TKİ'nin yaptığı çalışmalar ve MTA'nın son yıllarda yaptığı ayrıntılı inceleme ve sondajlar sonunda havzanın toplam üretilebilir rezervi en az 4.35 milyar ton olacağı anlaşılmıştır. Afşin–Elbistan Havzası'nın mevcut iki santrale ait rezervler dışında, yaklaşık 3,3 milyar ton

üretilebilir kömür rezervi bulunmaktadır. Bu rezervle en az 7200 MW santral kurulabilecektir. Ancak havzada bu büyüklükte santrallerin kurulabilmesi için ihaleye çıkılacak Elbistan C ve D santrallerinden önce yeni üretim planlaması yapılmalıdır (Koçak Ç.).

2. Elbistan havzasının güneydoğusunda bulunan 515 milyon ton görünür rezervli saha en az 1200 MW kurulu gücündeki santrali besleyebilecektir.

3. Linyit arama projesiyle bulunan Elbistan'dan sonra en büyük havza 1,83 milyar ton linyit rezervli Konya Karapınar Havzası olmuştur. Rezerv çalışması bitme aşamasında olan havzada mevcut bulgular en az 3000 MW kurulu gücündeki santrallerin kurulabileceğini göstermektedir.

4. Adana-Tufanbeyli Sahası, TKİ ve özel sektöre ait bitişik iki sahada yaklaşık 1050 MW kurulu gücünde santral için yaklaşık 550 milyon ton rezerv bulunmaktadır. Özel sektör 450 MW'lık santral için ruhsat almış olup, kuruluşla ilgili çalışmalar devam etmektedir.

5. TKİ'ye ait sahanın, rödövans yöntemiyle değerlendirilmesi ve 600 MW kapasitede santral kurulması için ihaleye çıkılmıştır.

6. Konya–Kurugöl, özel sektöre ait bu sahanın toplam rezervi 143 milyon ton olup kurulabilecek santralin kapasitesi 500 MW'dır.

7. Bolu–Göynük ruhsatı TKİ'ye ait olup; işletmesi özel sektöre verilen sahanın toplam rezervi 39 milyon ton, santral kapasitesi 2x135 MW olup, santralin kuruluş çalışmaları devam etmektedir.

8. Tekirdağ-Saray ruhsatı TKİ'ye ait olan sahanın toplam rezervi 129 milyon tondur. Sahanın santral kapasitesi 2x150 MW olup, uygun ÇED raporu alınamadığı için işletmesi özel sektöre verilen bu saha TKİ'ye iade edilmiştir.

9. Çankırı-Orta, ruhsatı özel sektöre verilen sahada toplam 50-75 milyon ton arasında rezervi olup, 170 MW kurulu gücündeki santralin kurulması için araştırma çalışmaları devam etmektedir.

10. Şırnak- Asfaltit sahası olup ruhsatı TKİ'ye ait olan bu sahada, özel sektör tarafından, yaklaşık 30 milyon ton asfaltit rezervi karşılığı 2x135 MW lisans alınmış olup, hazırlık çalışmaları devam etmektedir. Ayrıca Silopi'de mevcut santrali işleten şirketin, 2x135MW kurulu gücünde ilave santral kurması söz konusu olup; bu santraller için yeterli miktarda asfaltit rezervi bulunmaktadır. Böylece asfaltit rezervlerine yönelik toplam kurulu gücü 540 MW olan santraller kurulabilecektir.

11. Eskişehir-Mihalıççık da özel sektör tarafından, bir bölümü EÜAŞ' a ait olan yaklaşık 55 milyon ton üretilebilir linyit rezervine karşılık kurulacak olan 2x135 MW gücündeki santralin kuruluş çalışmaları devam etmektedir.

12. Adıyaman - Gölbaşı, özel sektöre ait sahanın toplam rezervi 51 milyon ton santral kapasitesi 150 MW'dır.

Bunların dışında sahadaki mevcut rezervleriyle ilave santral kurulabilecek olan havzalar;

13. Manisa-Soma 600MW için

14. Kütahya-Tunçbilek 300 MW

15. Ankara- Çayırhan 300 MW

Böylece linyit ve asfaltit rezervleriyle mevcutlar dışında, kurulumuyla ilgili çalışmaları başlayan 695 MW ile birlikte yaklaşık toplam 15.875MW kurulu gücünde linyit ve asfaltite dayalı ilave santraller yapılabilir. Bunun dışında rezerv çalışmaları tamamlanması halinde yeni santralerde kurulabilecektir.

Taş Kömürü Rezervleri
Toplam görünür rezervi 344 milyon ton olan Zonguldak sahasında, 300 MW gücündeki mevcut santral dışında, Özel sektör tarafından 1.360 MW gücündeki santral kurularak üretime başlanmıştır."

İlk öngörü yerli taş kömürü kullanılması olduğu halde daha sonra "yeterli taş kömürü olmadığı " gerekçesiyle bu santral ithal kömüre dayalı yapılmış ve üretime geçmiştir.

"Ayrıca 171 milyon ton görünür rezervi olan Bartın-Amasra taş kömürü sahasında ise lisansı alınan 1.100 MW üzerinde santralin yapımı için planlamalar yapılmaktadır. Taş kömürü kaynaklarımıza ve üretim miktarlarına göre kurulan ve planlanan bu santrallerin kurulu güç değerleri daha önce planlanan santral değerlerinin üzerinde olduğu görülmektedir. Zonguldak'taki santraller için bu günkü üretim seviyeleri ve olası üretim artışları da dikkate alınırsa; bu santrallerin yakıt gereksiniminin önemli kısmının ithal kömürle karşılanacağı anlaşılmaktadır.

İthal kömüre dayalı santraller enerji arz güvenirliği açısından doğal gaz santrallerine göre daha avantajlı olabilir. Ancak daha çok istihdam, katma değer yaratılması yanında enerji arz güvenirliğinin tam olarak sağlanması bakımından, önceliğin yerli kömür üretimlerine ve diğer yerli kaynaklara dayalı santrallere verilmelidir.

Enerji tüketiminde % 70'lerin üzerinde dışa bağımlı hale gelen ülkemizde, enerji arz güvenilirliğinin sağlanması için en önemli seçenek yerli kömürlerimizin bir an önce değerlendirilmesi olarak görülmektedir. Bunun yanında yerli kömüre dayalı elektrik üretimlerinde diğer kaynaklarla kıyaslandığında 10 kata kadar daha fazla doğrudan istihdam sağlandığı göz önüne alınırsa, bu açıdan da elektrik üretiminin mümkün olduğu kadar yerli kömüre dayalı olması gerekmektedir."

8.5 TKİ'de Kömür Teknolojileri ve AR-GE Faaliyetleri

Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu Genel Müdürlüğü (TKİ) tarafından, günümüzün değişen ve gelişen şartları açısından linyit üretimi ve sonraki aşamalarında çevre mevzuatları, AB ve Kyoto protokolü gibi yeni gelişmeleri de dikkate alarak yeni politikalar ve stratejiler geliştirilmektedir. Bu kapsamda kömür kalitesinin yükseltilebilmesi ve çevre dostu olarak kullanılabilmesi yönünde gelişmiş kömür hazırlama, zenginleştirme ve diğer temiz kömür teknolojilerine önem verilmektedir.

Son yıllarda birçok üniversite ve araştırmacı kuruluşlarla Türkiye linyitlerinin iyileştirilmesi, ulusal kömür rezervlerinden kimyasal maddeler üretilmesine yönelik olarak yer altı-yerüstü gazlaştırma/sıvılaştırma gibi konularda AR-GE projeleri başlatılmış veya programlanmıştır.

Aşağıda, yürütülmekte olan AR-GE Faaliyetleri özetle yer almaktadır:

- Kömürün briketlenmesi, kurutulması, hümik ve fülvik asit üretim metotlarının geliştirilmesi, AR-GE program ve laboratuvarlarının geliştirilmesi konularında 'TKİ Araştırma ve Teknoloji Geliştirme Projeleri' adı altında bir üniversiteyle AR-GE faaliyetleri yürütülmüştür. Bu kapsamda 2007

yılında Konya-Ilgın'da 1500 000 lt/yıl sıvı hümik asit kapasiteli bir pilot tesis kurulmuştur. Tesiste katı ve sıvı hümik asit üretiminin yanında muhtelif AR-GE faaliyetleri de gerçekleştirilmektedir. Kullanılacak toprağın yapısı ve tarımsal talebe göre TKİ Hümas adıyla muhtelif kalite ve özelliklerde sıvı hümik asit üretimi ve satışı için gerekli yasal izinler alınmıştır. Bölge bayilikleri sistemiyle pazarlama satış faaliyetleri devam etmektedir. Bugüne kadar toplam 700 bin lt hümik asit üretilmiş olup, tesis kapasitesinin artırılması çalışmaları devam etmektedir. Hümik asitlerin tarımda kullanımı ve değerlendirilmesi amacıyla yurt çapında hümik asit kullanımıyla ilgili muhtelif topraklarda tarımsal deneme uygulamaları başlatılmış ve bilimsel raporlamalar yapılmak üzere takibe alınmıştır.

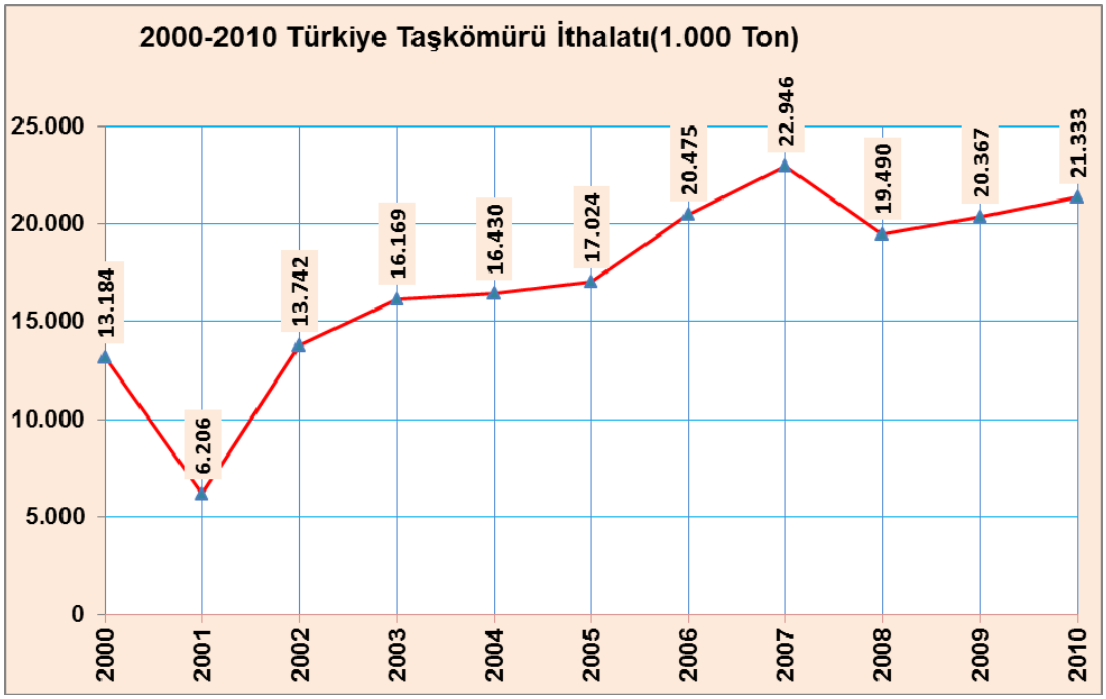
- Ülkemizde önceki yıllarda Azot Sanayi tarafından kullanılan teknolojilerden de yararlanarak kömürün gazlaştırılarak sentez gazı elde edilmesi amacıyla Kurumumuz imkanlarıyla pilot bir tesisin kurulması, devreye alınması ve AR-GE faaliyetleri yürütülmesi için proje çalışmaları başlatılmıştır. Pilot tesis 2010 yılı içerisinde kurulmuş olup, işletmeye alınması çalışmaları devam etmektedir. Pilot tesiste sentez gazı elde edildikten sonra sıvı yakıt, muhtelif kimyasallar ve methanol üretimi gibi hususlarda da AR –GE çalışmaları yürütülecektir.
- TKİ'ye bağlı Kütahya-Tunçbilek Laboratuvarı'nın ülkemiz ve TKİ kömürleri için yürütülecek tüm AR-GE faaliyetlerinde merkezi bir araştırma laboratuvarı hüviyeti kazanması ve böylece kömürün porozite, adsorbsiyon, kömür külünde oksitli bileşikler, majör ve minör elementler, gaz ve hidrokarbon analizleri gibi fiziksel ve kimyasal detay analizlerinin yapılabilmesi sağlanmıştır.
- "Laboratuvar Ölçekli Plazma Kömür Gazlaştırma Sisteminin Kurulması" yönünde plazma yöntemi kullanılarak düşük kaliteli kömürlerin gazlaştırılması amacıyla yürütülen proje devam etmektedir.
- "Türk Kömürlerinin Gazlaştırılması Fizibilite Çalışması," ''Yer Altı Kömür Gazlaştırma Projesi,'' "Yer Altı Kömürünün Laboratuvar Ortamında Gazlaştırılmasının Araştırılması" başlıklarındaki projelerle ilgili ABD'nin çeşitli kuruluşları ile TKİ arasında yapılan anlaşmalar ve işbirliği çerçevesinde araştırmalar yürütülmektedir.

TKİ ile TÜBİTAK İşbirliği Yapılarak Yürütülen Projeler

- MTA ile birlikte Ekim-2006'da yürürlüğe giren 1007-TÜBİTAK-Kamu Araştırma Geliştirme (KAMAG) Programı kapsamında "Linyitlerimizin Sarsıntılı Masa, Multi-Gravite Separator (MGS) ve Kolon Flotasyonu Yöntemleriyle Zenginleştirilmesi ve Değerlendirilmesi Projesi" kapsamında Tunçbilek-Ömerler Lavvarında ince malzemelerden kömürü geri kazanmak üzere tesise ilave ekipmanlar kurularak uygulamaya başlanmıştır. Bu kapsamda hava kanallı briket üretimiyle ilgili AR-GE çalışmaları da devam etmektedir.
- 2008 yılında 1007- TÜBİTAK- KAMAG Projeleri çerçevesinde,"Biyokütle ve Kömür Karışımlarından Sıvı Yakıt Üretimi" adıyla başlatılmış bulunan proje devam etmektedir.
- 2009 yılında Soma Tersiyer Havzası'nda "Organik Jeokimyasal, Petrografik ve Entegre Sismik Yöntemlerle, Kömür ve Kömür Kökenli Doğal Gaz Potansiyeli Araştırması ve Modellenmesi" amacıyla proje çalışması başlatılmıştır.
- Hümik asitle ilgili faaliyetler çerçevesinde laboratuvar ölçekte hümik asit esaslı adsorban ve diğer alternatif maddelerinin geliştirilmesi ile biyolojik yöntemle hümik asit üretimi konularında AR-GE faaliyetleri yürütülmektedir.

8.6 Kömür İthalatı

2007 yılında taş kömürü ithalatı 22.946.000 ton iken 2008 yılında kömür ithalatı % 15 azalarak 19.489.000 ton olmuştur. 2009 yılında ise 2008 yılına göre % 4,5 artarak 20.367.000 ton olmuştur. 2010 yılında ise 2009 yılına göre 966 bin ton ve % 4,5 artışla 21.333.000 ton taş kömürü ithal edilmiştir. İthalattaki artışların en önemli nedeni ithal kömür tüketiminin konut ve sanayi de bir miktar artması yanında devreye giren yeni ithal kömüre dayalı elektrik santrallerine bağlayabiliriz (Şekil 8.4). Ayrıca 2010 yılında 173 bin ton kok ve 2,75 milyon ton petrokok ithal edilmiştir."



Şekil 8.4: Yıllara göre Türkiye Taşkömürü İthalatı

Kaynak: *ETKB 2011*

Kömür ithalatı faturası 2009'da 3.055, 2010'da 3.225 milyar dolar, 2011'de 4,1 milyar dolar düzeyinde seyretmiş olup, 2012 içinde 5 milyar dolara ulaşması söz konusudur.

8.7 Türkiye'deki Gelişmeler ve Elektrik Üretiminde Yerli Kömürlerin Teşviki

"Türkiye'nin birincil enerji tüketiminde dışa bağımlılığının % 73 seviyesine çıkması, uzunca bir süreden beri hükümetler tarafından yerli kaynaklara öncelik vermek ya da tüm kömür ve hidrolik kaynakların 2023 yılına kadar tamamının elektrik enerjisi üretimi amacıyla değerlendirilmesi yönünde beyanlara neden olmuştur. Bu beyanların bir sonucu olarak Yüksek Planlama Kurulunun 18.05.2009 tarih ve 2009/11 sayılı kararıyla **"Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi"** kabul edilmiştir.

Bu karar gereğince bilinen linyit ve taşkömürü kaynaklarının 2023 tarihine kadar tamamının elektrik üretim amacıyla değerlendirilmesi ve halen elektrik enerjisi üretiminde % 50'yi aşan ithal doğal gaz tüketiminin % 30'un altına indirilmesi hedeflenmektedir.

Bu hedef oldukça iddialı olup; yaklaşık 11-12 yılda bu hedefe ulaşabilmek için önemli kararların alınıp uygulamaya konulması gereklidir.

2010 yılı sonu itibarıyla yerli kömürlerimize dayalı mevcut işletmedeki termik santrallerin toplam kurulu gücü 8.609 MW'tır.

Geliştirilen yeni linyit rezervleriyle birlikte mevcut kurulu gücün iki katına yakın elektrik kapasitesi yaratabilme imkânı mevcuttur. Bu kapasiteyle yaklaşık 100 milyar kwh/yıl elektrik, ek olarak yerli kömür kaynaklarından karşılanabilir ve % 70'leri aşan dış enerji kaynaklarına bağımlılığımız önemli ölçüde azaltılabilir.

Şüphesiz linyit kaynaklarımıza dayalı bu gelişme fırsatı hidrolik kaynaklarımızda da mevcuttur.

Enerji tüketimimizde yerli kaynak payının artırılmasına yönelik kararların uygulanmasını kolaylaştırıcı ve çabuklaştırıcı yasal düzenlemelerin süratle ele alınması elzemdir. Aksi takdirde Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nde benimsenen önemli hedeflerin süresinde gerçekleştirilmesi imkânsız olacaktır.

Ağırlıklı olarak 70'li yıllardan başlamak üzere ülkemizde kurulumuna hız verilen yerli linyit kömürlerimize dayalı elektrik üretim santralleri, Kıbrıs meselelerine bağlı ambargolu yıllarda, büyük çoğunluğu demir perde, gerisi ülke teknolojileriyle gerçekleştirilmiştir. Bu santrallerin sahip olduğu zayıf ve düşük verimli yakma teknolojilerine bir de, santral işletme modelinden ve kömür sahaları işletmelerinden kaynaklanan sorunlar eklenince, ortaya günümüzde sonuçlarını çok açık bir şekilde gözlemleyebildiğimiz, düşük kapasite kullanımı, çevresel olumsuzluklar, yüksek işletme maliyetleri gibi istenmeyen sonuçlar çıkmaktadır. Ülkemizde tamamı kamu mülkiyetinde olan mevcut işletmedeki yerli kömür yakıtlı santrallerinin 859 MW'ı 31 yıldan, 1.609 MW'ı 26 yıldan ve 4.224 MW'ı ise 21 yıldan daha yaşlıdır.

2000'li yılların başlarında devreye giren Yap-İşlet-Devret (YİD) ve Yap-İşlet (Yİ) modelleri kapsamındaki kurulu gücü 4.850 MW olan doğal gaz yakıtlı santrallerle birlikte, 2010 yıl sonu itibarıyla Türkiye'de doğal gaz yakıtlı elektrik santralleri toplamı 18.174 MW kurulu güce ulaşmıştır. Elektrik üretimimizin ithal kaynağa dayalı yüksek kurulu gücü; dış ticaret dengesizliği, elektrik üretim çeşitliliği, arz güvenliği ve tüketici fiyat istikrarı açısından önemli tehlikeler içermektedir. Bunun yanında ithal yakıtlı santrallerin kurulmasında limitli yerli imalat ve hizmet girdisiyle birlikte yaratılan katma değer sınırlı kalmaktadır.

Oysaki yerli kaynaklarımıza dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulmasının önünü açmakla, hem inşaat döneminde, hem de işletme döneminde maden işletmesiyle birlikte, doğal gaz santrallerine göre en az on kat daha fazla sürekli iş istihdamı yaratan bu alan, elektrik üretim sektörünün en fazla katma değer yaratan bir özelliğe sahip olacaktır.

Bunların yanında, elektrik üretiminde yerli birincil enerji girdi kaynaklarımızın geliştirilmesini teşvik etmek Türkiye'nin ithal yakıt kaynaklarına bağımlılığını azaltacak ve ithal yakıt ve ithal elektriğin yol açtığı ithalat/ihracat dengesizliğini ülkemiz lehine değiştirecektir. Bunun yanında maden ve enerji santral yatırım ve işletmeleri önemli boyutlarda direkt ve dolaylı iş olanağı sağlayarak ülkemizde artan işsizlik oranının ve cari açığın düşürülmesine önemli katkı sağlayacaktır.

Yüksek Planlama Kurulunun 18.05.2009 tarih ve 2009-11 sayılı kararıyla kabul edilen "Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi" uyarınca, bilinen linyit ve taşkömürü kaynaklarının 2023 tarihine kadar tamamının elektrik enerjisi üretimi amacıyla değerlendirilmesi ve yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı için alınacak tedbirler sonucunda elektrik üretiminde doğal gaz payının % 30'un altına indirilmesi hedeflenmektedir. Aynı şekilde Devlet Planlama Teşkilatı tarafından hazırlanan ve 28 Haziran 2008 tarih ve 26920 sayılı Resmi Gazete 'de yayımlanarak yürürlüğe giren 2009-2011 orta vadeli program, "ithal bir kaynak olan doğal gaza aşırı bağımlılığı azaltmak üzere yerli kaynakların elektrik enerjisi üretimi amaçlı kullanımına hız verilmesi" hedefini belirtmektedir.

Yukarıda da belirtildiği şekliyle, Türkiye'deki işletilebilir yerli kömür yakıtına dayalı termik santrallerin milli ekonomiye katkısıyla birlikte, yerli yakıt kaynağına dayalı elektrik üretim oranımızın yükseltilerek, birincil enerji girdisi maliyetlerinin gelecek dönemler için kontrol altına alınabilmesi yönünden bu milli kaynaklarımızın geliştirilmesi teşvik edilmesi gerekmektedir.

Bugün, bu tür yatırımlara verilecek tatmin edici teşvikler enerji sektörünün geleceğine, istikrarına yapılacak yatırım olarak görülmelidir.

Eğer yerli enerji kaynaklarının belirtildiği gibi 2023 yılına kadar değerlendirilmesi isteniyorsa, yukarıda değinilen nedenlerle, yapılacak teşviklerle birlikte, özellikle Elbistan ve Karapınar gibi büyük havzalar başta olmak üzere yerli kömürlere ve diğer kaynaklarımıza yönelik enerji yatırımlarının kamu tarafından yapılmasına daha fazla gecikilmeden başlanmalıdır. Bunun için yerli kaynaklara dayalı elektrik üretiminde kamu yatırımlarının önünün açılması için 4628 sayılı yasanın yatırımlar konusunda, kamu teşebbüslerine getirmiş olduğu engelinde ortadan kaldırılması ve yerli kaynak kullanımına yönelik yasanın yeniden ele alınması gerekmektedir.

Diğer taraftan, kömür üretimi ve planlanması konusunda Türkiye'nin en büyük kuruluşu olan TKİ, kamu kuruluşları arasında en az kömür rezervine sahipken, kömür üretimi konusunda, TKİ'ye göre daha kısıtlı bilgi ve yetersiz sayıda elemanı olan EÜAŞ'ın sorumluluğundaki kömür rezervi, TKİ'nin iki katı kadardır. Bu durum, yerli kömürlere dayalı santraller yapılmasının gecikme nedenlerinden biri olmuştur. Bu çerçevede planlanacak büyük kömür rezervlerinin sorumluluğunun yanında yeni bulunan kömür rezervlerine ait ruhsatların da Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumuna verilmeyişi, büyük hatalara yol açmasının yanında kömür kaynaklarımızın rasyonel olarak değerlendirilmesini geciktirebilir. Burada önemli olan bu kurumların uzmanlıklarıyla ilgili konularda, planlama, değerlendirme, organizasyon, denetim ve doğru karar alma deneyimleridir. Bu nedenle bu kurumlara uzmanlıklarıyla ilgili sorumluluklar verilmesi yanında kurumların deneyim ve birikimleri korunarak yeni elemanlara aktarılması sağlanmalıdır. Aksi halde bu kuruluşların uzmanlık nitelikleri, kısa sürede yeniden tesis edilemeyecek şekilde kaybolacağından, bu durumdaki kuruluşlara verilen sorumluluklar da gerektiği gibi yerine getirilemeyecektir."

8.8 Afşin Elbistan Sahası

- Türkiye'nin en büyük linyit rezervlerinin bulunduğu bu sahada, A sektöründeki linyitleri kullanmak üzere inşa edilen 4x340 MW kurulu güce sahip santral işletmeye alındığı 1987 yılından bu yana sorunlardan kurtulamamıştır (Düşük kapasiteyle çalışması, sık arızalanması, ka-

zan patlaması, rehabilitasyon ihalelerinin iptal edilmesi vb). Santral, 1995 yılında 3096 sayılı yasaya göre Yap-İşlet-Devret modeli kapsamında Erg-Verbund ortaklığına verilmiştir.Uzun yıllar süren yargı süreci sonucunda devir aşamasında olunduğu ifade edilmekte ise de bu devir işleminin ne zaman ve hangi koşullarda yapılacağına ilişkin bir bilgi bulunmamaktadır.

- B sektöründeki linyitleri kullanacak 4 x 360 MW kurulu güçteki santralin ilk üç ünitesi 2005 yılında, dördüncü ünitesi de 2006 yılında tamamlanmış, ancak sahadan kömür üretimine 2009 yılı Ağustos ayında başlanabilmiştir. Santral 2007–2009 yılları arasında A sektöründen taşınan kömürlerle çalıştırılmıştır. Çöllolar kömür sahasında iptal edilen kömür çıkarma ihaleleri nedeniyle, B sektöründe tam kapasitede linyit üretimi yaklaşık beş yıl gecikmeyle yapılabilmiştir. Çöllolar kömür üretim sahasında yaşanan kaza sonrasında üretim de aksamalar olmuş, A santralinin çok düşük kapasitede çalışmasından ötürü kömür ihtiyacının sınırlı olması nedeniyle, Kışlaköy sahasının üretimi ile B santralinin çalışması sağlanabilmiştir.
- C ve D sektörlerinin rödevans karşılığı işletilmesine yönelik ihale iki kez yapılmıştır. Her ihaledeki her bir sektöre otuza yakın firmanın ilgi göstermesine ve şartname almasına karşın ihalelerden sonuç alınamamıştır. Birinci ihalede hiç teklif gelmezken ikincisinde birer teklif verilmiş, ancak teklifler yüksek bulunduğu için ihaleler iptal edilmiştir. Bu sahaların geleceğine ilişkin belirsizlik halen sürmektedir.
- E sektöründeki linyitlerin işletilmesine yönelik somut bir adım ise henüz görülmemektedir.
- Sahadaki potansiyelin, Akkuyu Nükleer Santral Projesi'nde olduğu gibi, hükümetler arası ikili anlaşma yoluyla yabancı bir ülke kuruluşuna devredilmek istendiği, bu doğrultuda Güney Kore'yle görüşmeler yapıldığı ve bazı mutabakat zabıtlarının imzalandığı haberleri basında yer almaktadır.
- Oysa, bölgedeki linyitlerin enerji üretimi için değerlendirilmesini sağlayacak mühendislik, imalat ve müteahhitlik çalışmaları, kamu öncülüğünde yerli kuruluşlar eliyle gerçekleştirilebilir. Afşin-Elbistan havzasında linyit üretimini havza madenciliği anlayışıyla değerlendirecek, santral yatırımlarını çevresel etkenlerle uyumlu bir şekilde gerçekleştirecek kamu öncelikli ve denetimli bütüncül bir yatırım politikası mümkündür.

İstanbul Boğazı'na paralel yeni bir kanal açılması gibi yalnızca belirli güç odaklarına rant sağlayacak "çılgın projeler" yerine Afşin-Elbistan linyit rezervlerinin değerlendirilmesi gibi enerjide dışa bağımlığı azaltacak, istihdamı ve GSMH'yi arttıracak projelerin hayata geçmesi gerekir. Bu konuda MMO Enerji Çalışma Grubu üyesi makina mühendisi Haluk Direskeneli'nin aşağıda yer alan değerlendirmeleri anlamlı ve önemlidir.

"Çılgın proje, Afşin Elbistan

Enerji sektörümüzün en önemli projeleri "Afşin Elbistan" projeleridir. Türkiye linyit kaynaklarının nerdeyse yarısı Afşin- Elbistan'dadır. A ve B gurubu olarak her biri yaklaşık 1400 MWe kapasiteli çok büyük kapasiteli termik santraller kurulmuştur.

Ancak yakılması çok zor yakıtlar vardır. Ortalama kalorifik değeri çok düşüktür, alt ısıl değeri 1150 kcal/kg'dır. İçinde ortalama % 55 nem, % 20 kul, % 1.5-4 arası kükürt vardır.

Afşin Elbistan A santrali projelendirme kapasitesinde çalışamamıştır.Dünya Bankası raporlarına göre ancak yaklaşık 500 MWe civarında devamlı azami yükte üretim yapabilmiştir.

Çünkü yanma sistemi yanlıştır. Bu kömür "Pülverize kömür" sistemiyle yanmaz, zor yanıyor, yanmıyor, işletmesi zor. "Indirect firing/ dolaylı yakma" sistemi denen yöntem uymadı. Dünyada çok az örneği var.

Piyasada mevcut termik santral yazılımlarına bu kömür analizlerini girin, pulverize kömür kullanımı konusunda uyarı mesajı alırsınız.

Yazılımlar ayrı kurutma yoluyla ısıl değer yükseltilmesini veya CFB / IGCC uygulamalarının daha uygun olacağı uyarılarını verirler. CFB Circulating Fluid Bed/ Döner Akışkan yatak veya IGCC Intergrated Gasification Combined Cycle/ Entegre gazlaştırma kombine çevrim sistemleri uygulanmalı- diyorlar.

Belki yirmi yıl önce pulverize yakma sisteminden başka çözüm yoktu. Şimdi başka iki denenmiş çözüm ortaya çıktı. Bunlar henüz Afşin-Elbistan'a uygulanmadı.

Mevcut "Pulverize kömür" sistemiyle devamlı çalışabilmesi için kömür kalitesi yükseltilmeli, temizlenmeli- ayıklanmalı- su/nem/ rutubet oranı azaltılmalı. Bunların hepsi yapılabilir. Mevcut Afşin-Elbistan kömürü buhar kazanlarına gönderilmeden önce, sahada zenginleştirilmeli, yanmaz maddelerden temizlenmeli, içindeki su oranı düşürülmeli. Bunlar yapılmayacak şeyler değil. Başkasının ürettiği teknolojiyle değil, yerli AR-GE ile çözümler pekala bulunabilinir.

Geçtiğimiz yıl (2010) Türkiye kendi yer altı kömür kaynaklarını yeterince kullanamadı. Elektrik üretiminde yüzde 46 oranında doğal gaz harcandı. Öte yandan Afşin Elbistan Sahası'nda büyük bir yerli kömür rezervi bekliyor.

Sürdürülebilir, çevreyle uyumlu ve sosyal etkilerini de düşünerek ekonomiye kazandırmak gerekir. Ancak bugünkü piyasa mantığıyla mümkün değildir.

Master Proje hazırlanması, Elbistan yöresinin tümü için havza planlanması yapılması gerekir. Elbistan havzası, Sivas Kangal kömür bölgesinden başlar, tüm Elbistan kömür sahasını, Adana Tufanbeyli, ve hatta yeni Konya Karapınar kömür sahalarını içine alır.

Havza planlaması, yörenin tümüyle tüm etkili faktörler ele alınarak yapılmalıdır. Burada kamunun devreye girmesi mutlaka gerekir. Özel sektör tek başına yapamaz. Bu büyüklükte kamulaştırma yapamaz. Yeniden iskan yapamaz. Nehir yatağının değişmesi, yeni barajların yapılması, kül barajı yapılması, yeni iletim hatlarının yapılması vb., kamu yönetiminin kararları, müdahaleleri ve uygulamaları gerektiren büyük yatırımları, özel sektör kendi imkanlarıyla yapamaz, finansman bulamaz. Kaldı ki, tüm bu yatırım ve düzenlemelerin kamu çıkarları gözetilerek gerçekleşebilmesi için,kamu eliyle yapılması gerekir.

Santrallerin yapılmasının ardından özelleştirilmesi doğru değildir. Kamunun planlama, hazırlık ve yapımında ve işletmesinde ortak olacağı bir yeni modelle santrallerin yapılması şarttır.

Afşin Elbistan B Santrali'nin Çevresel Etki Değerlendirme (ÇED) Raporu, Afşin A Termik Santrali'ne desülfürizasyon yapılması şartıyla alınmıştır. Bu süre 2012 yılında bitecek ve 2017'ye kadar uzatılması söz konusu olacaktır.

Afşin Elbistan sahasında hava kalitesi sınır değeri sorun olmuştur. Yeni yapılması hedeflenen 6.000-7.000 MW'lık Santral'in artık hava kalitesi uygun olmayan bu bölgenin dışına yapılacaktır. Halen Ön ÇED çalışmaları başlatıldı.

Fizibilite çalışmalarında sahaların kullanılması için mevcut iki nehirde derivasyon yapılması, nehir yatağının değiştirilmesi ve soğutma suyu için yeni baraj yapılması gereği vardır.

A Santrali'nin gerekli rehabilitasyon/ çevre yatırımları için yaklaşık 1 milyar US dolara ihtiyaç vardır. Bu harcama artık gereksizdir. A Santrali tümden kapatılmalı ve hurda olarak satılmalıdır. A santralinin işletmesiyle ilgili bir özel firmayla olan mevcut hukuki sorunlar bir an önce çözülmelidir.

Planlanan C ve E Sahaları için alt yapı hizmetlerinin kamu tarafından yapılması gerekir. Kömür sahası üstünde mevcut iki kasabanın/ yerleşim yerinin başka yere taşınması ve burada yaşayan insanlarımızın mağdur edilmeden yeni/ uygun /yakın yerlere iskanlarının yapılması gerekir. Bunları kamu yapar/ yapabilir.

Afşin Sahasındaki 5 milyar tonluk rezervle yeni toplan 11.000 MW'lık santral yapılabilir.

Sahadaki kömürün ortalama alt ısıl değeri 1150 kcal/kg'dır. İçinde ortalama % 55 nem, % 20 kul, % 1.5-4 arası kükürt vardır. Kömür yüzeyden 70-100 metre altta kalın bir damar halindedir.

Sahadaki kömür ekonomik olarak 450 milyon ton ham petrole eş değerdedir. Bugünkü parayla 400 milyar US dolarlık bir değerdir.

Eğer 1 metreküp/ ton kömür için 1,7 dolar, örtü kömür kaldırması/ dekapaj için 4,25 dolar harcarsak, toplam yaklaşık ton başına 7-8 US dolara kömür üretilebilir. EÜAŞ 2006 yılı sunumunda ton başına 7.8 USD belirtmiştir.

Tüm amortisman, randıman, servis, bakım/onarım/ giderleriyle kWh başına 6.0 -7.0 UScent civarında maliyet oluşabilir.

1400 MWe lık (4 üniteden oluşan) her bir santral için 2 milyar dolarlık yatırım bugünkü piyasa fiyatlarıyla kendini tahminen 7-8 yıl içinde geri ödeyebilir.

Kullanma suyu çevre belediyelerimiz, çevre insanımız için de lazımdır. Bundan sonra, çok gerekli kullanım dışında termik santral soğutma sistemi için kuru tip soğutma kuleleri yapmak gerek.

Yeni santrallerde yeni geliştirilen temiz kömür teknolojileri uygulanabilir. CCS, IGCC, Oxy-firing, yer altı gazlaştırma teknolojileri uygulanabilir.

Öte yandan reaktörleri sahada monte etmenin mümkün olmaması nedeniyle gazlaştırma teknolojisinde 300 MW'ın üzerinde santral yapılması zordur.

Her ülke kendi yerel yakıtı- yerel kömürü için kendi termik santrallerini kendi yerel sirketleri yle kurmak zorundadır. Bu iş yabancı uzmanlara/yabancı firmalara bırakılmayacak derecede önemlidir. Alın size bir "Çılgın Proje."

Mevcut kurulu gücün dörtte birine yakın (% 24,30) 12,536.74 MW kapasitesindeki 22 adet ithal kömüre dayalı elektrik üretim santralini yatırımların lisans başvuruları, başvuru, inceleme-değerlendirme ve uygun bulma aşamasındadır. Bu santrallerin de lisans almasıyla yatırımları süren 5514 MW ile ithal kömüre dayalı santrallerin yaratacağı ilave kapasite 18,450.74 MW'ye ulaşacaktır. Başka bir deyişle, mevcut Türkiye kurulu gücünün üçte birinden fazla güçte yeni ithal kömür santrali kurulması söz konusudur.

- İthal kömür santrallerine ağırlık veren mevcut anlayış ve uygulamalardan hızla vazgeçilmeli, Türkiye'nin mevcut potansiyeli hızla değerlendirilmeli ve yerli kömürlerden yararlanma süreci hızlandırılmalıdır. Yüksek Planlama Kurulunca kabul edilen Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nde kaynak kullanımı hedefleri arasında yer alan 2023 yılına kadar bilinen tüm linyit ve taşkömürü kaynaklarının değerlendirileceği beklentisinin gerçekleşebilmesi için, yerli kömür potansiyelinden yararlanmada bugüne kadarki başarısızlıkların nedenlerinin doğru analiz edilip gerekli önlemlerin alınması gerekmektedir. Varlığı bilinen linyit kaynağının önemli bir kısmı TKİ ve EÜAŞ'ın; taşkömürü kaynaklarının tamamı ise TTK'nın ruhsatındadır. Geçmişte yaşanan sorunları tekrarlamadan kömür potansiyelinin sağlıklı belirlenip harekete geçirilebilmesi için bu kuruluşlara önemli görevler düşmektedir.
- Termik santral tasarımlarında, kömürün kalitesi ve rezervi belirleyici olmakta ve santral ömrü 30 yıl kabul edilmektedir. Halen çalışmakta olan santrallerin önemli bir kısmı 1990 yılı öncesinde işletmeye alınmıştır ve ortalama ömürleri 30 yıla yaklaşmıştır. Buna göre, halen çalışmakta olan linyite dayalı termik santrallerin dayandığı linyit rezervleri, yeni aramalarla önemli ölçüde geliştirilmemişseler, orta vadede tükenmeye başlayacak, santraller kömürsüz kalacak ve faaliyetlerini durduracaktır.
- Kamu elindeki kömür yakıtlı santrallerinin özelleştirilmesi gündemdedir. Bazı santraller (Kemerköy, Yatağan vb.) önümüzdeki 15-20 yıl içinde kömür rezervlerinin tükenecek olması nedeniyle devre dışı kalabilecektir. Bazı santrallerin (Elbistan, Soma, Tunçbilek gibi) bulunduğu yerlerde ise tek ruhsatta santrallerin ihtiyacından fazla kömür rezervi bulunmaktadır. Santral ve maden sahalarının birlikte özel sektöre satış yöntemiyle devri söz konusu olduğunda; Elbistan,Tunçbilek,Soma gibi havzalarda ruhsat alanları ya bölünerek ya da bölünmeden devredilecektir. Ruhsatlar bölünmez ise, rezervlerin bir bölümünün atıl kalması söz konusu olacaktır. Ruhsatlar bölünerek özelleştirilmesi halinde ise, havza madenciliği yok olacaktır. Çözüm olarak, ruhsatların bölünmeden kamu kesiminin de içinde olacağı bir yatırım modelinin oluşturulması kaçınılmaz görünmektedir. Getirilecek her yeni radikal düzenleme beraberinde bir dizi soruna yol açacaktır.

Ancak yeni termik santral yatırımlarında aşağıdaki hususlar dikkate alınmalıdır:

- Termik santraller yüksek verimli olmalı,
- Termik santrallerde emre amadelik oranı yüksek olmalı,
- Termik santrallerde en son teknoloji kullanmalı (Santralin yerine ve uygunluğuna göre akışkan yatak, entegre komple çevrim vb.),

- Termik santrallerin teknolojisi yerli akademik çalışmalarla onaylanmalı,
- Termik santraller çevreye saygılı, çevreyle dost olmalı, kirletici emisyonu asgari düzeylerde olmalı,
- Termik santraller mühendislik hizmet ve uygulamaları yerli firmalardan temin edilerek, inşaat aşamasında azami yerli insan gücü istihdam ederek, yapım aşamasında yerli malzeme kullanılarak yerli müteahhit/yapımcı kuruluşlar tarafından inşa edilmeli,
- Termik santraller yerli iş gücüyle işletilmeli,
- Termik santraller azami yerli yakıt kullanmalıdır.

Afşin–Elbistan'da mevcut A ve B santrallerine ek olarak 7200 MW kapasitede yeni santral kurulmasına yeterli linyit rezervi mevcuttur. Bu linyitlerin çevreye zarar vermeden yakılmasını sağlayacak kazanlar ülkemizde tasarlanabilinir ve imal edilebilir. Bölgedeki linyitlerin enerji üretimi için değerlendirilmesini sağlayacak mühendislik, imalat ve müteahhitlik çalışmaları, kamu öncülüğünde yerli kuruluşlar eliyle gerçekleştirilebilir. Afşin-Elbistan havzasında linyit üretimini havza madenciliği anlayışıyla değerlendirecek, santral yatırımlarını çevresel etkenlerle uyumlu bir şekilde gerçekleştirecek kamu öncelikli ve denetimli bütüncül bir yatırım politikası mümkündür.

9. NÜKLEER SANTRALLER ÜZERİNE

Japonya'da deprem ve tsunami sonrasında nükleer elektrik santrallerinde (NES) yaşanan sorunlar ve kazalar, bütün dünyada olduğu gibi, ülkemizde de nükleer santraller konusundaki tartışmaları tetikledi.

Akkuyu'da Rus Rosatom tarafından 4800 MW kapasitede NES kurulmasına yönelik olarak, Türkiye ve Rusya arasında hükümetler arası anlaşmalar yürürlüğe girdi. Bu amaçla kurulan şirket, EPDK'ya lisans başvurusu yaptı, zemin etüdü ve ÇED çalışmalarını sürdürüyor. Akkuyu NES projesine karşın bölge halkının, uzmanların ve hatta NES savunucuların itirazları dikkate alınmazken, son olarak yayınlanan bir Başbakanlık genelgesi ile ilgili tüm kurumlara Akkuyu NES projesini hızlandırmak için gerekli tüm adımları atma talimatı verildi.

ETKB'nin, ilgili kesimlerin görüşlerini alarak hazırladığı ve hükümetin de benimsediği bir Ulusal Nükleer Enerji Strateji Belgesi ve Eylem Planı yokken, siyasi iktidar ve ETKB, enerjide dışa bağımlılığı azaltacağı iddiasıyla Akkuyu NES Projesini Sinop NES ve santrallerin izleyeceğini söylüyor. Hatta bir adım daha atarak yeni NES projelerinin, hükümetler arası anlaşmalarla yapılması için; Çin ile Japonya ile Güney Kore ile görüşmeler yapıyor, mutabakat zabıtları imzalıyor.

Sermaye yanlısı iktidarların sürdüregeldiği yanlış enerji politikaları sonucu ülkemiz, birincil enerji tüketiminde % .71,3, elektrik tüketiminde ise kaynaklar yönünden ise % 60'lara yaklaşan oranda dışa bağımlıdır.Oysa, ülkemizin yerli ve yenilenebilir enerji potansiyeli değerlendirilerek, dışa bağımlılığı azaltmak, 2011'de 54 milyar dolara varan, 2012'de 65-70 milyar dolar düzeyinde gerçekleşmesi beklenen ve toplam ithalatın nerede ise dörtte birine ulaşan enerji girdileri ithalatını azaltmak mümkün.

Nasıl mı?

- Ulusal ve kamusal çıkarlar gözetilerek, katılımcı bir anlayışla ulusal enerji stratejileri hazırlayarak, bu stratejileri hayata geçirmek üzere yol haritaları ve eylem planlarını tasarlayarak ve uygulayarak.
- Enerji sektöründe özelleştirme uygulamalarını durdurarak ve planlama, yatırım ve üretim aşamalarında kamusal bir anlayışı egemen kılarak.
- Elektrik üretiminde değerlendirmeyi bekleyen ve bu Raporda ayrıntılı bir şekilde incelenen, yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları potansiyelini, ulusal ve kamusal çıkarları gözeten stratejik bir yaklaşımla ve kısa, orta ve uzun vadeli plan, program ve uygulamalarla değerlendirerek.
- Yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının devreye alınmasında azami ölçekte yerli iş gücü,yerli mühendislik ve müteahhitlik potansiyeli,yerli makine ve ekipman kullanarak, kısacası yurt içinde istihdamı ve katma değer üretimini arttırarak.
- Enerjiyi binalarda, sanayide, ulaşımda daha verimli kullanarak toplam tüketimde % 25'lik bir kaynak yaratarak.
- Mevcut santrallerde iyileştirme çalışmalarına ağırlık vererek kayda değer bir ek kapasite daha yaratarak.

- Tüm enerji yatırımlarının çevreyi olumsuz yönde etkilediğini unutmaksızın, enerji yatırımlarını insanın ve doğanın yaşam hakkına saygı duyarak, bölgede yaşayanların görüş ve itirazlarını dikkate alarak ve çevreye verilecek zararı asgari düzeyde tutacak ileri teknik standartlarda yaparak.

Kurulması öngörülen nükleer santrallerin Türkiye'nin enerji sorununu çözeceği de bir çarpıtmadır. En erken on-on iki yıl sonra devreye girebilecek 4800 MW kapasiteli Akkuyu santralinin üreteceği 40 milyar kws'nin 2024 için öngörülen 500 milyar kws elektrik ihtiyacının karşılanması içindeki payı yalnızca % 8 olacaktır.

Hal böyleyken,siyasi iktidarın nükleer santral yatırımlarında ısrar etmesi yanlış bir politikadır.Türkiye'ye göre çok daha ileri bir teknolojik altyapıya sahip Japonya'da, son yaşanan afetler sonrasında nükleer santrallerde yaşanan kazalar karşısında çaresiz kalındığı görmezden gelinip," bize bir şey olmaz demek" ise, cehalet örneğidir.

Akkuyu'da kurulması öngörülen santral projesi yanlış bir projedir ve iptal edilmesi gerekir.Çünkü Akkuyu aktif fay hatlarına yakındır.Olası büyük bir deprem ve onu izleyebilecek dev dalgalar santrali hasara uğratabilecek ve ülkemizde de nükleer bir kazaya sebep olabilecektir. Bu konuyu, *"Biz Rusya'ya söyledik, santrali daha güvenli yapacaklar"* vb. gayri ciddi ifadelerle geçiştirmek mümkün değildir.

Nükleer santrallerle ilgili olarak; ülkemizin,

-*Ulusal Nükleer Enerji Strateji Belgesi ve Eylem Planı hazırlanmadığı,*

-*Temel yasaların bulunmadığı,*

-*İkincil mevzuatında da birçok eksikliğin olduğu,*

-*Teknik bilgi birikimi ve deneyimi yeterli olmadığı,*

-*TAEK'i bu konuda etkin kılacak düzenlemelerin yapılmadığı,*

-*Akkuyu NES için kontrollük hizmetlerini verecek kuruluşun belirlenmediği*

koşullarda, bugün Akkuyu NES projesinin, her türlü karar yetkisi devredilerek bir Rus şirketine bırakılması, aynı kurgu ve yaklaşımla yeni NES projelerine yönelinmesi ve ülkemizin nükleer enerji gibi stratejik bir konuda deneme sınama alanı yapılması kabul edilemez. Kaldı ki,yakıtından yapımına ve işletilmesine kadar Rus şirketlerine bağımlı Akkuyu NES projesi, taşıdığı tüm olumsuzlukların ve risklerin yanı sıra enerjide genel olarak dışa bağımlılığı,özel olarak Rusya'ya bağımlılığı arttıracaktır.

Aynı şekilde Sinop'ta,Trakya'da ve başka yerlerde her türlü karar erkinin yatırımcı şirketlerde olduğu, kamusal denetimin olmadığı süreçlerle başka NES'lerin yapılması planları da kabul edilemez.

Genel olarak enerji yatırımları, özel olarak nükleer santral projeleri ülke halkının ve kamuoyunun bilgi ve erişimi dışında, kapalı kapılar ardında yapılan görüşmelerin konusu olmamalıdır. Bütün süreçler açık, şeffaf, erişilebilir ve denetlenebilir olmalıdır.

Çernobil kazasının trajik sonuçları yalnızca kazanın olduğu yeri, bölgeyi, ülkeyi değil, tüm dünyayı olumsuz yönde etkilemiştir.Şimdi Japonya'daki NES kazalarının olumsuz sonuçlarının dünya ölçeğinde zincirleme ağır sorunlar yaratması söz konusudur. İnsanlığın bugün ulaştığı teknolojik düzeyde, NES'lerdeki kaza risklerinin ortadan kaldırılmadığı ve kazalara karşı tam olarak tedbir alınmadığını, Japonya'daki son kaza göstermiştir.Güvenlik sorununun yanı sıra atık sorununun da çözülmediği NES'lerde, bugün ısrar etmek yanlıştır.

Öte yanda, Japonya'da yaşanan süreçte de, yaşanan NES kazalarıyla ilgili verilen bilgilerin niteliği ve sınırlılığı da çok ciddi ve büyük sorunların kamuoyundan saklanmak istendiği kuşkusunu yaratmaktadır. Bu kaza tüm dünyaya bir ders olmalıdır. NES savunucularının sürecin ve doğurabileceği yıkıcı sonuçları olduğundan küçük göstermek çabaları nafiledir.Tüm dünyada NES'ler mercek altına alınmak, yeni güncel ciddi güvenlik analiz ve testlerinden geçmek zorundadır.Çalışmalarında sorun doğabilecek tüm NES'ler devre dışı bırakılmalıdır. Bu kapsamda komşu ülkelerde (Bulgaristan, Ermenistan vb.) bulunan ve bulundukları ülkenin yanı sıra, tüm bölge için risk oluşturabilecek geri nitelikte NES'lerinde çalışmaları durdurulmalıdır.

Türkiye, nükleer enerji konusunda bilgi birikimini arttırmalı, orta ve uzun vadede yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik ihtiyacını karşılamakta yetersiz kalma olasılığına karşı, enerji planlamasında; uzun dönemde risklerin ortadan kalkacağı ve atık sorunun çözüleceği koşulların oluşması halinde, nükleer enerjiden yararlanma imkanlarını da öngörmeli, ilgili tüm kesimlerin katılımıyla; katılımcı ve şeffaf bir anlayışla Ulusal Nükleer Enerji Strateji Belgesi ve Eylem Planını hazırlamalı, NES kazalarının ülkemiz ve insanlarımıza olumsuz etkilerine karşı Acil Eylem Planlarını kamuoyunun bilgisine sunmalı ve ilgili tüm kesimlerin görüşleri alınarak dünya standartları düzeyine kavuşturmalıdır.

10. HİDROELEKTRİK POTANSİYELİMİZ

Türkiye'nin hidroelektrik potansiyeli ve bu potansiyelin değerlendirilmesinde yaşanan sorunlar Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesinin 2011 Enerji Raporu'nda, aşağıda aktarıldığı üzere kapsamlı olarak incelenmiştir. *[Kaynak : DEK TMK Enerji Raporu 2011]*

10.1 Türkiye'nin Su Kaynakları HES Potansiyeli ve Gelişme Durumu

Su Kaynakları

"Türkiye toprakları orta iklim kuşağındadır. Türkiye'de yer yer üç ayrı iklim tipine rastlanır; Akdeniz iklimi, her mevsim yağışlı orta kuşak iklimi ve bozkır (step) iklimi. Bu iklim çeşitliliği, yağışlarında bölgelere ve mevsimlere göre çok büyük farklılık göstermesine neden olur. Yılda ortalama m^2 başına 643 mm/ olan yağış miktarı Güneydoğu ve İç Anadolu'da 250-300 mm'ye kadar düşerken Karadeniz'in Kuzeydoğu kıyılarında 2500-3000 mm'ye kadar yükselir. Bu yağış yılda ortalama 501 km^3 (milyar m^3) suya tekabül etmektedir. Bu suyun 274 km^3ü toprak ve su yüzeyleriyle bitkilerden olan buharlaşmalar yoluyla atmosfere geri dönmekte, 69 km^3lük kısmı yer altı sularını beslemekte ve 158 km^3ü akışa geçmektedir. Yer altı suyunu besleyen yağışların 28 km^3lük kısmı pınarlar vasıtasıyla yerüstü suyuna katılmakta, buna göre ülkedeki yüzeysel akış yılda ortalama 186 km^3e ulaşmaktadır. Ayrıca komşu ülkelerden doğan akarsularla yılda ortalama 7 km^3 su ülkemiz su potansiyeline katılmaktadır. Böylece Türkiye'nin toplam yüzeysel akışı 193 km^3e (158+28+7) ulaşmaktadır. 11 km^3 yer altı suyu ve 64 km^3 yüzeysel akış komşu ülkelere akmaktadır. 8 km^3 yüzey suyu kapalı havzalara akmakta ve buralarda buharlaşmaktadır. Bu kaynakların geri kalan 151 km^3ü -121 km^3ü yüzeysel akıştan ve 30 km^3ü yer altı suyundan- Türkiye'yi çevreleyen çeşitli denizlere akmaktadır. Türkiye'de drenaj sahaları bakımından 26 hidrolojik havza bulunmaktadır. Bu havzalardan 15'i nehir havzası, 7'si irili ufaklı nehirlerden oluşan müteferrik havza ve 4'ü ise denize boşalımı olmayan kapalı havzalardan oluşmaktadır."

TMMOB'nin hazırladığı HES raporunda ise, elektrik üretiminde HES'lerle ilgili olarak aşağıdaki değerlendirmeler yer almaktadır.

10.2 Elektrik Üretiminde HES'ler

Diğer enerji kaynaklarında ve enerji hizmetlerinde olduğu gibi, hidrolik enerjinin de serbest piyasa koşullarına bırakılmasının ilk ve en önemli adımı 3096 sayılı kanun ile Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun'la başlamıştır. Ancak süreç 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile çok daha sorunlu boyutlara vardırılmış olup, bu sürecin HES'lere olumsuz etkileri çok fazla olmuştur.

10.2.1 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Öncesi Enerji ve HES[1]

Elektrik sektöründe kamu hizmetlerinin özel sektöre yaptırılması hususunu, 3096 sayılı Kanun ve Uygulama Yönetmeliği'nde iki tür sözleşme belirlenerek ortaya konmuştur. Bunlar "Elektrik üretimi yapacak tesisi kurma ve işletme müsaadesi" üzerine yapılacak "görev sözleşmesi" ve görev bölgelerinde kamu kurum ve kuruluşlarınca (KİT'ler dahil) yapılmış veya yapılacak üretim, iletim ve

[1] Küçük, İ, "4628 ve Hidrolik Enerji", TMMOB Enerji Sempozyumu Bildiriler Kitabı ,17-19 Aralık 2009, Ankara, S.214

dağıtım tesislerinin işletme haklarının görevli şirketlere verilmesi sonucu yapılacak "işletme hakkı verilmesi sözleşmesi"dir.

1984 yılında yürürlüğe giren 3096 sayılı Kanun, bir kamu iktisadi kuruluşu olan mülga TEK dışındaki kuruluşların elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticareti konularında görevlendirilmelerini mümkün kılmaktadır.

Yap-İşlet-Devret Modeli

3996 sayılı Kanun'la, kamu kurum ve kuruluşlarınca (kamu iktisadi teşebbüsleri dahil) ifa edilen, ileri teknoloji veya yüksek maddi kaynak gerektiren bazı yatırım ve hizmetlerin, yap-işlet-devret modeli çerçevesinde yaptırılması sağlanmıştır.

Kanun'la elektrik üretim, iletim, dağıtımda, projeyi gerçekleştirecek olan yerli ya da yabancı şirketler bir sermaye şirketi kurarak, projenin tasarımından işletmeye alınması, işletilmesi bakım ve onarımı söz konusu şirket tarafından yapılmakta, işletme süresi olarak da, 3096 sayılı Kanun'a göre 99 yıla kadar süre verilebilmesine izin verilmektedir. Ancak genel olarak uygulamada inşaat süresi, borçların ödenmesi ve bunu takiben öz sermayenin geri alınmasını sağlayacak asgari 15-20 yıl içermektedir. Bu süre karşılıklı anlaşmayla uzatılabilmektedir.

Yap-İşlet Modeli

1997 yılında ve 4283 sayılı "Yap-İşlet (Yİ) Modeli" ile Elektrik Enerji Üretim Tesislerinin Kurulması, İşletilmesi ve Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun" mülkiyeti üretim şirketine ait olmak üzere tesisin kurulmasını, işletilmesini ve işletme süresi boyunca üretilen hizmetin devlet tarafından alınmasını düzenleyen bir modeldir. Yİ modeliyle üretim şirketlerine sadece termik (hidrolik, jeotermal, nükleer ve diğer yenilenebilir enerji alanları kapsam dışında tutulmuştur) santral kurma konusunda kurallar belirlenmiştir.

İzleyen süreçte mahkeme kararlarıyla kanunlarda birçok değişiklikler yapılmak zorunda kalınmıştır. 3996 sayılı Kanun'un ikinci maddesine, 4493 sayılı Yasa'yla elektrik üretim, iletim, dağıtım ve ticareti konuları eklenerek ve Anayasa Mahkemesi tarafından iptal gerekçelerine kanunlarda uygun düzenlemeler yapılmak suretiyle; yasayla özel hukuk normlarına uygun işlemlerin yapılmasının yolunu açmıştır.

Bu kapsamda, enerji üretim garantili HES'ler için yapılan sözleşmeler ve bu sözleşmelere göre yapılan ödemeler enerji üretim miktarlarıyla karşılaştırıldığında üretilmemiş olan enerjiler için kamunun ödeme yaptığı görülecektir.

Sayıştay tarafından yapılan denetlemede, YİD modeliyle 24 ve Yİ modeliyle yapılanbeş santral olmak üzere 29 santral (termik ya da hidrolik ayrımı yapılmamış) içindört yıl içerisinde 2,3 milyar ABD doları kamu zararı oluşturduğunu belirtmektedir[2].

Bu yasalardan sonra sektöre ilişkin kuralları belirleyecek olan Yasa, 2001 yılında 4628 sayısıyla yayınlanmıştır.

[2] http://www.sayistay.gov.tr/rapor/rapor3.asp?id=48 (Temmuz 2011)

10.2.2 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu Sonrası HES

20 Şubat 2001 tarihli ve 4628 sayılı "Elektrik Piyasası Kanunu" ile rekabet ortamında enerji piyasası oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması amacıyla yeni bir yapı olarak "Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu" oluşturulmuştur. Bu Kanun'la birlikte enerji hizmetlerinin bütün alanlarında serbest girişimin önü açılmıştır.

4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ve bu Kanun'da değişiklik yapan 4646, 5784, 5496, 5627, 5398, 5015, 5307, 5496 ve 5728 sayılı Kanunlar ile enerji sektörü çok daha sorunlu bir sürece yönlenmiştir.

Tablo 10.1: İşletmedeki Hidrolik Santraller (Kurulu Güç MW)[3]

	Barajlı (MW)	Adet	Akarsu (MW)	Adet	Toplam (MW)	Toplam Adet
EÜAŞ	11.599,7	42	462,6	62	11.677,9	104
İşletme Hakkı Devredilen	-	-	30,1	1	30,1	1
YİD	772,0	2	200,4	15	972,4	17
Serbest Üretim Şirketi	155,3	10	2.066,9	124	2.222,2	134
Otoprodüktör	540,0	1	4,2	3	544,2	4
Toplam	13.067,0	55	2.764,2	205	15.831,2	260
Kurulu Güce Katkısı %	26,39	-	5,58	-	31,97	-

Bu yasal düzenlemeler kapsamında, özel ya da tüzel olarak birçok girişimci herhangi bir su üzerinde belirlediği noktadan suyu alıp bir başka noktaya aktararak enerji üretimine ilişkin fizibilite raporu çalışmalarına başlamışlardır.

Bu düzenlemelerden sonra, diğer alanlarda olduğu gibi hidroelektrik, elektrik alanında da özel sektör tarafında birçok HES projesi ortaya konmaya başlamıştır.

4628 sayılı Kanun'un ardından 26 Haziran 2003 tarihli Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik ile su kullanım anlaşması yapılmaya başlanmıştır.

HES Projelerinde İşleyiş Süreci

EPDK, Hidrolik kaynaklı üretim tesisi kurulmasına ilişkin lisans başvurusu işleyişini; "Hidrolik kaynaklı elektrik üretimine uygun alanların belirlenmesi Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü (EİE) ve DSİ yetkisi dahilindedir. İki genel müdürlükçe hazırlanan projele,r DSİ internet sayfasında *tablo-3*[4] yayınlanarak özel sektör yatırımlarına açılmaktadır. Özel sektör yatırımcıları tarafından geliştirilen projelere ilişkin fizibilite raporları DSİ tarafından yapılan inceleme sonucu uygun bulunması ve Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'nin 7'inci maddesinin beşinci fıkrasının (c) bendi

[3] TEİAŞ 2009 Yılı Sistem İşletme Faaliyetleri Raporu
[4] http://www2.dsi.gov.tr/skatablo/Tablo3.htm (Temmuz 2011)

hükmü gereği DSİ ile yapılmış Su Kullanım Hakkı Anlaşmasının veya Su Kullanım Hakkı Anlaşması imzalayabilmeye hak kazandıklarının belgelenmesi sonrasında Kurumumuza yapılan lisans başvurusu değerlendirmeye alınmaktadır. Diğer taraftan, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 2'inci maddesinin üçüncü fıkrası; "Piyasada faaliyet gösterecek özel hukuk hükümlerine tabi tüzel kişilerin 6762 sayılı Türk Ticaret Kanunu hükümleri doğrultusunda anonim şirket ya da limitet şirket olarak kurulmaları ve anonim şirket olarak kurulmaları halinde, hisselerinin tamamının nama yazılı olması şarttır." şeklinde düzenlenmiştir. Dolayısıyla, yabancı tüzel veya gerçek kişilerin ancak Türk Ticaret Kanunu hükümlerine göre kurulmuş bir şirketin ortağı olarak piyasada faaliyet göstermesi mümkündür[5] şeklinde ifade etmektedir.

EPDK, Hidroelektrik Santrali (HES) projelerinin ÇED Kararları ve cansuyu miktarı hakkındaki açıklaması; "4/8/2002 tarihli ve 24836 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği'nin 10'uncu maddesinin üçüncü fıkrası kapsamında; "Lisans başvurusuna konu üretim tesisi projesinin, 17/7/2008 tarihli ve 26939 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği kapsamında olması halinde, söz konusu Yönetmelik kapsamında alınan kararı ibraz etmesi" zorunluluğu eklenmiştir. Yönetmelik hükmü gereği, Kurumumuzdan lisans alması uygun bulunan üretim tesislerine ilişkin ÇED Raporu, izin, ruhsat gibi diğer mevzuattan kaynaklanan yükümlülükler,Çevresel Etki Değerlendirilmesi ve Planlama Genel Müdürlüğü nezdinde Şirket tarafından yerine getirilmektedir. Lisans verilmesi uygun bulunan Şirketler için, ÇED olumlu kararı veya ÇED gerekli değildir kararının Kurumumuza sunulmasını takiben lisans verilmektedir. Çevresel Etki Değerlendirilmesi ve Planlama Genel Müdürlüğü[6] tarafından, ÇED işlemleri yürütülen projeler, ÇED olumlu kararı veya ÇED gerekli değildir kararı verilen projeler, www.cedgm.gov.tr adresinden ulaşabileceğiniz Çevresel Etki Değerlendirilmesi ve Planlama Genel Müdürlüğü web sayfasında ilan edilmektedir. Hidroelektrik kaynaklı üretim tesislerinin yasal olarak bırakması gereken çevresel akış (cansuyu) miktarı ÇED kararı kapsamında ilgili idare tarafından belirlenmekte ve denetlenmekte, ayrıca bu karar kapsamında doğan yükümlülükler DSİ ile ilgili Şirket arasında imzalanan Su Kullanım Hakkı Anlaşmasına derç edilmektedir[53] şeklindedir.

Hidrolik Enerji Santral Projelerinin Artışı

3096 sayılı Kanun'dan sonra Türkiye'de enerjide kurulu güçte artış özellikle termik santrallerde olmuştur. Hidrolikteki kurulu gücün artış hızında önemli bir değişim olmamıştır.

4628 ve su kullanım anlaşması sonrasında kısa zamanda çok sayıda HES projeleri ortaya çıkmıştır. Bu süreçte tüzel kişilerce geliştirilen 1215 adet proje, piyasanın serbestleşmesi olarak algılanabilir. Oysa bir projenin rasyonalitesi o proje için gerekli olan hidrometrik ölçümlerin süresinin yeterliliği ve temsiliyetiyle ölçülmektedir. Üretilen projeler, bu kapsamda değerlendirildiğinde çoğunluğunun bu ön koşulu sağlamadığı görülecektir.

Projede su ölçümleri yok sayılırken çevreye ilişkin birçok değer de yok sayılmaktadır. Şöyle ki, havzanın topoğrafik yapısının fazla eğimli olması durumunda projeler, birbiri ardına dizilerek dere yatağı suyu göremeden borular ve tünellerle denize ya da göllere kadar ulaştırılmaktadır. Bu konuda en fazla mağdur olan bölgeler Karadeniz ve Akdeniz bölgeleridir.

[5] http://epdk.gov.tr/web/elektrik-piyasasi-dairesi/sss-genel
[6] 644 Sayılı KHK ile bu Genel Müdürlük isimleri ve görevleri değişmiştir.

4628 sayılı Kanun'un kapsamında EİE ve DSİ tarafından üretilen proje sayısı yaklaşık 259 adet olup toplam kurulu gücü 4.857 MW ve tüzel kişilerce ortaya konan yaklaşık 1215 projenin kurulu gücü 5.300 MW (Tablo 10.2)'dır.

Projeler bir bütün olarak değerlendirildiğinde yaklaşık 1941 tesisin kurulu gücü 75.571 MW ve 1215 tesisin kurulu gücü yaklaşık 5.360 MW'dır. Projelere bir bütün olarak bakıldığında, kamu ve tüzel kişilerce ortaya konan projelerin çevresel ve toplumsal etkileriyle birlikte değerlendirilmediği açıkça görülmektedir. Özellikle hidrolojik ve jeolojik rapor nitelikleri tartışmalı, 4628 sayılı Yasa sonrası ortaya konan ve 1215 tesisin kurulu gücünün toplam kurulu güç içerisindeki oranı, yaklaşık olarak % 7 dir. Teknik özelliklerinin uygun olmadığı tespitiyle kurulu güçteki oranı dikkate alındığında bu tesislerin acele yapılmasını gerektirecek teknik ya da toplumsal bir gerekçe olmadığı görülmektedir. İşte sadece bu nedenle dahi akarsular üzerindeki tüm HES'lerin bütüncül olarak ele alınarak kümülatif çevresel etkisinin değerlendirmesi zorunludur. Kümülatif etkiler dikkate alınarak 1215 tesisin kurulması mutlaka zorunlu bir durum mudur? Sorusunun yanıtı aranmalıdır. Bu soruyu 4628 sayılı Kanun sonrasında DSİ ve EİE tarafından geliştirilen 259 adet (4.857 MW) tesis içinde sorabiliriz.

Tablo 10.2: Hidrolik Enerjide Gelişme Durumu[7]

Durumu	Adet	Kurulu Güç (MW)
İşletmede Olan	205	14.405,24
İnşa Halinde Olan	514	14.098,52
İl Etüt, Mastır Plan, Planlama ve Kati Projesi Hazır Olan	1222	47.067,34
Genel Toplam	1.941	75.571,10
Genel Toplam İçerisinde Tüzel Kişiler Tarafından Geliştirilen	1215	5.360
Genel Toplam İçerisinde 4628 Sayılı Kanun için DSİ ve EİE tarafından geliştirilen projeler	259	4.857

10.2.3 HES Projeleri ve Bölgesel Dağılımları

Tablo 10.3: Mevcut Projelerin İllere Göre Dağılımı

	Tablo-1	*Tablo-3*			*Tablo-1*	*Tablo-3*	
İl Adı	**Adet**	**Adet**	**Toplam**	**İl Adı**	**Adet**	**Adet**	**Toplam**
01 ADANA	26	28	54	42 KONYA	10	3	13
02 ADIYAMAN	7	28	35	43 KÜTAHYA	4	11	15
03 AFYON	1	0	1	44 MALATYA	19	19	38
04 AĞRI	1	11	12	45 MANİSA	3	0	3
05 AMASYA	1	11	12	46 K. MARAŞ	26	54	80

[7] DSİ (30 Temmuz 2011) http://www.dsi.gov.tr/ska/ska.htm , Tablo-1, Tablo-2, Tablo-3, Tablo- 4, Tablo-5, Tablo-6, Tablo-7 ve EÜAŞ, (20 Mart 2010) http://www.euas.gov.tr/_Euas/web/gozlem.aspx?sayfaNo=100, tablolarından hesaplanmıştır.

06 ANKARA	6	12	18	47 MARDİN	1	0	1
07 ANTALYA	49	44	93	48 MUĞLA	16	22	38
08 ARTVİN	21	103	124	49 MUŞ	4	6	10
09 AYDIN	7	4	11	50 NEVŞEHİR	3	2	5
10 BALIKESİR	19	4	23	51 NİĞDE	1	0	1
11 BİLECİK	2	4	6	52 ORDU	25	29	54
12 BİNGÖL	10	14	24	53 RİZE	25	59	84
13 BİTLİS	7	14	21	54 SAKARYA	7	14	21
14 BOLU	9	21	30	55 SAMSUN	9	9	18
15 BURDUR	2	2	4	56 SİİRT	13	8	21
16 BURSA	14	12	26	57 SİNOP	2	13	15
17 ÇANAKKALE	7	2	9	58 SIVAS	19	36	55
18 ÇANKIRI	2	2	4	59 TEKİRDAĞ	0	0	0
19 ÇORUM	3	6	9	60 TOKAT	9	18	27
20 DENİZLİ	19	18	37	61 TRABZON	37	98	135
21 DİYARBAKIR	8	14	22	62 TUNCELİ	10	9	19
22 EDİRNE	0	0	0	63 ŞANLIURFA	4	1	5
23 ELAZIĞ	9	5	14	64 UŞAK	1	1	2
24 ERZİNCAN	13	38	51	65 VAN	7	31	38
25 ERZURUM	23	65	88	66 YOZGAT	2	2	4
26 ESKİŞEHİR	6	2	8	67 ZONGULDAK	5	6	11
27 GAZİANTEP	0	3	3	68 AKSARAY	0	0	0
28 GİRESUN	34	65	99	69 BAYBURT	1	8	9
29 GÜMÜŞHANE	6	31	37	70 KARAMAN	7	8	15
30 HAKKARİ	10	12	22	71 KIRIKKALE	2	3	5
31 HATAY	5	7	12	72 BATMAN	1	9	10
32 ISPARTA	13	12	25	73 ŞIRNAK	8	11	19
33 MERSİN	29	20	49	74 BARTIN	4	6	10
34 İSTANBUL	0	0	0	75 ARDAHAN	8	10	18
35 İZMİR	3	0	3	76 IĞDIR	1	3	4
36 KARS	14	19	33	77 YALOVA	0	0	0
37 KASTAMONU	14	25	39	78 KARABÜK	4	14	18
38 KAYSERİ	15	8	23	79 KİLİS	0	0	0
39 KIRLARELİ	4	0	4	80 OSMANİYE	6	15	21
40 KIRŞEHİR	2	0	2	81 DÜZCE	0	9	9
41 İZMİT	1	2	3	Toplam (Adet)	726	1.215	1.941
				Kurulu Güç (MW)	70.211	5.360	75.571

İlk etüt, master plan, planlama, katı projesi hazır olan, inşa halinde olan, işletmede olan bütün HES'ler adet olarak dikkate alındığında Trabzon, Rize, Artvin, Adana, Antalya, K.Maraş, Muğla, Ordu, Giresun, Erzurum ve Erzincan'daki yoğunluğun diğer illere göre daha fazla olduğu görülmektedir. Bunların bir kısmı nehir tipi bir kısmı ise biriktirmeli yapılara sahiptir. Bazı illerdeki bütün akarsular üzerine nehir tipi HES projeleri geliştirilmiş olup, bu derelerden alınan sular ilk HES'ten sonra tekrar dere yatağını göremeden doğal mecrasına (deniz, göl) ulaşmaktadır.

Tablo 10.4: Türkiye Kurulu Güç ve Üretimin Birincil Kaynaklara Göre Dağılımı[8]

Birincil Kaynak	Kurulu Güç (MW)	Payı (%)	Kurulu Güç (MW)	Payı (%)	Üretim (GWh)	Payı (%)	Üretim (GWh)	Payı (%)
	2009		2010		2009		2010	
Barajlı Hidrolik	12.681,6	29,72	13.067,1	26,39	30.603,3	15,3	44.468,4	21,05
Akarsu Hidrolik	1.871,7	3,36	2.761,1	5,57	5.355,0	1,4	7.327,0	3,46
Motorin	26,5	0,06	26,5	0,05	345,8	0,1	4,2	0,0
İthal Kömür	1.921,0	3,95	3.281,0	6,62	12.813,2	6,3	14.531,7	6,9
Taşkömürü	335,0	0,80	335,0	0,68	3.334,8	1,7	3.588,3	1,7
Rüzgar	791,6	0,87	1.320,2	2,67	1.495,4	0,4	2.916,4	1,4
Linyit	8.109,6	19,39	8.139,7	16,44	39.089,5	21,1	35.942,1	17,0
Jeotermal	77,2	0,07	94,2	0,19	435,7	0,1	668,2	0,3
Doğal gaz+LPG	14.555,0	32,11	-	-	96.095,1	49,7	-	-
Doğal Gaz	-	-	16.112,2	32,53	-	-	98.143,7	46,5
Nafta	21,4	0,05	16,9	0,03	17,6	0,2	31,9	0,0
Katı+Sıvı Çok Yakıtlı	551,5	1,34	2.652,7	5,36	0,0	0,0	0,0	0,0
Fuel-Oil+Asfaltit	1.675,6	4,17	1.617,8	3,26	4.887,4	3,6	3.128,1	1.5
Yenilenebilir+Atık	81,5	0,14	96,9	0,20	340,1	0,1	457,5	0,2
Sıvı+Doğal gaz	2.062,0	3,97	-	-	0,0	0,0	-	-
TOPLAM	**44.761,2**	**100,0**	**49.524,1**	**100,0**	**194.812,90**	**100,0**	**211.207,7**	**100,0**

Hidrolik santralleri barajlı ve nehir tipi olarak da değerlendirdiğimizde (Tablo 10.4), mevcut işletmedeki nehir tipi santrallerin kurulu güce oranı % 5,58 iken üretime katkıları % 3,46 olarak gerçekleşmiştir.

DSİ Tablo 10.3'teki projeler (ki bunlar kurulu güçleri düşük olan ve kapasite faktörleri düşük olacak olan projelerdir) mevcut değerler dikkate alınarak değerlendirildiğinde, toplamda yaklaşık 1215 tesisin yaklaşık kurulu gücü 5.360 MW (bunların bütün su değerleri doğru ve çevresel zarar

[8] TEİAŞ 2009 ve 2010 Yılı Sistem İşletme Faaliyetleri Raporları

oluşturmayacakları kabul edilse bile) olacaktır. Bu tesislerin toplamda enerji üretimine katkısı çok iyi yaklaşımla % 5,0 geçemeyeceği gerçeği görülmesi gerekir.

Nehir tipi, HES projelerine bölgesel ölçekte bakıldığında 306 adet projeyle Karadeniz bölgesinin ağırlığı görülmektedir. Bu bölgeyi sırasıyla Akdeniz, Doğu Anadolu ve İç Anadolu bölgeleri izlemektedir. Bazı bölgelerde bütün akarsular üzerine nehir tipi HES projeleri geliştirilmiş olup, bu derelerden alınan sular ilk HES'ten sonra tekrar dere yatağını göremeden doğal mecrasına ulaştırılmaktadır.

10.2.4 İletim/Dağıtım Sistemi Bağlantıları

Hidrolik potansiyelden elektrik üretmek amacıyla lisans almak üzere EPDK'ya başvuran tüzel kişi projelerinin uygun bulunmasıyla başlatılan inceleme ve değerlendirme sürecinde, söz konusu HES'in sisteme bağlantısını belirlemek üzere bölge dağıtım şirketi ve iletim şirketinin de görüşleri alınmaktadır. Bölge dağıtım ve iletim şirketlerinin uygun görüşlerinden sonra diğer işlemler de sonuçlandırılarak lisans işlemi tamamlanmaktadır.

Ancak asıl sorunlar, lisans işleminden sonra projenin hayata geçirilmesi sürecinde ortaya çıkmaktadır. Lisans almış HES projelerinin çoğunda proje hatalarından kaynaklı kurulu güç değişikliği yapılarak lisans tadilatına veya zaman zaman iptaline gidilmektedir. Özellikle; kaynak kullanımına ait ölçümlerin sağlıklı verilere dayanmaması, santralin iletim veya dağıtım seviyesinden sisteme bağlantısında gerek güzergah açısından gerekse mesafe açısından sorunlar yaşanması lisans tadilatlarını da kaçınılmaz kılmaktadır. Bağlantı hatları güzergahında da çevrenin olabildiğince zarar görmesi ve oluşan yerel tepkiyi de göz önüne aldığımızda, bu projeler için hazırlanıp başvuru aşamasında EPDK'ya sunulan fizibilite raporlarının gerçekliği ve amacı hakkında bize bir fikir vermektedir. Lisans aşamasında yapılan inceleme ve değerlendirmelerde de gereği kadar özenin gösterilmemesi, EPDK'da, elektrik üretimi olsun da nasıl olursa olsun anlayışının hakim olması bu projelerin ekonomisini zora soktuğu gibi yerelde ve genelde arzu edilmeyen tepkilere de neden olmaktadır.

Hidrolik potansiyelin elektrik üretimi için kullanılacağı bölgelerde, kurulu güce göre inşa edilecek HES'lerin havza bazında, iletim ve/veya dağıtım sistemi bağlantı hatları ve üretim tüketim dengesiyle birlikte çevresel etkilerin de göz önüne alındığı bütüncül bir anlayışla değerlendirilmesi gerekmektedir.

10.2.5 HES ve Havza Planlaması

Suyun niteliksel ve nicelik olarak değişmesi su havzalarının bir bütün olarak ele alınması gerektiği konusu, gelinen süreçte her zamankinden daha önemlidir.

Havzada yapılacak olan herhangi bir su yapısı suyun davranışını doğrudan etkilediğinden; suyun havzadaki davranışına kullanımına müdahale olarak değerlendirilmelidir. Bu kapsamda bakıldığında havzalar için planlama yapılmadan önce herhangi bir su yapısına ya da su kullanımına izin verilmesi halinde, havza özelinde ve etkileyeceği diğer komşu havzalar içinde suya bağlı sorunların ortaya çıkması kaçınılmazdır.

4628 sayılı yasa ve Su Kullanım Anlaşması'ndan sonra ortaya konmuş olan HES'ler havza planlamasına bağlı olmayan tesislerdir. Ancak siyasi ısrarla bu tesislerin havza planlaması içinde bulunduğunu belirtmektedirler. Oysa su planlaması yapılmış bir havzada, su yapılarının yeri ve nitelikleri, bunların kümülatif çevresel etkileriyle alınacak önlemler belli olmalıdır. Eğer havza planlaması olsaydı gelişi güzel, birbirinden bağımsız olarak birilerinin proje geliştirdim iddiaları bu planlarda yer almazdı. Böylece her HES başvurusu için ayrı ayrı izin değerlendirmesi yapılmazdı. Her ne kadar havza planlaması yapıldığı belirtilse de, bu başvurularda havza planlamasına ilişkin hiçbir değerlendirme bulunmamakta olup, sadece mevcut ya da önceki başvurular ile kotlar arasında bir çakışma olup olmadığı konusunda karşılaştırma yapılmaktadır. Ayrıca bu projelerin hidrolojik ve jeolojik çalışmaları göz ardı edilmektedir. Herhangi bir su yapısı için projenin esasını oluşturan hidrolojik ve jeolojik çalışmalar önemsenmeyerek bunlara bağlı imalatların yanlış uygulanması durumunda yaşanacak sorunlar; ilgili kurum, kuruluş ve kişilerin bilgisinde olmasına rağmen bu yanlışa devam edilmesi izah edilecek bir durum değildir.

10.2.6 HES Proje Kabulleri

HES işlemlerinde izlenen yolun uzun ve birbirini tekrar eden bir süreçtir. Yatırımcı olarak ortaya çıkanlarda bu uzun ve değişik kurumlarla olan ilişkilerden şikayetçidirler. Süreç sadece bürokratik işlem olarak değerlendirilir ise yatırımcı açısından doğrudur. Ancak bilinen bir gerçek de, bu projelerin özellikle aynı konularda farklı kurumlar tarafından değerlendirilmeleridir. Tesis hidrolojik ve jeolojik (DSİ ve EİE) olarak iki ya da daha fazla kurum ya da kuruluş tarafından değerlendirmeye alınması inceleme konusu aynı olduğu için doğru değildir. Zaten işlem sonuçlarına bakıldığında değişen hiçbir şey yoktur. Bütün projeler lisans işlemi için Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK)'na ulaşmaktadır. EPDK kendisine ulaşan bütün projeler için süreci tamamlayarak lisans vermektedir. Lisans alan projelerin teknik olarak kurulu güçlerinin ve güvenilir üretimlerinin doğru olduğu anlamına gelmemektedir.

HES projelerinin teknik kısımları (hidroloji, jeoloji, işletme gibi) DSİ ve EİE tarafından incelenmektedir. Bir projenin aynı kısımlarının aynı amaçla incelenmesi anlamlı bir işleyiş değildir.

Projelerin aynı konular için birden çok kurum tarafından değerlendirilmesi işin esasına ilişkin olmayıp sadece " çok fazla kurumun değerlendirmiş ve olumlu görüş bildirmiş" gerekçesiyle kamuoyunun karşı taleplerini çürütmeye yönelik işlem olarak görülebilir. Kaldı ki, kurumların verdikleri olumsuz görüşler de işlem dosyalarında göz ardı edilmesinin yanı sıra, proje değerlerindeki hesaplara ilişkin belirsizlikler ya da hatalar karşısında sorumluluk şirketlere bırakılarak projenin devamına izin verilmektedir.

Projelerin teknik konuları başta olmak üzere fizibiliteden itibaren işletme sonrasına kadar tek kamu kurumu tarafından kontrol edilmelidir. Fizibilite, inşaat ve işletme aşamalarında hiçbir şekilde ihmale gelemez. Bu işlemler için bir kamu kurumu tam yetkili olmalıdır."

*Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi 2011 Enerji Raporu*nun HES'lerle ilgili bölümünde, Türkiye'nin HES potansiyeli ve gelişme durumu aşağıdaki ifadelerle irdelenmiştir.

"Türkiye HES Potansiyeli ve Gelişme Durum

Türkiye'nin hidroelektrik potansiyeli

Brüt, teorik hidroelektrik enerji potansiyeli 433 TWh/yıl,
Teknik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyeli 216 TWh/yıl,
Ekonomik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyeli 170 TWh/yıl

Buna göre Türkiye'de ekonomik yapılabilir HES potansiyel, teknik yapılabilir HES potansiyelin % 59'u dolayındadır. Bu oran Avrupa'da % 76'dır.

6200, 3096 ve 5346 Sayılı Kanunlar Kapsamında Geliştirilen HES'ler

Türkiye'de 1984 yılına kadar su yapılarının geliştirilmesi 6200 sayılı Yasa kapsamında DSİ görev ve yetki alanında bulunmaktaydı. Sadece enerji amacı olan projelerin etüt ve planlaması EİE Genel Müdürlüğü tarafından, çok amaçlı projelerin etüt ve planlaması DSİ Genel Müdürlüğü tarafından yapılmakta planlamadan sonraki tüm aşamalar ve yatırımların gerçekleştirilmesi ise DSİ Genel Müdürlüğünün yetki ve görevleri arasında yer almakta idi.

Ancak özel sektör yatırımlarını elektrik sektörüne yönlendirebilmek amacıyla 1984 yılında çıkartılan ve 14 yıl boyunca yürürlükte kalan 3096, 3996 ve 4283 sayılı kanunlar kapsamında uygulanan YİD, Yİ, İHD ve Otoprodüktör modellerinden beklenen sonuç alınamamış, özel sektör ve yabancı sermaye yatırımları istenilen düzeyde bu sektöre çekilememiştir.

Özellikle YİD, Yİ ve İHD modellerinin başarıya ulaşmaması nedeniyle, Dünya Bankasının girişimiyle başlatılan yeniden yapılanma çalışmaları sonucunda; 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu 3 Mart 200' de, 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu'da 2 Mayıs 2001'de yürürlüğe girmiştir. Bu kanunların öngördüğü unsurlar arasında bulunan Düzenleme Kurulu ise, 4628 sayılı Kanun'la önce Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu olarak kurulmuş, daha sonra 4646 sayılı Kanun'la da Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu (EPDK) adını almıştır. Yeni piyasa modeli 3 Eylül 2002'den itibaren uygulanmaya başlamıştır. 26 Haziran 2003 tarihinde "Su Kullanım Anlaşması" Yönetmeliği'nin yürürlüğe girmesiyle birlikte de hidroelektrik projeler, özel sektöre açılmış ve kamu tamamen bu alandan çekilmiştir.

2003 yılında Türkiye ekonomik yapılabilir Hidroelektrik enerji potansiyelinin proje durumlarına göre dağılımı Tablo 10.5'te verilmektedir. DSİ ve EİE tarafından çeşitli kademelerde geliştirilmiş olan ve aşağıdaki tabloda verilen projelerden işletmedeki 135 proje ile ikili işbirliği anlaşmaları kapsamında yer alan birkaç proje dışındaki projelerin hemen hemen tamamı 4628 sayılı Kanun kapsamında özel sektör başvurusuna açılmıştır.

Tablo 10.5 2003 Yılına Kadar DSİ/EİE Tarafından Çeşitli Kademelerde Geliştirilmiş Olan Projeler

Proje Durumu	Adet	K.Güç	Güvenilir Enerji Üretimi	Ortalama Enerji Üretimi
		MW	GWh/Yıl	GWh/yıl
1- İşletmede	135	12 619	33 250	45 300
2- İnşa Halinde	41	3219	6356	10 636
3- Projeli	497	20 394	39 948	71 409
Toplam Potansiyel	**673**	**36 232***	**79 554**	**127 345**

Hazırlayan: *Ayla TUTUŞ*

İşletmedeki santrallerden 11,678 MW kurulu gücündeki 106 adedi DSİ tarafından inşa edilerek EÜAŞ' a devredilmiş ve EÜAŞ tarafından işletilmekte olan santrallerdir. 22 adedi ise 3096 sayılı Kanun kapsamında YİD, Yİ, İHD ve otoprodüktör modeliyle özel sektör tarafından inşa edilerek işletmeye alınan santrallerdir.

4628 ve 5346 Sayılı Kanun Kapsamındaki HES'lerin Durumu

2001 tarihinde yayımlanarak yürürlüğe giren 4628 sayılı Kanun kapsamında çıkartılan "Elektrik Piyasasında Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik" 26 Haziran 2003 tarih ve 25150 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir.

Ağustos 2003 tarihinde ise DSİ tarafından hidroelektrik santral projeleri geliştirip işletilmek amacıyla özel sektör başvurularına açılmıştır. Bu kapsamda DSİ Genel Müdürlüğü WEB sayfasında yedi adet tablo oluşturulmuştur. Projelerin bulundukları konum itibarıyla hukuki sorun yaratmaması için aşağıda açıklanan farklı tablolarda başvuruya açılmıştır. Bunlar;

- DSİ/EİE Tarafından Geliştirilerek Özel Sektör Başvurusuna Açılmış Projeler *Tablo-2*
- Tüzel Kişiler Tarafından Geliştirilerek Başvuru yapılan Projeler *Tablo-3*
- İnşaatı Devam Eden ve Başvuru Yapılabilecek DSİ Projeleri *Tablo-4*
- İkili İşbirliği Kapsamından çıkartılarak Başvuruya Açılan Projeleri *Tablo-5*
- YİD Kapsamından Çıkartılarak Başvuruya Açılan Projeler *Tablo-6*
- Gruplandırılarak Başvuruya Açılan DSİ/EİE projeleri *Tablo-7*

Tablo 10.6: 4628 Sayılı Kanun kapsamında Ağustos 2003-Ekim 2011 Tarihleri Arasında Su Kullanım Anlaşması Yapmak Üzere DSİ'ye Yapılan Başvurular

	TABLO ADI	Toplam HES Adedi	Toplam Başvurulan HES Adedi	Çoklu Başvuru Adedi	Toplam K. Güç (MW)	Toplam Başvurulan K.Güç (MW)
1	*TABLO-2*	348	324	221	9 924	9 770
2	*TABLO-3*	1 215	1,145	429	~12 000	~12 000
3	*TABLO-4*	7	7	6	366	366
4	*TABLO-5*	13	11	11	2 216	1 434
5	*TABLO-6*	1	1	1	93	93
6	*TABLO-7*	18	14	15	1050	644
	Başvuruya Açılan Proje Toplamı	**1 602**	**1 502**	**683**	**25 649**	**24 307**
7	3096 FERAGAT	14	-	-	1 171	1 171
8	İKİLİ ANLAŞMA	12	-	-	3 052	2 844
	TOPLAM	**1 628**	**1 513**	**683**	**29 872**	**28 322**

Hazırlayan: *Ayla TUTUŞ*

7. sırada yer alan projeler daha önce 3096 sayılı Kanun kapsamında hak kazanmış olan fakat haklarından feragat ederek 4628 sayılı Kanun kapsamında projeyi geliştirmek isteyen firmaların projeleridir. 8. sırada İkili Anlaşma adı ile yer alan projeler ise daha önce "Hükümetler arası İkili İşbirliği Protokolu" ile geliştirilmek üzere çeşitli ülkelerle anlaşma yapılmış; fakat Kanun değişikliği nedeniyle kendilerine 4628 sayılı Kanun kapsamında projelerini geliştirme hakkı verilmiş olan projelerdir. Aynı kapsamda yer alan projelerden 13 adedi ise daha önce protokol yapılmış olan ülkelerin haklarından feragat etmesi sonucunda Tablo 10.6 kapsamında yeniden başvuruya açılmıştır.

Lisans Almış Olan Projeler ve İlerleme Durumları

Tablo 10.7: Lisans Almış Olan Projeler ve İlerleme Durumları Ekim 2011

Toplam Lisanslı HES adedi	*% 10 ve altı*	*% 10-50 arası*	*% 50-80 arası*	*% 80-100 arası*
524	*240*	*147*	*33*	*42*

Hazırlayan: *Ayla TUTUŞ*

DSİ Genel Müdürlüğü tarafından başvuruya açılmış olan 1602 projeden 1502'sine geliştirilmek üzere özel sektör tarafından başvuru yapılmış, bunlardan 524 'üne yani yaklaşık 1/3'üne lisans verilmiştir. İlerleme raporlarına göre lisans alan projelerden 240 adedinde ilerleme % 10 gösterilmesine rağmen henüz hiçbir gelişme bulunmamakta, 147 adedinde % 10-% 50 arasında, 33'ünde % 50-% 80 arasında 42'sinde ise % 80-% 100 arasında ilerleme belirtilmektedir. Lisans almış olan bu projelerden 17 tanesinde hukuki sorunlar olduğu belirtilmekte 29 adet projeyle ilgili ise herhangi bir bilgi bulunmamaktadır.

4628 sayılı Kanun kapsamında kurulu güçleri toplamı 3014 MW olan 128 adet proje geliştirilerek işletmeye alınmıştır. Türkiye'de 4628 öncesi ve sonrasında geliştirilerek işletmeye alınmış tüm hidroelektrik projelerin durumu aşağıda verilmiştir.

Tablo 10.8: İşletmedeki HES'ler. Ekim 2011

	Adet	***K. Güç (MW)***
DSİ tarafından geliştirilerek işletilmek üzere EÜAŞ'a devredilmiş olan HES projeleri	56	11536
3096 kapsamındaki HES projeleri	34	1209
DSİ tarafından geliştirilerek işletilmek üzere EÜAŞ'a devredilmiş daha sonra da özelleştirilmiş olan HES projeleri	60	795
4628 kapsamında özel sektör tarafından geliştirilerek işletmeye alınmış projeler	128	3014
TOPLAM	**278**	**16 554**

Hazırlayan: *Ayla TUTUŞ*

10.2.7 Hidroelektrik Santrallerin Geliştirme Süreçleri ve Yaşanılan Problemler

Diğer hak sahipleriyle ve toplumla mümkün olduğunca fikir birliği oluşturarak, enerjiyi üretirken çevre dengesinin de korunması gerektiğini unutmayarak gerçekçi ve ekonomik kriterlere dayalı projeler geliştirildiği müddetçe sürdürülebilir kalkınma sağlanabilir.

Türkiye'de çoğunlukla denetimsizlik ve uygulamada yapılan bazı yanlışlıklar nedeniyle günümüzde HES'lere karşı ciddi itirazlar başlamıştır.

Fizibilite Aşaması

Projelerin önündeki en önemli teknik engellerin, iyi bir etüt, planlama ve fizibilite çalışmasının yapılamaması olarak değerlendirilmektedir. Bunun sebebi çok sayıdaki projenin, havza planlaması yapılmadan, altyapı oluşturulmadan kısa süre içinde özel sektöre açılması nedeniyle, proje ve müşavirlik firmalarının yetersiz kalmalarıdır. Bu yetersizlik sebebiyle, çok sayıda proje firması kurulmuş, ancak bu firmalarda çalışacak yeterli sayıda kalifiye eleman bulunamamıştır. Kamu kurumlarındaki yetişmiş elemanlar ücret politikalarının da etkisiyle bu kurumlardan ayrılmış ve kamunun denetimi zayıflamıştır. Kamudaki eleman sayısı bile oldukça fazla sayıda kurulan bu firmalara yeterli olmayıp, tecrübesiz elemanlarla çalışma yoluna gidilmiştir.

Bunun sonucu olarak planlama, proje ve fizibilite kalitesi olumsuz yönde etkilenmiştir. Önceden var olan uzman proje firmaları ise işlerini daha kaliteli yapma yolu yerine, daha fazla iş alma yoluna giderek kalitelerini düşürmüşlerdir. Projelerin düşük kaliteli ve eksik olması işin inşaat kalitesini etkilemiş, dolayısıyla buda işletme aşamasında çok ciddi problemler yaşanmasına neden olmuştur. Sağlıklı planlama, projelendirme ve fizibilite çalışmalarının olmamasının yanında Kanun'daki boşluk nedeniyle inşaatların denetimin olmaması da problemleri artırmıştır.

Tüm bu zincirleme olumsuzluklar projelerin kötü sonuçlanarak çevreyi, ekolojik dengeyi ve en önemlisi de ülke kaynaklarının iyi yönetilmesini olumsuz etkilemiştir.

Çevresel Etki Değerlendirme Süreci

ÇED'in Kapsamı ve HES Projelerinin Çevre Mevzuatında Yeri

Çevresel Etki Değerlendirmesi (ÇED), kalkınma projelerinin çevresel etkilerinin belirlendiği, çevreye olabilecek olumsuz yöndeki etkilerin önlenmesi ya da çevreye zarar vermeyecek ölçüde en aza indirilmesi için alınacak önlemlerin, seçilen yer ve teknoloji alternatiflerinin tespit edilerek değerlendirildiği ve bu projelerin inşaat, işletme ve işletme sonrası dönemlerinde nasıl uygulandığının izlendiği ve denetlendiği bir süreçtir. Bu süreç, kendi başına bir karar verme süreci olmayıp, karar verme süreciyle birlikte gelişen ve onu destekleyen pek çok aşamadan oluşmaktadır.

ÇED'in temel görevi karar vericilerin daha sağlıklı karar vermelerini sağlamak için, onlara, projelerin çevresel etkilerini göstermektir. ÇED'in en önemli özelliklerinden birisi ilgili taraflar ve halkın görüşlerinin ve kaygılarının dikkate alınabilmesi için sürece katılım sağlanmasıdır. Projeler, idealden çok optimal çözüme ulaşılacak şekilde, tüm tarafların geribildirimleriyle birlikte şeffaf bir biçimde gelişmelidir.

İyi işleyen bir ÇED sürecinin şeffaf tabiatı ve çok boyutluluğu sayesinde projenin uygulanması sırasında ortaya çıkabilecek olası problemler, tasarım aşamalarında bertaraf edilebilmektedir. Önerilen

projeye getirilen çeşitli alternatiflerin incelenmesi, çevresel faydaları arttırırken, proje sahibinin maliyetlerini azaltabilecek başka seçenekler de sunabilir. Aynı şekilde, halkın katılım süreci sayesinde, ilgili taraflar ve ilgili kamu kurumları arasında güven duygusu oluşturur ve katılımcı tabiatı sayesinde de ÇED süreci, ülkenin genel demokratik sürecine katkıda bulunur.

Uygulama aşamasında ortaya çıkabilecek problemlere karşı daha önceden önlemler üreterek hazırlıklı olunması, proje sahibi için projenin tüm yönlerinin görülebilmesi ve seçeneklerin değerlendirilebilmesi ve karar verme sürecine yönelik daha güvenilir ve işbirlikçi bir yaklaşım sağlaması, ÇED'in en önemli faydaları arasında sıralanabilmektedir.

Günümüzde yapımı planlanan bir barajlı ya da nehir tipi (regülatör) HES projeleri için fizibilite aşamasında ÇED çalışması yapılmaktadır. Bu çalışmada doğal ve sosyo-ekonomik çevre üzerindeki tahribatı en aza indirecek tedbirler alınmaktadır.

Depolamalı HES projeleri toplam göl hacmine ya da göl alanına göre ÇED Yönetmeliği kapsamına alınmakta iken, regülatörlü HES projeleri de kurulu güçlerine bakılarak Yönetmelik'in ilgili ekinde yerini almaktadır.

30 Haziran 2011'de Ek Listelerde yapılan bazı değişikliklerle birlikte halen yürürlükte olan 17.07.2008 tarih ve 26939 sayılı ÇED Yönetmeliği uyarınca "Kurulu gücü 25 MWm ve üzeri olan nehir tipi hidroelektrik santraller," Çevresel Etki Değerlendirmesi Uygulanacak Projeler Listesi (Ek-I) 16. maddede, kurulu gücü 25 MWm'a kadar olan nehir tipi hidroelektrik santraller ise Seçme Eleme Kriterleri Uygulanacak Projeler Listesi (Ek-II) 32. maddede yer almıştır.

ÇED Sürecinin Aşamaları ve Bu Süreçte Yer Alan Taraflar

ÇED Yönetmeliği'nin EK-I listesinde yer alan projeler, Seçme Eleme Kriterlerine tabi olup da "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gereklidir" kararı verilen projeler ve Yönetmelik kapsamında ya da kapsamı dışında bulunan projelere ilişkin kapasite artırımı ve/veya genişletilmesi halinde, kapasite artışı toplamı Yönetmelik'in EK-I'inde belirtilen eşik değer veya üzerindeki projeler ÇED prosedürüne tabidir. Bu projeler için Çevresel Etki Değerlendirmesi Raporu hazırlanması zorunludur.

Diğer taraftan Yönetmelik'in EK-II listesinde yer alan projeler, bu Yönetmelik kapsamında ya da kapsamı dışında bulunan projelere ilişkin kapasite artırımı ve/veya genişletilmesi halinde, kapasite artış toplamı bu Yönetmelik'in EK-II'sindeki eşik değer veya üzerindeki projeler ise seçme eleme kriterlerine tabi olduklarından, bu projeler için de Proje Tanıtım Dosyası'nın hazırlanması zorunludur.

Yukarıdaki bilgiler ışığında ÇED Yönetmeliği'nin Ek-I Listesinde yer alıp da ÇED prosedürüne tabi olan bir HES projesinin ÇED sürecinde hangi aşamalara maruz kaldığına bakılacak olursa, bu sürecin, yatırımcı tarafından hazırlanan ÇED Başvuru Dosyası'nın Bakanlığa teslimiyle başladığı görülecektir. Daha sonraki adımlar ise sırasıyla, dosyanın bakanlıkça değerlendirilmesi, halka duyurulması, inceleme değerlendirme komisyonunun kurulmasıdır.

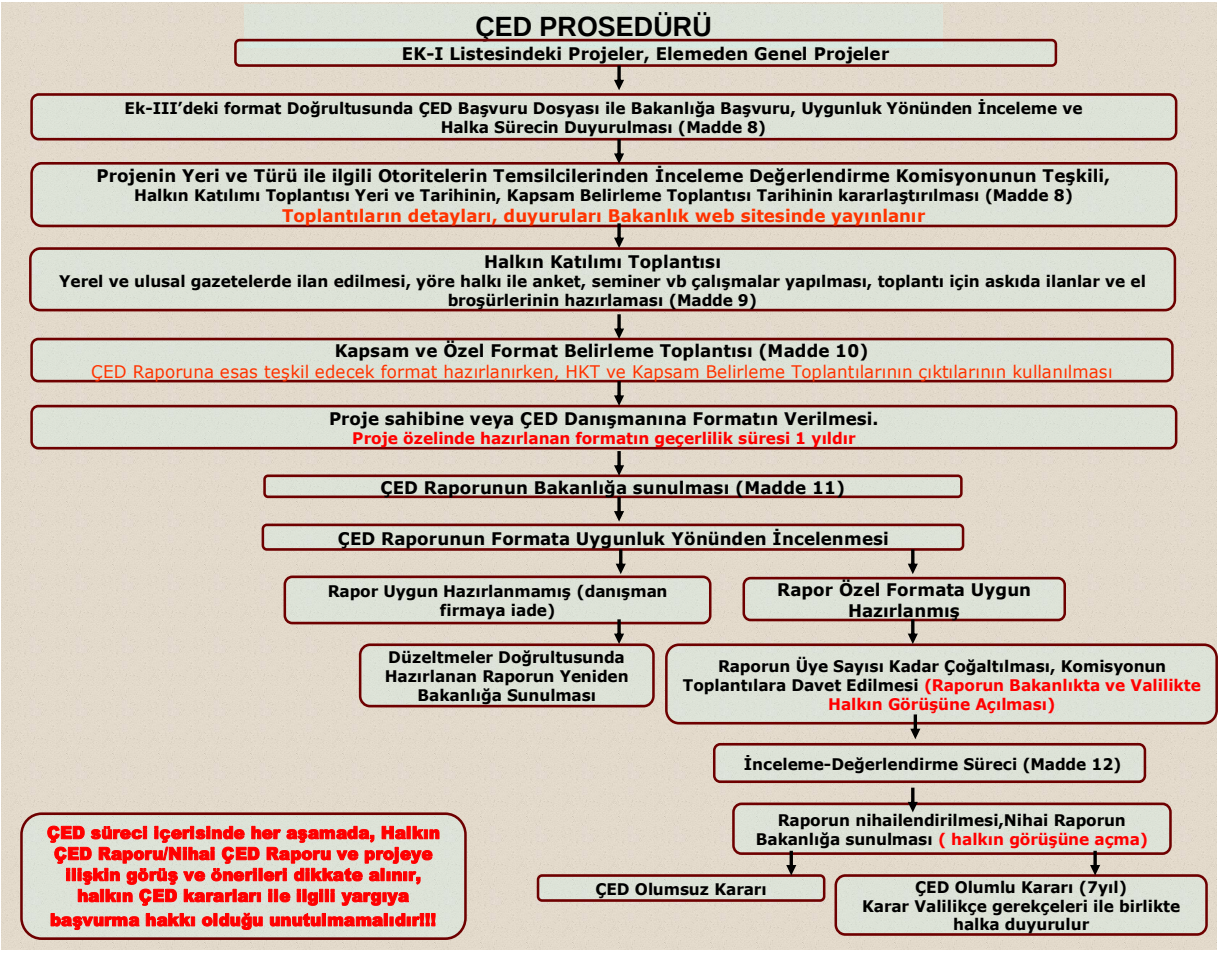
Projeyle ilgili olarak süreç içerisinde yapılan ilk toplantı HES'in kurulacağı yöredeki halkı proje hakkında bilgilendirme, görüşlerini almaya yönelik halkın katılımı toplantısıdır. Bunu, bakanlıkta yapılan kapsam ve özel format belirleme toplantısı izler ki, bu toplantı sonucunda, HES projesine ait

ÇED Raporu'nun hangi kapsamda hazırlanacağı belirlenmektedir. Süreç içerisinde Bakanlığa sunulan ÇED Raporu da halkın görüşüne açıldıktan sonra, inceleme değerlendirme komisyonu toplantıları gerçekleştirilmektedir.

Bu toplantılar neticesinde ÇED Raporu'na son şekli verilerek, komisyon çalışmaları sonlandırılmaktadır. Artık rapor, Nihai ÇED Raporu adını almakta ve son kez halkın görüşüne açılmaktadır. Askı süreci tamamlanıp, gelen görüşler de değerlendirildikten sonra HES projesi hakkında ÇED Olumlu ya da ÇED Olumsuz kararı verilmektedir. Bu kararın da halka duyurulmasıyla ÇED süreci tamamlanmaktadır.

Bu süreçte yer alan taraflar sırasıyla, Bakanlık merkez ve taşra teşkilatı, merkezi ve yerel ilgili kamu kurum ve kuruluşları, yerel halk ve ilgili halk, sivil toplum kuruluşları (üniversiteler, araştırma enstitüleri, dernekler, meslek odaları vb.), ulusal ve yerel medya, proje sahibi (yatırımcı) ve ÇED çalışmalarını yürüten müşavir firmalar (yeterliği olan)dır.

Ek-I listesinde yer alan bir HES projesi için, yukarıda metinsel olarak anlatımı verilen ÇED sürecinin şematik gösterimi de aşağıdaki gibidir:



Şekil 10.1: ÇED Prosedürü

HES'lerin Çevresel Boyutu, En Önemli Etkiler ve Öngörülen Tedbirler

HES projesini gerçekleştirmeyi planlayan bir yatırımcı, ulusal enerji politikalarını ve yatırım programlarını göz önünde bulundurarak projenin gerekliliğini, amaçlarını ve projenin ulusal, bölgesel ve yerel ekonomiye ve sosyal kalkınmaya katkılarını açıkça ortaya koyabilmelidir.

Proje, çevresel etki oluşturabilecek tüm bileşenleriyle birlikte tanımlanmalıdır. Bu bağlamda, proje uygulamasının zaman çizelgesi ve kaynak (su, personel, ekipman vb.) ihtiyaçlarıylabirlikte projenin inşaat ve işletme aşamalarında gerçekleştirilecek proje faaliyetlerinin de ortaya konması gerekmektedir.

ÇED sürecinde, ülkemizde çevreyle ilgili yürürlülükte olan kanunlar ve yönetmeliklerin yanı sıra özellikle hidroelektrik santral projeleriyle ilgili mevcut diğer mer'i mevzuat da dikkate alınmalıdır. Sürecin daha sağlıklı işlemesi adına, mevzuat zaman içinde değişebildiği için ÇED sürecinde yürürlükte olan mevzuat araştırılmalı ve göz önünde bulundurulmalıdır.

ÇED çalışması kapsamında proje kaynaklı etkiler proje özelliklerinin yanı sıra mevcut çevre özelliklerine bağlı olarak da ele alınmalı ve önlemler bu doğrultuda belirlenmelidir.

Baraj ve HES'lerin yapılması için en uygun alanı belirlemek ve projelendirmek, baraj ve HES'lerin olumsuz etkilerinden kaçınmakta öncelikli amaç olmalıdır. Bu nedenle, diğer projelerde olduğu gibi HES projelerinde de yer seçimi çevresel anlamda büyük önem arz etmektedir. Akarsu ağzı (mansap) ekosistemleri ve toplulukları için gereksinilen su aktarılmak suretiyle barajın ya da regülatörün yapılacağı akarsu ağzı korunabilmektedir.

Hidroelektrik santrallerin etkileri iki aşamada gözlenmektedir:

- İnşaat safhasında özellikle büyük baraj ve rezervuarlı projelerde sosyal ve doğal çevre önemli boyutlarda etkilenmektedir.
- İşletme aşamasında ise akış aşağı bırakılacak su miktarının ayarlanması ve projede belirtilen seviyede tutulması akış aşağı ekolojik denge üzerinde büyük ölçüde söz sahibi olmaktadır.

HES projelerinin en önemli etkilerinden biri olan, doğal hayatın devamlılığı için dere yatağına (mansaba) bırakılması gereken "can suyu" miktarı, her proje ve akarsu özelinde değişiklik göstermekte olup, bu miktar; Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğünün Su Kullanım Hakkı Anlaşması'nda belirlediği miktar (son on yıllık ortalama akımın en az % 10'u) ile bu miktar üzerinden projenin gerçekleştirileceği bölge, akarsuyun taşıdığı su miktarı, debisi, dere tabanının genişliği, buharlaşma, sızma, baraj veya regülatör yapısından sonra mevcut olan su kullanımları (içme ve kullanma suyu, sulama suyu, balıkçılık, su değirmeni vb.), akarsuda bulunan canlı türleri, bu türlerin tabii karakterleri, ulusal ve uluslararası mevzuatla koruma altına alınan türlerin bulunup bulunmadığı, bunların üreme, beslenme, sığınma ve yaşama ortamları, bu ortamlar için belirlenen koruma kararları, sucul hayatın yanı sıra diğer canlıların ihtiyacı olan su miktarları da dikkate alınarak belirlenmektedir.

ÇED sürecinde ekolojik ihtiyaçlar göz önüne alındığında bu miktarın (son on yıllık ortalama akımın en az % 10'u) yeterli olmayacağının belirlenmesi durumunda miktar artırılmaktadır. Belirlenen bu miktara mansaptaki diğer teessüs etmiş kadim su hakları ayrıca ilave edilmekte ve kesin proje

çalışmaları ile ÇED çalışmaları belirlenen toplam bu miktar dikkate alınarak yapılmaktadır. Nehirde son on yıllık ortalama akımın % 10 'undan daha az akım olması halinde suyun tamamının doğal hayatın devamı için mansaba bırakılması sağlanmaktadır.

Hidroelektrik santral projelerinde flora ve faunanın, özellikle akarsuyun regülatör kurulacak yeri ile HES çıkış suyunun bırakılacağı nokta arasında kalan sucul alanda yaşayan canlılar açısından (sudaki azalmadan öncelikli etkilenecek olanlar) hidrolojik sistemin ihtiyaçları doğrultusunda ekosistemin devamlılığı için mansaba bırakılması gereken optimum suyun bilimsel yaklaşımlarla değerlendirilmesi esastır.

HES Projeleriyle ilgili; Bölge Halkı ve Sivil Toplum Örgütlerinin İlettiği Sorunlar

- Yapılan projelerde çevresel boyutun yeterince dikkate alınmaması
- Öngörülenden fazla ağaç kesilmesi, orman ve mera alanlarının dikkate alınmaması
- Doğal hayat suyuna (can suyu) gereken önemin verilmemesi (miktar, denetim, vb.)
- Havzalar arası su aktarımı (sonradan planlama değişiklikleri)
- İnşaat atıklarının yarattığı sorunlar
- Su kirliliği (sıcaklık, sertlik, oksijen miktarı vb. biyolojik, fiziksel, kimyasal etki)
- İklimsel ve ekolojik dengenin bozulması (orman yangınları, sıcaklık ve rutubet değişikliği)
- Tarım arazilerinin yerleşime açılması
- Bölgesel ve havza bazında bütüncül planlama yapılmaması
- ÇED projelerinin havza bazında yapılmaması
- Su yönetimi planlaması ve havzanın hidrolojik özelliklerinin öncelikli olarak belirlenmemesi

Mahkemeler Tarafından ÇED Raporlarında Görülen Eksiklikler

- Havza bazında bütüncül projelendirme yapılmadığı,
- HES Projesinin Enerji Nakil Hatlarının güzergâhını ve planlamasını içermediği
- Yol yapımı sırasında meydana gelen çevre hasarlarının keşif sırasında da görüldüğü, oluşan hafriyatın toplanmadığı ve depolama alanlarına götürülmediği, bu işlem sırasında yamaçlarda bulunan bitki örtüsünün zarar gördüğü
- Aynı havzada yapılacak bütün HES Projelerinin birlikte değerlendirilmesi gerektiği, HES çalışmalarının akan suyu alıp elektrik üretimi için kullanıp sonra birkaç yüz metre daha düşük kotta tekrar dere yatağına bırakmak şeklinde planlandığı, bir sonraki HES' in birkaç yüz metre sonra aynı süreci tekrarladığı, bu sürecin suyun potansiyel enerjisi bitene kadar devam ettiği, bu süreçten makro-mikro canlıların etkilenmeyeceğini düşünmenin doğru olmadığı,
- Sadece inşaat sürecinde bile oluşacak askıda madde taşınımı ile sucul canlıların hassas olanlarının bu ekosistemden yok olacağı, hassas türlerin nasıl korunacağının ÇED Raporu'nda yer almadığı,
- Proje alanında yer alan yerleşimlerin, su haklarının ve tarımsal faaliyetlerin tam bir dökümünün yapılmadığı,
- Kamulaştırma sürecinin projede açık olarak yer almadığı,
- Su havzasının başlangıç noktasında işletilecek Kırma-Eleme Tesisinin, bütün havza boyunca su kalitesini ve ilgili yaşamları olumsuz etkilemesi anlamına geldiği,
- Bütün üstlenici firmalar için bir çevre yönetim ekibinin zorunlu kılınması gerektiği, bütün bunların ancak bir havza planlamasıyla sağlanabilecek düzenlemeler olduğu,

- Çevresel etkilerin azaltılması için gerekli tedbirlerin ÇED Raporu'nda belirtilmediği, belirtilen tedbirlerin sadece yazı olarak yer aldığı, kontrol edilebilecek, denetlenebilecek kurallara dayandırılmadığı,
- Geçici depolama alanlarının ve kapasitelerinin, çıkarılacak hafriyat için yeterli olmayabileceği, hafriyat hesabının kontrol edilmesi gerektiği,
- ÇED çalışmasında tarımsal alan kullanımında su paylaşımı olarak belirsizliğin söz konusu olduğu, yöre halkının tarımsal sulama adına beklentisinin olduğu, çok sayıda tarımsal alan olduğu ve bu bölgede sulama için mağduriyet potansiyeli olduğu,
- Halkın su kullanım miktarlarının yetersiz kalacağı, su miktarının azaldığı dönemlerde su paylaşımının ayrıca endişe kaynağı olduğu,
- Projenin yöre halkına sosyo-ekonomik katkısının sınırlı olacağı, bu nedenle projenin iş potansiyeli olarak değerlendirilmemesi gerektiği,
- Her havza için can suyu miktarının özel olarak hesaplanmasının gerektiği, şu anda uygulanan yöntemin ülkemiz şartlarına uygun olmadığı,
- Kum-Çakıl tesislerinin işletilmesi hususunun bazı ÇED raporlarının hazırlanmasında dikkate alınmadığı, entegre değerlendirilmediği,

hususlarının ÇED Raporlarında bulunması gerektiğinin tespiti mahkemelerce yapılmıştır.

Arazi Temini Süreci ve Prosedürü

Hidroelektrik üretim tesislerinin kurulacağı alanda bulunan özel mülkiyetteki taşınmazların kamulaştırılması; Maliye Hazinesinin mülkiyetindeki ya da Devletin hüküm ve tasarrufu altındaki taşınmazlarda irtifak hakkı tesis edilmesi ve/veya kiralama yapılması; diğer kamu kurum ve kuruluşlarının mülkiyetindeki taşınmazların temin edilmesi işlemleri tamamlanmadan söz konusu yatırımların gerçekleştirilmesi mümkün bulunmamaktadır. Bu süreç uzun, son derece karmaşık ve zaman alıcı bir süreçtir. Küçük ölçekli bir projede bile sahaya girebilmek için en az bir yıl gibi bir zaman harcanmaktadır. Konuyu bilen işini ciddiye alan uzman hukukçu ve haritacılarla çalışılmaması halinde ise bu süreler çok fazla uzamaktadır.

Kamulaştırma

Kamulaştırma; kamu yararının gerektirdiği hallerde, devlet ve kamu tüzel kişileri tarafından, özel mülkiyette bulunan bir taşınmaza, taşınmazın malikinin rızasının olup olmadığına bakılmaksızın, kanunda belirtilen usul ve esaslara göre el konularak taşınmazın kamu mülkiyetine geçirilmesi olarak tanımlanabilir.

HES üretim tesislerinin kurulabilmesi için gerekli olan özel mülkiyetteki taşınmazların kamulaştırma işlemleri EPDK tarafından yürütülmektedir. 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 15/(c) maddesine göre, elektrik piyasasında üretim ve/veya dağıtım faaliyetlerinde bulunan lisans sahibi özel hukuk tüzel kişilerinin kamulaştırma talepleri Kurum tarafından değerlendirilir ve uygun görülmesi hâlinde 2942 sayılı Kamulaştırma Kanunu'nda belirtilen esaslar dahilinde Kurumca kamulaştırma yapılır. Bu konuda Kurulca verilecek olan kamulaştırma kararları kamu yararı kararı yerine geçer. Bu durumda kamulaştırma bedelleri ile kamulaştırma işlemlerinin gerektirdiği diğer giderler kamulaştırma talebinde bulunan lisans sahibi tüzel kişi tarafından ödenir.

Kamulaştırılan taşınmazın mülkiyeti, üretim veya dağıtım tesislerinin mülkiyetine sahip olan ilgili kamu kurum veya kuruluşuna, bunların bulunmaması hâlinde ise Hazineye ait olur. Hazine adına

tescil edilen taşınmazlar üzerinde Maliye Bakanlığınca kamulaştırma bedelini ödeyen lisans sahibi özel hukuk tüzel kişileri lehine bedelsiz irtifak hakkı tesis edilir. İrtifak hakkının geçerliliği lisansın geçerlilik süresiyle sınırlıdır. Lisansın sona ermesi veya iptali hâlinde, lisans sahibi tüzel kişiler tarafından ödenmiş bulunan kamulaştırma bedelleri iade edilmez.

Kamu tüzel kişiliğini haiz lisans sahibi tüzel kişilerce yürütülen üretim, iletim veya dağıtım faaliyetleri için gerekli olan taşınmazlarla ilgili kamulaştırma işlemleri, bu tüzel kişiler tarafından yapılır ve kamulaştırılan taşınmazlar; üretim, iletim veya dağıtım tesislerinin mülkiyetine sahip olan ilgili kamu tüzel kişileri adına tescil edilir.

Ülkemiz açısından büyük önem taşıyan enerji projelerinin gerçekleştirilebilmesi için, 30 Eylül 2004 tarihli ve 25599 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan "Enerji Piyasası Düzenleme Kurumunca Yapılacak Kamulaştırmalarda 2942 sayılı Kamulaştırma Kanunu'nun 27'nci Maddesinin Uygulanması Hakkında Bakanlar Kurulu Kararı" çıkarılmıştır. Söz konusu Bakanlar Kurulu Kararı gereğince, enerji tesislerinin kurulabilmesi için gerekli olan taşınmazların kamulaştırılmasında acele kamulaştırma yöntemi uygulanabilmektedir. Bu çerçevede, ilgili asliye hukuk mahkemesi tarafından taşınmaza el konulmasına karar verilmesi halinde, HES üretim tesislerinin yapımına başlanabilmektedir.

2942 sayılı Kamulaştırma Kanunu'nun "Acele Kamulaştırma" başlıklı 27'nci maddesine göre, 3634 sayılı Milli Müdafaa Mükellefiyeti Kanunu'nun uygulanmasında yurt savunması ihtiyacına veya aceleliğine Bakanlar Kurulunca karar alınacak hallerde veya özel kanunlarla öngörülen olağanüstü durumlarda gerekli olan taşınmazların kamulaştırılmasında kıymet takdiri dışındaki işlemler sonradan tamamlanmak üzere ilgili idarenin istemiyle mahkemece yedi gün içinde o taşınmazın 10'uncu madde esasları dairesinde ve 15'inci madde uyarınca seçilecek bilirkişilerce tespit edilecek değeri, idare tarafından mal sahibi adına 10' uncu maddeye göre yapılacak davetiye ve ilanda belirtilen bankaya yatırılarak o taşınmaza el konulabilir.

Satın alma usulüyle kamulaştırma yöntemi ise özetle; kamulaştırma işlemleri için yeterli ödenek temin edilmesi, kamu yararı kararının alınması ve onaylanması, kamulaştırma planı ve diğer belgelerin hazırlanması, kamulaştırma kararının alınması ve kamulaştırma şerhi verilmesi, taşınmazların pazarlıkla ve anlaşarak satın alınmasının denenmesi, satın almanın mümkün olmaması halinde kamulaştırma bedelinin mahkemece tespiti ve taşınmazın idare adına tescili aşamalarından oluşmaktadır.

İrtifak Hakkı, Kullanma İzni ve Kiralama

HES üretim tesislerinin kurulacağı alanda bulunan taşınmazların hukuki nitelikleri, uygulanacak hukuk kuralları ve taşınmaz temini yöntemi açısından önemlidir. Söz konusu üretim tesislerinin yerleşim yerinde bulunan taşınmazlar temel olarak, kamulaştırılması mümkün olmayan devlete ait taşınmazlar ile kamulaştırılması mümkün olan özel mülkiyetteki taşınmazlar olmak üzere ikiye ayrılmaktadır. Bu çerçevede, devlete ait taşınmazlar özel mülkiyete konu olamayacakları için kamulaştırılmaları da mümkün bulunmamaktadır.

HES üretim tesislerinin kurulacağı alanda Hazinenin mülkiyetindeki veya devletin hüküm ve tasarrufu altındaki taşınmazlar bulunması durumunda; lisans sahibi tüzel kişilerce irtifak hakkı tesisi, kullanma izni veya kiralama yapılabilmesi için EPDK'dan talepte bulunulmakta, bu talebin Enerji Piyasası

Düzenleme Kurulu tarafından uygun görülmesi hâlinde, ilgili mevzuat uyarınca Maliye Bakanlığı ile lisans sahibi özel hukuk tüzel kişileri arasında lisans süresiyle sınırlı olmak üzere irtifak hakkı tesisi, kullanma izni veya kiralama sözleşmesi düzenlenmektedir.

İrtifak hakkı, kullanma izni ve kiralama, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 15/(d) maddesinde düzenlenmiştir. Buna göre, piyasada üretim veya dağıtım faaliyetinde bulunan lisans sahibi özel hukuk tüzel kişileri, faaliyetleriyle ilgili olarak Hazinenin mülkiyetindeki veya devletin hüküm ve tasarrufu altındaki taşınmazlar üzerinde irtifak hakkı tesisi, kullanma izni veya kiralama yapılabilmesi için Kurumdan talepte bulunur. Bu talebin Kurulca uygun görülmesi hâlinde, ilgili mevzuat uyarınca Maliye Bakanlığı ile lisans sahibi özel hukuk tüzel kişileri arasında lisans süresiyle sınırlı olmak üzere irtifak hakkı tesisi, kullanma izni veya kiralama sözleşmesi düzenlenir. Bu sözleşmelerde, sözleşmenin geçerliliğinin lisansın geçerlilik süresiyle sınırlı olacağı hükmü yer alır. Bu şekilde tesis edilen irtifak hakkı, kullanma izni veya kiralama bedelini ödeme yükümlülüğü, lisans sahibi özel hukuk tüzel kişisine aittir.

Piyasada kamu tüzel kişiliğini haiz lisans sahibi tüzel kişilerce yürütülen üretim, dağıtım veya iletim faaliyetleri için gerekli olan, Hazinenin mülkiyetindeki veya devletin hüküm ve tasarrufu altındaki taşınmazlarla ilgili olarak irtifak hakkı tesisinin veya kullanma izni verilmesinin talep edilmesi hâlinde, Maliye Bakanlığı tarafından ilgili kamu tüzel kişileri lehine lisans süresince bedelsiz irtifak hakkı tesis edilir veya kullanma izni verilir.

Bununla beraber, 5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun'un "Arazi ihtiyacına ilişkin uygulamalar" başlıklı 8'inci maddesine göre, bu Kanun kapsamındaki hidroelektrik üretim tesislerinin rezervuar alanında bulunan Hazinenin özel mülkiyetindeki ve Devletin hüküm ve tasarrufu altındaki taşınmazlar için, Maliye Bakanlığı tarafından bedelsiz olarak kullanma izni verilir.

Diğer Kamu Kurum ve Kuruluşlarına Ait Taşınmazların Temini

HES üretim tesislerinin kurulacağı sahada Hazineye ait taşınmazlar dışındaki kamu kurum veya kuruluşlarına ait taşınmazlar bulunması halinde, söz konusu taşınmazlar EPDK tarafından 2942 sayılı Kamulaştırma Kanunu'nun 30'uncu maddesi uygulanarak temin edilmektedir.

4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu'nun 15/c maddesinde, özel hukuk tüzel kişilerince yürütülen üretim veya dağıtım faaliyetleri için gerekli olan Hazineye ait taşınmazlar dışındaki kamu kurum veya kuruluşlarına ait taşınmazların, Kurumca 2942 sayılı Kamulaştırma Kanunu'nun 30'uncu maddesi uygulanarak temin edileceği; bu taşınmazların üretim veya dağıtım tesislerinin mülkiyetine sahip olan ilgili kamu kurum veya kuruluşuna, bunların bulunmaması hâlinde ise Hazineye ait olacağı belirtilmektedir.

2942 sayılı Kamulaştırma Kanunu'nun 30'uncu maddesinde, kamu tüzelkişilerinin ve kurumlarının sahip oldukları taşınmaz, kaynak veya irtifak haklarının diğer bir kamu tüzelkişisi veya kurumu tarafından kamulaştırılamayacağı belirtilmiş ve kamu tüzel kişileri arasında taşınmaz devri hakkında özel bir yöntem öngörülmüştür. Buna göre, taşınmaz mala; kaynak veya irtifak hakkına ihtiyacı olan idare, aynı Kanun'un 8'inci maddesi uyarınca bedeli tespit eder. Bu bedel esas alınarak ödeyeceği bedeli de belirterek mal sahibi idareye yazılı olarak başvurur. Mal sahibi idare devire muvafakat etmez

veya altmış gün içinde cevap vermez ise anlaşmazlık, alıcı idarenin başvurusu üzerine Danıştay ilgili idari dairesince incelenerek iki ay içinde kesin karara bağlanır.
Taraflar bedelde anlaşamadıkları takdirde; alıcı idare, devirde anlaşma tarihinden veya Danıştay kararının tebliği tarihinden itibaren otuz gün içinde, aynı Kanun'un 10'uncu maddesinde belirtilen yazılı usule göre mahkemeye başvurarak, kamulaştırma bedelinin tespitini ister.

Mahkemece, 10'uncu maddede öngörülen usule göre kamulaştırma bedeli olarak tespit edilen miktarın, peşin ve nakit olarak mal sahibi idareye verilmek üzere belirleyeceği bir bankaya yatırılması ve yatırıldığına dair makbuzun ibraz edilmesi için alıcı idareye on beş gün süre verilir. Gereken hallerde bu süre bir defaya mahsus olmak üzere uzatılabilir. Alıcı idare tarafından kamulaştırma bedelinin mal sahibi idare adına bankaya yatırıldığına dair makbuzun ibrazı halinde mahkemece, taşınmazın alıcı idare adına tesciline ve kamulaştırma bedelinin mal sahibi idareye ödenmesine karar verilir ve bu karar, tapu dairesine ve paranın yatırıldığı bankaya bildirilir. Tescil hükmü kesin olup tarafların bedele ilişkin temyiz hakları saklıdır.

Bu suretle devir alınan taşınmaz, kaynak veya irtifak hakkı, sahibinden kamulaştırma yoluyla alınmış sayılır ve devir amacı veya devreden idarenin izni dışında başkaca bir kamusal amaçla kullanılamaz. Aksi takdirde devreden idare, 23'üncü madde uyarınca taşınmazı geri alabilir. Bu husus tapu kütüğünün beyanlar hanesine şerh verilir."

HES'lerin Çevresel Etki Değerlendirme süreciyle ilgili olarak *TMMOB HES Raporu*nda yer alan aşağıdaki saptamalar da çok önemlidir.

HES ve Çevresel Etki Değerlendirmesi
Projelerin sayı olarak artması çevre sorunlarının daha geniş alanlara yayılmasına neden olmuştur. Bu konuda kamuoyunun duyarlılığının ve tepkilerinin artması nedeniyle çözüm ÇED ile aranmaya çalışılmıştır. Ancak bu işleyişinde yeterli olmadığı görülmüştür.

Su kullanım anlaşmasıyla birlikte enerji alanında birçok şirket kurulduğu ve bu şirketlerin sürekli el değiştirmekte olduğu kamuoyunun bilgisindedir. Konunun gerçek boyutuyla değerlendirilebilmesi, bu amaç için kısa sürede kurulan şirketlerin durumlarının ele alınmasıyla mümkündür.

Elektrik piyasasında Lisanssız Üretime İlişkin Yönetmelik beş yüz kilovat altındaki üretim tesislerine birçok muafiyet getirmektedir. Ayrıca bu tesisler son ÇED değişikliğinden (30/06/2011) önce ÇED'den de muaftı. Bu tesisler son değişiklikle birlikte (EK II de) ÇED kapsamında değerlendirilmeye alınarak toplumsal tepkiler azaltılmaya çalışılmaktadır.

Lisanssız Üretime İlişkin Yönetmelik, mevcut HES uygulamaları dikkate alınarak değerlendirildiğinde, en az 10 bin civarında daha HES projesinin gündeme geleceği açıktır. Bu durum HES'lerin getirildiği mevcut durumu daha da içinden çıkılmaz duruma itecektir.

ÇED Yönetmeliği[9] "Gerçekleştirilmesi planlanan projelerin çevreye olabilecek olumlu ve olumsuz etkilerinin belirlenmesinde, olumsuz yöndeki etkilerin önlenmesi ya da çevreye zarar vermeyecek ölçüde en aza indirilmesi için alınacak önlemlerin, seçilen yer ile teknoloji alternatiflerinin belirlenerek değerlendirilmesinde ve projelerin uygulanmasının izlenmesi ve kontrolünde sürdürülecek çalışmalar" olarak tanımlanmaktadır.

[9] TC Resmi Gazete tarih 17/07/2008, Sayı 26939

Yönetmelik'in 5. maddesine göre, tabi projeler hakkında "Çevresel Etki Değerlendirmesi Olumlu," "Çevresel Etki Değerlendirmesi Olumsuz," "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gereklidir" veya "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gerekli Değildir" kararlarını verme yetkisi Bakanlığa aittir. Ancak Bakanlık gerekli gördüğü durumlarda "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gereklidir" veya "Çevresel Etki Değerlendirmesi Gerekli Değildir" kararının verilmesi konusundaki yetkisini, sınırlarını belirleyerek Valiliklere devredebilir" olarak belirlemiştir (Bu yetki valiliklere verilmiştir).

ÇED Yönetmeliği'nde HES'ler kurulu güç ve su depolama hacimleriyle ilişkilendirilmişlerdir. EK– I Listesi (Çevresel Etki Değerlendirmesi Uygulanacak Projeler Listesi) "15- Su depolama tesisleri (Göl hacmi 10 milyon m^3 ve üzeri olan baraj ve göletler.) 16- Kurulu gücü 25 MW ve üzeri olan nehir tipi santraller." olarak belirlenmiştir.

EK– II Listesi (Seçme-Eleme Kriterleri Uygulanacak Projeler Listesi) (Ek– 1 Listesinde Yer Alan Alt Sınırlar Bu Listede Üst Sınır Olarak Alınır). Ulaşım, altyapı ve kıyı yapıları; 27- Alt yapı tesisleri: m) Su depolama tesisleri (göl hacmi 5 milyon m^3 ve üzeri baraj ve göletler), 28- Kurulu gücü 0,5 MW ve üzeri olan nehir tipi santraller" olarak belirlenmişti. 30/06/2011 tarihinde yapılan değişiklik ile 0-25 MWm arasında olan santraller olarak değiştirilirken "m" maddesi tamamen kaldırılmıştır.

HES'lerde ÇED için kurulu gücün ölçüt alınmasının bilimsel ya da benzeri hiçbir açıklaması yoktur.

Çevresel Etki Değerlendirmesi Uygulamaları

Tablo 10.9: ÇED'leri Sonuçlanan Projelerin Sektörel Dağılımları[10]

Sektör	Sanayi	Atık ve Kimya	Turizm-Konut	Petrol-Maden	Enerji	Tarım-Gıda	Ulaşım	İçme Suyu	Toplam
Adet	308	366	190	540	443	175	220	1	2243

ÇED uygulamalarının başladığı günden itibaren 8 Ağustos 2011 tarihine kadar 2243 tesis yeri için ÇED Raporu hazırlanmış ve sonuçlanmıştır (Tablo 10.9).

Tablo 10.10: ÇED Değerlendirme ve Karar sonuçları[64]

Olumlu	2211
Olumsuz	31
Mahkeme İptal	1
Toplam	**2243**

ÇED değerlendirme sonuçlarına göre 2243 tesisten 31 tanesine olumsuz karar verilirken, 2211 tanesine olumlu kararı verilmiştir. Bakanlık tarafından resmi olarak ÇED'de mahkeme tarafından bir tanesinin iptal edildiğini belirtilmesine rağmen (Tablo 10.10), birçok ÇED'in mahkeme kararıyla iptal

[10] ÇEDGM, (08/08/2011)'a göre http://www2.cedgm.gov.tr/dosya/cedsonuckarar/cedsonuc.htm , sayfasından hesaplanmıştır.

edildiği ya da yürütmesinin durdurulduğu ve çoğu ÇED olumlu belgesinin de mahkemelerde olduğu kamuoyu bilgisindedir.

Tablo 10.11: Enerji Sektöründeki ÇED Karar Sonuçları[64]

Sektör Dağılımı	Olumlu	Olumsuz	Toplam
Termik	61	-	61
HES	198	1	199
İletim	167	-	167
Jeotermal	1	-	1
Sulama	10	-	10
Rüzgar	5	-	5
Toplam	**442**	**1**	**443**

Enerji sektöründeki ÇED raporlarından sadece bir tanesi olumsuz olarak sonuçlanmıştır (Tablo 10.11). Bu ÇED, Köprüçay Projesi (Beş Konak 1 Barajı ve HES) için verilen olumsuz kararıdır. Yine aynı tarihli kararla Köprüçay Projesi Beş Konak 2 Baraj ve HES) için olumlu raporu verilmiştir. Yani bunların alternatif projeler olduğu açıktır. Veriler bu kapsamda değerlendirildiğinde, enerji sektöründe verilmiş hiçbir olumsuz ÇED yoktur diyebiliriz.

ÇED'i devam eden toplam 449 adet tesisten 175 adedi enerji sektörüne aittir. Geçmiş örnekler ele alındığında bütün bu ÇED'lerin hepsinin de olumlu olacağını şimdiden söylemek yanlış olmaz.

HES'lere ÇED Yaklaşımı

ÇED amacına bakıldığında, herhangi bir bölgede yapılacak olan "faaliyetin" o çevreyle etkisi sonucunda oluşabilecek her türlü olumsuzluklar ve olumlu katkıların toplamı ortaya konularak toplumsal bir karar verilmesinin sürecini oluşturan çalışmaların bütünüdür. Burada varılması gereken nokta yöre insanının karar sürecine katarak yaşamı korumak üzere önlemleri geliştirmektir. Ancak ülkemizde yüzlerce HES fizibilite çalışmasının 7. Bölümü olan "Çevreye etkiler" bölümünün bir sayfayı geçmediğini, saha çalışmalarının çevreyi tanımak için yetersiz 3-6 ayda tamamlandığını göz önüne alırsak, ÇED uygulamalarında işin özünden çok uzak bir noktada olayın sadece bir yasak savmaktan ibaret olduğu görülmektedir.

ÇED Yaklaşımı -1

30.06.2011 tarihinde yapılan değişiklikle 0-25 MWm arasındaki bütün tesislerin ÇED gerekli ya da değil kararına tabi olduğu belirlenmiştir. Ancak daha önceki uygulamalarda kurulu gücü 0,5 MW altında olan tesisler hiçbir şekilde ÇED'e tabi tutulamıyorlardı. Bu konuda yapılan değişiklik olumlu olarak algılansa bile bu tip tesislerin çevreye olan etkilerinin kurulu güçle ifade edilmesinin bilimsel hiçbir değeri bulunmamaktadır.

ÇED yaklaşımı -2

Tablo 10.12 DSİ Tablo1'deki HES'lerin Kurulu Güçlerine Göre Dağılımı

Kurulu Güç (MW)	Toplam Adet	Toplam Kurulu Güç (MW)	Eklenik Toplam Adet
<1	68	36,0	68
1=< - <2	56	79,0	124
2=< - <5	100	314,0	224
5=< - <10	101	718,0	325
10=< - <25	141	2.189,0	466
25=< - <50	100	3.606,0	566
50=< - <100	77	5.413,0	643
100=< - <200	48	6.704,0	691
200=< -<500	23	6.385,0	714
500=< - <1000	8	4.645,0	722
1000=< - <2000	3	4.330,0	725
2000=< - <2500	1	2.400,0	726
Toplam	726	36.819,0	-

0 -25 MW arasında olan bir HES için, ÇED Raporu gereklidir kararı çoğunlukla bölgedeki kamuoyunun duyarlılığı/tepkileri dikkate alınarak verildiği gerçeği göz ardı edilmemelidir. Aynı ya da benzer özellikteki yerlerde yapılacak tesislerin kurulu gücünün 25 MW'ın altında ya da üstünde olmasının ÇED gerekli kararı için belirleyici olmasının (fauna, flora, insan kültürü ve tarihi gibi değerleri gözetmediğinden) bilimselliği yoktur. Uygulamada, 25 MW kurulu güce sahip olacak bir tesisin kurulu günü 24,9 MW olarak raporlanması tesisin enerji üretimi için hiçbir şey ifade etmeyecektir. Ancak o bölgede toplumsal muhalefet yok ise bu tesisler için ÇED Raporu hazırlanmadan tesisler tamamlanmış olmaktadır.

DSİ Tablo 10.12'deki veriler kurulu güce göre sınıflandırıldığında 726 HES'den 466'sı 25 MW'ın altında olduğu görülmektedir. Benzer şekilde de değerlendirilir ise (bu tablodaki projelerin kurulu güçleri için sağlıklı verilere ulaşılamamıştır) 1215 tesisten en az 750'sinin kurulu gücü 25 MW'ın altındadır.

HES'lerde kurulu gücün ÇED ile hiçbir şekilde ilişkilendirilemeyeceği açık olmasına rağmen, kurulu gücü 25 MW'ın altın olması nedeniyle bunca HES,ÇED gibi bir işlemden muaf tutulmaya çalışılmaktadır.

ÇED yaklaşımı -3

ÇED hazırlayabilmek için, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı Çevresel Etki Değerlendirme İzin ve Denetim Genel Müdürlüğünden yeterlilik belgenin alınması gerekmektedir[11]. Bu işlem için bazı ölçütler getirmiştir. Bu ölçütlerde belli meslek disiplinlerinin çalıştırılması zorunlu tutulmaktadır. Kısaca ÇED işleminin çok önemli olduğunu kabul eden Bakanlık bu konuda bir kural ve denetim zinciri oluşturmuştur.

ÇED hazırlanmasında kullanılan veriler öncelikle projelerden alınmaktadır. Ancak; herhangi bir HES'in herhangi bir aşamasında (fizibilite, uygulama projesi gibi) hazırlayanlar için hiçbir ölçüt yoktur. Özellikle bu mühendislik yapılarını projelendirmek için hiçbir mühendis çalıştırılması zorunlu değildir.

Uygulamada bütün HES'ler için ÇED'lerin olumlu olarak sonuçlanması ÇED işleminin sadece bir formalite olarak yerine getirildiğini açıkça göstermektedir. Bir havzada planlanan HES'ler bütüncül olarak ele alınarak bunların çevresel etkileri kümülatif olarak belirlenmelidir.
14 Nisan 2011 tarihinde ÇED Yönetmeliği'nde yapılan değişiklikle "07/02/1993 tarihli ve 21489 sayılı Resmî Gazete'de yayımlanan Çevresel Etki Değerlendirmesi Yönetmeliği'nden önce onaylanan projelere" muafiyet getirilerek birçok HES, ÇED kapsamı dışına çıkarılmıştır. Bu düzenlemeyle "üretime ve/veya işletmeye başlama" yerine "yatırıma başlama" esas alınmış, EK 1 listesine tabi faaliyetler için 17/07/2015, EK 2 listesine tabi faaliyetler için 17/07/2013 yılına kadar ek muafiyet getirilmiştir.

10.2.8 İptal Edilen ya da Vazgeçilen Projeler

Birçok HES inşaatının mahkeme kararıyla durdurulduğu ya da iptal edildiği bilinmektedir. Bu durum, aynı havzada olumlu görüş bildirilen diğer HES'ler içinde yeniden değerlendirme yapılarak kararların tekrardan gözden geçirilmesi bir zorunluluktur. Ancak bu konuda bir çalışma yapıldığına ilişkin hiçbir bilgiye ulaşılamamıştır. Her şey piyasanın kuralsızlığına itilmiş durumdadır.

Bazı projelerden de yatırımcılar vazgeçmektedirler. Bu sürecin nereden ve nasıl kaynaklandığına ilişkin değerlendirmeleri iyi niyete bağlı olarak yorumlamak doğru değildir.

Ayrıca projeler için kredi verecek olan kuruluşların projelerini başka kuruluşlara denetlettiği ve kredi vermekten vazgeçtiği de bilinmektedir. Bunun nedenlerinden birisi bazı projeler için hidrolojik verilerinin kısaca su verilerinin doğru olmamasından kaynaklanmakta olduğu da bilinmektedir. Bu konuda etüt aşamasında gerekli çalışmayı yapamayan şirketlerin, işletme aşamasında gerekli olan suyu bulamama sorunuyla karşılaşılması beklenmeyen bir durum değildir. Hiçbir işe yaramayacak olan tesisin çevreye verdiği zararın yanı sıra ekstra bir mali yük oluşmasına neden olacağı gibi, çok yetersiz olan su ile işletmesini sürdürebilmesi içinde; can suyu diye ifade etiğimiz suyu bırakmamak için başka yollara başvuracağı da bilinmeyen bir şey değildir.

Bu süreç, bir HES piyasasının oluştuğu ve piyasayı da "çantacılar" (enerji üretimiyle ilgisi olmayan, sanal projeler ile sanal enerji üretim değerleri üzerinden ticaret yapanlar) diye ifade edilen kesimin yönetmeye çalıştığı bilinmektedir."

[11] ÇEDGM, (10 Ağustos 2011)'a göre, http://www.cedgm.gov.tr/CED/AnaSayfa/tebligler.aspx?sflang=tr

HES'lerle ilgili sürdürülen hatalı uygulamaları karşı giderek yaygınlaşan toplumsal tepkiler ve hukuki süreçle ilgili olarak TMMOB HES raporundaki değerlendirmeler de çok önemlidir.

10.3 HES'lere Karşı Toplumsal Tepkiler ve Hukuk

Çevresel değerlerin sürekli yol olmaya başladığı son dönemlerde, insanlar var olan en yakın değerlerini kaybetmemek için tepkilerini ortaya koymaktadırlar. Herhangi bir tesisin yapılmasında ÇED gibi işlem devreye sokulmaya çalışılsa da bu işleyişin sağlıklı olarak işlemediği raporun önceki bölümlerinde ortaya konmuştu. Gücü kendisinde gören şirketler istedikleri yerlere istedikleri faaliyetler için girişimde bulunmayı kendilerine hak görmektedirler. Mevcut yasa ve yönetmelikler bu işlere engel olması durumunda da gerekli yasal düzenlemeleri yapmanın yöntemini aramakta ve bu konuda da başarılı olmazlar ise bilindik yöntemlerle faaliyetlerini gerçekleştirmeye çalışmaktadırlar. Bu bilindik yöntemler HES'ler den önce diğer alanlarda çokça uygulandığı bilinmektedir. Geçmişteki ve başak bölgelerde başka alanlar için yaşanan tecrübeleri de öğrenen halk hukuksal girişimlerinin yanı sıra olağan insani tepkisel tavırlarını da göstermektedirler.

10.3.1 Çevresel Tepkiler

Geçmişte hidrolik tesislere yöre halkı günümüzdeki tepkileri vermezdi. Bu konudaki tepkilerin ortaya çıkması 4628 sayılı Kanun'un devamında başlamıştır. Oysa bu konudaki ilk tepkiler işlet devret konusunda başlamıştır. İşlet devret kapsamında göllerde ki suyu kullanarak enerji üreten santrallerin suyu aşırı miktarda kullanması sonucu oluşan zararların görülmesi üzerine başlamıştır. İlk tesisler için hiçbir itiraz gelmezken tesisler hızlı bir şekilde inşa edilmeye başlandığında yöre halkları tedirgin olmaya başlayarak çeşitli yollarla tepkilerini dile getirmeye başladılar. Bu tepkiler hukuksal olmasının yanı sıra meşru mücadele haklarının korunması şeklinde de gelişmektedir.

HES'lere karşı yürütülen mücadele aslında kaynağını madencilik alanında yaşanan kaygıları da gözeterek başlamıştır.

Başta, Doğu Karadeniz'de ve diğer bölgelerde işletilen, inşa ve proje aşamasında olan veya yapılması planlanan HES'lerin sayılarında hızlı bir artış olmuştur. Bu yapıların yanı sıra 2009 yılından itibaren Güneydoğu Anadolu'da şişme su bentleri adı verilen kapsamda projeler gündeme gelmiştir.

Bütün bu gelişmelerin hiçbir aşamasında öncelikle yöre halkı olmadığından, tepkisel çıkışlar birleşerek toplumsal karşı duruşlara dönüşmüştür.

HES inşaatlarındaki hızlı artışla birlikte inşaatlarda hiçbir kural tanınmadığı gerçeğini gören halk bu durumu sorgulamaya başlamıştır. Sorgulama sonucunda HES'in sadece inşaatlardan ibaret olmadığı su kaynakları üzerindeki etkilerinin de büyük olacağından hareketle HES konusunda toplumsal karşıt hareketler oluşmaya başlamıştır. Bu hareketler ülkemizin bütün vadilerinde değişik şekilde yürümektedir. Yaşanan süreç Rapor'un bütününde anlatılmaya çalışılan nedenlerden dolayı, halkın haklılığını açıkça göstermektedir.

10.3.2 Yargısal Denetim

Türkiye, çevre hakkını anayasal düzeyde pek çok Avrupa ülkesinden önce tanımasına rağmen Çevre Hukuku ve çevre davalarına özgü kurallar açısından yeterli hukuksal düzenlemeleri hukuk sistemine henüz kazandıramamıştır. Bununla birlikte başta Bergama davaları olmak üzere, termik santraller, çimento fabrikaları, taş ocakları ve son yıllarda sayısı giderek artan HES davaları ciddi bir hukuksal

birikim yaratmıştır. Özellikle açılan HES davalarında mahkemelerce yüzde doksandan fazla bir oranda yürütmeyi durdurma ve iptal kararları verilmesi, bu davalarda bir içtihat birliğinin oluşmasını ve "olması gereken hukuk" anlamında sonuçlar çıkarılmasını kolaylaştırmaktadır. Çevre davalarının ve HES davalarının en tipik örneği mülga Çevre ve Orman Bakanlığı tarafından verilen ÇED Olumlu kararı ya da mülga İl Çevre ve Orman Müdürlükleri tarafından verilen ÇED Gerekli Değildir Kararı aleyhine idare mahkemelerinde açılan iptal davalarıdır. Bu davalarda verilen mahkeme kararları yakından incelendiğinde Türk hukuk sisteminde çevre davaları açısından önemli hukuksal kazanımların elde edildiğini görürüz. En az elde edilen kazanımlar kadar acil çözüm bekleyen ciddi eksiklikler de mevcuttur. Bu eksiklikleri ve sorunları dava süreçleri içinde üç aşamada özetleyebiliriz.

Yargıya Başvurmadan Önce Yaşanan Sorunlar

HES projeleri DSİ ve özel sektörün uzun yıllar öncesinden fizibilite ve projelendirme aşamalarından sonra başlatılan ÇED süreciyle hayata geçirilmektedir. Bu aşamaya kadar projelerin gerçekleştirileceği yörede yaşayan yurttaşlar başta olmak üzere söz konusu projeler hakkında somut bilgilere erişme imkanı bulunmamaktadır. Çoğu zaman tüm izin, ruhsat ve ÇED süreçleri tamamlanıp projeler inşaat aşamasına geldiğinde, kazıklar çakıldığında, iş makineleri çalışmaya, ormanlar yok edilmeye, köylülerin arazileri kamulaştırılmaya başlandığında projelerden haberdar olunmaktadır. Kamuoyunda son yıllarda HES projeleri konusunda genel anlamda bir duyarlılık oluşmaya başlamıştır. Ancak bu arada çok sayıda projede izin, ruhsat, ÇED süreçleri tamamlanmış, projeler hayata geçirilip tamamlanma aşamasına gelinmişti. Açığa çıkan bu duyarlılık ve yöre yurttaşlarının tepkilerine rağmen Bilgi Edinme Hakkı Kanunu kapsamında yapılan bilgi edinme başvurularında sorun yaşanabilmektedir. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı bu yöndeki bilgi edinme başvurularına işletmeci firmaların ticari çıkarına zarar verebileceği gerekçesiyle gereken yanıtı vermekten imtina edebilmektedir. Oysa teorik olarak ÇED sürecinde halk vardır. ÇED bilgisi istendiğinde ise ticari kaygı nedeniyle bilgi verilmemesi özellikle dikkate alınması gereken bir konudur. Bunun üzerine Bilgi Edinme Yüksek Kuruluna her defasında itiraz başvurusunda bulunarak Proje Tanıtım Dosyası ya da ÇED Raporu'nun bir örneğini elde etmek mümkündür. Fakat bu durumda dava açma süresi bakımından engeller ortaya çıkmakta ya da proje içeriğindeki ayrıntılar hakkında yetersiz ve eksik bilgiyle dava açmak zorunda kalınmaktadır. Davalar, davanın nihai sonucu kadar yargılama sırasında izin ve ruhsat aşamalarında açığa çıkartılan usulsüzlüklerin, hukuk skandallarının tespitine de yaramaktadır.

Çevre hakkının en temel özelliklerinden olan çevresel bilgiye erişim hakkı gibi diğer temel bir hak da karar süreçlerine halkın katılımını öngörmesidir. Pek alışkın olmadığımız bu katılım konusunun en somut karşılığı; ÇED Yönetmeliği'nde Çevre ve Şehircilik Bakanlığı karar alırken projeden etkilenecek yöre yurttaşlarının görüşüne başvurulmasının yasal olarak zorunlu tutulmasıdır. 17 Temmuz 2008 tarih ve 26939 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Çevresel Etki Değerlendirme Yönetmeliği'nin 9.maddesine göre; "halkı yatırım hakkında bilgilendirmek, projeye ilişkin görüş ve önerilerini almak üzere proje sahibi tarafından projenin gerçekleştirileceği yerde Bakanlık ile mutabakat sağlanarak belirlenen tarihte, halkın katılımı toplantısı düzenlenir." Halkın katılımı toplantısı, yönetmelikteki tanımından da açıkça anlaşılacağı üzere yöre yurttaşlarının proje hakkındaki görüşüne başvurmak amacıyla düzenlenmektedir. Uygulama da ise işletmeci firma yetkililerinin proje hakkındaki bir reklam toplantısı şeklinde düzenlenmektedir. Halkın katılımı toplantılarında yöre yurttaşlarının görüşleri hiçe sayılmaktadır. Toplantılarda proje hakkında yöre yurttaşların olumsuz görüş bildirmeleri durumunda ÇED sürecine hukuka aykırı şekilde devam edilmektedir. Bu nedenle son iki yılda yöre yurttaşları, kendi görüşlerinin hiçe sayılması nedeniyle bu toplantılara tepki

göstermektedir. Halkın tepkisi nedeniyle onlarca ÇED için toplantı yapılamamıştır. Toplantının yapılamadığına dair tutanak düzenlemesine rağmen sanki toplantı yapılmış ve halk projeye karşı görüş bildirmemiş gibi ÇED sürecine devam edilmektedir. Yöre yurttaşlarının tepkisi nedeniyle işletmeci firma ve Bakanlık yetkililerinin toplantı yapmaktan vazgeçtikleri Fındıklı'da, Çevre ve Şehircilik Bakanlığı, ÇED Raporu'nu nihai hale getirirken "yöre halkı bilgilendirilmek istememiştir" şeklinde anlaşılması zor bir değerlendirme yapmıştır. Dolayısıyla şu an itibarıyla halkın katılımı toplantıları göstermelik olarak yapılan toplantılara dönüşmüştür. ÇED Gerekli Değildir Kararı verilen HES projelerinde ise ÇED Yönetmeliği'nde halkın katılımı toplantısı yapılması prosedürü düzenlenmemiştir. 25MW'tan daha düşük kapasitedeki bu projelerde aynı vadi üzerinde ondan fazla HES yapılması durumunda dahi yöre yurttaşlarının usulen de olsa görüşüne başvurulmamaktadır.

Halkın çevresel konularda bilgiye erişimi ve karar alma süreçlerine katılımını düzenleyen Aarhus Sözleşmesi'ne göre; halkın bilgiye erişmesi ve karar alma sürecine katılımı yönünde bir kısıtlama getirilmesi çevre hakkının ihlali olarak değerlendirilmektedir. Türkiye, bu sözleşmeye şu anda taraf olmasa da ÇED Yönetmeliği'nde 2008 yılında yapılan değişikliklerde anılan uluslararası sözleşme gözetilmiştir. Türkiye'nin en eski üyelerinden biri olduğu Avrupa Konseyi'nin çok sayıda Aarhus Direktifi bulunmaktadır. Bergama ile ilgili Avrupa İnsan Hakları Mahkemesi'nin verdiği tazminat kararlarında da Aarhus Sözleşmesi'ne her defasında atıf yapılmıştır. Muğla Fethiye'de ve Yatağan'da kurulmak istenen iki ayrı çimento fabrikası ile ilgili Mülga Çevre ve Orman Bakanlığı'nın verdiği ÇED Olumlu görüşleri aleyhine açılan iptal davalarında; yöre yurttaşlarının proje hakkında yeterince bilgilendirilmediği ve halkın katılımı toplantılarının usulüne uygun yapılmadığı dava konusu işlemlerin iptal gerekçeleri arasında sayılmıştır. Yurttaş duyarlılığının ve tepkisinin bu şekilde artmaya devam etmesi halinde, halkın projeler hakkındaki görüşlerinin daha bağlayıcı hale gelebileceği ve daha ileri hukuksal kazanımlar elde edilebilir.

10.3.3 Yargılama Sırasında Yaşanan Sorunlar

Çevre Hukuku'nun kendine has ilke ve kurallarının yeni yeni ortaya çıkması ve yerleşmeye başlaması nedeniyle, sayıları gittikçe artan çevre davalarında mevcut yargılama usulü kalıpları içinde adil bir yargılama yapmak zorlaşmaktadır. Çevre davaları ve özelde HES davalarında klasik yargılama usulleri yetersiz kalmakta ve açılan davalara dar gelmektedir. Yargılama sırasında karşılaşılan çok sayıdaki bu sorunlara birkaç başlıkta örnek verilebilir.

Taraf Ehliyeti

Anayasa'nın 17/1. maddesine göre; ".. Herkes yaşama, maddi ve manevi varlığını koruma ve geliştirme hakkına sahiptir."Anayasa'nın 56/2 maddesi de "...çevreyi geliştirmek, çevre sağlığını korumak ve çevre kirlenmesini önlemek devletin ve vatandaşların ödevidir." kuralını koymuştur. Çevre hakkı söz konusu olduğunda Anayasa'da hak ve ödev ikiliğinin örtüştüğü görülmektedir. Çevreyi korumak, bunun için dava açmak, sadece bir hak değil aynı zamanda Anayasal bir görevin de ifası anlamına gelmektedir. Bu çerçevede özellikle açılan davalarda davacı olmak için aranan taraf ehliyeti konusu, çevre davalarında Danıştay tarafından daha geniş yorumlanmaya başlamıştır. İdari dava açabilmek için davacılarda aranan "menfaat ihlali" koşulu, çevre davalarında daha esnek ele alınmaktadır. Söz konusu projelerden dolayı birebir zarar görmek yerine, "yöre yurttaşı" veya "belde sakini" olmak, dava açmak için Danıştay tarafından yeterli koşul olarak görülmeye başlanmıştır.

Yürütmeyi Durdurma

Yargılama sırasında yaşanan en önemli sorunlardan biri genel bir sorun olarak davaların uzun sürmesidir. Avrupa'daki örneklerden hareketle açılan çevre davalarında, mahkemelerin dava

koşullarında eksiklik bulunmadığını tespit ettikleri anda derhal dava konusu işlem hakkında yürütmeyi durdurma kararı vermelerini sağlayacak hukuki bir düzenleme yapılabilir. Mevcut düzenlemede İdari Yargılama Usulü Yasası'nın 27. maddesine göre yürütmenin durdurulması kararının verilebilmesi için "idari işlemin uygulanması halinde telafisi güç veya imkânsız zararların doğması ve idarî işlemin açıkça hukuka aykırı olması şartlarının birlikte gerçekleşmesi" gerekmektedir. "İdari işlemin uygulanması halinde telafisi güç veya imkânsız zararların doğması" koşulunun aranmasına çevre davalarında gerek yoktur. Doğal varlıklar kullanılarak ya da yok edilerek gerçekleştirilen her projede, bu doğal varlıkları yeniden kazanma imkanı ortadan kalkmakta veya doğanın kendini yenileme süresi projelerin ömründen daha uzun sürmektedir. Uygulamada mahkemeler dava konusu işlem hakkında yürütmeyi durdurma veya iptal kararı verdiğinde çoğu zaman dava konusu projeler tamamlanmış olmaktadır. Birçok davada keşif-bilirkişi incelemesi yapılırken üretime geçmiş bir tesis mahkeme heyeti tarafından gezilmektedir. Kısaca iş işten geçmiş olmakta ve görülmekte olan davalar hukuksal anlamını yitirmektedir.

Bilirkişi incelemesi

HES davaları esastan incelenirken davaların bilimsel teknik boyutu nedeniyle zorunlu olarak bilirkişi incelmesi yapılmakta ve genelde mahkemeler tarafından görevlendirilen bilirkişilerin sunduğu raporlar hükme esas alınmaktadır. HES davalarında ortalama beş bin lirayı aşan bilirkişi ücretleri hak arayan yurttaşlar açısından ciddi ekonomik külfetleri göze almayı gerektirmektedir. Yukarıda belirtildiği gibi çevre davası açan bir yurttaş aynı zamanda Anayasal bir görevi yerine getirmektedir. Bütün yurttaşların ortak bir değeri olan doğal varlıkların tarihi ve kültürel zenginlerin korunması amacıyla açılan bir davanın kamusal niteliği gözetilmemektedir. Neoliberal politikalarla daha da artan kırda yoksullukla birlikte bu rakamlar azımsanmayacak miktarlara tekabül etmektedir. Kendi toprağını ve geçim kaynaklarını korumaya çalışan bu insanlar, çok büyük bütçelerle gerçekleştirilen projelerin sahibi şirketlerin olanakları eşitsiz bir biçimde hukuksal mücadele vermektedir. Dava ve bilirkişi masrafları Anayasa'da tanımlanan hak arama hürriyetini engeller niteliktedir. Anayasa'nın 36.maddesine göre; "Herkes, meşru vasıta ve yollardan faydalanmak suretiyle yargı mercileri önünde davacı veya davalı olarak iddia ve savunma ile adil yargılanma hakkına sahiptir." Ancak bilirkişi ücretleri dava açarken caydırıcı bir etki doğurmaya başlamıştır. Hukuk Muhakemeleri Kanunu'nda dava harç ve giderlerini ödeyecek maddi gücü olmayanlara kamu kaynaklarından dava masrafı ve avukatlık hizmeti sağlanması uygulaması çevre davlarını da kapsayacak teşvik edici bir düzenlemeyle bu sorun çözülebilir. Ya da benzer bir adli yardım hizmeti ile karakollarda atanan gönüllü müdafilik uygulaması örnek alınabilir.

Bilirkişilik konusunda en önemli sorunlardan biri de mahkemelere en fazla üç kişilik bilirkişi kurulu oluşturma yetkisi verilmesiydi. Bu sayı sınırlaması ÇED'in mantığına tümüyle terstir. Genelde mahkeme heyeti davada kendileri için öne çıkan uyuşmazlık temalarında uzman disiplinlerden bilirkişi seçerek bir öncelik sıralaması yapmak durumunda kalmaktadır. Bu, açıkça mahkeme heyetinin eğilimini dava devam ederken açıklaması gibi sakıncalı bir durum yaratabilmektedir. Her halükarda eksik bir bilirkişi incelemesiyle kanaat oluşturulmaktadır. Çevre mühendisi bir bilirkişi, madencilik faaliyetleri nedeniyle patlatılan dinamitlerden çevredeki evlerde meydana gelen hasarlar konusunda görüş verebilmektedir. Ya da şehir plancısı bir bilirkişi, dava konusu tesisin depremselliği, yer altı sularına etkisi, hakim rüzgar yönleri gibi konularda ayrıntılı rapor yazabilmektedir. Bilirkişilerin de görevlerini yapmasını zorlaştıran bu uygulama, mahkemelerin kanundaki sayı sınırını aşmak için üç ayrı disiplinin her birinden birden fazla bilirkişi görevlendirmek gibi uygulamalara başvurmasına yol açmıştır. Yeni hazırlanan Hukuk Muhakemeleri Kanunu'nda bilirkişilerle ilgili sayı

sınırlamasına yer verilmeyerek olumlu bir hukuksal gelişme sağlanmıştır. Ancak bu defa bilirkişi ücretleri konusu daha acil bir sorun olarak karşımıza çıkacaktır.

Yargılamadan Sonra Yaşanan Sorunlar

Türkiye'de çevre davaları açısından en büyük sorun yargı kararlarının uygulanmamasıdır. Anayasa'nın 125.maddesine göre; "Yasama ve yürütme organları ile idare, mahkeme kararlarına uymak zorundadır; bu organlar ve idare, mahkeme kararlarını hiçbir suretle değiştiremez ve bunların yerine getirilmesini geciktiremez." İdari Yargılama Usulü Hakkındaki Kanunu'nun 28.maddesine göre de yargı kararlarını idare en geç otuz gün içinde yerine getirmelidir. Bergama'da uygulanmayan yargı kararları nedeniyle köylülere rekor tazminatlar ödenmek zorunda kalınmasına rağmen, maalesef gittikçe kronikleşen bir sorun olarak yargı kararlarını uygulamamak tüm hükümetler açısından adeta bir devlet politikası haline getirilmiştir.

Yargı kararlarını uygulamama, ya fiilen uygulamama ya da hukuk literatürümüze "arkadan dolanma" olarak geçen yöntemle gerçekleştirilmektedir. Bir ÇED işlemi mahkemece iptal edildiğinde, Mülga Çevre ve Orman Bakanlığı ilgili işletmeci firmaya yargı kararını yerine getirmesi için yazı yazmaktadır. Aynı Bakanlık aynı firmaya aynı otuz günlük sürede başvurusunu kabul ettiği ÇED Raporu'na dayanarak yeni bir ÇED Olumlu görüşü vererek yargı kararını işlevsizleştirmektedir.

HES davalarında nihai olarak mahkemeler, dava konusu işlemde kamu yararı bulunup bulunmadığına göre karar vermektedir. Son dönemde ise gerek Anayasa Mahkemesi ve Danıştay'ın, gerekse yerel mahkemelerin kararlarında kamu yararı tartışması yapılırken "sürdürebilir kalkınma" anlayışının temel alınmaya başladığı görülmektedir. Sürdürülebilir Kalkınma" kavramı, Çevre Kanunu'nu başta olmak üzere mevzuatımızda gittikçe daha sık kullanılan bir kavram olmaya başlamıştır. HES projeleri hakkındaki iptal davalarında sunulan teknik bilirkişi raporlarında dahi bu kavrama göre değerlendirmeler yapılmaktadır. Böylece dava konusu projenin hayata geçirilmesi, dolayısıyla şirket çıkarının kamu yararının yerine ikame edilmesi sonucuna ulaşılmaktadır. Sürdürülebilir kalkınma mantığıyla bir HES için verilen ÇED Raporu hakkında bilirkişilerce olumsuz görüş verilmesi ve mahkemenin bu görüşü tekrar eden iptal kararı; yeniden başka bir ÇED Raporu ile projeye devam edilmesini örtük olarak önermektedir.

Kamu yararı tartışılırken sürdürülebilir kalkınma gibi sermayenin çıkarlarını gözeten bir kavram yerine, çevre davalarında sadece bugünkü kuşakların değil, gelecek kuşakların da haklarının savunulduğunu gözeten üstün kamu yararı kavramına daha fazla vurgu yapılması doğru bir tutum olacaktır. "

HES uygulamalarında, hidroelektrik enerjisini diğer yenilenebilir enerji kaynaklarıyla birlikte kullanılmasını imkan veren pompa depolamalı HES'lerle ilgili olarak, *Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi 2011 Enerji Raporu*'nda aşağıdaki bilgiler verilmiştir.

"Pompa Depolamalı HES'ler

Günümüzde bütün modern enerji sistemleri arz güvenilirliği, sistem stablitesi, enerji kaynaklarının daha verimli kullanılması iletim/dağıtım problemlerinin ve maliyetlerinin minimize edilmesi gibi birçok nedenlerle enerjinin depolanmasını zorunlu kılar.

Eğer bir ülkenin enerji ihtiyacı büyük oranda termik ve nükleer gibi baz karakterli santrallerden karşılanıyorsa, bunun yanında ülke kesintili karakterde yenilenebilir enerji kaynaklarına sahip ve bu kaynakları verimli bir şekilde kullanmak istiyorsa, sistemde hızla devreye girip çıkabilme özelliğine sahip santrallere ihtiyaç vardır. Bu ihtiyaç; ya büyük oranda fosil yakıt santrallerini birkaç dakikada devreye girebilmesi için sıcak yedekte hazır tutarak ekonomik olmayan bir yöntemle ya da hızla devreye girip çıkma özelliğine sahip olan klasik depolamalı hidroelektrik santraller ve/veya diğer enerji depolama sistemleri hayata geçirilerek karşılanabilir. Ülkemiz için kısmen tercih edilmekte olan yöntem bunlardan birincisidir. Bu da zaten % 80'lerin üzerinde olan fosil yakıt kullanımının ve 2008 yılında genel enerjide % 76 elektrik enerjisinde % 60'a ulaşmış olan dışa bağımlılığımızın ve aynı zamanda fosil yakıt kullanımından dolayı oluşacak emisyonların arttırılması anlamı taşımaktadır.

Enerjinin depolanması, dünyada son yıllarda gelişen yeni liberal piyasa modelinde, elektrik değer zincirinin en kritik bileşenlerinden birisidir ve enerji depolama sistemleri endüstrisi yeni, önemli ve tüm dünyada hızla gelişmekte olan bir endüstri seçeneğidir. Liberal piyasalarda sistem işletmecilerinin büyük ölçekte yenilenebilir enerji üretimini sisteme entegre edebilmeleri için enerjinin depolanmasına ihtiyaçları vardır.

Teknik değerlendirmeler ve fizibilite çalışmaları enerji depolamanın sadece teknik bir gereklilik değil aynı zamanda maliyet avantajı sağladığını da göstermektedir. Türkiye'de bugüne kadar enerjinin depolanması konusuna gereken önem verilmemiştir. Ancak ülkemizde kesintili karakterdeki enerji kaynaklarının ve/veya nükleer santrallerin enerji planlaması içerisinde yer alması düşünülüyorsa verimli ve daha sağlıklı bir planlama için bunların enerji depolama sistemleriyle birlikte planlanması gerekmektedir.

Dünyada bu konuda en gelişmiş yöntem enerjinin su formunda depolandığı ve çok kısa süre içerisinde hızla devreye alınabilme özelliğine sahip olan Pompa Depolamalı Hidroelektrik Santrallerdir. Ülkemizde de bu anlamda ekonomik olarak birçok proje geliştirilmesi mümkündür.

TEİAŞ tarafından yapılmış olan kapasite üretim projeksiyonları kapsamında iyimser ve kötümser iki senaryo hazırlanmıştır. İyimser senaryoya göre 2017, kötümser senaryoya göre 2015 yılından itibaren işletmede olan, inşaa edilen ve lisansı alınmış olan santrallerin tümünün puant enerji ihtiyacını karşılayamayacağı tespit edilmiştir.

Puant talebin karşılanmasında barajlı hidroelektrik santrallerin yetersiz kalmaları halinde devreye girmesi hedeflenen pompaj depolamalı hidroelektrik santral projeleri geliştirme çabasında olan Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE), 2009 – 2013 Strateji Planı kapsamında belirtilen hedefe göre 2011 yılı sonuna kadar tamamlanması gereken bir program kapsamında çalışmaktadır. EİE, hali hazırda, ilk etüt seviyesinde olmak üzere, 11 tanesinde mevcut baraj göllerinin dikkate alındığı toplam 16 proje geliştirmiştir. Bu projeler hakkında kısa bilgiler aşağıdaki tabloda verilmiştir;

Tablo 10.13: Pompaj Depolamalın HES Projelerinin Uygulanabilineceği Yerler

Tesis Adı	Kurulu Gücü [MW]	İli	Türü	Proje Debisi [m3/s]	Düşü [m]
Gökçekaya PHES	1600	Eskişehir	Mevcut baraj gölüne entegre	193	962
İznik I PHES	1500	Bursa	Tamamen yeni yatırım	687	255
Sarıyar PHES	1000	Ankara	Mevcut baraj gölüne entegre	270	434
Bayramhacılı PHES	1000	Kayseri	Mevcut baraj gölüne entegre	720	161
Hasan Uğurlu PHES	1000	Samsun	Mevcut baraj gölüne entegre	204	570
Adıgüzel PHES	1000	Denizli	Mevcut baraj gölüne entegre	484	242
Burdur PHES	1000	Burdur	Tamamen yeni yatırım	316	370
Eğridir PHES	1000	Isparta	Tamamen yeni yatırım	175	672
Kargı PHES	1000	Ankara	Mevcut baraj gölüne entegre	238	496
Karacaören II PHES	1000	Burdur	Mevcut baraj gölüne entegre	190	615
Yalova PHES	500	Yalova	Tamamen yeni yatırım	147	400
Yamula PHES	500	Kayseri	Mevcut baraj gölüne entegre	228	260
Oymapınar PHES	500	Antalya	Mevcut baraj gölüne entegre	156	372
Aslantaş PHES	500	Osmaniye	Mevcut baraj gölüne entegre	379	154
İznik II PHES	500	Bursa	Tamamen yeni yatırım	221	263
Demirköprü PHES	300	Manisa	Mevcut baraj gölüne entegre	166	213

EİE tarafından yapılan pompaj depolamalı hidroelektrik santral talep çalışmasına göre

Ankara, İstanbul, İzmir, Bursa, İzmir illeri birinci dereceden öncelikli,

Tekirdağ, Antalya, Konya, Adana, Hatay, Gaziantep ve Şanlıufra illeri ikinci dereceden öncelikli, Kırklareli, Çanakkale, Balıkesir, Manisa, Denizli, Muğla, İçel, Eskişehir, Sakarya, Zonguldak, Samsun, Kayseri, Kahramanmaraş, Diyarbakır, Mardin üçüncü dereceden öncelikli,

Edirne, Bilecik, Kütahya, Aydın, Ordu, Sivas, Malatya, Elazığ, Adıyaman, Batman, Şırnak, Van illeri dördüncü dereceden öncelikli illerdir."

Rapor'un önceki bölümlerinde yer alan veriler, çok sayıda HES Projesine lisans verildiğini,binlerce MW kapasitede yüzlerce HES yatırımının sürdüğünü ortaya koymaktadır.Bu konuda plansızlığın yanı sıra denetimsizlik de başat bir sorundur.Adana Kozan'da HES yapımında Şubat 2012'de yaşanan kaza ,sorunun ciddiyetine işaret etmektedir.

Su yapılarında mühendislik çalışmalarıyla ilgili olarak *TMMOB HES Raporu*'nda belirtilen ve aşağıda yer alan görüşler çok önemlidir.

10.4 Su Yapılarında Mühendislik Çalışmaları

"Su yapıları, fizibilite, planlanma, inşaat ve işletme gibi farklı çalışma alanları bulundurması nedeniyle, değişik meslek disiplinlerin birlikte uzun süreli ve kapsamlı çalışmalarını gerektirir. Su yapısının hizmet edeceği amaçlar doğrultusunda, yapı elemanlarının boyutlandırılması için özellikle hidrolojik ve jeolojik ölçümlere bağlı mühendislik hesaplamaları gereklidir.

Su yapıları ile yapı alanları sürekli etkileşim içerisinde olduğundan hidrolojik ve jeolojik özelliklerinin yanı sıra, bölgenin ekolojik, sosyal, ekonomik ve kültürel yapısının birlikte değerlendirilmesi gerekmektedir. Su yapısının çevreden kopuk bir planlamala ortaya konması durumunda hiçbir toplumsal fayda sağlanması mümkün değildir. Bu nedenlerden dolayı bir su yapısının planlamasına başlamadan önce, fizibilite çalışmalarında ölçümlere dayalı değerler bilinmelidir ki, sonrasında maliyet gerektirecek ve toplumsal yarar görülmeyen yapılar için proje ile sonraki yapım işlemlerine başlanılmasın.

Jeolojik ve hidrolojik değerler doğru ve gerçekçi ölçümlere dayalı olarak ortaya konduktan sonra yapının boyutlandırılması ve kullanılacak elektromekanik malzemelerin seçimi yapılmalıdır. Hidrolojik ve jeolojik değerler doğru olmadığı sürece, yapıya ilişkin yapılacak olan bütün boyutlandırmalar ve elektromekanik malzeme seçimi hatalı olacağı gibi, yapının yaratacağı ekolojik bozulmalar geri dönülmesi mümkün olmayan ve çok daha maliyetli toplumsal sorunları yaratacaktır.

Bu yapıların en önemli özelliklerinden birisi de, su değerlerine uygun olmayan yapıların hidrolojik olarak ekstrem değerlerin artmasına neden olabileceğidir. Yani bu yapılar etkiledikleri alanlarda suyun yetersizleşmesine neden olabilecekleri gibi taşkınların oluşmasına da neden olabileceklerdir. Hatta biriktirmeli yapıların yıkılması durumunda (ki bu durumla çok farklı boyutlarıyla karşılaşılacaktır) çok daha fazla ölümlü olayın yaşanması kaçınılmaz olacaktır.

10.4.1 Su Yapılarında Mühendislik Hidrolojisi

Suya ilişkin yapıların her türlü raporunun hazırlanabilmesi için, temsili yerde ve yeterli zamanda su ölçümlerinin yapılması gerekir. Su ölçümlerinin yanı sıra diğer meteorolojik parametrelerin de (sıcaklık, yağış, nem, rüzgâr gibi) ölçülmüş değerlerinin bilinmesi gerekmektedir. Kısaca proje yeri ve etkileyeceği alanlar için hidrolojik döngü dikkate alınmalıdır.

Su yapıları için, öncelikli olarak önemli olan hidrolojik ölçümlere kurumsal olarak ilk önce 1935 yılında 2819 sayılı Yasa'yla kurulmuş olan EİE tarafından başlatılmıştır. Bu çalışmalara daha sonra 1954 yılında 6200 sayılı Yasa'yla kurulmuş olan DSİ de katılmıştır.

Bu kurumlar, su yapılarının projelendirilmesinde ölçümlerin temsili ve sağlıklı yapılabilmesi için gerekli teknik çalışmaları yapmaktadırlar. Ancak gelinen süreçte piyasacı baskılar nedeniyle su

yapıları için gerekli teknik çalışmaların tamamlanamadığı gerçeği yatırımcıların ve karar vericilerin bilgisindedir.

Özellikle sürekli değişim içerisinde olan su değerleri için yeterli zamanda ve yerinde ölçümlerin yapılması gereklidir. Ancak, elde yeterli süreyi kapsayacak su ölçümleri var ise bu yapıların projelerinin doğru hazırlanması mümkün olabilir. Yeterli süreyi kapsamayan su ölçümlerinden yoksun olarak izafi değerlerle hızlandırılmış şekilde projelerle ortaya konan yapıların mühendislik hizmetlerinden yoksun ve her anlamda zarar oluşturacak yapılar olacağı açıktır.

Türkiye'deki su ölçümlerine ilişkin veriler (bu veriler her proje yeri için temsili olmayabilir) EİE ve DSİ'nin arşivlerinde bulunmaktadır. Ancak bu hidrometrik veriler, ortaya konan bütün bu HES projeleri için yeterli olmayacağı gibi meteorolojik ölçüm istasyonlarının da yeterince temsiliyeti sağlayamadığı bütün kurumlar, bilim çevreleri ve ilgili kişilerce bilinmektedir.

HES'lerde iki temel veri su ve düşüdür. Gerekli olan düşü yeri bulunabilir. Ancak bu noktadan enerji elde edilebilmesi için uygun rejimde ve miktarda suyun bulunması gerekir. Bu açıdan bakıldığında ilgili noktanın su rejiminin ve miktarlarının doğrudan ölçülmesi ya da hesaplanması gerekir. Mevcut HES'ler ve projeleri, su verileri bakımından değerlendirildiğinde, projelerin birçoğu için teknik anlamda olumlu düşünceleri ifade edebilmek mümkün değildir.

EİE İdaresi Genel Müdürlüğü mühendislik hizmetleri normlarından "Su Yapılarının Mühendislik Hidrolojisi Çalışmaları"nda, en az 20 yıllık süreci kapsayan akım değerlerine gerek olduğu belirtilmektedir. DSİ, "Mühendislik Hidrolojisi Teknik Şartnamesi"nde, Hidrolojide Kullanılan Genel Kriterler başlığında su yapısı için hidrolojik ve meteorolojik etütlere bağlı yapıların durumuna göre en az 20 ila 25 yıllık süreleri kapsar şeklinde belirlemiştir[12]. Ancak 4628 sayılı Yasa'dan sonra ortaya konan projeler için bu normların kullanıldığını söyleyebilmek mümkün değildir.

Piyasanın baskılayıcı kurallarına göre ortaya konan HES projelerin çoğunda hiçbir hidrolojik kurala uymayan başvurular bulunmaktadır. Çoğu proje yerine ilişkin su teminleri, mevcut ölçüm istasyonlarıyla bir ilişkinin olup olmadığı araştırılmadan alan oranı ve korelasyon gibi basit işlemlerle hesaplanmaktadır. Alan oranı her havzada kullanılamaz. Korelasyon işlemleri için de havzaya ilişkin özelliklerin araştırılması ve temsiliyet ilişkisinin ortaya konması gerekmektedir. Karstik bölgelerde su teminleri alan oranıyla elde edilmiş birçok proje mevcuttur. Örneğin Nehrin ana kolundaki bir istasyondan (yağış alanı 58645 km^2) alt havzadaki tesis yeri (yağış alanı 50 km^2) için alan oranı ile su teminlerinin yapıldığı, ayrıca yan havzalardaki ölçümlere göre havzanın hiçbir özelliği dikkate alınmadan korelasyon ilişkisi arayarak su teminlerinin yapıldığına ilişkin birçok örnekler vardır[13]. Bütün bölgelerdeki HES'ler için benzer işlemler yapılmaya devam etmektedir.

Bunca HES'in mevcut su ölçüm istasyonlarının değerlerine göre projelendirilmesi mümkün şirket, bir ön rapor hazırlayarak DSİ'ye müracaat eder. DSİ, EİE'nin de görüşünü alarak otuz gün içerisinde teklif edilen projenin mevcut, inşa halinde ve mutasavver projelerolmadığından, düşü olan yerleri proje yeri görüp, bu noktalara ilişkin su teminleri elde etmek için öyle yeni teoriler

[12] DSİ (20 Mart 2010) 'a göre
http://www.dsi.gov.tr/sydk/proje_sartname/M%C3%9CHEND%C4%B0SL%C4%B0K_H%C4%B0DROLOJ%C4%B0S%C4%B0_H%C4%B0ZMETLER_TEKN%C4%B0K_%C5%9EARTNAMES%C4%B0.doc
[13] Küçük, İ, Hidrolik Santraller ve Havza Planlaması, 6. Ulusal Hidroloji Kongresi, Pamukkale Üniversitesi, Denizli

geliştirilmiştir ki, bunların hidroloji kurallarıyla hiçbir ilişkisi bulunmamaktadır[65]*. Raporlar sadece format tamamlama adına yapılmaktadır.*

Tesisin bütün olarak, kanalları, tünelleriyle ele alındığında üretimi yapılamayacak bir enerjiden söz edildiği ilgili çevrelerce bilinmektedir. Yani bu HES yapıları ile izafi kurulu güçlerden ve izafi üretim miktarlarından söz edilmektedir.

Hidrolojik ve jeolojik özelliklerin doğru olarak ortaya konması ve mühendislik hesaplamalarının bu değerlere göre yapılması gerekmektedir. Değerlendirmeler gerekli ölçümlerden uzak sanal değerlerle yapıldığında ileride telafi edilemeyecek zararların (taşkın başta olmak üzere) oluşması kaçınılmazdır. Hatalı yapı beklenen amaca hizmet etmeyeceği gibi kamu zararının (can ve mal kayıpları) oluşmasına da neden olacaktır. Bu tür yapılara sadece görünen kısmıyla bakılması çok yanlıştır.

Su Ölçümleri

Su yapılarının planlamasında ve boyutlandırılmasında en önemli belirleyici unsur sudur. Bu bakımdan suya ilişkin çalışmaların doğru yapılması ve değerlendirilmesi gerekir. Suya ilişkin değerlendirmelerin doğru yapılabilmesi içinde asıl olan ölçümlerdir. Öncelikle tesis yerinde ya da tesis yeri için temsil özelliği sağlayacak yerlerde yapılacak ölçümle su hesapları yapılmalıdır.

Ülkemizdeki su ölçümleri EİE ve DSİ tarafından yapılmaktadır. Ancak bu ölçümlerin bütün her yeri temsil edecek durumda değildir. Son yıllarda HES'ler konusundaki gelişmeler özel şirket ya da kişiler tarafından su ölçümleri yapılmaya başlanmıştır. Ancak bu ölçümlerin doğruluğu tartışmalıdır. Çünkü ölçümler özel bilgi ve beceri gerektirmektedir. Bu ölçümlerin yetkili ya da bilgili olmayan kişilerce yapıldığı bilinmektedir. Ne olduğu belli olmayan su ölçümleri diye ortaya konan değerleri HES projelerine eklenmeye başlamıştır. Proje süreçlerinin sağlıklı olarak işleyebilmesi için bu konunun bir an önce disipline edilmesi gerekmektedir.

10.4.2 Su Yapılarında Mühendislik Jeolojisi

Su yapıları, bütün bağlantı elemanlarıyla birlikte jeolojik birimlerden oluşan bir temel üzerine oturmaktadır. Yapının oturduğu temelin jeolojik-jeoteknik özellikleri yapının şeklini, ekonomik boyutlarını ve her şeyden önemlisi yapılabilirliğini belirleyen en temel unsurların başında gelmektedir. Su yapılarında, ayrıntı düzeyi projenin aşamasına göre değişmektedir. İlk etüt düzeyinden projenin uygulama aşamasına kadar jeoloji-jeoteknik çalışmalar kesintisiz sürekliliğini devam ettirir.

Ülkemizde jeolojik çalışma normları henüz oturmadığından, su yapıları araştırma, planlama ve uygulama aşamaları oldukça sağlıksız şekilde yürütülmektedir.

Su kullanma hakkı fizibilite düzeyindeki çalışmalarla başlar. Fizibilite çalışmalarındaki temel amaç ise projenin ekonomik ve ekolojik boyutunun ortaya çıkarılması sürecidir. Ancak, 4628 sayılı Yasa sonrasında, HES'ler için belirlenen rapor formatında, jeolojik durum çalışmalarının ana başlıkları tanımlanmıştır. Ancak içeriğinde istenilen araştırma programları belirsizdir. Bu belirsizlikler nedeniyle, raporlar yer altı araştırmalarına ve laboratuvar deneylerine gerek duyulmadan sadece gözlemsel çalışmalara dayandırılırken, gözlemsel çalışmaların çoğunluğu da büro koşullarında formata uygun üretilen verilerle yapılmaktadır. Kentsel alanlarda küçük ölçekli binalarda dahi sondajlı deneyli araştırmalar yapılırken, büyük maliyetleri olan mühendislik yapılarında

araştırmaların sadece format yönüyle ele alınması, önemli bir paradoks olarak ortaya çıkmaktadır. Ülkemizde fizibilite aşaması istikşaf aşaması gibi yürütülmektedir. Fizibilite sonrası kesin proje aşaması ise yeterli düzeyde araştırma programı yapılmadan, uygulama aşamasına geçilmektedir. Her proje düzeyinde yapılması gereken araştırmalar bir sonraki sürece atılarak projelere eksiklikleriyle devam edilmektedir. Bu aşamalarda, ilgili kamu kurumları firmaların isteklerini onaylayan ya da müdahil olmayan bir tutum içerisinde çalışmalarını yürütmektedir. Dolayısıyla su yapılarının her aşamada normlara uygun olmayan mühendislik çalışmaları, sonradan geriye dönük telafisi olamayan bir süreç şeklinde açığa çıkmaktadır. Ortaya çıkan tablo özetle; mühendislik normlarına uymayan denetimsiz projelerde, ya yapıya yönelik öncekinden daha fazla yatırım yapılarak iyileştirmeler söz konusu olmakta ya da tesisin kabülü firmanın sorumluluğuna bırakılıp işlemleri yapılarak tesis işletmeye açılmaktadır. Bu durum her açıdan kamusal zarara yol açmaktadır.

Su yapılarıyla ilgili kamu kurumları, özellikle 4628 sayılı Yasa çerçevesinde yapılan HES projelerinde denetim fonksiyonunu yerine getirmediğinden, ortaya çıkan projeler tam olarak piyasanın koşullarına göre işlemektedir.

10.4.3 HES Yapılarının Mühendislik Açısında Kontrolü

HES'lerle ilgili denetim süreci kısaca şöyle özetlenebilir;

DSİ ve/veya EİE tarafından geliştirilen master plan, ön inceleme ve ilk etüt düzeyinde çalışmaları hazır olan projeler için müracaat olması halinde; projenin bulunduğu havzada mevcut, inşa halinde ve mutasavver projeler ile havzadaki mevcut ve gelecekteki bütün ihtiyaçlar, memba developmanı ve mansap su hakları göz önünde bulundurularak son yılları da kapsayan hidrolojik verilere göre şirket, belirlenen format doğrultusunda fizibilite raporu hazırlar.

DSİ ve/veya EİE projeleri dışında geliştirilen yeni projeler için de ayrıca belirtilen format doğrultusunda le ilişkisi açısından değerlendirmesini yapar ve müracaatın uygun görülmesi halinde fizibilite raporu hazırlanmasını talep eder.

26/06/2003 tarih ve 25150 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren Elektrik Piyasası'nda Üretim Faaliyetinde Bulunmak Üzere Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik hükümleri çerçevesinde ve belirtilen format esasları dahilinde raporlar EİE ve DSİ tarafından incelenir.

DSİ tarafından EİE Genel Müdürlüğüne iletilen raporların ilgili bölümleri; Proje Dairesi Başkanlığı Koordinatörlüğü altında Hidrolik Etütler Daire Başkanlığı ile Jeoloji Sondaj Daire Başkanlığı tarafından incelenir. EİE'ce incelenen fizibilite raporları; 4. bölümde yer alan "Hidroloji" ve 5. bölümde yer alan "Jeolojik Durum" bölümü daha önce belirlenen formatının yanı sıra EİE norm ve standartlarına uygunluk yönüyle irdelenirler. Ayrıca raporlarda, hizmeti üreten meslek sahibinin mühendislik standartlarına uygunluğunun denetimi için mühendisin odası, sicil numarası ve imzası olmadığı gibi raporları hazırlayanların isimlerine ilişkin hiçbir kayda rastlanmaz. DSİ'de yapılan rapor incelemeleri de aynıdır.

DSİ kendi projelerine mühendislik hizmeti alımı konusunda belli zorunluluklar getirmişken, benzer projeler olan HES projelerini hazırlayanlar için hiçbir kriter getirmemesi anlaşılır bir uygulama değildir.

HES'lere yönelik denetim yönetmelikler düzeyinde ve format yönüyle ele alınmaktadır. Denetimin yasal dayanakları yetersiz ya da olmadığından yapılan denetim süreçleri bağlayıcılığı olmayan önermeler şeklinde görülmektedir. Raporlara ilişkin olumsuz görüşlerin, işleyişe dair bir işlemin gerçekleştirilmediği bilinmektedir. Yasa ve yönetmeliklerin kamusal sorumluluk yerine şirketlerin taleplerine göre hazırlanmış olması nedeniyle HES'lerde denetim işlemi gerçekleştirilememektedir. Bu durumun bir ihmalden çok tercih olduğu bilinmektedir.

Kısaca ifade etmek gerekir ise süreç, su kullanım hakkı piyasa koşullarına teslim edilerek plansız ve denetimsiz bir şekilde devam etmektedir.

10.4.4 HES Raporlarını Kimler Hazırlamaktadır?

Mühendislik projelerinin hazırlanmasında belli ölçütler aranır. Oysa bu projelerin (hiçbir aşamasında) hazırlanmasında ya da hazırlayanlar için hiçbir ölçüt aranmamaktadır. Bu yapılar ve yapıların imalatının boyutlandırılmasında kullanılacak olan veriler tamamen mühendislik çalışmalarını gerektirmektedir.

DSİ suya bağlı kendi projelerinin yapılması için belli şartnameler yayınlamıştır. Örneğin Mühendislik Hidrolojisi Hizmetleri Teknik Şartnamesi'nde[14] "Proje hidrolojisi çalışmalarını yürütecek teknik elemanın, hidroloji konusunda en az 5 (Beş) yıllık kesintisiz deneyime sahip meteoroloji mühendisi ve/veya meteoroloji yüksek mühendisi olmalıdır" diye belirtmektedir. Her nedense resmi kurumlar zorunlu kıldıkları uygulamaları sözü geçen HES raporlarında hiç aramamaktadırlar.

Bu raporların hiç birisinde ve herhangi bir yerde dahi mühendis ismine rastlamak mümkün değildir. Oysa bu çalışmaların ilk fizibilite raporlarında mutlaka, Meteoroloji, Jeoloji ve İnşaat mühendislerin imzalarının mutlaka istenmesi gerekmektedir. Kesin projelerde ise makine, elektrik, çevre, harita, ziraat gibi diğer mühendislerin de çalıştırılması gerekmektedir. Ancak bu projelerde hiçbir isme rastlanmadığı gibi bazı projelerin belli kısımlarının birbirlerinin kopyası olduğu gerçeği gizli değildir.

Son dönemde kamu, tüm alanlardan tasfiye edildiği gibi su kaynaklarının yönetiminden de tasfiye edilerek su kaynakları da piyasanın insafına terk edilmektedir. Siyasi iktidar, genel ekonomik ve politik yaklaşımına uygun olarak, suyun özelleştirilmesinin önünü HES'ler ile açmıştır. "Sularımızı boşa akıtmıyoruz" diyerek başlatılan HES projelerinin akıbeti belirsizdir.

Gerek proje aşamasında olan, gerekse yapımı tamamlanan tüm HES projelerinin gerçek anlamda denetim mekanizmasına tabi tutulmadan yapılması önemli ölçüde kamusal zarara neden olmaktadır.

Tesislerin kabul aşamasında, yapılan işlemler özellikle projelendirme aşamasındaki evraklar üzerinden tutarlılık incelenmesi şeklinde gerçekleşmektedir. Önceki süreç bilinmediğinden, temel imalatları gibi görünmeyen kısımlar bazı çekinceler koymak kaydıyla açılışlar gerçekleşmektedir. Denetim varmış gibi bir süreç işletilmektedir.

---

[14] DSİ, (20 Mart 2010)'a göre, http://www.dsi.gov.tr/sydk/proje_sartname/M%C3%9CHEND%C4%B0SL%C4%B0K_H%C4%B0DROLOJ%C4%B0S%C4%B0_H%C4%B0ZMETLER_TEKN%C4%B0K_%C5%9EARTNAMES%C4%B0.doc

10.4.5 Su Yapılarında Denetim

Su yapıları, özellikleri nedeniyle diğer bütün yapılardan ayrı olarak değerlendirilmesi ve denetlenmesi gereken yapılardır. Su yapıları özelliklerine göre çeşitli sınıflara ayrılabilir. Ancak bütün hepsi içinde ölçeğine ve özelliğine bakılmaksızın tek bir elden değerlendirilmesi ve denetlenmesi gerektiği açıktır. Bu yapıların planlanmasındaki hataların sonrasında çok daha fazla alanda zararlara (öngörülen enerjiyi üretmeyeceği, sel ve taşkınlara neden olacağı ve ekolojik yapıyı bozacağı gibi) neden olacağı bilinmektedir.

Su yapılarının ilk yapıldıkları yıllarda bu işler tamamen kamu eliyle yürütülmekteydi. Zaten bilgi birikimi kamu eliyle sağlanmış ve yasal olarak da su üzerindeki her türlü tasarruf kamuda olduğundan su yapılarına ilişkin bütün süreç kamu eliyle yürütülmekteydi. Ancak 4628 sayılı Kanun'dan sonra su yapılarındaki fizibilite ve proje sayılarının artması nedeniyle bu yapılarda denetim yapılmadığı ya da yapılamadığının anlaşılması sonucu bu konuda bir işleyişin düzenlenmesi amacıyla yönetmelikle düzenleme yapılmaya çalışılmıştır.

HES'ler ve Su Yapıları Denetim Yönetmeliği

Su yapıları fizibilite aşamasından başlamak üzere DSİ Genel Müdürlüğünün sorumluluğunda DSİ ve EİE tarafından yapılmaktadır. Bu denetimler su yapısının fizibilitesinden başlamak üzere işletme sonrasına kadarda devam etmektedir. Ancak 4628 sayılı Kanun sonrasında ortaya konan HES inşaatlarının denetiminde ya da denetimsizliğinde sorunlar yaşanmaya başlayınca bu konuda çözüm üretmek amacıyla su yapıları denetim yönetmeliği ile sorunu piyasa koşullarında çözmenin yolları aranmaktadır.

Ancak su yapısı sadece bir inşaattan ibaret düşünülemeyeceği için bu konudaki süreç kapsamları çalışmaları ve koordinasyonları gerektireceği de göz ardı edilmemelidir.

Mevcut durumda DSİ ya da EİE su yapılarının projelerinin herhangi bir uygunsuzluğundan dolayı kabul etmemesi durumunda bu soruna çözüm bulunmaya ya da projenin uygulanmaması gibi konular gündeme gelmektedir. Ancak bu konudaki denetim işleri şirketlere devredildiğinde işlerin çok daha farklı boyutlara gireceği açıktır. İşi almak isteyen şirket bu projelere mutlaka olumlu karar verecektir. Süreç başladığında artık hiçbir su yapısı projesi için düzeltme işlemi bile *istenmeyecektir. Bu durumda su yapılarına bağlı olumsuzlukların artarak devam etmesi kaçınılmazdır."*

[Kaynak: TMMOB Hidroelektrik Santraller Raporu, 2011, sayfa 75-82]

<u>HES YATIRIMLARININ KURULU GÜCÜ</u>

EÜAŞ ve EPDK verilerine göre durum şöyledir:

2011 sonunda kurulu HES kapasitesi 17.137,1 MW

Ocak 2012 EPDK verilerine göre yatırımları süren HES'ler 15.236,30 MW
Yine başka EPDK verilerine (Mart 2012) göre,

Lisans başvurusu başvuru aşamasında: 100 proje, 2.645,80 MW

Lisans başvurusu inceleme-değerlendirme aşamasında 107 proje, 1.575,87 MW

Lisans başvurusu uygun bulunup, lisans alma aşamasında olanlar: 301 proje, 4.033,61 MW.

Bu durumda, 17.137,1 MW devrede, 15.236,30 MW yatırımı süren, lisans başvurusu uygun bulunan 4.033,61 MW, lisans alma aşamasında olanlar 4.221,67 MW olmak üzere toplam 40.628,68 MW proje stokundan söz edilebilir.

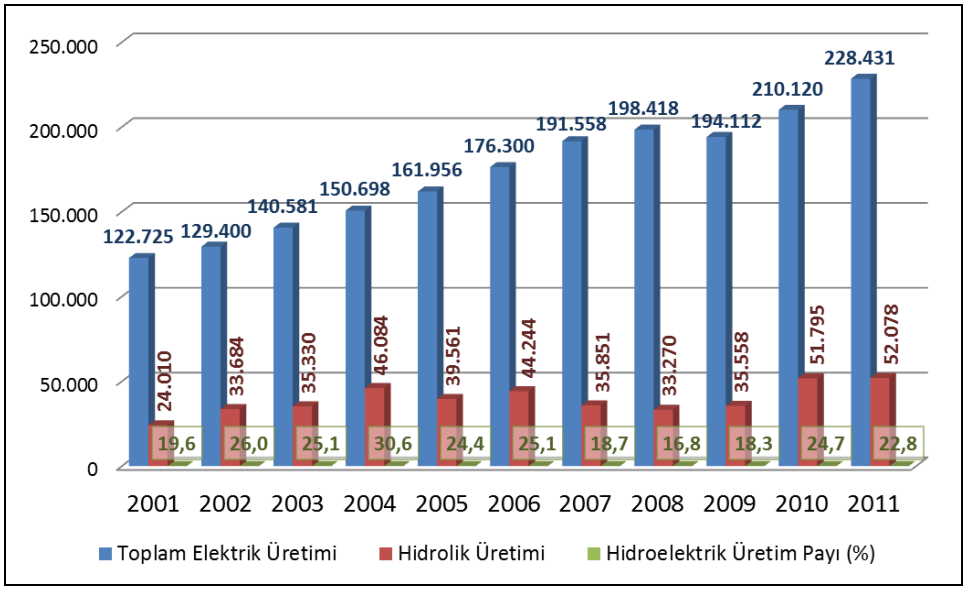
Gerçekçi bir kabulle HES elektrik üretim potansiyelini 140 milyar Kws/yıl , HES yıllık çalışma süresini 3 300 saat alacak olursak, 42 424 MW bir kapasiteden söz etmek mümkün. Bazı çalışmalarda, kapasite 170 milyar kWs/yıl,kurulabilecek güç ise 52.000 MW olarak tahmin ediliyor.

Yukarıda sözü edilen rakamlar potansiyelin çok büyük bir bölümünün değerlendirmek üzere olduğunu gösteriyor.

Elektrik üretiminde doğal gaza ağırlık verilmesi sonucu, hidroelektrik üretimi ve hidroelektriğin payı, Tablo 10.14 ve Şekil 10.2'de görüleceği üzere yıllar içinde gerilemiştir.

Tablo 10.14: Hidroelektrik Üretimin Toplam Elektrik Üretimi İçinde Payı

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Toplam Elektrik Üretimi	122.725	129.400	140.581	150.698	161.956	176.300	191.558	198.418	194.112	210.120	228.431
Hidrolik Üretimi	24.010	33.684	35.330	46.084	39.561	44.244	35.851	33.270	35.558	51.795	52.078
Hidroelektrik Üretim Payı (%)	19,6	26	25,1	30,6	24,4	25,1	18,7	16,8	18,3	24,7	22,8



Şekil 10.2: Hidroelektrik Üretiminin Elektrik Üretimi İçinde Payı(2001-2011)

11. DİGER YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARININ DURUMU

Aşağıdaki tabloda EPDK verilerine göre yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı olarak elektrik üretimi için verilen lisanslarla ilgili bilgiler yer almaktadır.

Tablo 11.1: Yenilenebilir Kaynaklara Dayalı Lisans İşlemleri (Mart 2012)

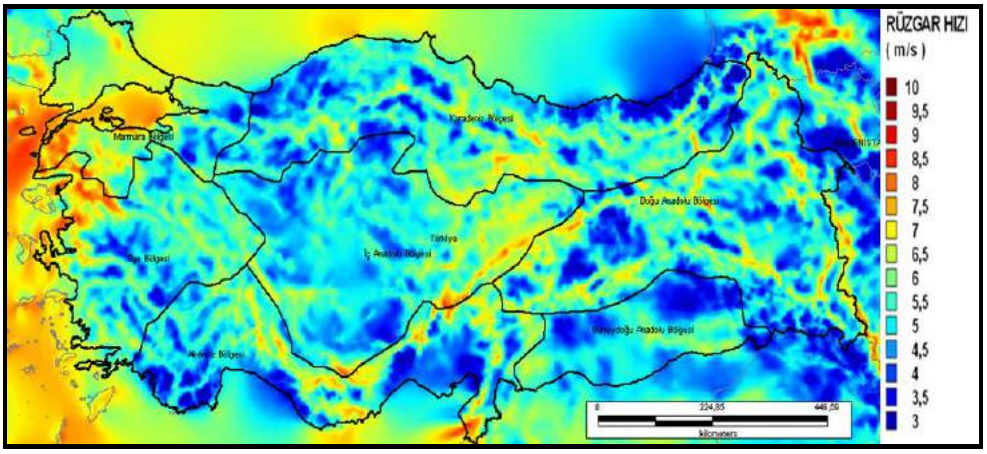
Yakıt / Kaynak Tipi	Başvuru		İnceleme-Değerlendirme		Uygun Bulunanlar		TOPLAM	
	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)	Adet	Kurulu Güç (MW)
Rüzgar	4	64,60	9	408,60	59	2.592,90	72	3.066,10
Jeotermal	6	110,00	8	225,95	1	24,00	15	359,95
Biyogaz	5	12,56	2	2,50	4	29,41	11	44,47
Biyokütle	7	79,73	3	40,00	4	19,45	14	139,18
TOPLAM	**22**	**266,89**	**22**	**677,05**	**68**	**2.665,76**	**112**	**3.609,70**

Kaynak: *EPDK*

11.1 Rüzgar Potansiyelimiz

11.1.1 Türkiye'de Rüzgar Enerjisi

Türkiye, Avrupa'da rüzgâr enerjisi potansiyeli bakımından zengin ülkelerden birisidir. Üç tarafı denizlerle çevrili olan ve yaklaşık 3500 km kıyı şeridi olan Türkiye'de özellikle Marmara kıyı şeridi ve Ege kıyı şeridiyle sürekli ve düzenli rüzgâr almaktadır. Türkiye Rüzgâr Enerjisi Potansiyel Atlası (REPA), Türkiye rüzgâr kaynaklarının karakteristiklerini ve dağılımını belirlemek amacıyla EİE tarafından 2006 yılında üretilmiştir (Şekil 11.1). Bu atlasta verilen detaylı rüzgâr kaynağı haritaları ve diğer bilgiler rüzgâr enerjisinden elektrik üretimine aday bölgelerin belirlenmesinde kullanılabilecek bir alt yapı sağlamaktadır. Yıllık ortalama değerler esas alındığında, Türkiye'nin en iyi rüzgâr kaynağı alanları kıyı şeritleri, yüksek bayırlar ve dağların tepesinde ya da açık alanların yakınında bulunmaktadır. Açık alan yakınlarındaki en şiddetli yıllık ortalama rüzgâr hızları Türkiye'nin batı kıyıları boyunca, Marmara Denizi çevresinde ve Antakya yakınında küçük bir bölgede meydana gelmektedir. Orta şiddetteki rüzgâr hızına sahip geniş bölgeler ve rüzgâr gücü yoğunluğu Türkiye'nin orta kesimleri boyunca mevcuttur.



Şekil 11.1: Türkiye Rüzgar Atlası (Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü (EİE))

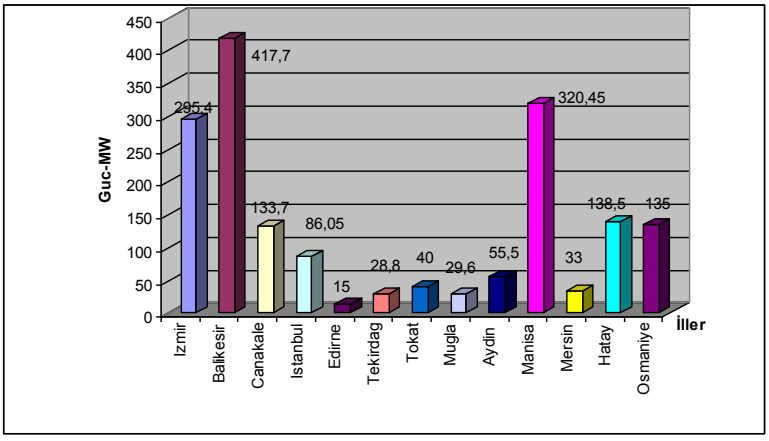
Tablo 11.2: REPA'ya göre Türkiye Rüzgar Potansiyeli

Rüzgar Kaynak Derecesi	Rüzgar Sınıfı	50 m'de Rüzgar Gücü Yoğ.(W/m^2)	50 m'de Rüzgar Hızı (m/s)	Toplam Alan (km^2)	Rüzgarlı Arazi Yüzdesi	Toplam Kurulu Güç (MW)
Orta	3	300 – 400	6,5 – 7,0	16 781,39	2,27	83.906
İyi	4	400 – 500	7,0 – 7,5	5 851,87	0,79	29.259,36
Harika	5	500 – 600	7,5 – 8,0	2 598,86	0,35	12.994,32
Mükemmel	6	600 – 800	8,0 – 9,0	1 079,98	0,15	5.399,92
Sıradışı	7	> 800	> 9.0	39,17	0,01	195,84
Toplam				26.351,28	3,57	131.756,40

Türkiye Rüzgâr Atlasında (REPA) yer seviyesinden 50 metre yükseklikteki rüzgâr potansiyelleri incelendiğinde Ege, Marmara ve Doğu Akdeniz bölgelerinin yüksek potansiyele sahip olduğu görülmektedir. REPA'ya göre Türkiye rüzgâr enerji potansiyeli, belirlenmiş kriterlerin ışığında rüzgâr sınıfı iyi ile sıra dışı arasında 47.849,44 MW olarak belirlenmiştir. Bu araziler Türkiye toplamının % 1,30'una denk gelmektedir. Orta ile sıra dışı arası rüzgâr sınıfına ait rüzgârlı arazilere bakıldığında ise 131.756,40 MW'lık rüzgâr enerjisi potansiyelini bulunduğu ve toplam rüzgârlı arazinin alanının ise Türkiye'nin % 3,57'si olduğu görülmüştür (Tablo-11.2).

11.1.2 Türkiye Rüzgar Enerjisinin Gelişimi

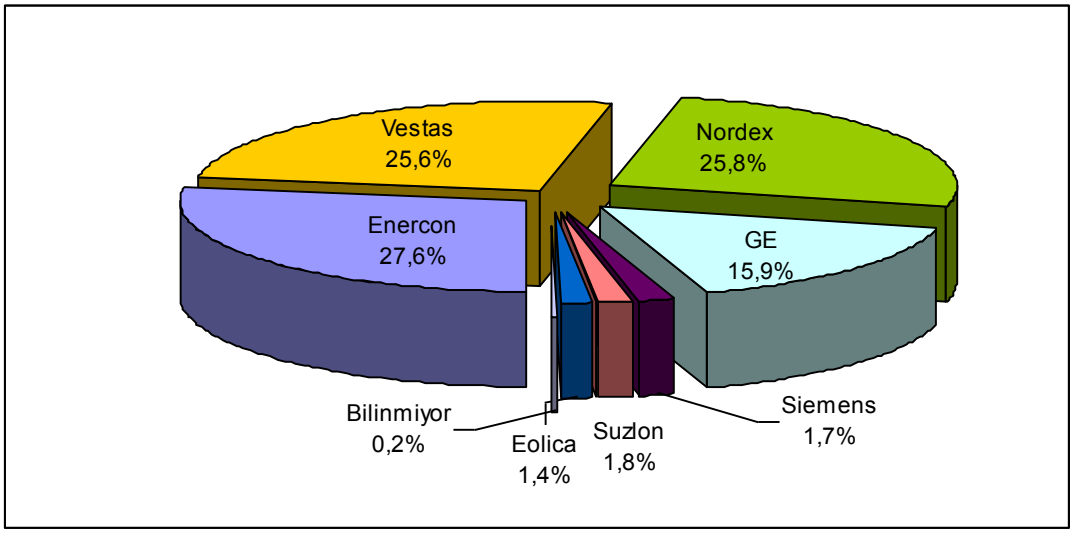
Türkiye'de şebekeye bağlı rüzgâr enerjisi ile elektrik üretimi 1998 yılında başlamış ve özellikle 2005 yılından itibaren 5346 sayılı Yenilenebilir Elektrik Kanun'un çıkmasından sonra kurulu güç ve enerji üretiminde her yıl % 100 üzerinde artış göstererek 2011 yılı sonunda 1691,8 MW'a 2012 Şubat ayı itibarıyla ise 1728,7 MW'a ulaşmıştır[1]. Rüzgar kurulu gücü Türkiye 2011 toplam kurulu gücünün (53050,8 MW) % 3,19'unu oluşturmaktadır. 2011 yılında rüzgar santrallerinden üretilen elektrik enerjisi 4726 Milyar kWh olarak gerçekleşmiş olup toplam elektrik üretiminin % 2,07 sine karşılık gelmektedir. Marmara bölgesinde Balıkesir, İstanbul, Çanakkale, Ege bölgesinde İzmir, Manisa, Doğu Akdeniz çevresinde Hatay rüzgâr santrallerinin yoğun olarak yer aldığı illerdir. Rüzgâr santrallerinin yoğun olarak kurulduğu iller (Şekil 11.2, Tablo 11.3) REPA'da gösterilen potansiyelle uyum göstermektedir.



Şekil 11.2: Türkiye Rüzgar Enerjisi Kurulu Gücünün İllere Göre Dağılımı

[1] www.teias.gov.tr

Rüzgâr santrallerine türbin üreticileri açısından bakıldığında en büyük payı % 27 ile Enercon türbinlerinin oluşturduğu, onu % 26'lık paylarla Vestas ve Nordex'in izlediği görülmektedir (Şekil 11.3). Santrallerde en fazla 2-3 MW arasındaki türbinler tercih edilmekte; ancak 900 kW'lık türbinlerden oluşan santraller de genel toplam içinde ikinci sırayı oluşturmaktadır.



Şekil 11.3: Rüzgar Santrallerindeki Türbinlerin Üreticilere Göre Dağılımı

Türkiye'deki rüzgar santrallerini oluşturan türbinler dünya piyasasına hakim olan türbin markalarıdır ve rüzgâr türbin ve bileşenlerinin büyük bir kısmı (türbin, jeneratör, göbek (hub), dişli kutusu vb.) ithal edilmektedir. Bununla birlikte yerli üretim olarak bazı türbinlerin kanatları, Enercon Aero Kanat Fabrikası ve Alkeg (Fuji Heavy Industries için kanat imalatı) ve türbin kuleleri (Enercon, GE, vb.) Çimtaş, Alkeg, Gesbey, Çiltuğ vb. artan sayıda firmalar tarafından yabancı firmalarla ortak girişim yapılarak yurt içi piyasada üretilmekte ve/veya üretime başlanmaktadır. Türbin bileşenlerinin yerli üretiminde kurulu güç gelişimine paralel bir gelişme sağlanamamıştır. Ancak 2011 yılı başında 6094 sayılı kanunla yek-e destekleme sisteminde yapılan değişiklik yerli üretimin desteklenmesine ilişkin ek alım garantisi yerli üretim olanakları yaratılabilmesi açısından umut vaat etmektedir. Nitekim hem yerli üretimle ilgili yasal düzenleme hem de 1 Kasım 2007 tarihinde yapılan rüzgâr başvurularının lisanslanmaya başlanmasıyla da birlikte bazı uluslararası türbin bileşenlerinin yerli üretimi konusunda ve ülke çapında bazı üniversiteler, araştırma kurumları ve özel sektör firmalarının oluşturduğu bir AR-GE uygulama projesi olan Milli Rüzgâr Enerji Sistemleri Geliştirilmesi ve Prototip Türbin Üretimi (MİLRES) konusunda çalışmalar başlamıştır.

Rüzgâr enerjisi konusunda bunlardan başka rüzgâr ölçümü ve değerlendirilmesi, proje geliştirilmesi, danışmanlık, montaj, nakliye, inşaat, işletme ve bakım vb. konularında da bazı yerli veya ortak girişim şirketleri kurulmuş ve bu konularda hizmet verilmeye başlanmıştır. Ayrıca rüzgâr santrallerinin kredilendirilmesi konusunda yerli ve yabancı bankalar (Yapı ve Kredi Bankası, Garanti Bankası, Akbank, Türkiye Sinai Kalkınma Bankası (Dünya Bankası (IBRD) ve Fransız Gelişim Ajansı (AFD) ile birlikte) vb.) tarafından artan sayıda rüzgâr projesi için kredi sağlanmaktadır.

Tablo 11.3: İşletmede Olan Rüzgar Elektrik Santralleri (01.03.2012)

İşletmedeki Lisanslı Rüzgar Santralleri (Şubat 2012)[2]		
Mevkii	**Şirket**	**Kurulu Güç (MW)**
İzmir-Çeşme	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	1,50
Çanakkale-İntepe	Anemon Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	30,40
Manisa-Akhisar	Deniz Elektrik Üretim Ltd. Şti.	10,80
Çanakkale-Gelibolu	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	14,90
Manisa-Sayalar	Doğal Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	34,20
İstanbul-Çatalca	Ertürk Elektrik Üretim A.Ş.	60,00
İzmir-Aliağa	İnnores Elektrik Üretim A.Ş.	52,50
İstanbul-GOP	Lodos Elektrik Üretim A.Ş.	24,00
İzmir-Çeşme	Mare Manastır Rüzgar Enerjisi Santralı San. ve Tic. A.Ş.	39,20
İstanbul-Hadımköy	Sunjüt Sun'i Jüt San. ve Tic. A.Ş	1,20
İstanbul-Silivri	Teperes Elektrik Üretim A.Ş.	0,85
Balıkesir-Bandırma	Yapısan Elektrik Üretim A.Ş.	30,00
Balıkesir-Şamlı	Baki Elektrik Üretim Ltd. Şti.	114,00
Muğla-Datça	Dares Datça Rüzgar Enerji Santralı Sanayi ve Ticaret A.Ş.	29,60
Hatay-Samandağ	Deniz Elektrik Üretim Ltd. Şti.	30,00
Aydın-Didim	Ayen Enerji A.Ş.	31,50
Çanakkale-Ezine	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	20,80
Balıkesir-Susurluk	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	20,70
Osmaniye-Bahçe	Rotor Elektrik Üretim A.Ş.	135,00
İzmir-Bergama	Ütopya Elektrik Üretim Sanayi ve Ticaret A.Ş.	30,00
İzmir-Çeşme	Mazı-3 Rüzgar Enerjisi Santrali Elektrik Üretim A.Ş.	30,00
Balıkesir-Bandırma	Akenerji Elektrik Üretim A.Ş.	15,00
Balıkesir-Bandırma	Borasco Enerji ve Kimya Sanayi ve Ticaret A.Ş.	57,00
Manisa-Soma	Soma Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	116,10
Hatay-Belen	Belen Elektrik Üretim A.Ş.	36,00
Tekirdağ-Şarköy	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	28,80

[2] Türkiye Rüzgar Enerjisi Birliği

İzmir-Urla	Kores Kocadağ Rüzgar Enerji Santralı Üretim A.Ş.	15,00
Balıkesir-Bandırma	As Makinsan Temiz Enerji Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	24,00
Mersin-Mut	Akdeniz Elektrik Üretim A.Ş.	33,00
Edirne-Enez	Boreas Enerji Üretim Sistemleri A.Ş.	15,00
İzmir-Bergama, Aliağa	Bergama RES Enerji Üretim A.Ş.	90,00
Hatay-Belen	Bakras Enerji Elektrik Üretim ve Tic. A.Ş.	15,00
Hatay-Samandağ	Ziyaret RES Elektrik Üretim San. ve Tic. A.Ş.	57,50
Manisa-Soma	Bilgin Rüzgar Santrali Enerji Üretim A.Ş.	90,00
Manisa-Kırkağaç	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	25,60
Çanakkale-Ezine	Garet Enerji Üretim ve Ticaret A.Ş.	22,50
Aydın-Çine	Sabaş Elektrik Üretim A.Ş.	24,00
Çanakkale-Ezine	Enerjisa Enerji Üretim A.Ş.	29,90
Balıkesir-Susurluk	Alentek Enerji A.Ş.	45,00
Balıkesir-Havran	Alize Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	16,00
Balıkesir-Bandırma	Galata Wind Enerji Ltd. Şti.	93,00
Manisa-Akhisar	Akhisar Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretimi Santralı Ltd. Şti.	43,75
İzmir-Aliağa	Doruk Enerji Elektrik Üretim A.Ş.	30,00
Balıkesir-Bandırma	Bandırma Enerji ve Elektrik Üretim A.Ş.	3,00
Çanakkale-Ayvacık	Ayres Ayvacık Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretim Santralı Ltd. Şti.	5,00
Tokat	PEM Enerji Anonim Şirketi	40,00
	KAPASİTE TOPLAMI	**1711,30**

İşletmedeki Yap-İşlet-Devret Rüzgar Santralleri		
Mevkii	**Şirket**	**Kurulu Güç (MW)**
İzmir-Çeşme	Ares Alaçatı Rüzgar Enerjisi Sant. San. ve Tic. A.Ş.	7,20
Çanakkale-Bozcaada	Bores Bozcaada Rüzgar Enj. Sant. San. ve Tic. A.Ş.	10,20
	KAPASİTE TOPLAMI	**17,40**

İŞLETMEDEKİ TOPLAM KAPASİTE	**1728,70**

11.1.3 Rüzgar Santralleri Şebeke Bağlantısı

Rüzgar enerjisi yatırımlarına hem yerli hem de yabancı yatırımcıların büyük ilgisi net şekilde 1 Kasım 2007 lisans başvurularında görülmüştür. 1 Kasım 2007 tarihinde toplam kurulu gücü 78.023 MW olan 752 adet başvuru alınmıştır. Kasım öncesinde lisanslandırma işlemi tamamlanamayan toplam kurulu gücü 2677 MW olan 50 adet başvuru mevcut bulunmakta idi.

Bu başvurulardan 144 adedi başvuru gerek kendi talebi gerekse de bağlantı imkanı olmadığından reddedilmiştir. Başvurular arasında TM bağlanabilir kapasitesine uygun olan ve/veya TM'ye bağlanmak isteyen tek proje olan 61 adet proje 2027 MW için lisans almaya hak kazanmıştır.

Aynı alan ve/veya aynı trafo merkezi için birden fazla başvuru bulunması durumunda sisteme bağlanacak olan başvuruları belirlemek üzere TEİAŞ tarafından Yarışma Yönetmeliği'nde belirtilen koşullarda ilki 15 Şubat 2011'de ve sonuncusu 13 Eylül'de olmak üzere 13 adet yarışma yapılmıştır (Tablo 11.4). Yarışma kazanma Kriteri; işletmeye girdikten sonra 20 yıl süre boyunca üretilecek her bir kWh için ödenecek en yüksek katkı payı teklifidir.

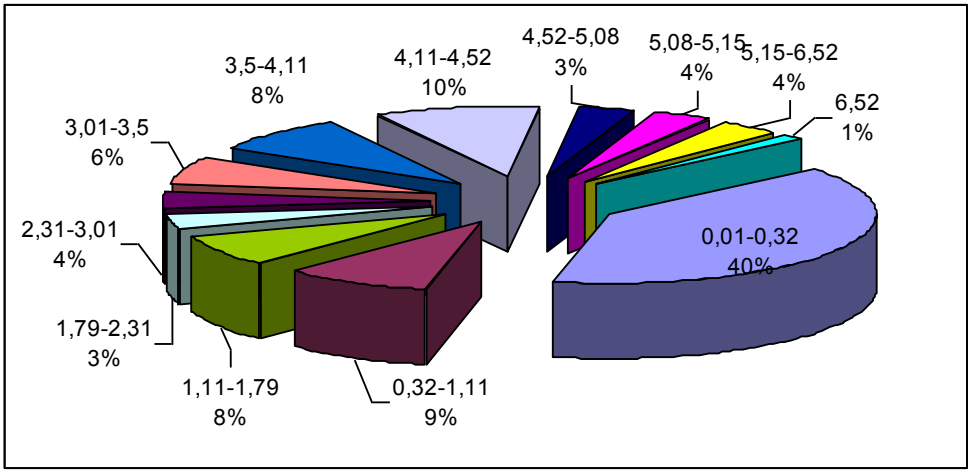
Bu yarışmalara katılan rüzgar projeleri sayısı 596'dır. Toplam gücü 5517 MW olan 147 proje yarışmaları kazanmıştır. Yarışma paketleri arasında ***en düşük teklif 0,01 krş/kWh*** ile toplam gücü 307.15 MW olan 13 TM'ye bağlanacak 14 proje tarafından, en yüksek teklif ise Antakya-3 TM'nin 100 MW'lık RES bağlanabilir kapasitesi için toplam 72 MW'lık ***Antakya RES projesi ile 6.52 krş/kWh*** olarak verilmiştir (Tablo 11.5, Şekil 11.4). Rüzgâr santrallerinin yoğun olarak yer aldığı batı kıyılarında ve Antakya'da yer alan TM'lerde rekabetin yoğun olduğu yarışmaların oldukça yüksek katkı paylarıyla kazanıldığı görülmektedir.

Tablo 11.4: TEİAŞ Rüzgar Yarışma Paketleri

TEİAŞ YARIŞMA	TM	Yarışan Proje Sayısı	Pakete Tahsis Edilen Kapasite	Teklif Aralığı (krş/kWh)
1. Paket	12	27	636 MW	0,01 - 2,76
2. Paket	5	11	281 MW	0,01 - 1,11
3. Paket	8	26	504 MW	0,05 - 2,82
4. Paket	4	31	395 MW	0,05 - 3,43
5. Paket	6	30	520 MW	0,01 - 5,10
6. Paket	8	38	293 MW	0,01 - 3,52
7. Paket	3	46	427 MW	0,01 - 3,54
8. Paket	1	54	607 MW	0,01 - 4,34
9. Paket	3	41	74 MW	0,05 - 4,22
10. Paket	4	37	217 MW	0,01 - 4,62
11. Paket	1	175	1199 MW	0,01 - 5,55
12. Paket	1	33	198 MW	0,01 - 5,15
13. Paket	2	47	166 MW	0,01 - 6,52
TOPLAM			**5517 MW**	

Tablo 11.5: Yarışma Paketlerinde En Yüksek Teklifler

Paket No	En Yüksek Teklif Krş/kWh	Kapasite (MW)	Bağlantı	TM/ Hat
1	1,79	50	YG	Jeo-Alaşehir EİH
2	1,11	72	YG	Kalecik TM
3	2,82	9	OG	Ayvalık TM
4	3,43	50	YG	Çan Havza-1 TM
5	5,1	60	YG	Karabiga TM
6	3,52	9,6	OG	Alaçatı TM
7	3,54	12,5	OG	Morsan TM
8	4,34	200	YG	Çatalca TM
9	4,22	10	OG	Urla TM
10	3,75	30	YG	M. Kemal Paşa TM
11	5,55	78	YG	Çan-Havza-2 TM
12	5,15	50	YG	Gezende-Anamur EİH
13	6,52	72	YG	Antakya-3 TM



Şekil 11.4: Yarışmaları Kazanan Projeler İçin Verilen Katkı Payları

11.1.4 Rüzgar Enerjisine Uygulanan Teşvikler

Enerjide ithalat bağımlılığının azaltılması ve arz güvenliğinin sağlanması amacıyla YEK kullanımının artırılması Türkiye enerji politikasının önemli bir unsuru olarak belirtilmektedir.

Türkiye'de rüzgâr enerjisi başta olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik enerjisi üretimi;

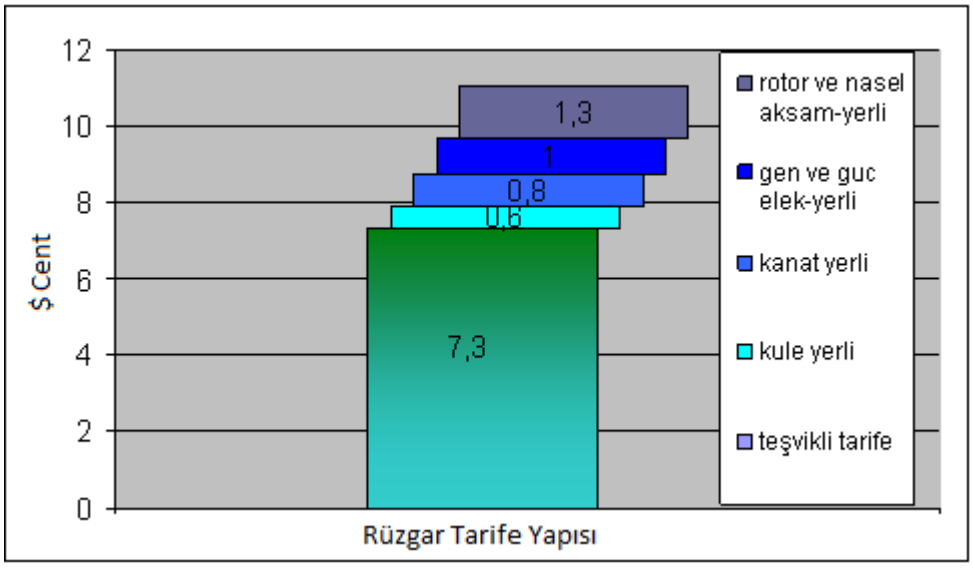
- 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu"

- 5346 Sayılı "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının" Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun"(YEK-e Kanunu) ve

adı geçen kanunlarla ilgili ikincil mevzuatı kapsamında teşvik edilmektedir.

Ülkemizde rüzgar enerjisinden elektrik üretimine uygulanmakta olan destek sistemi (YEKDEM) teşvikli sabit fiyat mekanizmasıdır. Teşvik oranları kullanılacak yenilenebilir enerji kaynağına göre değişmektedir. Tarife geçerlilik süresi 2015 yılı sonuna kadar devreye girme koşuluyla 10 yıldır. Yerli teknoloji oluşumunu teşvik etmek amacıyla da bu tesislerde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamının tamamının yerli üretim olması halinde üretilecek elektrik enerjisi için beş yıl süreyle ilave fiyat uygulanacaktır[3]. YEK'den üretilen elektriğin tüketimin sağlanması için tüketicilere elektrik satışı yapan tedarikçilere belli miktarda yek-e alım zorunluluğu ve buna uyulmaması halinde ceza öngörülmektedir. Bunlara ek olarak arazi kullanımıyla ilgili bazı destekler de uygulanmaktadır[3]. Diğer yandan rüzgar enerjisine dayalı kurulu gücü azami beş yüz kilovatlık üretim tesisi kuran gerçek ve tüzel kişiler lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaftır. Bu tesislerde lisanssız üretim yapan gerçek ve tüzel kişilerin dağıtım sistemine verdiği ihtiyaç fazlası elektrik enerjisi YEKDEM kapsamında rüzgar enerjisine uygulanan tarifede satın alınmaktadır. Ayrıca bu tesislerde yerli ekipmanlar kullanılarak elektrik üretilmesi halinde beş yıl süreyle mevcut tarifeye ek olarak yerli aksama uygulanan fiyatlardan yararlanma olanağı vardır[3].

Buna göre bir rüzgâr santralinden elektrik üretilmesi (RES-e) halinde uygulanacak fiyat[4] (6094 sayılı Kanun 1 ve 2 sayılı cetveller) (Şekil 11.5):



Şekil 11.5: Rüzgar Tarife Yapısı (YEKDEM)

11.1.5 Rüzgardan Üretilen Elektriğin Ticareti

Bir rüzgâr enerji santralinde üretilen elektrik enerjisinin ticareti üç farklı alanda yapılabilir;

- YEK Destekleme Mekanizması kapsamında (YEKDEM) PMUM'a

[3] Zerrin T. ALTUNTAŞOĞLU, Türkiye'de Rüzgar Enerjisi Mevcut Durum, Sorunlar, TMMOB 8. Enerji Sempozyumu, 17-19 Kasım 2011, İstanbul

[4] Zerrin T. ALTUNTAŞOĞLU, Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretimine Sağlanan Teşvikler, MMO İzmir Şubesi Rüzgar Sempozyumu ve Sergisi, 23-24 Aralık 2011, İzmir

- İkili anlaşmayla tedarik şirketleri, TETAŞ ya da serbest tüketicilere,
- Dengeleme Güç Piyasası piyasa kapsamında PMUM'a,

Rüzgâr enerji üreticisi ürettiği enerjiyi[5];

- Dengeleme Güç Piyasası kapsamında satmayı tercih ederse saatlik üretim tahminini gün öncesi belirlenen saate kadar PMUM'a bildirmek zorundadır ve öngörülen minimum teminat ödeme yükümlülüğü (Nakit Takası ve Teminat Mekanizması kurallarına göre) vardır. Gün sonunda üretici belirttiği miktardan az üretim yapmışsa eksik üretim için dengeleme güç piyasasında gerçekleşen en yüksek fiyattan dengesizlik maliyetini öder, planlanandan fazla üretim yapılmışsa gerçekleşen fazla üretimin bedeli dengeleme güç piyasasında gerçekleşen en düşük fiyattan satın alınır.
- YEKDEM kapsamında satış yapmayı tercih ederse -YEKDEM katılımcısı olma koşuluyla- gün öncesinden saatlik üretim tahminini belirlenen saate kadar Milli Yük Tevzii Merkezine bildirecektir. Ay sonunda ise YEKDEM katılımcısı okunan sayaç değerlerini PYS (Piyasa Yönetim Sistemi) üzerinden PMUM'a bildirerek bu bedel üzerinden fatura keser ve ödemesini (kanunda belirlenen tarife (7.3 cents ABD$) üzerinden) alır. YEKDEM kapsamında eksik/fazla üretimlerle ilgili bir ceza uygulaması ile minimum teminat ödeme yükümlülüğü bulunmamaktadır.

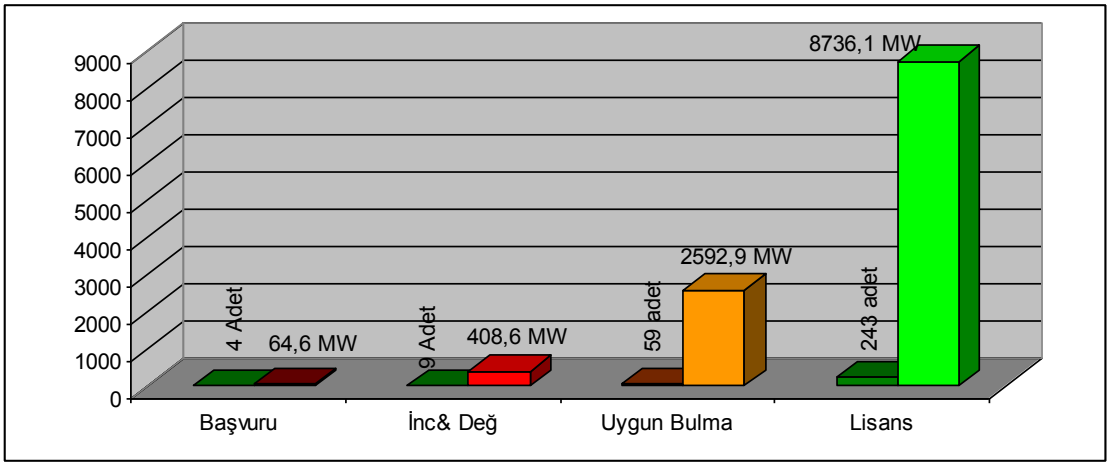
5346 sayılı Yenilenebilir Elektrik Kanunu'nun ilk halinde getirilen teşvikli fiyat sistemi gerek öngörülen teşvikli fiyatın yeterince cazip olmaması gerekse de farklı teknolojilerin gelişimine uygun olmayan yapısı ve Kanunda öngörülen bazı ikincil mevzuatın açıklığa kavuşturulmaması vb nedenleriyle yatırımcılar tarafından 2011 yılına kadar kullanılmamış ve yatırımcılar rüzgârdan ürettikleri enerjiyi serbest piyasada satmayı tercih etmişlerdir. Bunun temel nedeni teşvik sistemine göre daha yüksek elektrik piyasası fiyatlarıdır. YEK belgeli üreticilerin üretimlerini destekleme mekanizmasının üst limitine göre daha cazip düzeyde seyreden piyasa fiyatlarından piyasaya satmayı tercih etmeleridir.

5346 sayılı Yenilenebilir Enerji Kanunu'nda yapılan son değişikliklerle (8.1.2011) farklı teknolojiler için farklı teşvikli sabit fiyatlar, yerli üretim aksamın kullanılması halinde uygulanacak ek tarife, destekleme sistemi özellikleri ve dengeleme güç piyasası koşulları nedeni ile yenilenebilir elektrik üretimlerinin satışının *YEK Destekleme Mekanizması* (YEKDEM) kapsamında gerçekleşmeye başlamıştır. 2011 yılı içinde YEKDEM mekanizmasına dahil olan toplam gücü 469.1 MW olan dokuz rüzgâr santralı, 2012 yılı içinde ise toplam gücü 684.4 MW olan 22 rüzgar santrali vardır.

11.1.6 EPDK Projelerin Durumu ve Hedefler ve Yeni Başvurular

1 Kasım başvuruları sonrasında bugüne kadar toplam 243 rüzgar projesine toplam 8736,1 MW güç için EPDK tarafından lisans verildiği, henüz lisans almamış ancak uygun bulma kararı verilen 2529 MW kurulu güce sahip 59 proje bulunmaktadır. Halen inceleme ve değerlendirme aşaması devam eden 9 projenin ise toplam gücü 408,6 MW tır[6] (Şekil 11.6). Rüzgar enerjisi konusunda birim yatırım bedeli 1 Milyon Euro varsayımıyla sadece lisans verilen projeler göz önüne alındığında yaklaşık 9 Milyar Euro'luk bir yatırım piyasasının mevcut olduğu söylenebilir.

[5] Zerrin T. ALTUNTAŞOĞLU, Rüzgar Enerjisinden Elektrik Üretimine Sağlanan Teşvikler, MMO İzmir Şubesi Rüzgar Sempozyumu ve Sergisi, 23-24 Aralık 2011, İzmir
[6] EPDK-23.03.2013



Şekil 11.6: EPDK'daki Projelerin Durumu

Arz Güvenliği Strateji Belgesi'nde rüzgar için 2023 yılında ulaşılacak hedef 20000 MW kurulu güç olarak konulmuştur.

Türkiye'de rüzgar enerjisi konusunda geleceğe yönelik hedeflerin gerçekleşmesi halinde bu piyasa daha da büyüyecektir. Yerli üretim açısından bu yatırım pastasından ülkenin en büyük payı almasına yönelik olarak gerekli çalışmalar yapılmalıdır.

EPDK tarafından gelecek yıllarda alınacak yeni başvurularda, öncekinden en büyük fark başvuru esnasında yatırımcılardan rüzgar ölçümü istenecek olmasıdır. Ölçümler sayesinde rüzgar ve güneş gibi yerli kaynaklardan en yüksek verimle elektrik üretilmesi, daha akılcı projeler üretilmesi ve projelerin uluslararası kriterlere göre daha kolay finanse edilebilmesinin sağlanması amaçlanmaktadır. ***"Rüzgâr ve Güneş Enerjisine Dayalı Lisans Başvurularına İlişkin Ölçüm Standardı Tebliği"*** EPDK tarafından 22 Şubat 2012 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanmıştır.

Buna göre:

- Özel şirketler yatırım yapacakları alanda Tebliğ'de tanımlanan koşullara uygun olarak en az bir yıllık yerinde ölçüm yapılmış veri sunulması,
- Rüzgar ölçüm direğinin yüksekliğinin minimum 60 metre olacağı; rüzgar şiddeti ve yönünün en az iki seviyede, basınç, sıcaklık ve nemin ise en az bir seviyede ölçüleceği, veri kaybının azami % 20 olabileceği, sensörler ve ölçüm cihazının Tebliğ'de tanımlı özelliklerde olması,
- Şirketlerin lisans başvurusu esnasında yerinde inceleme yapılması kaydıyla Meteoroloji Genel Müdürlüğü tarafından onaylanmış *Rüzgâr Ölçüm İstasyonu Kurulum Raporu ile* ölçüm sonuçlarını içeren *Rüzgar Ölçüm Sonuç Raporu'nu* Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğüne onaylatarak EPDK'ya başvurma

zorunluluğu getirildi

11.1.7 Değerlendirme ve Sorunlar

1. Milli Park, Tabiat Parkı, Tabiat Anıtı ile Tabiatı Koruma alanlarında, Muhafaza ormanlarında, Yaban Hayatı Geliştirme sahalarında, Özel Çevre Koruma bölgelerinde ilgili Bakanlığın, Doğal Sit alanlarında ise ilgili koruma bölge kurulunun olumlu görüşü alınmak kaydıyla

yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulmasına izin verilecek olması ülkenin doğasının tahrip edilmesine, flora ve fauna kaybına ve yerli halkla yeni bir çatışma alanının yaratılmasına yol açabilecek bir husustur. Özellikle son günlerde süren bakanlıkların yeniden yapılandırılması, görevlerin yeniden tanımlanması bu konuda yaşanan karmaşıklığı artıracak niteliktedir. Bu tür alanlarda verilecek izinlerde objektif kriterler belirlenmeli ve RES projelerinde yer seçiminden-proje fizibilitesi-montaj-işletme aşamalarına kadar tüm süreçte çevre öncelikle göz önüne alınarak değerlendirilmeli, halkın kabulü, diyalog ve danışma önemsenmelidir.

2. *Rüzgâr santrallerinin radar sistemlerine etkileri konusunda* yapılan yönetmelik değişikliğiyle RES projeleri onayına getirilen yeni kurala göre yapılacak teknik etkileşim analizi ve bunun sonucunda verilecek izinlerin ilgili kurumlar arası koordinasyon sağlanarak zaman kaybına yol açmadan yapılması için belirlenen prosedüre göre başta Çeşme bölgesi olmak üzere bu kapsamda *bekleyen projelerin değerlendirmeleri ivedilikle tamamlanmalıdır.*
3. Genellikle bir rüzgâr projesinin uygulanması için arazi planlamalarında değişiklik yapılması gerekmekte ve bu süreç projelerin geliştirilmesi için gerekli sürenin büyük kısmını almaktadır. Bu konuda özellikle *kurumlar arası koordinasyon eksikliği giderilmeli, bürokratik engeller sadeleştirilmeli, izin prosedürleri konusunda açık ve anlaşılır kılavuzlar hazırlanarak* izinlerin daha kısa sürede verilmesi sağlanmalıdır.
4. Şebeke bağlantısıyla ilgili mevcut sınırlamalar (TM kd gücünün % 5'i) *sistem kısıtlarının aşılmasına yönelik çalışmalar* mevcut santrallerde gerekli ölçüm ve izleme programları da kullanılarak yapılmalıdır.
5. Rüzgâr santrallerinin yoğun olarak yer aldığı alanlardaki *yeni hat, şebeke güçlendirme ve RES TM yapımıyla ilgili mevcut sorunlar çözümlenmeli* ve izlenecek prosedür netleştirilmelidir.
6. Yatırımcılar türbin seçiminde sahaya uygun ve şebeke bağlantı yönetmeliği Ek-18 de belirtilen şebeke bağlantı kriterleri koşullarını sağlayan türbinleri seçmeye özen göstermeli, sadece *finansal kaygılarla türbin seçimi yapmamalıdır*.
7. Şebeke bağlantısı için TEİAŞ tarafından yapılan yarışmalar kapsamında teklif edilen oldukça yüksek katkı payları, özellikle rüzgâr ölçümü ve sağlıklı potansiyel değerlendirmesi yapılmayan projelerin yapılabilirliğini etkileyebilecektir. Ayrıca TEİAŞ yarışmalarında ihaleyi kazanma kriteri olarak sahanın verimliliği göz önüne alınmayıp, sadece en yüksek katkı payı teklif edenin bağlantı hakkı kazanması nedeniyle ihale sonucu verimli sahaların durumu belirsizliğini korumaktadır. Bu sahaların değerlendirilmesi için gerekli çalışmalar yapılmalıdır.
8. Rüzgar tesislerinde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamın yerli katkı ilave fiyatından yararlanabilmesi için tanımlanan ekipmanın tamamının yurt içi katma değerle üretilmiş olması gerekliliği göz önüne alındığında rüzgâr enerjisi tesislerinde kullanılan mekanik ve/veya elektromekanik aksamda kullanılan ve türbin üreticileri tarafından onaylanmış olan ve yurt dışından temin edilmek zorunda olan çelik, merdiven, kablo vb. gibi tedarik zinciri ara malzemeleri kullanılması halinde bu katkının alınamayacağı anlaşılmaktadır. Yerli üretimin özendirilmesi açısından yerli katkı için istenen % 100'lük orana belirlenecek süre (örneğin 2-3 yıl) için *kademeli geçiş uygulanmalıdır*.
9. Kanun'da 31.5.2015 tarihine kadar işletmeye girecek rüzgâr santrallerinin yurt içinde gerçekleşen imalatına ödenecek *yerli katkı ilavesi konusunda öngörülen beş yıllık süre oldukça kısadır.* Ülkemizde bazı türbin markalarının kule ve kanat gibi bileşenleri halen kısıtlı

olsa da üretilmektedir. Bu tür üretim tesisleri kısa sürede kurulabilmesine rağmen nasel ve jeneratör gibi bileşenlerin yerli üretimi büyük yatırım tutarları içermekte, sadece fabrikanın kurulması ve yapılacak üretimin sertifikalanması için bile en az iki yıllık bir süre gerektiği belirtilmektedir. Danimarka, Almanya ve ABD'de başta olmak üzere dünyada lider konumda olan rüzgâr türbin üreticilerinin çoğu 1970'li yılların sonlarında başlayan rüzgâr enerji teknolojisi araştırma ve geliştirme çalışmaları sonucunda ortaya çıkmıştır. Bu üreticiler ilk yıllarda kendi iç pazarlarına türbin üretmiş, deneyim kazandıkça yurt dışı piyasalara büyümüştür. İspanya, Hindistan ve Çin gibi rüzgâr potansiyeli daha büyük olan ve daha yüksek elektrik talebi olan ülkelerde de rüzgâr enerjisi uygulamalarını teşvik eden kararlı ve destekleyici hükümet politikalarının, hem rüzgâr enerjisi için bir pazar yaratılmasında hem de dünya pazarına rüzgâr türbini sağlayan yerli üreticilerin meydana çıkmasında kritik öneme sahip olduğunu göstermiştir. *Sanayinin gelişmesi ve belli bir olgunluğa ulaşabilmesi için yerli üretime yönelik desteğin hem bileşen üretimi hem de özgün tasarım yerli türbin gelişimi için bu desteğin belirlenmiş hedeflere yönelik olarak uzun vadeli planlanması gerekmektedir.*

10. Halen Türkiye'de belli markalarla sınırlı olsa da yapılan bazı türbin bileşenlerinin yerli üretimi büyük oranda türbin üreticisine bağlıdır. Örneğin kule üretiminde kullanılan çelik, merdiven, kablo vb. gibi tedarik zinciri ara malzemelerinin belli kalitede ve sertifikalı olması türbin üretici firmalar tarafından istenmektedir. Ülkemizde bu nitelikte ara malzemelerin de ithal edildiği belirtilmektedir. Bu tür ara malzemelerin istenen kalitede yerli üretimi konusunda çalışmalar yapılmalıdır. Uluslararası standartlara karşılık gelen test ve sertifikasyon programları yeni ortaya çıkan ürüne karşı tüketici güvenini oluşturarak yerli üretimi yapılan türbinlerin kalite ve güvenirliğini sağlayacaktır. Bu nedenle *ara malzeme ve bileşen üreticilerine uluslararası kalite ve standartta üretim yapmaları ve ürünlerinin kalitelerinin tesciline yönelik desteklerin* yanı sıra, yerli rüzgâr enerjisi endüstrisinin gelişimini doğrudan destekleyecek ve imalat endüstrisi için uygun bir ortam yaratacak *yerli iş gücüne ödenen ücretlere vergi kredisi veya muafiyetleri, yerli rüzgâr türbin teknolojisi alıcı ve satıcılarına uygulanacak KDV veya gelir vergisi indirimleri, AR-GE destekleri vb. gibi ilave destekler sağlanmalıdır.*

11. Uzun dönem sağlıklı rüzgâr ölçümleri bulunmaması nedeniyle yapılan rüzgâr tahminleri, veri eksikliğinden kaynaklanan hatalar içermektedir. Bunun sonucu olarak dengesizliğe düşülmektedir. Rüzgâr enerjisinin tahmini EİE, UZAY Teknolojileri Araştırma Enstitüsü ve DMİ tarafından yürütülen RİTM (Türkiye'de Rüzgârdan Üretilen Elektriksel Güç İçin İzleme ve Tahmin Sistemi Geliştirilmesi) Projesi de bu konuda sevindirici bir adımdır. Bu konuda sağlanacak deneyimlerin yanı sıra *DUY sisteminde rüzgâr santrallerinde geleceğe yönelik tahmin yapmada yaşanan sıkıntıların çözümüne yönelik çalışmalar* (rüzgâr konusunda saatlik üretim tahminlerinin üretilen enerjinin sisteme teslim edilme anına yakın bir zamanda yapılması (intra-day market vb.) *konusu da düşünülmelidir*.

48.000 MW'lik rüzgara dayalı elektrik üretim kapasitesinin, TEİAŞ verilerine göre işletmede olan bölümü 1.728.20 MW, ETBK verilerine göre lisans alıp yatırıma başlayan projelerin kurulu gücü ise 4.660,60 MW'dir.Lisans sürecindeki 72 projenin kurulu gücü ise 3.066.10 MW'dir.Toplam 9.454.90 MW'lik mevcut, inşa halinde ve lisans sürecindeki kapasite,toplam potansiyelin ancak beşte birinin değerlendirmesinin söz konusu olduğunu ve potansiyelin % 80'inin hala değerlendirmeyi beklediğini ortaya koymaktadır.

11.2 Jeotermal Potansiyelimiz

Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesinin 2011 Enerji Raporu'nda, jeotermal enerji potansiyeli ve kullanımıyla ilgili aşağıdaki değerlendirmeler yer almaktadır.

11.2.1 "Türkiye'de Jeotermal Enerjinin Doğrudan Kullanımı

Türkiye'nin yoğun tektonik hareketliliği nedeniyle önemli bir yerli ve yenilenebilir enerji kaynağımız jeotermal enerjidir. Yurdumuzun jeotermal potansiyelinin belirlenmesi için gerekli araştırmalar ve incelemeler Maden Tetkik ve Arama (MTA) Genel Müdürlüğü tarafından 50 yıl önce başlatılmıştır. Günümüze kadar MTA tarafından 198 jeotermal alan tespit edilmiş ve yaklaşık. 2000 yılından günümüze kadar jeotermal doğrudan kullanım ve elektrik üretim amaçlı 900 sondaj kuyusu açılmıştır.

Şekil 11.7: Türkiye'de Jeotermal Kaynakların Dağılımı

Ülkemizdeki Jeotermal sahalar (Şekil 11.7) daha çok Batı Anadolu'da yer almaktadır (Örneğin, Afyon, Aydın, Balıkesir, Bursa, Çanakkale, Denizli, İzmir, Kütahya, Manisa, Muğla, Sakarya, Uşak, Yalova). Jeotermal sahaların % 95'i orta ve düşük entalpili sahalar olup, doğrudan kullanıma yani bölgesel konut ısıtılması, seracılık ve kaplıca turizmine uygundur. MTA tarafından en düşük 35°C kuyubaşı sıcaklığına göre ispatlanmış jeotermal ısıl kapasite toplamı 4.078 MW_t düzeyindedir. Yurdumuzun tahmin edilen jeotermal ısıl gücünün (31.500 MW_t) 5 milyon eşdeğer konutun ısıtılmasına yeteceği ifade edilmektedir.

Türkiye jeotermal bölgesel konut ısıtılmasında bilgi, deneyim ve uygulama açısından Dünyada önde gelen ülkeler arasındadır. "

- Kaplıcalar, bölgesel konut ısıtılması, sera ısıtılması, tarımsal kurutma, ısı pompası ve endüstriyel uygulamalar jeotermal enerjinin doğrudan kullanımı kapsamındadır.

- 2010 yılı itibarıyla dünyada 78 ülkenin jeotermal enerjiyi doğrudan kullanım kapasite toplamı 50.583 MWt'dır. İlk yedi ülke ABD (12.611 MWt), Çin (8.898 MWt), İsveç (4.460 MWt), Norveç (3.300 MWt), Almanya (2.485 MWt), Japonya (2.099 MWt) ve Türkiye (2.084 MWt)'dir.

11.2.2 Türkiye'nin Jeotermal Potansiyeli

- Türkiye dünyanın 7. büyük jeotermal enerji potansiyeline sahiptir.
- Türkiye'nin jeotermal enerji potansiyeli 31 500 MW varsayılmaktadır. İspatlanmış fiili kullanılabilir teknik kapasite 4078 MWt olup % 34 (1306 MWt)'ü kullanılmaktadır. Elektrik teknik potansiyel ise 600 MWe (4 milyar kWh/yıl, keşfedilen 15 saha) fiili kurulu güç ise 92 MWe'dir. İTÜ Enerji Enstitüsü, yapılacak yeni saha araştırma ve sondaj çalışmalarıyla, bu rakamın 2000 MWe'ye yükseltilebileceğini öngörmektedir. Lisans alan jeotermal elektrik santralerinin kurulu gücü 244.10 mW'dir. Ancak bu gücün 101.6 MW'lik kısmında,yatırımların ilerleme oranı hakkında bilgi yoktur. Kalan 142.50 MW'lik kurulu gücün,40 MW'lik kısmının yatırım ilerleme oranı % 10'un altındadır. Ayrıca, toplam 359.95 MW kapasitede 15 proje lisans başvuru sürecinin çeşitli aşamalarındadır.Yaklaşık 150-200 MWe için de arama, saha çalışmaları devam etmektedir.
- 1960'lardan beri 186 tane jeotermal sahası keşfedilmiştir. Bunların % 95'i doğrudan kullanıma uygundur.
- Rezervuar sıcaklığı 120°C üzerinde olup elektrik üretimi projeleri çalışılan ve planlanan jeotermal sahalar:

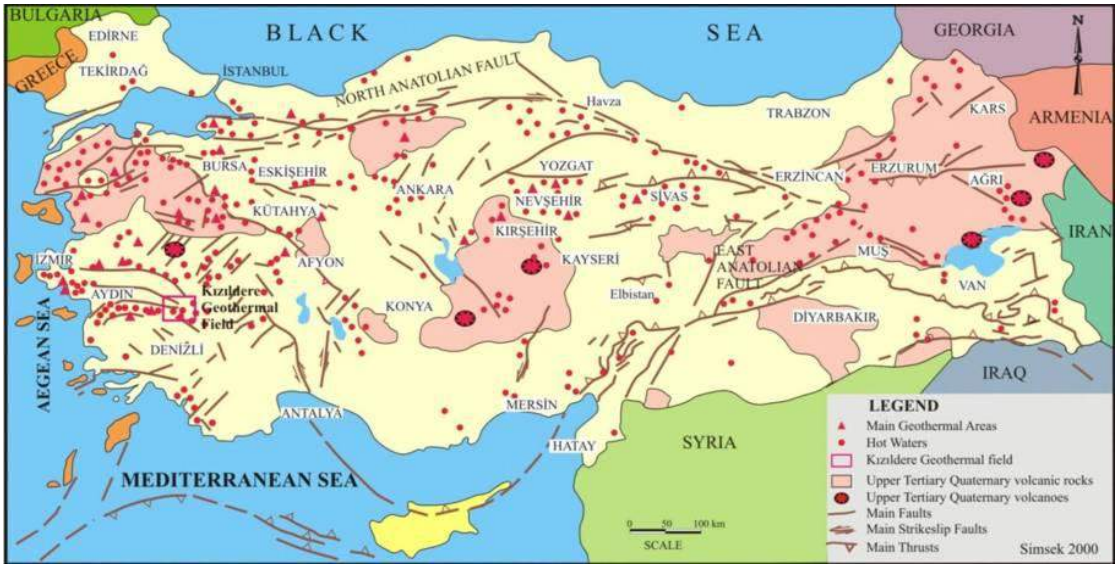
Tablo 11.6: Elektrik Üretimi Projelerin Olduğu Jeotermal Saha Sıcaklıkları (Mart 2012)

Elekttrik Üretimi Projelerin olduğu Jeotermal Saha Sıcaklıkları (Mart 2012)			
Saha adı	Sıcaklık (°C)	Saha adı	Sıcaklık (°C)
Manisa-Alaşehir-Köseali	287	Kütahya-Simav	162
Manisa Alaşehir X	265	Aydın-Umurlu	155
Manisa-Salihli-Caferbey	249	İzmir-Seferihisar	153
Denizli-Kızıldere	242	Denizli-Bölmekaya	147
Aydın-Germencik-Ömerbeyli	239	Aydın-Hıdırbeyli	146
Manisa-Alaşehir-Kurudere	214	İzmir-Dikili-Hanımınçiftliği	145
Manisa-Alaşehir-X	194	Aydın-Sultanhisar	145
Aydın-Yılmazköy	192	Aydın-Bozyurt	140
Aydın-Pamukören	188	Denizli-Karataş	137
Manisa-Alaşehir-Kavaklıdere	188	İzmir-Balçova	136
Manisa-Salihli-Göbekli	182	İzmir-Dikili-Kaynarca	130
Kütahya-Şaphane	181	Aydın-Nazilli-Güzelköy	127
Çanakkale-Tuzla	174	Aydın-Atça	124
Aydın-Salavatlı	171	Manisa-Salihli-Kurşunlu	117
Denizli-Tekkehamam	168	Denizli-Sarayköy-Gerali	114

Ülkemizde daha çok Batı Anadolu'da yer alan jeotermal sahaların % 95'i bölgesel konut ısıtılması, seracılık ve kaplıca turizmine uygundur. MTA tarafından ispatlanmış jeotermal ısıl kapasite toplamı 4078 MWt düzeyindedir.

Tablo 11.7: Jeotermal Enerji ile Bölgesel Isıtma Yapılan Yerler

Isıtma Yapılan Bölge	Isıtılan Eşdeğer Konut Sayısı	İşletmeye Alınış Yılı	Jeotermal Akışkan Sıcaklığı (^oC)
Balıkesir-Gönen	3400	1987	80
Kütahya- Simav	5000	1991	137
Kırşehir	1900	1994	57
Ankara-Kızılcahamam	2500	1995	70
İzmir-Balçova	15000	1996	137
Afyon	4600	1996	95
Nevşehir-Kozaklı	1300/3500	1996	90
İzmir-Narlıdere	1500	1998	125
Afyon-Sandıklı	6000/12000	1998	75
Ağrı-Diyadin	570 / 2000	1999	70
Manisa-Salihli	5000/ 24000	2002	94
Denizli-Sarayköy	1900 / 5000	2002	95
Balıkesir -Edremit	4600 / 7500	2003	60
Balıkesir-Bigadiç	1950 /3000	2005	96
Yozgat-Sarıkaya	600/2000	2007	60
Yozgat-Sorgun	1500	2008	80
Yozgat-Yerköy	500/3000	2009	65
İzmir-Bergama	7850/10000	2009	60



Şekil 11.8: Türkiye'de Aktif Tektonik Hatlar ve Sıcak Su Kaynaklarının Dağılımı

- Sıcaklıkları 20-242°C arasında değişen 1500 tane sıcak ve mineralli su kaynağı mevcuttur.
- Şu an Türkiye'de
  - 85.000 konut eşdeğeri bina
  - 2.585,000 m^2 sera
  - 325 spa tesisi

jeotermal enerjiyle ısınmaktadır.

Türkiye'de Aralık 2011 itibarıyla mevcut yedi jeotermal elektrik santralinin toplam kurulu gücü 114 MW'dir.

Tablo 11.8: Devrede Olan Jeotermal Elektrik Üretim Santralleri

Yer	İşletici Firma	Kurulu Gücü (MWe)	İşletmeye Alınış Yılı
Denizli- Kızıldere-Sarayköy	Zorlu Enerji	15	1984
Aydın-Salavatlı (Dora-1)	Menderes Jeotermal	7.95	2006
Aydın-Salavatlı (Dora-2)	Menderes Jeotermal	9,5	2010
Aydın-Germencik	Gürmat	47,4	2009
Denizli-Kızıldere	Bereket	6,85	2008
Çanakkale-Tuzla	Enda (TJEAS)	7,5	2010
Aydın-Germencik	Maren Enerji	20	2011

Ülkemiz, jeolojik konumu ve buna bağlı tektonik yapısı nedeniyle jeotermal kaynaklardan doğrudan faydalanma (ısıtma, kaplıca, sera gibi) konusunda dünyada beşinci sıradadır. Elektrik enerji üretiminde ise son yıllarda hızlı artış göstermektedir. Bu duruma rağmen ülkemiz, jeotermal enerjiden yararlanma konusunda hak ettiği konumun çok gerisindedir. 1962 yılında MTA tarafından bir sıcak su envanter çalışması olarak başlatılan Türkiye'nin jeotermal enerji araştırmasıyla bugün toplam 600'den fazla termal kaynak (sıcak ve mineralli su kaynağı) bilgisine ulaşılmıştır.

Ayrıca toplam yaklaşık 400 MWe kurulu gücünde 13 jeotermal santral fizibilite ve/veya proje aşamasındadır. 30'un üzerinde firma, jeotermal projeleri için etüt arama ve sondaj çalışmalarına devam etmektedir. Detayları Tablo 11.9'da verilmektedir.

Tablo 11.9: Türkiye'de Fizibilite veya Proje Aşamasında Olan Jeotermal Elektrik Santralları

Yer	İşletici Firma	Kurulu Gücü (MW_e)
Denizli-Kızıldere-Sarayköy	Zorlu	60
Aydın-Germencik	Gürmat	50
Aydın-Kuyucak- Pamukören	Çelikler	70
Aydın - Sultanhisar	Çelikler	30
Aydın - Atca	Maren	20
Aydın- Nazilli	Erdem	25

Aydın - Hıdırbeyli	Karadeniz	20
Çanakkale - Tuzla	Egenda	7.5
Aydın- Buharkent	-	15
Aydın – Yılmazköy	Maren	30
Manisa-Alaşehir	Zorlu	30
Kütahya-Simav	Zorlu	10
İzmir-Seferihisar	İzmir Jeotermal	10
Aydın Gümüşköy	BM	15
Aydın Hıdırbeyli	Maren Enerji	40
Denizli Babadağ	Jeoden Enerji	2.54
Aydın Umurlu	Karkey	5
Aydın Nazilli	Alres	9.5
Aydın Sultanhisar	Menderes	34
Aydın Nazilli	Kiper	20
Aydın Germencik	Burç	-
Manisa Alaşehir	Soyak Enerji	-
Manisa Salihli	Sanko Enerji	-
Manisa Alaşehir	Aytemiz Elektrik	-
Denizli Sarayköy	Akça Enerji	-
Kütahya Simav	Kayı Enerji	-
Manisa Alaşehir	Karadeniz	-
Manisa Alaşehir	Maspo	-
Manisa Alaşehir	Bergama	-
Manisa Alaşehir	ENEL (İtalya)	-
Manisa Salihli	Rarik (İzlanda)	-
İzmir-Manisa	Transmark (Hollanda)	-

Yurdumuzda işletmede olan jeotermal santraller "Doğrudan Buharlaşma- Yoğuşma Çevrimli Santral" ve "İki Akışkan Çevrimli Santral" olarak iki farklı tiptedir.

11.3 Türkiye'de Güneş Enerjisi

11.3.1 Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyeli

"36-42 Kuzey enlemleri arasında yer alan ülkemiz güneş enerjisi potansiyeli açısından şanslı konumdadır. Ortalama yıllık toplam güneşlenme süresi **metrekarede 2640 saat** (günlük toplam 7.2 saat) olup, ortalama toplam ışınım şiddeti **metrekarede yılda 1311 kWh** (günlük ortalama 3,6 kWh) olduğu hesaplanmıştır (Tablo 11.10). Türkiye'nin yıllık ortalama güneş ışınımı ve güneşlenme süresi değerlerinin bölgesel dağılımı ise aşağıdaki tabloda görülmektedir (Tablo 11.11). En fazla güneş enerjisi alan bölge Güneydoğu Anadolu olup, bunu Akdeniz Bölgesi takip etmektedir.

Tablo 11.10: Türkiye'nin Aylık Ortalama Güneş Enerjisi Potansiyeli[7]

Aylar	Aylık Toplam Güneş Enerjisi (kcal/cm^2-ay)	(kWh/m^2-ay)	Güneşlenme Süresi (Saat/ay)
Ocak	4,45	51,75	103,0
Şubat	5,44	63,27	115,0
Mart	8,31	96,65	165,0
Nisan	10,51	122,23	197,0
Mayıs	13,23	153,86	273,0
Haziran	14,51	168,75	325,0
Temmuz	15,08	175,38	365,0
Ağustos	13,62	158,40	343,0
Eylül	10,60	123,28	280,0
Ekim	7,73	89,90	214,0
Kasım	5,23	60,82	157,0
Aralık	4,03	46,87	103,0
Toplam	**112,74**	**1.311**	**2.640**
Ortalama	**308 kcal/cm^2-gün**	**3,6 kWh/m^2-gün**	**7,2 saat/gün**

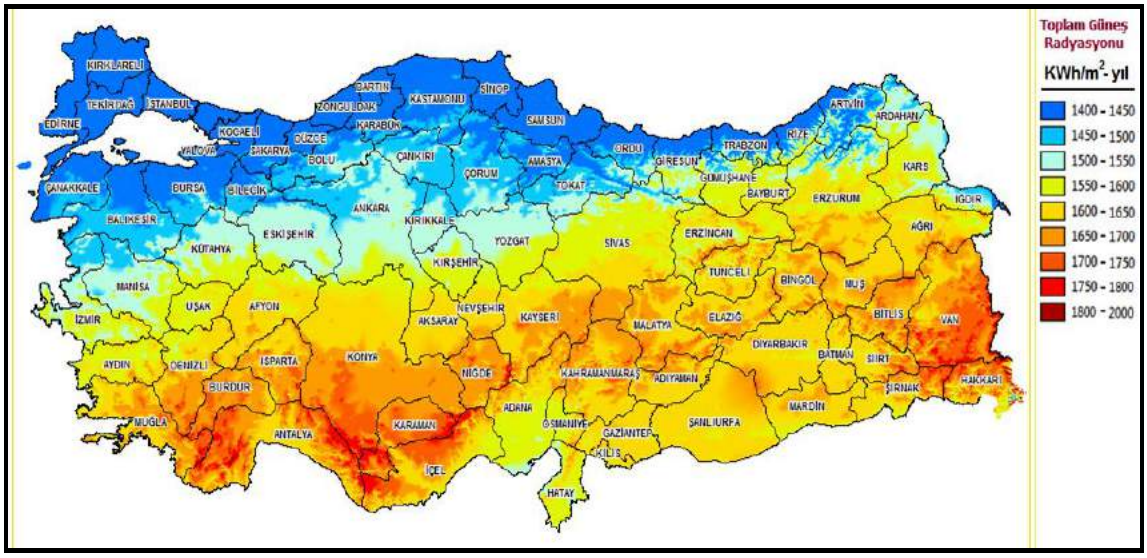
Tablo 11.11: Türkiye'nin Güneş Enerjisi Potansiyelinin Bölgelere Göre Dağılımı[8]

Bölge	Toplam Güneş Enerjisi (kWh/m^2-Yıl)	Güneşlenme Süresi (Saat/Yıl)
Güneydoğu Anadolu	1.460	2.993
Akdeniz	1.390	2.956
Doğu Anadolu	1.365	2.664
İç Anadolu	1.314	2.628
Ege	1.304	2.738
Marmara	1.168	2.409
Karadeniz	1.120	1.971

Türkiye Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA), Türkiye güneş enerjisi kaynaklarının karakteristiklerini ve dağılımını belirlemek amacıyla mülga EİE Genel Müdürlüğü tarafından 2010 yılında üretilmiştir. Bu atlasta verilen güneş kaynağı haritaları ve diğer bilgiler güneş enerjisinden elektrik üretimine aday bölgelerin belirlenmesinde kullanılabilecek bir alt yapı sağlamaktadır (Şekil 11.9). Türkiye'nin Eğimi üç dereceden düşük ve yıllık güneşlenme süresi metrekarede 1650 kWh'den

[7] F.Birsen ALAÇAKIR, Türkiye'de Güneş Enerjisi Potansiyeli ve EİİE'deki Çalışmalar, www.nukte.org.
[8] *Kaynak: EİE (2006)*

yüksek ve santral kurulabilmeye uygun alanlar (4600 km^2) göz önüne alınarak Türkiye'nin termik güneş enerjisi potansiyeli EİE tarafından yılda 380 Milyar kWh olarak hesaplanmıştır."



Şekil 11.9: EİE Güneş Enerjisi Potansiyel Atlası (GEPA)[9]

11.3.2 Türkiye Güneş Enerjisinin Kullanımı

Güneş enerjisi teknolojileri yöntem, malzeme ve teknolojik düzey açısından çok çeşitlilik göstermekle birlikte iki ana gruba ayrılabilir:

- Isıl Güneş Teknolojileri: Bu sistemlerde öncelikle güneş enerjisinden ısı elde edilir. Bu ısı doğrudan kullanılabileceği gibi elektrik üretiminde de kullanılabilir.
- Güneş Pilleri: Fotovoltaik piller de denen yarı iletken malzemeler güneş ışığını doğrudan elektriğe çevirirler.

Güneş Enerjisinin Sıcak Su Üretiminde Kullanımı

Güneş enerjisi uygulamaları içinde en yaygın olanı sıcak su elde etme uygulamasıdır. Türkiye de, bu sistemler 1970'li yılların sonunda başlayarak kullanımı ve üretimi gittikçe artan oranda gelişmiştir. 2000'li yıllara gelindiğinde, Türkiye su ısıtma için kullanılan güneş kolektörlerinin üretiminde dünyada üçüncü büyük üretici, kullanımında ise dördüncü büyük Pazar durumuna gelmiştir. Türkiye de, güneş enerjili su ısıtma sistemlerinin üretimi ve kullanımındaki gelişme, yıllar içinde genel olarak dalgalı bir seyir izlemiştir. Bu sistemlerin üretim ve kullanım miktarlarının dalgalı seyir izlemesinin sebepleri olarak[10];

- Fosil yakıt fiyatlarındaki değişimler,
- Döviz kurlarındaki değişimler,

[9] www.eie.gov.tr
[10] Prof Dr. Necdet ALTUNTOP, Araştırma Görevlisi Doğan ERDEMİR, Türkiye'de, Güneş Enerjisi Isıl Sistemlerinin Mevcut Pazarı ve Gelişiminin İncelenmesi, 5. Güneş Enerjisi Sistemleri Sempozyumu ve Sergisi, MMO Mersin Şubesi, 7-8 Ekim 2011 Mersin

- Güneş enerjisi sistemlerinin ve bu sistemlerin imalatında kullanılan ham maddelerin fiyatlarında meydana gelen değişimler (alüminyum, bakır, çelik vb.),
- Fosil yakıt fiyatlarına hükümetlerin ÖTV, KDV,vb. değerlerin oranlarını değiştirmeyle yaptıkları değişiklikler

sayılabilir.

2000 yılından önce, Türkiye'de üretilen güneş kolektörleri % 90 – 95 oranında iç piyasada kullanılmaktayken, 2001 yılında yaşanan ekonomik kriz ile döviz fiyatlarındaki ani artışın etkisiyle yakıt fiyatlarında meydana gelen büyük artışlardan dolayı, Türkiye'de güneş kolektörü üretiminde ve yurt içi satışlarda büyük artışlar olmuştur. 2001 ekonomik krizinden önce, devlet sübvansiyonu sayesinde piyasa fiyatının altında satılan LPG'deki sübvansiyonun kaldırılarak dünya fiyatlarında satılmaya başlanmasından sonra, enerji kaynaklarında aranan alternatifler, ısıl uygulamalarda güneş enerjisini ön plana çıkartmıştır. Günümüzde, Avrupalı firmaların Türkiye pazarındaki satışları birkaç bin adete sınırlı olmakla birlikte, Uzak doğudan (Çin) ithal edilen güneş kolektörleri Türkiye pazarının yaklaşık olarak % 15 - 20'sine hakim olma boyutlarına gelmiştir[4]. Güneş enerjisinden sıcak su üretimi (2010 yılında 12 milyon m^2 civarında düzlemsel güneş kolektörü) çoğunluğu Akdeniz ve Ege bölgesinde olmak üzere yaygın olarak kullanılmaktadır.

Türkiye'de, 1970'li yılların sonlarından itibaren faaliyet gösteren ve dünya çapında önemli bir büyüklüğe ve kapasiteye ulaşmış olan güneş enerjisi sistemlerini üreten bir sanayi kolu mevcuttur. Bu sanayinin çoğunluğu, İç Anadolu, Akdeniz, Ege bölgelerinde yoğunlaşmış olan irili ufaklı 150 civarında üretici firma bulunmaktadır. Üretilen güneş kolektörlerinin tamamına yakını düzlemsel güneş kolektörüdür. Türkiye'de üretilen düzlemsel güneş kolektörünün her yıl % 10'luk kısmı yurt dışına ihraç edilmekte ve 3000–4000 civarında düzlemsel güneş kolektörü ithal edilmektedir. Son yıllarda, kısmen yerli vakum tüplü güneş kolektörü üretimi de başlamıştır. Bu üretim yakın bir tarihte tümüyle yerli üretim olarak yapılabilecektir[4].

Güneş enerjisinden elektrik üretimi:
Güneş enerjisinden elektrik üretimi:

- Şebekeden bağımsız sistemler (pv + akü)
- ≤ 500 kW olan şebeke bağlantılı küçük sistemler (pv sistemler)
- Şebeke bağlantılı lisanslı büyük ölçekli güneş santralleri (pv santralleri, termal güneş elektrik santralleri (parabolik oluk, parabolik çanak, merkezi alıcılar vb.)

yapılabilir.

PV güç sistemleri küçük güçte ve modüler olarak kurulabilme özellikleri nedeniyle uzun yıllardır elektrik şebekesi olmayan ücra yerlerde enerji ihtiyacının karşılanmasında şebekeden bağımsız küçük güç birimleri olarak kullanılmasının yanı sıra şebekeye bağlı enerji santrali olarak da kullanılmaktadır. Halen telekom istasyonları, deniz fenerleri, otoyol ve park aydınlatmaları, trafik ikaz sistemleri, su pompalama ve bazı ev ve iş yerleri vb. otonom sistemlerde kullanılmaktadır. Halen bu kapsamdaki tesislerin toplam kurulu gücünün 5 MW'a ulaştığı belirtilmektedir. Bu tür sistemlerin özellikle lisanssız üretimle ilgili Yönetmelik ve Tebliğ'in yayımlanmasından sonra hızla yaygınlaşacağı düşünülmektedir.

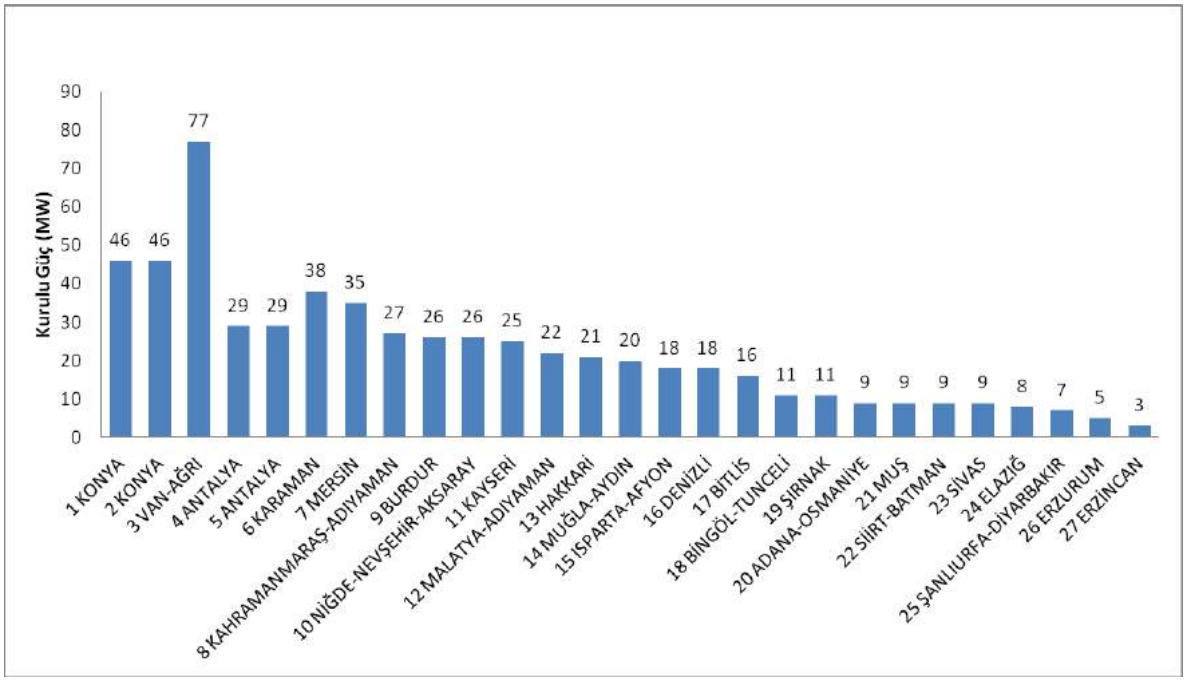
Büyük ölçekli güneş santrallerinden elektrik üretimi uygulamaları halen ülkemizde bulunmamaktadır.

Güneş enerjisi önemli bir yerli kaynaktır. Bilindiği gibi güney ve batı kıyılarımızdaki turistik alanlarda nüfus ve elektrik talebi, özellikle yaz aylarında klima kullanımına bağlı olarak artmaktadır. Geçmiş yıllarda yıllık puant Kasım/Aralık aylarında görülürken son birkaç yıldır Temmuz/Ağustos aylarında da bu değere yakın puant ölçüldüğü belirtilmektedir. Turistik bölgelere yakın alanlara kurulacak güneş enerji santralleri oluşan bu talebin karşılanmasında önemli katkı sağlayabilecektir.

11.3.3 Güneş Enerjisi Şebeke Bağlantısı

5346 sayılı Kanun'a göre 31.12.2015'e kadar güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinin bağlanabileceği TM ve bağlantı kapasiteleri EİE İdaresi ve TEİAŞ'ın görüşü alınarak ilki Kanun'un yürürlüğe girmesinden itibaren 6 ay içerisinde olmak üzere her yıl Bakanlık tarafından belirlenecektir. Ayrıca güneş enerjisine dayalı her bir üretim tesisi başvurusunun azami kurulu gücü 50 MW'la sınırlandırılmıştır. 31.12.2013 yılına kadar iletim sistemine bağlanacak YEK belgeli güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinin toplam kurulu gücü 600 MW'tan fazla olamayacaktır.

Bu konudaki ilk liste 11 Ağustos 2011 tarihinde ETKB tarafından yayınlanmıştır. Listede 27 bölgede (her bölge bir veya daha fazla il içermektedir) güneş enerjisi bağlanmasına izin verilecek TM sayısı toplam 121 adettir. Bu TM'lere bağlanabilir toplam kapasite 600 MW'tır (Şekil 11.10).



Şekil 11.10: Bölgelerin Belirlenmiş Güneş Enerjisi Üretim kapasiteleri[11]

TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Danışmanı Endüstri Y. Mühendisi Şenol Tunç güneş enerjisinden elektrik üretimi potansiyeliyle ilgili çalışmalarında aşağıdaki hususlara işaret etmektedir.

[11] Ercüment Özdemirci, TEİAŞ, Türkiye Elektrik İletim Sistemi ve Güneş Santraleri Bağlantısı, YEK Mevzuatı Güncel Bilgilendirme ve Değerlendirme Toplantısı, Ulusal PV Teknoloji Platformu, 27 Ekim 2011, Antalya

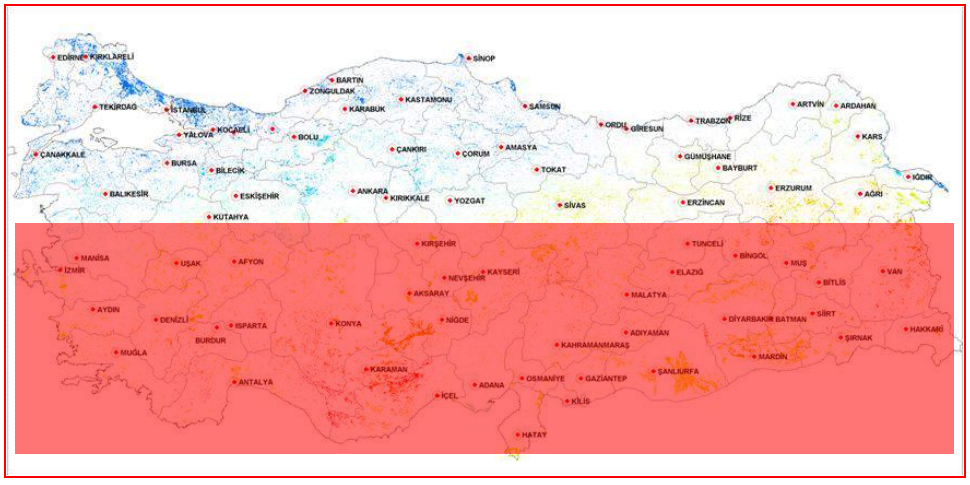
"Potansiyelin ne kadarını kullanabiliriz?

Tablo 11.12 Güneş Enerjisinden Elektrik Üretimi Potansiyeli

1 MW için 20 dönüm Kurulu Güç (MW)	Dönüm (1 dönüm = 1000 m^2)	Saha Adedi	Toplam Saha Büyüklüğü (Dönüm)
<10	<150	28.467	1.281.128
10-50	150-750	5.077	1.606.095
50-100	750-1500	847	883.769
100-200	1500-3000	445	937.045
>200	>3000	493	6.643.312
	TOPLAM	35.329	11.351.349

(11.351 km^2)

2.000'den fazla yapılan mülkiyet ve fiziksel koşul incelemesinde ± 1/3 yanılma payı gözlenmiştir



Şekil 11.11: Mevcut Uygun Sahalar (Tüm Türkiye 38.5 paralel ve altı, toplam yaklaşık 11.000 km^2 alan)

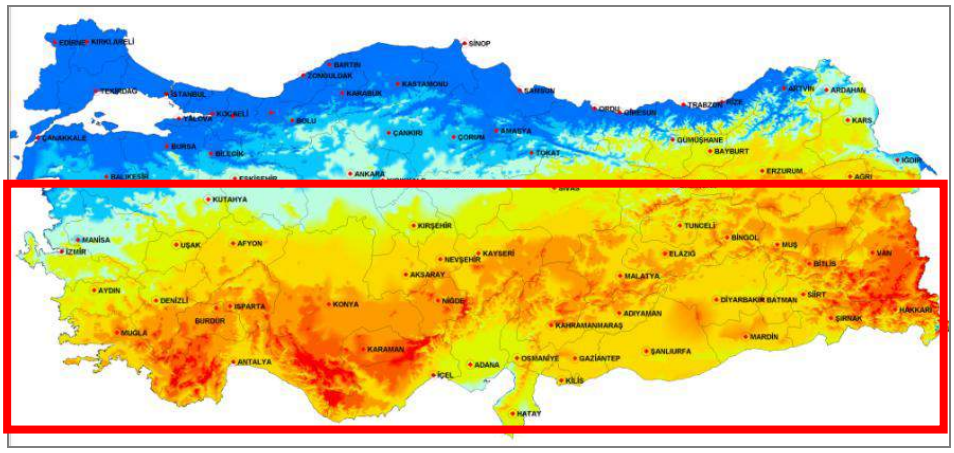
Şenol Tunç'un değerlendirmeleri şu şekildedir.

"En düşük beklentileri varsayalım :

- *1 MWe GES 20 dönüm araziye kurulabilsin (567 bin MW K.Güç)*
- *Alanın % 40'ına panel/Toplayıcı konsun, paneller yere yatay, sabit olsun.*
- *Yatay sabit panellere gelen güneş enerjisinin ortalama % 10'u sayaçtan geçen elektrik enerjisine dönüştürülsün,*
- *Bu sahaların sadece yarısını kullanalım,*
- *Tüm sahaların global güneş enerjisi potansiyeli 1.600 kWh/m^2-Yıl olsun*

Bu sahalarda yılda en az 363 TWh elektrik enerjisi üretilir, toplam 287.500 MW kurulu güçte GES kurulabilir."

Yine Şenol Tunç tarafından Türkiye'nin güneş enerjisi potansiyeli açısından daha zengin olan güney kısmı yani 38,5 Kuzey Paraleli ve güneyinde ile güneş enerjisi santrali yapılabilir alanlar önüne alınarak (Şekil 11.12) yapılan hesaplamaya göre[12];



Şekil 11.12: Türkiye Güneş Enerjisi'ne Uygun Alan (38,5 K Paralel ve Altı)

Belirlenen alandaki mevcut TM'lerdeki GES bağlanabilir kapasitesi[6]:

TM kapasitesi-38,5 Kuzey Paraleli ve Altı	GES'e Uygun TM Adedi	Mevcut YG GES Bağlantı kapasitesi - MW	Mevcut OG GES Bağlantı Kapasitesi- MW
	287	~ 16520	~ 2820
İzin Verilen (TEİAŞ)	121	600	

Belirlenen TM'ler 2009 minimum yüklerine göre TM kısa devre kapasitesinin ~% 5'i dikkate alınarak bu TM'lere tahsis edilen lisans değerleri düşülerek hesaplanan değer[6];

TM Kısıtsız Türkiye Güneş kapasitesi	Saha Adedi	Toplam Büyüklük (1 Dekar- 1000 m2)	Yapılabilecek En az GES Kurulu Gücü (1 MW = 30 dekar varsayımı ile)
Toplam	~ 35 000	11500 km2	383 333 MW

Bölgede mevcut 287 TM'de bağlantı kısıtları en yakın TM'ye en fazla 30 km hatla bağlantı varsayımı ile söz konusu alanda yapılabilecek güneş santrali kapasitesi ise[6]:

Mevcut 287 TM bağlantı kısıtı ile (max. 30 km)	Saha Adedi	Toplam Büyüklük (1 Dekar- 1000 m2)	Karşılık GES Kurulu Gücü (1 MW = 30 dekar varsayımı ile)
Toplam	~ 4 684	5992 500 d	199 750 MW

[12] S.Şenol Tunç, Türkiye'de Güneş Enerjisi, TMMOB 8. Enerji Sempozyumu, 17-19 Kasım 2011, İstanbul

dir. Buna göre TEİAŞ tarafından belirlenen kapasitenin oldukça düşük olduğu görülür. Ülkenin zengin güneş kapasitesi bir değerlendirilmeyi beklemektedir.

11.3.4 Güneş Enerjisine Uygulanan Teşvikler

Güneş enerjisinden sıcak su üretimiyle ilgili teşvikler;
5346 sayılı Kanun 7. maddesi 3. paragrafı ile "*Yeterli jeotermal kaynakların bulunduğu bölgelerdeki valilik ve belediyelerin sınırları içinde kalan yerleşim birimlerinin ısı enerjisi ihtiyaçlarını öncelikle jeotermal ve* ***güneş termal kaynaklarından*** *karşılamaları esastır".*

Bu madde çerçevesinde, TOKİ, Jandarma Genel Komutanlığı, Adalet Bakanlığı, Şehircilik ve Çevre Bakanlığı, Orman ve Su işleri Bakanlığı vb. gibi birçok resmi kurum ve kuruluş, kendi birimlerinde güneş enerjisi uygulamalarını öncelikle kullandırır hale gelmişlerdir[13].

Ayrıca Tarım ve Hayvancılık Bakanlığı Teşkilatlanma ve Destekleme Genel Müdürlüğü *"Kırsal Kalkınma Yatırımlarının Desteklenmesi Programı Çerçevesinde Makine ve Ekipman Alımlarının Desteklenmesi Hakkında Tebliğ"* kapsamında tarım işletmelerinde kullanılan güneş enerjisi kolektörler alımları Tebliğ'de belirtilen koşullara uyulmak kaydıyla % 50 oranında hibe desteğinden yararlanabilmektedir[6].

Orman ve Su İşleri Bakanlığı (ORKÖY Genel Müdürlüğü) tarafından orman köylülerinin ormana verdikleri zararları azaltmak için 2006 yılından beri güneş enerjisi ısıtma sistemi kullanan orman köylülerine faizsiz kredi desteği uygulamaktadır[6].

Ayrıca Binalarda Enerji Performans Yönetmeliği 22. maddesinde herhangi bir destek olmamakla birlikte bu tesislerin yaygınlaşmasını sağlamak üzere bir hüküm yer almaktadır.*"Yeni yapılacak olan ve yapı ruhsatına esas kullanım alanı yirmi bin metrekarenin üzerinde olan binalarda ısıtma, soğutma, havalandırma, sıhhi sıcak su, elektrik ve aydınlatma enerjisi ihtiyaçlarının tamamen veya kısmen karşılanması amacıyla, yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı, hava, toprak veya su kaynaklı ısı pompası, kojenerasyon ve mikrokojenerasyon gibi sistem çözümleri tasarımcılar tarafından projelendirme aşamasında analiz edilir. Bu uygulamalardan biri veya birkaçı, Bakanlık tarafından yayımlanan birim fiyatlar esas alınmak suretiyle hesaplanan, binanın toplam maliyetinin en az yüzde onuna karşılık gelecek şekilde yapılır" hususu yer almaktadır.*

Türkiye'de yenilenebilir enerji kaynaklarından elektrik üretimi;

- 4628 Sayılı Elektrik Piyasası Kanunu"
- 5346 Sayılı "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının" Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun"(YEK Kanunu)

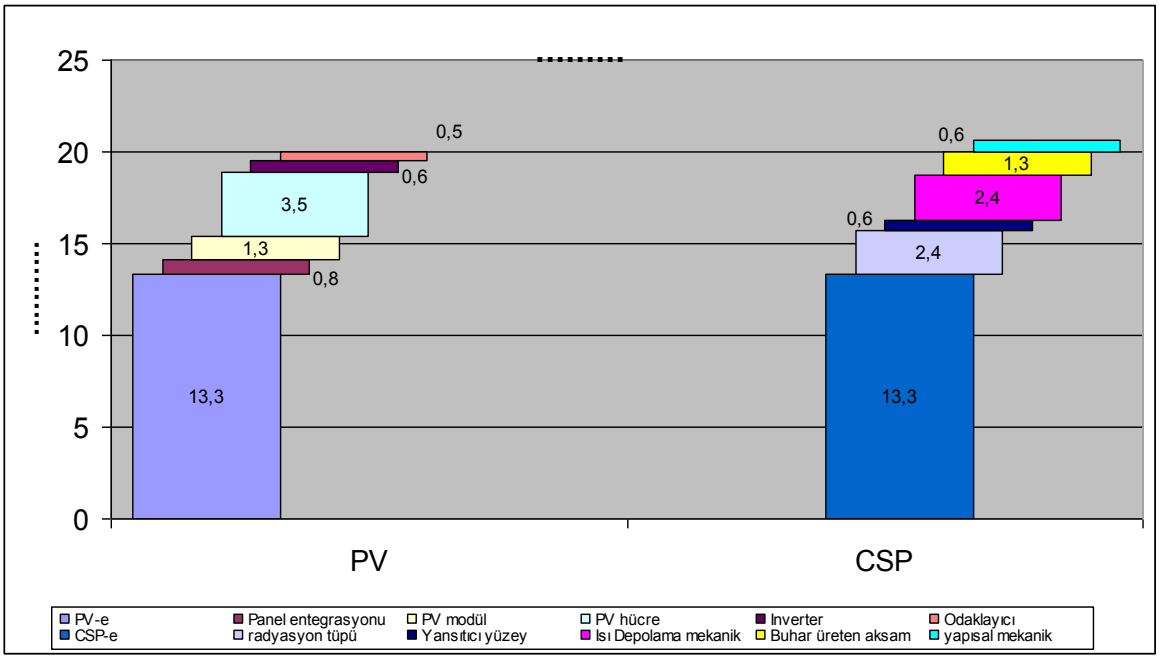
ve adı geçen kanunlarla ilgili ikincil mevzuat kapsamında teşvik edilmektedir.

Ülkemizde güneş enerjisinden elektrik üretimine uygulanmakta olan destek sistemi (YEKDEM) teşvikli sabit fiyat mekanizmasıdır[14]. Tarife geçerlilik süresi 2015 yılı sonuna kadar devreye girme

[13] Prof Dr. Necdet ALTUNTOP, Güneş Enerjisi Sistemlerinin Mevzuatı, Teşvikler, Uygulamalar ve Gereklilikler, 5. Güneş Enerjisi Sistemleri Sempozyumu ve Sergisi, MMO Mersin Şubesi, 7-8 Ekim 2011 Mersin

koşuluyla 10 yıldır. Yerli teknoloji oluşumunu teşvik etmek amacıyla da bu tesislerde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamının tamamının yerli üretim olması halinde üretilecek elektrik enerjisi için beş yıl süreyle ilave fiyat uygulanacaktır. YEK'den üretilen elektriğin tüketimin sağlanması için tüketicilere elektrik satışı yapan tedarikçilere belli miktarda yek-e alım zorunluluğu ve buna uyulmaması halinde ceza öngörülmektedir. Bunlara ek olarak arazi kullanımıyla ilgili bazı destekler de uygulanmaktadır[8].

Diğer yandan güneş enerjisine dayalı kurulu gücü azami beş yüz kilovatlık üretim tesisi kuran gerçek ve tüzel kişiler lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaftır. Bu tesislerde lisanssız üretim yapan gerçek ve tüzel kişilerin dağıtım sistemine verdiği ihtiyaç fazlası elektrik enerjisi de YEKDEM kapsamında rüzgar enerjisine uygulanan tarifede satın alınmaktadır. Ayrıca bu tesislerde yerli ekipmanlar kullanılarak elektrik üretilmesi halinde beş yıl süreyle mevcut tarifeye ek olarak yerli aksama uygulanan fiyatlardan yararlanma olanağı vardır [15]. Güneşten üretilecek elektrik enerjisi için uygulanacak tarife, üretilecek ve şebekeye verilecek her bir kWh için 13,3 ABD cents tir (Şekil 11.13). Buna üretimin yapılan santralin aksamının yerli olması durumuna göre tarife ilavesi yapılacaktır. 5346 sayılı Kanun'a göre bir güneş santralinden elektrik üretilmesi (GES-e) halinde uygulanacak teşvikli fiyatlar:



Şekil 11.13: Güneş Santralinden Elektrik Üretilmesi Halinde Uygulanacak Teşvikli Fiyatlar:

11.3.5 Güneş Enerjisine Uygulanacak Mevzuat

Güneş enerji tesislerinin kurulumu konusunda ilgili Kanun, Yönetmelik ve Tebliğe göre ana hususlar aşağıdadır:

[14] Zerrin T. ALTUNTAŞOĞLU, Türkiye'de Rüzgar Enerjisi Mevcut Durum, Sorunlar, TMMOB 8. Enerji Sempozyumu, 17-19 Kasım 2011, İstanbul

[15] Zerrin T. ALTUNTAŞOĞLU, Güneş Elektriğine Uygulanan Destek Sistemleri ve Türkiye'de Güneş Enerjisi Mevzuatı, 5. Güneş Enerjisi Sistemleri Sempozyumu ve Sergisi, 7-8 Ekim 2011, Mersin

a) Lisans kapsamındaki güneş enerjisi tesisleri

1. Lisans başvuruları kapsamında sunulacak olan standardına uygun ölçümlerde, yatay yüzeye gelen toplam güneş radyasyonu değerinin 1620 kWh/m^2.yıl'a eşit veya yüksek olması zorunludur.
2. Güneş enerjisine dayalı her bir üretim tesisi başvurusunun azami kurulu gücü 50 MW'la sınırlandırılmıştır.
3. 31.12.2013 yılına kadar iletim sistemine bağlanacak YEK belgeli güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinin toplam kurulu gücü azami 600 MW olacaktır.
4. Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi başvuruları ancak EPDK tarafından kurum internet sayfası ve Resmi Gazete'de ilan edilen tarihte yapılabilecektir.
5. Güneş enerjisi lisans başvuruların en yakın trafo merkezine göre yapılması gerekmektedir.
6. Tesis sahasında malikin lisans başvurusunda bulunması halinde aynı sahaya başka başvuru yapılamaz.
7. Güneş enerjisi başvurularında Tebliğ (22.02.2012 RG) 'de belirtilen nitelikte ve sürede ölçüm bulundurulması zorunludur.
8. Lisans başvurusu esnasında:
    - Lisans için başvuracak şirketler, lisans almayı istedikleri santral sahası içerisinde yer alacak ölçüm sisteminden Tebliğ'de belirtilen niteliklerde en az 6 ayı sahada olmak üzere asgari 1 yıllık ölçüm verisi sunmak zorundadır. Saha ölçümünde veri kaybı maksimum % 20 olabilir.
    - Güneş ölçüm istasyonunda Piranometre ile yatay düzlemdeki toplam güneş radyasyonu, sıcaklık sensörü ile sıcaklık, Bağıl Nem Sensörü ile bağıl nem, Rüzgar Hız Sensörü ile rüzgar hızı ölçümü belirtilen nitelikteki sensörler ve ölçüm kayıt cihazıyla yapılacaktır.
    - Şirketlerin lisans başvurusu esnasında yerinde inceleme yapılması kaydıyla Meteoroloji Genel Müdürlüğü tarafından onaylanmış *Güneş Ölçüm İstasyonu Kurulum Raporu* ile ölçüm sonuçlarını içeren *Güneş Ölçüm Sonuç Raporu'nu* Meteoroloji İşleri Genel Müdürlüğüne onaylatarak EPDK'ya başvurma zorunluluğu bulunmaktadır.
9. Aynı bölge ve/veya aynı trafo merkezi için yapılmış lisans başvurularında lisans almak için gerekli koşulları sağlayan birden fazla başvurunun bulunması halinde, sisteme bağlanabilecek olanı belirlemek için TEİAŞ tarafından Kanun tarafından belirlenen 10 yıl süreyle uygulanmak üzere **1 sayılı cetvelde öngörülen fiyatların** (güneş için 13.3 cents US$'den) **eksiltilmesi usulüyle yarışma yapılacaktır** (Yarışma ile ilgili yönetmelik TEİAŞ tarafından EPDK ve EİE görüşleri alınarak çıkarılacaktır).
10. EPDK tarafından lisans alınmasının uygun bulunması kararının alınmasından sonra şirketin Lisans Yönetmeliği'nde tanımlanan işlemleri tamamlaması, gerekli teminatları yatırması, TEİAŞ ile imzalanmış GES Katkı Payı Anlaşması ile ÇED Yönetmeliği kapsamında alınan "ÇED gerekli değildir" veya "ÇED olumlu" kararının ibraz etmesi halinde lisans verilecektir (ÇED Yönetmeliği'ne göre; kurulu gücü 75 MW üzerinde olan güneş enerjisine dayalı santraller "ÇED'e" tabi ve kurulu gücü 10 MW ve üzeri olan güneş enerjisine dayalı santraller ise "Seçme ve Eleme Kriterlerine" tabi).

11. Lisanslı üretim tesislerinin bir sonraki yıl destekleme sisteminden (YEKDEM) yararlanabilmesi için YEK belgesi almış olması ve 31 Ekim tarihine kadar EPDK'ya başvurması gerekmektedir

b) Yalnız kendi ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla azami 500 kilovata kadar olan güneş enerjisinden elektrik üretim tesisleri

1. *Bu tesisleri kuran gerçek ve tüzel kişiler lisans alma ve şirket kurmadan muaftır.*
2. *Her bir tüketim tesisi için bir GES kurulabilir. Ancak dağıtım sisteminde yeterli kapasite bulunması halinde bir tüketim tesisinde birden fazla yek tesisi kurulmasına izin verilebilir. Toplam kurulu güç 500 kW'dan büyük olamaz.*
3. *Üretim tesisi ile tüketim tesisi aynı dağıtım bölgesinde olmak zorundadır.*
4. *Yönetmelik kapsamına giren üretim tesisleri dağıtım sistemine bağlanır.*
5. *Bağlantı noktası DM, TM veya hat olabilir.*
6. *Bağlantı ve sistem kullanım anlaşması yapılmasından sonra YG'den bağlanacak tesislerin 2 yıl, AG'den bağlanacak tesislerin 1 yıl içinde tamamlanması zorunludur. Süre uzatımı yoktur.*
7. *Güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinden sisteme verilen ihtiyaç fazlası enerji YEKDEM kapsamında "1 sayılı cetveldeki fiyattan" 10 yıl süreyle yararlanabilir (13.3cents$/kWh)*
8. *Üretim tesislerinde kullanılan aksamın tanımlı tamamının yerli üretim girdilerinden oluştuğunun belgelenmesi halinde üreticiden satın alınan ihtiyaç fazlası elektriğe ayrıca aksam bazında ilave (Cetvel-2) fiyatlar uygulanır. Ancak kurulacak üretim tesislerinde kullanılan mekanik ve/veya elektro mekanik aksamdan her birinin ithalat tarihi baz alınarak en fazla beş önceki takvim yılında üretilmiş olması zorunludur.*
9. *Muafiyetli üretim miktarını satın almakla yükümlü olan perakende satış lisansı sahibi dağıtım şirketleri bölgelerindeki muafiyetli üretim miktarı için 31 Ekim tarihine kadar YEKDEM'e tabi olmak için EPDK'ya başvurmak zorundadır.*
10. *Birden fazla gerçek/tüzel kişi uhdelerindeki tesislerde tüketilen elektrik enerjisi için tüketimlerini birleştirerek Yönetmelik kapsamında üretim tesisi/tesisleri kurabilirler.*
11. *Bu kapsamdaki tesislerden ikili anlaşmayla elektrik satışı yapılamaz, DUY kapsamında uygulamalara katılamaz.*
12. *Bu tesisler için kurum tarafından kamulaştırma yapılmaz. İlgili kurum ve kuruluşlardan izin almak kaydıyla kamu/hazine arazisi üzerinde üretim tesisi kurulabilir.*
13. *Sisteme YG'den bağlı olan ve yenilenebilir enerji kaynaklarından üretim yapanlara emisyon ticareti yapılabilmesi amacıyla önceki yıl içinde üreterek sisteme verdikleri enerji miktarını gösteren üretim kaynak belgesi dağıtım şirketince bir yıl süreli olarak verilir.*

11.3.6 Güneş Enerjisi Konusundaki Hedefler

Elektrik Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesinde[16] güneş enerjisi için 2023 yılında ulaşılacak spesifik bir hedef belirlenmemiştir. Belgede ***"hedef güneş enerjisinin elektrik üretiminde uygulanmasını yaygınlaştırmak, ülke potansiyelinin azami ölçüde değerlendirilmesini sağlamak olarak"*** **ifade edilmiştir.** ***"Güneş enerjisinin elektrik üretiminde kullanılması konusunda teknolojik gelişmeler yakından takip edilecek ve uygulanacaktır.*** *Güneş enerjisinden elektrik enerjisi elde edilmesini özendirmek üzere 2009 yılı içerisinde 5346 sayılı Kanun'da gerekli değişiklikler yapılacaktır."*

[16] Yüksek Planlama Kurulu karar No 2009/11,18 Mayıs 2009

5346 sayılı Kanun'daki değişiklik 2010 yılı sonunda yapılmıştır. Güneş enerjisinden üretilen elektrik enerjisine uygulanacak teşvikli fiyatlar açıklanmış ve Kanun'da ***31/12/2013 tarihine kadar iletim sistemine bağlanacak YEK belgeli güneş enerjisine dayalı üretim tesislerinin toplam kurulu gücünün 600 MW fazla olamayacağı hükme bağlanmıştır***.

Diğer yandan Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın 1 Kasım 2011 tarihinde yayınladığı *"Türkiye Enerji Politikalarımız"*[17,18] başlıklı raporunda *2023* yılına kadar tamamlanması öngörülen enerji hedefleri açıklanmıştır. Bu kapsamda toplam enerji üretiminde **güneş enerjisi hedefi 2023 yılında 3000 MW** olarak belirtilmektedir. Bu bilgiler ışığında güneş enerji hedefler özetle:

31.12 2013 600 MW
2023 3000 MW'dir.

11.3.7 Değerlendirme ve Sorunlar

1. Kanunda 31.5.2015 tarihine kadar işletmeye girecek güneş santrallerinin yurt içinde gerçekleşen imalatına ödenecek yerli katkı ilavesi konusunda öngörülen beş yıllık süre oldukça kısadır. Sanayinin gelişmesi ve belli bir olgunluğa ulaşabilmesi için yerli üretime yönelik desteğin hem bileşen üretimi hem de özgün tasarım yerli ürün gelişimi için bu desteğin belirlenmiş hedeflere yönelik olarak uzun vadeli olarak planlanması gerekmektedir.
2. Yerli üretimin özendirilmesi açısından yerli üretim katkısıyla ödenecek ek tarifenin (Cetvel-2) aksamın tamamının yerli olarak sağlanması halinde ödenmesi yerine kademeli geçiş yapılacak şekilde değişiklik yapılarak uygulanması konusunda gerekli değişiklik yapılmalıdır.
3. 6094 sayılı Kanun değişikliğiyle getirilen yerli üretime ilave teşvikler konusu özellikle güneş enerjisi sektörünün yeni gelişmeye başladığı ülkemizde önemli bir husustur. Bununla birlikte teşvikler güneş enerjisinden elektrik üretiminin yaygınlaştırılmasını sağlamaya yönelik dolaylı teşvik niteliğindedir. Bunun yanı sıra yerli güneş enerjisi endüstrisinin (pv/odaklayıcı sistem) gelişimini doğrudan destekleyecek ve imalat endüstrisi için uygun bir ortam yaratacak (yerli iş gücüne ödenen ücretlere vergi kredisi veya muafiyetleri, güneş teknolojisi alıcı ve satıcılarına uygulanacak KDV veya gelir vergisi indirimleri, AR-GE destekleri, yerli üretimi yapılan türbinlerin kalite ve güvenirliğini teşvik edecek test ve sertifikasyon programları vb.) ilave destekler de sağlanmalıdır.
4. Ölçümlerin değerlendirmeyi nasıl etkileyeceği hususu açıklığa kavuşturulmalıdır.
5. TEİAŞ tarafından yapılacak yarışma yönetmeliği bir an önce hazırlanarak yayımlanmalıdır.Yönetmelik'te, sisteme bağlanmak için en yüksek bedeli teklif edenlerin değil, yapılacak teknik değerlendirmeyle seçilecek en verimli sistemlere seçimi sağlanmalıdır.
6. Tarım arazileri ve güneş santrallerinin ortak özelliği her ikisinin de büyük, eğimi az ve güneş alan arazilere ihtiyaç duyulmasıdır. Güneş enerjisi maliyetlerinde son yıllarda hızla düşen maliyetler nedeniyle son yıllarda bu tesisler başta ABD, Avrupa ve Çin olmak üzere hızla yaygınlaşmaktadır. Benzer bir büyüme ülkemizde de yaşanırsa tarım alanları da hızla tehdit altında olabilecektir. Bu nedenle bu tesislerin planlanması konusunda azami dikkat gösterilmelidir. Tarım arazileri tehdit edilmemesi konusuna azami önem verilerek planlama yapılmalıdır.

[17] Taner Yıldız, ETKB Enerji Bakanı,Türkiye Enerji Politikalarımız, 1 kasım 2011
[18] S.Şenol Tunç, Türkiye'de Güneş Enerjisi, TMMOB 8. Enerji Sempozyumu, 2011

11.4 Biyogaz ve Biyoyakıt Potansiyeli

***Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesinin 2011 Enerji Raporu*'nda, ülkemizin biyoyakıt potansiyeli ve kullanımıyla ilgili aşağıdaki değerlendirmeler yer almaktadır.**

"*Ülkemizde Biyoyakıt Sektörü;*
Ülkemizdeki biyodizel ve biyoetanol çalışmalarının başlangıcı 2000'li yılların başlarına rastlamaktadır. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yürütülen Biyoenerji Projesiyle yatırımcılar 2000'li yılların başlarında biyoenerjiyle tanışmış ve yatırımcıların konuya ilgisi büyük olmuştur. Bu çerçevede, kısa sürede pek çok biyodizel tesisi kurulmuş, hatta bazı kimya fabrikaları biyodizel tesislerine dönüştürülmüştür. Geçtiğimiz yıllarda Türkiye'de 56'sı lisanslı olmak üzere 200'den fazla biyodizel tesisi kurulmuştur. Kurulan biyodizel tesislerinin toplam kapasiteleri 1,5 milyon ton civarında olmakla birlikte yerli ham madde bulunmaması nedeniyle pek çok tesisin kapandığı bilinmektedir. 14 Eylül 2011 verilerine göre EPDK'da kayıtlı 36 firma biyodizel üretim lisansına sahiptir. Ancak yerli tarım ürünlerinden aktif biyodizel üretimi yapan sadece bir firma (DB Tarımsal Enerji Sanayi ve Ticaret AŞ) bulunmaktadır. İzmir'de faaliyet gösteren firma Eskişehir'den Turhal'a, Uşak'tan Siirt'e kadar verimsiz tarım arazilerinde yetiştirilen aspir bitkisiyle biyodizel üretimini gerçekleştirmektedir. Çevre Bakanlığı verilerinde üç adet tesis atık yağdan biyodizel üretimi için izinli görünse de bunlardan sadece 1 tanesi EPDK'dan lisanslıdır ve aktif üretim yapmaktadır (Ezici Biyodizel). Çok yakın bir gelecekte de firmanın biyodizel üretiminden vazgeçerek elektrik üretimi yapmayı planlandığı bilinmektedir.

Ülkemizde yerli ham maddeyle üretilen biyodizelin motorinle harmanlanan % 2'lik dilimi ÖTV'den muaftır. 27.09.2011 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe giren EPDK Kararı gereğince piyasaya akaryakıt olarak arz edilen motorin türlerinin, yerli tarım ürünlerinden üretilmiş biyodizel (yağ asidi metil esteri-YAME) içeriğinin 1 Ocak 2014 tarihi itibarıyla en az % 1, 1 Ocak 2015 tarihi itibariyle en az % 2, 1 Ocak 2016 tarihi itibarıyla en az % 3 olması zorunluluğu getirilmiştir.

Biyoetanol pazarında ise daha istikrarlı bir süreç işlemiştir. Biyodizele benzer şekilde 2000'li yılların başında başlayan biyoetanol akımı istikrarlı yapılanmayla günümüze kadar gelse de bugüne kadar kullanım zorunluluğu olmaması nedeniyle sektörde bir canlılık sağlanamamıştır.

Ülkemizde, biyoetanol sektöründe mevcut durumda üç üretim tesisi bulunmaktadır. Bununla birlikte Eskişehir Şeker Fabrikası Alkol Üretim Tesisi'nde de yakıt alkolü üretimine dönük yatırım yapılmıştır. Yasal düzenlemeleri Tütün ve Alkol Piyasası Düzenleme Kurumu tarafından yapılmaktadır. Türkiye'de kurulu biyoetanol üretim kapasitesi 149,5 milyon litredir. Bunun % 56'lık kısmı, 84 milyon litre ile bir çiftçi kuruluşu olan Pankobirlik çatısı altında yer alan Konya Şeker Tic. ve San. AŞ'ye aittir. Ham madde olarak şeker pancarı ve şeker prosesinin artığı olan melas kullanılmaktadır. Diğer iki tesis Bursa (Kemalpaşa) ve Adana'da kurulu olup mısır ve buğdaydan üretim yapılmaktadır. Ülkemizin biyoetanol kurulu kapasitesi benzin tüketimimizin yaklaşık % 7'sini karşılar durumdadır. Ancak pazarda yer alan biyoetanol benzin tüketimimizin % 1'inin çok altındadır.

Ülkemizde sadece şeker pancarına dayalı biyoetanol üretim potansiyeli 2–2,5 milyon ton civarındadır. Bu değer 2011 yılı benzin tüketimimizin tümünü karşılamaktadır.

Ülkemizde biyodizelde olduğu gibi biyoetanolde de yerli ham maddeyle üretilen biyoetanolün benzinle harmanlanan % 2'lik dilimi ÖTV'den muaftır. EPDK'dan yapılan açıklamaya göre, piyasaya akaryakıt olarak arz edilen benzin türlerine, 1 Ocak 2013 tarihinden itibaren yüzde 2, 1 Ocak 2014 tarihi itibarıyla da en az % 3 oranında yerli tarım ürünlerinden üretilmiş yakıt etanolü (biyoetanol) ilave edilmesi zorunlu kılınmıştır.

Diğer yandan Gıda, Tarım ve Hayvancılık Bakanlığına bağlı olan Karadeniz Araştırma Merkezi bünyesinde kurulmakta olan Enerji Tarımı Araştırma Merkezi 30 Aralık 2011 tarihinde hizmete açılmıştır. Merkezin öncelikli çalışma konularının gıda dışı ham maddelerden üretilen ileri kuşak biyoyakıt teknolojileri olacağı bildirilmektedir.

Biyogaz konusunda ülkemizdeki profesyonel çalışmalar 1980 yılında Tarım Bakanlığı bünyesinde başlamış olmasına rağmen, sürdürülememiştir. Vizyon 2023'e göre, modern biyokütle alanında 2005 itibarıyla başlaması planlanan çalışmalar çerçevesinde, 2010 yılına kadar biyokütle gazlaştırma araştırmalarının yapılması ve pilot tesislerin kurulması, 2018 yılında küçük (1-3 MW) ve orta (5-10 MW) ölçekli biyokütle gazlaştıran kojenerasyon tesislerinin kurulması öngörülmüştür.

Yine Vizyon 2023'e göre, 2009 yılında organik atıkların bertaraf edilmesi amacıyla evler için 20 m^3 metan/ton organik madde kapasiteli anaerobik çürütme reaktörlerinin tasarlanması, 2012'de, gazı ısı enerjisine dönüştüren reaktörlerin tasarlanması, 2014'te ise elde edilen gazı elektrik enerjisine dönüştüren reaktörlerin tasarlanması öngörülmektedir. 2016 yılında ise gazın temizlenerek hidrojen gazı elde edilmesi ve 2018 yılından sonra biyokütleden de elde edilebilen hidrojen teknolojisinin taşıtlarda uygulanması beklenmektedir.

Her ne kadar öngörüler ve hedefler konulsa da bir strateji çizilmediği ve eylem planları hazırlanmadığı için 2012'ye adım attığımız şu günlerde beklenen gelişmeler kaydedilememiştir. Bununla birlikte, geçtiğimiz birkaç yılda biyogaz sektörünün dünyadaki gelişimine paralel olarak ülkemizde de çalışmalar yeniden başlamıştır. Bu süre zarfında gündemde olan "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Yasa 2011 yılının Ocak ayında yürürlüğe girmiştir. Yasaya göre biyokütleden elde edilen elektrik 10 yıl süreyle 13,3 dolar centten alım garantisine sahiptir. Bu değer yatırımcının beklentisinden az olduğu için aslında patlama noktasında olan sektörde beklenen büyüme ne yazık ki gerçekleşememiştir. Bununla birlikte Haziran 2011 tarihinde resmileşen "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi Üreten Tesislerde Kullanılan Aksamın Yurt İçinde İmalatı Hakkında Yönetmelik" gereğince yerli kaynaklarla kurulan tesisler için beş yıllığına verilen teşvikler bir nebze olsun kurtarıcı olmuştur.

Ülkemizde biyogaz sektörü başta Ankara, İstanbul, Bursa, Kayseri, Gaziantep, Samsun vb. bazı şehirlerimiz olmak üzere çöpten biyogaz üretimi, bazı sanayi tesisleri ve belediyelerin atık su ve tesislerinden biyogaz üretimi, Orman ve Su İşleri Bakanlığı tarafından Anadolu'nun farklı yörelerinde yürütülen gazifikasyon demonstrasyon projeleri ve özel sektörde yürütülmekte olan sayıları az da olsa nitelikli biyogaz projelerinden oluşmaktadır. 22,6 MW'lık elektrik üretim kapasitesine sahip olan Ankara-Mamak çöplüğünden elde edilen elektriğin yanı sıra oluşan atık ısı çöplük arazisinde kurulan seralarda kullanılmaktadır. Ayrıca toplamda 2.000 m^2'ye tamamlanacak havuzlarda verimli bir biyoyakıt ham maddesi olan algler (su yosunu) yetiştirilmektedir. TÜBİTAK-MAM tarafından İzmit Belediyesi ortaklığıyla kurulan, küçük ve büyük baş hayvan atıklarıyla park ve bahçe atıklarından üretim yapan 330 kW'lık biyogaz tesisi 2011 yılında hizmete alınmıştır."

Ocak 2012 itibarıyla EPDK'dan lisans alıp yapımı süren biyogaza dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulu gücü 93 MW, biyokütleye dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulu gücü ise 12.8 MW'dir.

23.3.2012 itibarıyla, lisans başvuru sürecindeki biyogaza dayalı elektrik üretim tesislerinde:

-Başvuru aşamasında 12.56 MWkurulu güçte beş proje,
-İnceleme-değerlendirme aşamasında 2.50 MWkurulu güçte iki proje,
-Lisans başvurusu uygun bulunan 29.41 MWkurulu güçte dört proje
olmak üzere, toplam 44.47 MW kurulu güçte on bir proje gündemdedir.

Biyokütlede ise durum şu şekildedir.
-Başvuru aşamasında 79.73 MW kurulu güçte yedi proje,
-İnceleme-değerlendirme aşamasında 28.74 MW kurulu güçte üç proje,
-Lisans başvurusu uygun bulunan 19.45 MW kurulu güçte dört proje
olmak üzere, toplam 139.18 MW kurulu güçte on dört proje gündemdedir.

Ayrıca çöp gazında,
-Başvuru aşamasında 4.02 MW kurulu güçte bir proje,
-Lisans başvurusu uygun bulunan 1.20 MW kurulu güçte bir proje
Olmak üzere, toplam 5.22 MW kurulu güçte iki proje mevcuttur.

"Ülkemizde 29 Mart 2012 tarihi itibarıyla, EPDK'dan işletme lisansı alan 30 adet biyokütle santrali bulunmaktadır. Pek çoğunun işletmede olduğu bu santrallerin toplam elektrik üretim kapasitesi yaklaşık 150 MW'tır. Bunlara ilaveten toplam 36 MW kapasiteli dört tesise de lisans verilmesi uygun görülmüştür.

Diğer yandan hayvan varlığımız sürekli azalmasına rağmen TUİK, FAO ve Tarım Bakanlığı verilerine göre 2010 yılında 11,4 milyon büyükbaş, 29,2 milyon küçükbaş ve 238 milyon kümes hayvanı varlığımız bulunmaktadır. Literatür verilerine göre 1 büyükbaş hayvan yılda 3,6 ton, bir küçük baş hayvan 0,7 ton, 1 kümes hayvanı 0,022 ton yaş gübre üretmekte ve 1 ton sığır gübresi 33 m^3, 1 ton koyun gübresi 58 m^3, 1 ton kümes hayvanı gübresi 78 m^3 biyogaz oluşturmaktadır. Basit hesapla ülkemiz yıllık hayvan dışkısı biyogaz teorik potansiyelinin büyüklüğü tahminen kümes hayvanları: 401,5 milyon m^3, küçükbaş hayvanlar: 852,6 milyon m^3, büyükbaş hayvanlar 1354,2 milyon m^3 2608 milyon m^3 gaz üretilebilir.

Ülkemizde kırsal kesimde ilkel beslenen küçükbaş ve büyükbaş hayvan sayısı yıldan yıla azalırken çiftliklerde çok hayvanlı besi hayvancılığı hızlı bir artış göstermektedir. Aynı şekilde çok sayılı kümes hayvanının bir arada beslendiği tavuk çiftlikleri de hızla artmaktadır. Bu durum ise hayvan atıklarından daha büyük tesislerde biyogaz üretimini daha ekonomik hale getirecektir. Türkiye'nin biyogaz potansiyeli 1400-2000 Btep/yıl olduğu tahmin edilmektedir.

Ülkemizin biyoyakıt sektörü aşağıdaki tabloda özetlenmiştir."

Tablo 11.13: Biyoyakıt Sektörü

	Kurulu Kapasite	Tesis Sayısı	2010 Üretimi	Mevzuat
BİYOETANOL	149,5 milyon lt (TAPDK)	3 + 1 Konya Şeker Tarkim Tezkim Eskişehir Şeker Fb.	30 milyon lt'den az	Benzinle harmanlanan %2'lik dilim ÖTV'den muaf 2013'de %2 kullanım zorunluluğu 2014'de %3 kullanım zorunluluğu
BİYODİZEL	1 milyar lt (EPDK)	36 (Lisanslı) (Üretim yapan sadece 1 tesis)	9,5 milyon lt	Benzinle harmanlanan %2'lik dilim ÖTV'den muaf 2013'de %1 kullanım zorunluluğu 2014'de %2 kullanım zorunluluğu 2015'de % 3 kullanım zorunluluğu
BİYOGAZ	145,7 MW (EPDK)	27 (Çoğu çöp ve atık su tesisi)	88,4 MW (21 Aralık 2011)	Yerli ekipman katkı payı 13,3 $ cent/kWh (10 yıl)

Kaynak: *DEK-TMK 2011 Enerji Raporu*

12. YEK TEŞVİKLERİ

Mevcut YEK Teşvikleriyle ilgili olarak, TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Çalışma Grubu Danışmanı, elektrik mühendisi Zerrin Taç Altuntaşoğlu'nun MMO Türkiye'nin Enerji Görünümü 2012 Raporu için hazırladığı tablo aşağıdadır.

Tablo 12.1: Mevcut YEK Teşvikleri

<table>
<tr><th colspan="2">Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Üretimi</th></tr>
<tr><th>Konu</th><th>5346 sayılı Kanun ile YEK'e Sağlanan Teşvikler</th></tr>
<tr><td>Teşvikli Fiyatlar-I Sayılı Cetvel</td><td>18/5/2005 tarihinden 31/12/2015 tarihine kadar işletmeye girmiş veya girecek YEK belgesine sahip ve YEK Destekleme Mekanizmasına (YEKDEM) tabi üretim lisansı sahiplerine, üretim yaptıkları YEK türüne göre I Sayılı Cetvelde yer alan fiyatlar on yıl süreyle uygulanır.
I Sayılı Cetvel :
<table>
<tr><th>YEK'e Dayalı Üretim Tesis Tipi</th><th>Uygulanacak Tarife
ABD$ cents/kWh</th></tr>
<tr><td>Hidrolik üretim tesisi</td><td>7.3</td></tr>
<tr><td>Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi</td><td>7.3</td></tr>
<tr><td>Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi</td><td>10.5</td></tr>
<tr><td>Biyokütle enerjisine dayalı üretim tesisi</td><td>13.3</td></tr>
<tr><td>Güneş enerjisine dayalı üretim tesisi</td><td>13.3</td></tr>
</table>
- YEK Destekleme Mekanizmasına bir sonraki takvim yılında tabi olmak isteyenler YEK Belgesi almak ve 31 Ekim tarihine kadar EPDK'ya başvurmak zorunda
- YEK Destekleme Mekanizmasında öngörülen süreler; tesislerden işletmedekiler için işletmeye girdiği tarihten, henüz işletmeye girmemiş olanlar için işletmeye girecekleri tarihten itibaren başlar .
- YEK Destekleme Mekanizmasına tabi olanlar, uygulamaya dâhil oldukları yıl içerisinde uygulamanın dışına çıkamaz
- Serbest piyasada satış olanağı var ancak hesaplamalar dahil edilmez.</td></tr>
<tr><td>Tarifeye Ek Yerli Üretim Teşviği- II Sayılı Cetvel</td><td>Lisans sahibi tüzel kişilerin Kanun kapsamındaki YEK'e dayalı ve 31/12/2015 tarihinden önce işletmeye giren üretim tesislerinde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamın tamamının yurt içi katma değerle üretilmiş olması halinde bu tesislerde üretilerek iletim veya dağıtım sistemine verilen elektrik enerjisine, I sayılı Cetvelde belirtilen fiyatlara, üretim tesisinin işletmeye giriş tarihinden itibaren beş yıl süreyle; II sayılı Cetvelde fiyatların ilave olarak ödenir.
II sayılı Cetvel:
<table>
<tr><th>Tesis Tipi</th><th>Yurt İçinde Gerçekleşen İmalat</th><th>Yerli Katkı İlavesi (ABD Doları cent/kWh)</th></tr>
<tr><td rowspan="2">A- Hidrolelektrik üretim tesisi</td><td>1- Türbin</td><td>1,3</td></tr>
<tr><td>2- Jeneratör ve güç elektroniği</td><td>1,0</td></tr>
<tr><td rowspan="2">B- Rüzgar enerjisine dayalı üretim tesisi</td><td>1- Kanat</td><td>0,8</td></tr>
<tr><td>2- Jeneratör ve güç elektroniği</td><td>1,0</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

		3- Türbin kulesi	0,6
		4- Rotor ve nasel gruplarındaki mekanik aksamın tamamı (Kanat grubu ile jeneratör ve güç elektroniği için yapılan ödemeler hariç.)	1,3
	C- Fotovoltaik güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	1- PV panel entegrasyonu ve güneş yapısal mekaniği imalatı	0,8
		2- PV modülleri	1,3
		3- PV modülünü oluşturan hücreler	3,5
		4- İnvertör	0,6
		5- PV modülü üzerine güneş ışınını odaklayan malzeme	0,5
	D- Yoğunlaştırılmış güneş enerjisine dayalı üretim tesisi	1- Radyasyon toplama tüpü	2,4
		2- Yansıtıcı yüzey levhası	0,6
		3- Güneş takip sistemi	0,6
		4- Isı enerjisi depolama sisteminin mekanik aksamı	1,3
		5- Kulede güneş ışınını toplayarak buhar üretim sisteminin mekanik aksamı	2,4
		6- Stirling motoru	1,3
		7- Panel entegrasyonu ve güneş paneli yapısal mekaniği	0,6
	E- Biyokütle enerjisine dayalı üretim tesisi	1- Akışkan yataklı buhar kazanı	0,8
		2- Sıvı veya gaz yakıtlı buhar kazanı	0,4
		3- Gazlaştırma ve gaz temizleme grubu	0,6
		4- Buhar veya gaz türbini	2,0
		5- İçten yanmalı motor veya stirling motoru	0,9
		6- Jeneratör ve güç elektroniği	0,5
		7- Kojenerasyon sistemi	0,4
	F- Jeotermal enerjisine dayalı üretim tesisi	1- Buhar veya gaz türbini	1,3
		2- Jeneratör ve güç elektroniği	0,7

		3- Buhar enjektörü veya vakum kompresörü	0,7

Lisanssız Üretim Kapsamındaki İhtiyaç Fazlası Enerjinin Teşvikli Fiyatla Satın Alınması	**YEK'ten lisanssız üretim yapan** gerçek ve tüzel kişilere dağıtım sistemine verdikleri **ihtiyaç fazlası enerjinin 10 yıl süreyle 1 sayılı Cetvel'deki fiyatlardan satın alınması.** Bu tesislerde üretilen ihtiyaç fazlası enerjinin sisteme satılabilmesi için Cetvel-2'de adı geçen mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamdan her birinin ithalat tarihi baz alınarak **en fazla 5 takvim yılında üretilmiş olması** zorunlu
YEKDEM muafiyetleri	YEKDEM kapsamında üreticilere **eksik/fazla üretimleriyle ilgili ceza uygulaması yok**. Nakit takası kapsamında **minimum teminat ödeme yükümlülüğü de bulunmamakta**
Alım Zorunluluğu	Her bir tedarikçinin sattığı elektrik enerjisi miktarının tedarikçilerin tamamının sattığı toplam miktara bölünmesiyle hesaplanacak orana göre **tüketicilere elektrik satışı yapan tedarikçilere yek-e alım zorunluluğu**
Arazi Kullanım Desteği	8/1/2011 tarihi itibarıyla işletmede olanlar dâhil, 31/12/2015 tarihine kadar işletmeye girecek Kanun kapsamındaki yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı üretim tesislerinden, ulaşım yollarından ve lisanslarında belirtilen sisteme bağlantı noktasına kadarki TEİAŞ ve dağıtım şirketlerine devredilecek olanlar da dâhil enerji nakil hatlarından **yatırım ve işletme dönemlerinin ilk on yılında izin, kira, irtifak hakkı ve kullanma izni bedellerine % 85 indirim. Orman Köylüleri Kalkındırma Geliri, Ağaçlandırma ve Erozyon Kontrolü Geliri alınmaz** Milli Park, Tabiat Parkı, Tabiat Anıtı ile Tabiatı Koruma Alanlarında, Muhafaza Ormanlarında, Yaban Hayatı Geliştirme Sahalarında, Özel Çevre Koruma Bölgelerinde **ilgili Bakanlığın**, Doğal Sit Alanlarında ise **ilgili koruma bölge kurulunun** olumlu görüşü alınmak kaydıyla YEK'e dayalı **elektrik üretim tesislerinin kurulmasına izin verilir** Kanun kapsamındaki **hidroelektrik üretim tesislerinin rezervuar alanında bulunan Hazinenin özel mülkiyetindeki ve Devletin hüküm ve tasarrufu altındaki taşınmaz mallar için Maliye Bakanlığı tarafından bedelsiz olarak kullanma izni** verilir.
Hazine Payı Muafiyeti	**YEK projelerine % 1 Hazine payı muafiyeti** (Kanun kapsamındaki tesislere 4706 sayılı Hazineye Ait Taşınmaz Malların Değerlendiril-mesi ve Katma Değer Vergisi Kanunu'nda Değişiklik Yapılmasına Dair Kanun'un ek 2. maddesi uygulanmaz)
Proje Bedeli Muafiyeti	Yenilenebilir enerji kaynaklarını kullanarak **sadece kendi ihtiyaçlarını karşılamak amacıyla azami bin kilovatlık** kurulu güce sahip izole elektrik üretim tesisi ve şebeke destekli elektrik üretim tesisi kuran gerçek ve tüzel kişilerden **kesin projesi, planlaması, master planı, ön incelemesi veya ilk etüdü DSİ veya EİE tarafından hazırlanan projeler için hizmet bedelleri alınmaz**
Bağlantı Görüşü Oluşturulmasında Öncelik	EPDK tarafından lisans başvuruları değerlendirilirken **bağlantı görüşünün oluşturulması aşamasında**, Kanun kapsamındaki **YEK'e dayalı üretim tesislerine öncelik tanınır**
Serbest Piyasada Satış olanağı	YEK-e üreticilerine ürettikleri elektriği dengeleme güç piyasasında veya ikili anlaşmalarla satış olanağı var; ancak YEK-e ile ilgili hesaplamalara dahil edilmez. Üretilen **eksik/fazla üretim için ceza** uygulaması var. Nakit takası **kapsamında minimum teminat ödeme yükümlülüğü** var

Konu	4628 Sayılı Kanun ve Lisans Yönetmeliği ile YEK'e Sağlanan Teşvikler
Lisans Bedelleri Muafiyeti	Lisans başvurusunda lisans bedelinin **% 1'inin ödenmesi (% 99 muafiyet)** **Yıllık lisans bedelinde ilk sekiz yıl muafiyet**
Sisteme Bağlantı Önceliği	YEK tesislerine **sisteme bağlantıda öncelik** verilmesi
	31.12.2015'e kadar sisteme bağlantı için gerekli **iletim hatlarının ilgili tüzel kişilerce yapılarak bedelin** bağlantı ve sistem kullanım anlaşması yoluyla maksimum **10 yılda geri alınması**
Sistem Kullanım Bedelinde İndirim	**31.12.2012'ye kadar** işletmeye girecek lisanslı tüzel kişilere **işletmeye giriş tarihinden itibaren beş yıl** iletim **sistem kullanım bedelinde % 50 indirim**
Yük Alma ve Yük Atma Muafiyeti	**YEK-e üreticilerine yük alma ve yük atma** ve **dengeleme birimi olma yükümlülüğü muafiyeti**
Toptan Satış Şirketlerinden Enerji Alma Olanağı	YEK-e üreticilerine lisanslarında öngörülen kurulu gücüyle üretebileceği **ortalama yıllık üretim miktarları ile ürettiği miktar arasındaki farkı geçmemek kaydıyla** özel sektör toptan satış şirketlerinden enerji alabilme olanağı
Lisanssız Üretim Olanağı	**YEK'e dayalı kurulu gücü azami beş yüz kilovatlık** üretim tesisi ile mikro kojenerasyon tesisi **kuran gerçek ve tüzel kişiler, lisans alma ve şirket kurma yükümlülüğünden muaf**
Lisanssız Sistemlere Yerli Üretim İlave Desteği	YEK tesislerinden **Lisanssız üretim yapan YEK tesislerinin** mekanik ve elektronik aksamının **yerli üretim olması halinde sisteme verilecek ihtiyaç fazlası enerjiye beş yıl süre ye 2 sayılı cetvele göre ilave fiyat uygulaması**
Konvansiyel Santral İç İhtiyacının YEK'ten Sağlanması	Üretim lisansı sahibi tüzel kişilere, lisanslarına **konu üretim tesisinin iç tüketimini karşılamak amacıyla** aynı tesis sahasında, **üretim sürecinde verimliliği artırıcı veya üretim sürecinin bir parçası olarak tasarlanıp sürece bağımlı olarak çalışmak** ve iletim ve/veya dağıtım şirketinden olumlu bağlantı görüş alınmak kaydıyla **YEK'e dayalı elektrik üretim** tesisini, toplam iç ihtiyaç kapasitesini aşılmaması ve lisansına eklenmesi kaydıyla kurabilme olanağı
ARGE	Araştırma ve geliştirme faaliyetleri yapmak isteyen tüzel kişilere yapılacak tesisin bağlantı görüşünün TEİAŞ ve/veya dağıtım lisansı sahibi ilgili tüzel kişi tarafından olumlu bulunması ve bu tesisten üretilecek olan elektriğin ticarete konu olmaması ve **10 MW kurulu gücü geçmemesi kaydıyla Kurul Kararıyla lisanssız elektrik üretimi yapabilme olanağı** Kanunla kurulmuş araştırma kurumları ile 28/3/1983 tarihli ve 2809 sayılı Yükseköğretim Kurumları Teşkilatı Kanunu'nda düzenlenen yüksek öğretim kurumlarının, bilimsel araştırma geliştirme ve eğitim faaliyetleri kapsamında **aynı dağıtım bölgesinde olmak, kendi ihtiyaçlarını karşılamak ve azami 10 MW kurulu gücü geçmemek kaydıyla** yerleşkelerinde nükleer, yerli ve **yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesisi kurmak amacıyla** uhdelerindeki anonim ya da limited şirketleri vasıtasıyla yapacakları lisans başvurularında 7 'inci maddenin altıncı fıkrası ile 8'inci maddenin ikinci, üçüncü ve beşinci fıkraları uygulanmaz. Üniversitelerin bünyesinde 4691 sayılı Teknoloji Geliştirme Bölgeleri Kanunu kapsamında kurulan Teknoloji Geliştirme Bölgelerinin elektrik enerjisi tüketimi kendi ihtiyacı sayılır."

Damga ve harç Muafiyeti	**31.12.2012** tarihine kadar **üretim tesislerinin yatırım dönemindeki işlemleri** ve düzenlenen kağıtlar için **damga vergisi ve harç muafiyeti**
Konu	**5627 sayılı Kanun, Binalarda Enerji Performans Yönetmeliği ile YEK'e Sağlanan Destekler**
Kullanım alanı > 20000 m^2 olan binalarda YEK kullanımı	Yeni yapılacak olan ve yapı ruhsatına esas kullanım alanı yirmi bin metrekarenin üzerinde olan binalarda **ısıtma, soğutma, havalandırma, sıhhi sıcak su, elektrik ve aydınlatma enerjisi ihtiyaçlarının tamamen veya kısmen karşılanması amacıyla, yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı,** hava, toprak veya su kaynaklı ısı pompası, kojenerasyon ve mikro-kojenerasyon gibi sistem çözümleri tasarımcılar tarafından projelendirme aşamasında analiz edilir. Bu uygulamalardan biri veya birkaçı, Bakanlık tarafından yayımlanan birim fiyatlar esas alınmak suretiyle hesaplanan, binanın toplam maliyetinin en az yüzde onuna karşılık gelecek şekilde yapılır.
Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Sera Isıtma ve Sıcak Su Üretimi	
	5346 Sayılı Kanun, Binalarda Enerji Performans Yönetmeliği, ORKÖY Kredi Desteği ve Tarım Bakanlığı Tebliğleri kapsamında Sağlanan Destekler.
Jeotermal Isı kullanımı	Yeterli jeotermal kaynakların bulunduğu bölgelerdeki valilik ve belediyelerin sınırları içinde kalan yerleşim birimlerinin ısı enerjisi ihtiyaçlarını öncelikle **jeotermal ve güneş termal kaynaklardan karşılamaları zorunludur.**
Güneş enerjisi ısıtma	ORKÖY Genel Müdürlüğü tarafından orman köylülerine güneş enerjisi su ısıtma sistemi için üç yıl vadeli faizsiz kredi verilmektedir.
Seralarda Alternatif Enerji Kullanımı	Alternatif enerji kaynakları kullanan yeni seraların yapımına yönelik yatırımlar, Kırsal Kalkınma Yatırımlarının Desteklenmesi Programı Kapsamında Tarıma Dayalı Yatırımların Desteklenmesi Hakkında Tebliğ (Tebliğ No: 2011/9) kapsamında desteklenmektedir. Proje tutarının % 50'si oranındaki katkı payı hibe verilebilmektedir. Program çerçevesinde 81 ilde yapılacak yatırımlar için başvurular kabul edilir. Yatırım projeleri, 31/7/2012 tarihine kadar tamamlanmalıdır. Maliye Bakanlığı Milli Emlak Genel Müdürlüğünce yayımlanan 324 tebliğ uyarınca teknolojik ve jeotermal sera yatırımı yapacak müteşebbislere hazırlayacakları projelerle hazineye ait taşınmazların kullanma izni veya irtifak hakkı tesis edilebiliyor.
Kullanım alanı > 20 000 m^2 olan yeni binalarda yek kullanımı	**Binalarda Enerji Performans Yönetmeliği -**Yeni yapılacak olan ve yapı ruhsatına esas kullanım alanı yirmi bin metrekarenin üzerinde olan binalarda ısıtma, soğutma, havalandırma, sıhhi sıcak su, elektrik ve aydınlatma enerjisi ihtiyaçlarının tamamen veya kısmen karşılanması amacıyla, yenilenebilir enerji kaynakları kullanımı, hava, toprak veya su kaynaklı ısı pompası, kojenerasyon ve mikro-kojenerasyon gibi sistem çözümleri tasarımcılar tarafından projelendirme aşamasında analiz edilir.Bu uygulamalardan biri veya birkaçı, Bakanlık tarafından yayımlanan birim fiyatlar esas alınmak suretiyle hesaplanan, binanın toplam maliyetinin en az yüzde onuna karşılık gelecek şekilde yapılır.
Biyo-yakıt/Biyokütle ürünleri	
	EPDK Tebliğ (Akaryakıt Seri No 22, ve Benzin Akaryakıt Seri No 23) ve Tarım Bakanlığı Ürün Destekleme Tebliğ ve Kararları Kapsamında Sağlanan Destekler
Harmanlama Zorunluluğu ve ÖTV Muafiyeti	Piyasaya akaryakıt olarak arz edilen benzin türlerine; 1 Ocak 2013 tarihinden itibaren % 2, 1 Ocak 2014 tarihi itibarıyla de en az % 3 oranında

	yerli tarım ürünlerinden üretilmiş yakıt etanolü (biyoetanol) ilave edilmesi zorunlu kılınmıştır. **Harmanlanan biyoetanolün % 2'lik kısmı için ÖTV muafiyeti** (yerli tarım ürünlerinden elde edilenler için geçerli)
Harmanlama Zorunluluğu ve ÖTV Muafiyeti	Piyasaya akaryakıt olarak arz edilen motorin türlerinin, yerli tarım ürünlerinden üretilmiş biyodizel (yağ asidi metil esteri-YAME) içeriğinin; 1 Ocak 2014 tarihi itibarıyla en az % 1, 1 Ocak 2015 tarihi itibarıyla en az % 2, 1 Ocak 2016 tarihi itibarıyla en az % 3 olması zorunluluğu getirilmiştir. **Harmanlanan biyodizelin % 2'lik kısmı için ÖTV muafiyeti** (yerli tarım ürünlerinden elde edilenler için geçerli)
Ürün desteği	Tebliğ 2011/21 ve Tarımsal Desteklemeler İlişkin Karar'a göre kanola, aspir üreticilerine destekleme primi. Kanola ve Aspir için birim destek : 40 krs/kg
Yatırımlarda Devlet Yardımları	
Konu	**Yatırımlarda Devlet Yardımları Hakkında Karar Kapsamında Sağlanan Destekler**
Yatırım Teşvikleri Hazine Müsteşarlığı	Hazine Müsteşarlığının yatırım teşvik kararıyla sağlanan destekler (Bölgelere, yatırım büyüklüklerine ve desteklenen yatırımlara göre değişiyor) ; - Gümrük Vergisi Muafiyeti - KDV İstisnası - Gelir ve Kurumlar Vergisi İndirimi - Sigorta Primi İşveren Hisse Desteği - Faiz Desteği - Yatırım Yeri Tahsisi

	1. Bölge		2. Bölge		3. Bölge		4. Bölge	
	BP	BS	BP	BS	BP	BS	BP	BS
Vergi İndirimi	+	+	+	+	+	+	+	+
SSK İşveren Primi	+	+	+	+	+	+	+	+
Faiz Desteği*	-	-	-	-	-	+	-	+
Yatırım Yeri Tahsisi	+	+	+	+	+	+	+	+
KDV İstisnası	Tüm bölgelerde tüm sektörlerdeki teşvik belgeli yatırımlar							
Gümrük Vergi Muafiyeti	Tüm bölgelerde tüm sektörlerdeki teşvik belgeli yatırımlar							

* AR-GE ve Çevre Yatırımları için de faiz desteği uygulanmaktadır.

BP: Büyük Proje BS: Bölgesel Sektörel

Hazırlayan: Zerrin Taç ALTUNTAŞOĞLU- Mart 2012

13. ENERJİ EKİPMANLARININ YERLİ ÜRETİMİ

Prof. Dr. İskender Gökalp'in MMO Ankara Şubesi'nde 09.03.2012 tarihinde yaptığı sunumda gündeme getirdiği konu ve sorular çok önemlidir.

"Enerji konusu bugün Türkiye'nin büyük sorunlarından biridir.

Bir konu ne zaman sorun olur ?

Büyük bir boyuta veya ölçeğe eriştiği zaman, yani hem kişisel hem de toplumsal hayatın bir çok cephesini etkilemeye başladığı zaman

Diğer bir deyişle karmaşık bir konu olduğu zaman veya sistemsel bir boyut aldığı zaman (yani çok boyutlu hale geldiği zaman)

Sorun: Enerji, olmazsa olmaz bir eleman

- ***Enerji insanın ve toplumun tüm etkinliklerini harekete geçiren vaz geçilmez bir elemandır.***
- *Enerji bağımsızlığı olmayan bir ülkeye bağımsız ülke olarak bakılamaz.*
- *Enerji bağımsızlığı sadece bir kaynak sorunu değildir; enerji kaynaklarını kullanılabilir enerjiye veya enerji taşıyıcısına (ısı, elektrik, yakıt) çevirecek teknolojiye bağımlılık aynı derecede önemlidir.*
- *Türkiye'nin bir taraftan kaynak olarak doğal gaza, diğer taraftan da doğal gazı enerjiye çevirecek gaz türbini teknolojisine hemen hemen % 100 bağımlılığı bu vahim durumun en çarpıcı örneğidir.*
- *Teknoloji üretebilen bir ülke olabilmek için, ilgili alanlarda bilimsel ve teknolojik birikime, yatırım kaynaklarına ve organizasyon kabiliyetine sahip olmak gerekir.*
- *Enerji insanın/insanlığın yaşaması için gerekli diğer kaynakları/etkinlikleri harekete geçiren vazgeçilmez kaynak/etken olmuştur.*

Enerji: Çok boyutlu bir sorun

- *Enerji sorununun birçok boyutu vardır:*
  Bilimsel; Teknolojik; Ekonomik; Çevresel, Politik; Jeopolitik, Sosyolojik, Psikolojik ...
- *Bu boyutlar aynı zamanda enerji sorununu etkileyen bileşenlerdir.*
- *Bu bileşenlerin etkilerini tahlil etmek, öngörmek kolay değildir.*

Enerji Sistemleri

- *Enerji sistemleri, her* ***sosyo-teknik sistem*** *gibi, çok boyutluluğu ve çok kapsamlı etkileri yani sosyal yapıyı temelden etkilemeleriyle belirlenirler.*
- *Diğer sosyo-teknik sistemler gibi, enerji sistemlerinin kurulması ve değişmesi* ***uzun zaman*** *alır.*
- *Enerji sistemleri sosyo-teknik sistemler içinde bugün* ***hakim sistem*** *rolündedir.*

Enerji sistemleri

Gaz türbini teknolojisinin geliştirilmesi ve bugünkü seviyesine gelmesi, ***200 yılı*** *aşkın bir süre gerektirmiştir. Bu gelişimin arkasındaki* ***AR-GE*** *faaliyetlerinin kapsamı kolaylıkla düşünülebilir.*

Ne yazık ki ***Türkiye bu sürecin hiçbir yerinde yoktur.***
Gaz türbinleri, uzay roketleri gibi karmaşık teknolojileri geliştirmek ***uzun, zorlu ve başarısızlıklarla*** *dolu çeşitli aşamaları içerir.*
Hindistan*'ın yerli uzay teknolojilerini geliştirme çabaları, bu sürecin güçlüklerinin güzel örnekleridir.*

Türkiye ve Teknoloji

Durum Tahlili

1. *Teknoloji üretiminde Türkiye'nin büyük eksikleri vardır.*
2. *Enerji, iletişim, ulaştırma-taşıma, savunma kesimleri gibi, bir ülkenin bağımsızlık derecesini belirleyen alanlarda eksiklikler ve dolaysıyla dışa bağımlılık üzüntü verecek durumdadır.*
3. *Bu durumun acilen iyileştirilmesi gerekmektedir.*

Türkiye ve Teknoloji

Öneriler (I)

1. *AR-GE kabiliyeti edinmiş mühendis yetiştirilmesi, ARGE altyapısı ve sanayi-kamu-uluslararası ortak çalışma platformlarının oluşturulması eşzamanlı ve eşgüdümlü olarak başlatılmalı ve sürdürülmelidir.*
2. *Bu üçlü sürecin acilen başlatılabilmesi için var olan avantajlar kullanılmalıdır .*

- *AR-GE kabiliyetinin edinilmesi doktora yapılmasıyla sağlanır. Bu sayede mühendisler yenilikçi teknoloji geliştirmenin yöntem ve araçlarına hakim olurlar.*
- *Türkiye üniversiteleri donanımlı mühendisler yetiştirmektedir. Bu yetenekli gençlere en yüksek standartlarda doktora yapma imkanı verilmelidir.*
- *Enerji konularında* ***Türkiye'nin altyapısı buna henüz hazır değildir****.*

1. Enerji konularında bilim ve teknoloji geliştirme altyapılarının güçlendirilmesi

Türkiye Enerji Bilimleri ve Teknolojileri Geliştirme Merkezi *kurularak, bu merkezin öncülüğü ve denetimi altında*

1.1 TÜBİTAK'ın enerjiyle ilgili enstitülerinin yeniden yapılandırılması ve üniversitelerin enerji enstitüleriyle veya ilgili platformlarıyla ilişkilendirilmesi

1.2 Enerji alanında doktora ve doktora sonrası programlarının ve yurt dışı merkezlerle ortak çalışma imkanlarının desteklenmesi

1.3 Kamu ve özel sektörün enerji alanındaki AR-GE çalışmalarının çekicileştirilmesi

3. Enerji güvenirliliğinin artırılması ve dışa bağımlılığın azaltılması:

Genel yaklaşım

- ***Türkiye Enerji Bilimleri ve Teknolojileri Geliştirme Merkezi****'nin öncülüğü ve denetimi altında ve asgari bir zamanda Türkiye'de geliştirilmesi mümkün olan teknolojileri kullanarak*
- *Doğal gaz ikamesi odaklı ,*
- *Hem yerli kaynak sorununa hem de yerli enerji teknolojisi sorununa kısmi çözüm arayan*
- *Kamu ve özel girişim ortaklığını vurgulayan*

Türkiye Enerji Teknolojileri Çalışma Alanı İçin Somut Öneriler:

- *Linyit gazlaştırma teknolojileri ve Türkiye linyitlerinin gazlaştırılması yoluyla sentetik gaz üretilmesi*
- *Gaz türbinleri yanma odalarının sentetik gaz yakabilir hâle dönüştürülmesi*

  Plazma yardımlı sentetik gaz temizleme teknolojileri

  Doğal gaz + hidrojen + biogaz yakma teknolojileri
- *Karbondioksit tutma teknolojileri ve karbonik gazın EGR yoluyla (enhanced gas recovery) ve mikro yosun üretimiyle değerlendirilmesi*

  Oksijenli yakma teknolojileri

  H2/O2 yakma teknolojileri

  Biokütleden ve organik atıklardan sentetik gaz ve hidrojen eldesi teknolojileri

  Kömür küllerinin geri kullanımı teknolojileri

  Konsantre güneş enerjisi teknolojileri

  Mikro yosun üretme teknolojileri

Tartışma

1. *Yukarıda sıralanan konularda Türkiye'nin bugünkü yeri nedir, hangi konular öncelikli olmalıdır, bilhassa yapılabilirlikleri açısından.*
2. *Yapılabilirlik derken tasarım, imalat, test, ürüne çevirme safhalarından bahsediyoruz*
3. *Makina Mühendislerinin bu konulardaki düşünceleri çok önemlidir."*
   - Yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları potansiyelinin tam olarak değerlendirilmesi için ihtiyaç duyulan enerji ekipmanlarının yurt içinde üretimi temel bir politika olmalıdır.
   - TÜBİTAK, üniversiteler, üretici sanayi kuruluşları, meslek örgütlerinin katılımıyla; rüzgâr türbinlerinin, fotovoltaik panellerin, yoğunlaştırmalı güneş elektrik üretim sistemlerinin, jeotermal ekipmanlarının, hidrolik türbinlerin, kazanların, buhar ve gaz türbinlerin yurt içinde üretimini öngören strateji ve planlar uygulamalıdır.

Yerli Tasarım, Mühendislik, Teknik İş Gücü ve Müteahhitlik

- EPDK analizlerine göre Türkiye 2010-2030 döneminde yapılacak enerji yatırımlarının toplamı 225-280 milyar $ olarak tahmin edilmektedir.
- Bu büyük tutarın azami bölümünün yurt içinde kalabilmesi için enerji üretim ekipmanlarının yerli üretiminin yanı sıra enerji yatırımlarında ihtiyaç duyulan tasarım, avan ve detay mühendislik, teknik iş gücü ve müteahhitlik hizmetlerinin yerli kuruluşlarca yurt içinden karşılanması esas olmalıdır.
- Enerji sektörüne makina ekipman üreten sanayilerin kümelenmesi teşvik edilmeli ve işbirliği ağlarının geliştirilmelidir. Enerji ekipmanları müsteşarlığı vb. bir organizasyonla kamu yol gösterici ve yönlendirici olmalıdır.

14. ENERJİ VERİMLİLİĞİ

Enerjinin güvenilir, zamanında, kesintisiz ve çevre uyumlu temin edilmesi politikası çerçevesinde yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarından enerji üretimine yönelmenin yanı sıra ağırlık verilmesi gereken temel bir politika da; enerji verimliliğinin arttırılmasıdır.

AB için enerji verimliliği, enerji ve iklim politikasının en önemli bileşeni haline gelmiştir. AB iklim ve enerjiyle ilgili hedeflerini 2008 yılı Aralık ayında tekrar yenilemiştir. Buna göre 2020'ye kadar, 1990 rakamlarına göre, % 20 sera gazı emisyonu azaltımı, enerji verimliliğinde % 20 artış ve enerji kullanımında yenilenebilir enerjilerin payının % 20'ye çıkarılması kısaca 20/20/20 hedefi olarak kamu oyuna açıklanmıştır. AB'de enerji sektöründe 2020'de yıllık değeri 60 milyar € olan ve Almanya ve Finlandiya'nın enerji tüketimine eşdeğer boyutta % 20 oranında enerji tasarrufu sağlanması hedeflenmektedir. Böylece enerji verimliliğini arttırmak suretiyle enerji güvenliği arttırılırken, CO_2 azaltma taahhüdünün yarısı verimlilikle sağlanacaktır.

Enerji Verimliliği, harcanan her birim enerjinin daha fazla hizmet ve ürüne dönüşmesidir. Üretim noktasından tüketime kadar her noktada enerji verimliliğini arttırmak üzere birçok imkan ve teknoloji bulunmaktadır. Tasarruf edilen enerji;

- küçük boyutlu, ama toplamda oldukça önemli olarak değerlendirilebilecek oran ve miktarda
- birçok noktadan aynı anda hızla geri kazanılabilecek
- daha küçük boyutlu çok sayıda yatırımcıya yayılmış yatırımlarla elde edilebilecek

bir enerji kaynağıdır.

Türkiye'de enerji politikasına şimdiye kadar büyük oranda arz cephesinden yaklaşılarak, büyümekte olan talebin karşılanmasına çalışılmış, bu süreçte enerji verimliliğine, arz cephesine oranla görece düşük öncelik verilmiştir. Son yıllarda, henüz belirgin bir sonuç alınmamış olsa da enerji sektöründe arz tarafı yönetimi politikalarının yanı sıra, talep yönetimi ve enerji verimliliğini arz kaynağı olarak görülmesi için çok önemli adımlar atılmaya başlamıştır. Bu anlayış değişiminin en önemli göstergesi, 2007 yılında yürürlüğe giren Enerji Verimliliği Kanunu'dur.

Türkiye'de, Enerji Verimliliği Kanunu'ndan başlayarak çeşitli sektörlere yönelik çok sayıda yönetmelikle bir mevzuat çerçevesi oluşturulmuş, eğitim faaliyetlerinin yaygınlaşması sağlanmış, KOBİ'ler ve sanayi kuruluşlarıyla sınırlı bir hibe programı başlatılmış olması gibi çok önemli olumlu gelişmelere rağmen, hâlâ enerji verimliliği üzerinde daha atak stratejiler geliştirmeye ve adımlar atılmasına ihtiyaç duyulmaktadır. Enerji Verimliliği Kanunu'nun yayınlanmasının üzerinden hemen hemen beş yıl geçmiştir. O günden bugüne yayımlanan yönetmeliklerin birçoğunda köklü değişim ihtiyacı doğmuştur. Ayrıca sayısallaştırılmış gelişim göstergeleri de henüz açıklanmadığı için sağlıklı bir değerlendirme yapılamamaktadır. 25 Şubat 2012 tarihinde yayınlanarak yürürlüğe giren Enerji Verimliliği Stratejisi, 2012-2023 döneminde enerji verimliliğinin etkinleştirilmesi için bir yol haritası belirlemeyi amaçlamıştır. Belge ile 2023 yılında Türkiye'nin GSYİH başına tüketilen enerji miktarının (enerji yoğunluğunun) 2011 yılı değerine göre en az % 20 azaltılması hedeflenmektedir. Önümüzdeki 11 yıllık dönemde bu stratejinin uygulanmasıyla ilgili izleme ve değerlendirme çalışmaları için kamu, özel sektör ve sivil toplum örgütleri işbirliğiyle komisyonlar, komiteler ve/veya çalışma grupları Yenilenebilir

Enerji Genel Müdürlüğü tarafından oluşturulması planlanmıştır. Bu belgede tanımlanmış olan stratejik amaçlar, hedefler ve eylemler yapılacak derinlemesine sektörel analizlere göre Enerji Verimliliği Koordinasyon Kurulu tarafından yılda en az bir kez gözden geçirilecek olup, hükümetin politika ve hedeflerindeki değişikliklere, AB politikalarına, belge kapsamındaki uygulamalarda ortaya çıkan darboğazlara bağlı olarak güncellenmesi öngörülmektedir.

Bu stratejiye bakıldığında birçok konunun; mevcut durum sayısal olarak tespit edilmeden ve 11 yıl gibi kısa sürede yapılabilirliği gerek, kurumsal kapasite ve gerekse bütçe açısından irdelenmeden belgeye yerleştirildiği görülmektedir. Bu belge, iki yılı aşkın bir süredir, taslaklar halinde yayınlanarak üzerinde kurumsal görüşler alınmaktadır. MMO tarafından verilen görüşlerde bu ve benzeri eksiklikler çok kere vurgulanmasına rağmen, maalesef dikkate alınmamış, belge eksiklikler içeren hali ile YPK onayına gönderilmiştir. Bu nedenle çıkış noktası olumlu olsa da, uygulamada önemli aksaklıklar ve belirsizliklerin olacağı düşünülmektedir.

Geçtiğimiz 20 yıllık dönemde gelişmiş ülkelerde ekonomilerin enerji yoğunlukları bütün sektörlerin ortak çabalarıyla azaltılmıştır. Örneğin 1990-2004 yılları arasında, bütün AB ekonomisi için enerji verimliliği endeksi düşmüş olup, bu durum % 14 oranında artan enerji verimliliğini göstermektedir. Bütün sektörler değişen enerji yoğunluklarıyla bu sonuca katkıda bulunmuştur; söz konusu iyileştirmeye sunulan katkılarda konutların payı % 10, ulaşımın payı % 11 ve sanayinin payı ise % 20 düzeyindedir. [1]

Dünyada tüm ülkelerde aynı dönemde aynı düzeyde birincil enerji yoğunluğu iyileşmesi sağlanamamıştır.Ülkelerin ekonomilerindeki gelişmelere ve uygulanan politikalara paralel olarak farklı gelişmeler kaydedilmiştir. Önemli bir enerji üreticisi olan Suudi Arabistan dışında ülkelerin tamamı, bazı dönemlerde artış gösterse de, 1990-2008 döneminde genellikle birincil enerji yoğunluğunda azalan bir trend izlemiştir. Türkiye bu dönemde ortalama olarak birincil enerji yoğunluğunda küçük de olsa bir azalma sağlamıştır.[2]

Türkiye, birincil enerji yoğunluğu açısından, gelişmiş ülkelerle kıyaslamasında; "enerji yoğun" ekonomilerden birisi olarak değerlendirilebilir. 2009 yılı OECD ortalaması olan 0.18 TEP/dolar 1000 Gayrisafi Yurt İçi Milli Hâsıla'yla karşılaştırıldığında, Türkiye'de 0.27 değeriyle 1000 dolar GSYMH üretmek için daha fazla enerji harcanmaktadır (2000 yılı ABD doları sabit değeriyle). Birincil enerji yoğunluğu AB'nin ortalama değerleriyle de mukayese edildiğinde oldukça yüksektir; 2007 yılında Türkiye'nin enerji yoğunluğu Euro bazında 251 KEP/1,000 € iken, AB'nin ortalama değeri 169'dur.
Ancak, kişi başına elektrik enerjisi tüketimi, 2009 yılı OECD ortalaması olan 8.012 kWh ile mukayese edildiğinde, 2.296 kWh (ETKB 2010 değeri 3010 kWh) ile kişi başına elektrik tüketimi düşük OECD üyesi ülkelerden birisidir.[3]

[1] ODYSSEE veri tabanı.
[2] World Energy Council 2010-Energy Efficiency: A Recipe for Success
[3] IEA, Key Energy Statistics, 2011.

Tablo 14.1: Seçilmiş Bazı Ülkelerde Enerji Göstergeleri, 2009 Yılı Değerleri

Bölge/Ülke	Nüfus (Milyon)	GSYMH (Milyar Dolar $_{2000}$)	Birincil Enerji Tüketimi (BET) (mTEP)	BET / Nüfus (TEP/kişi)	Elektrik Tüketimi/ Nüfus kWh/kişi)	Enerji Yoğunluğu (TEP/1000 Dolar $_{2000}$)	Karbondioksit Yoğunluğu (kg CO_2/ Dolar$_{2000}$)
DÜNYA	**6,761**	**39,674**	**12,150**	**1.80**	**2,730**	**0.31**	**0.73**
OECD	**1,225**	**29,663**	**5,238**	**4.28**	**8,012**	**0.18**	**0.41**
TÜRKİYE	**72**	**357**	**97,7**	**1.36**	**2,296**	**0.27**	**0.72**
Çin	1,331	2,938	2, 257	1.70	2,631	0.77	2.33
ABD	308	11,357	2,162	7.03	12,884	0.19	0.46
Almanya	82	1,999	555	3.89	6,781	0.16	0.38
Japonya	127	4,872	472	3.71	7,833	0.10	0.22
Fransa	65	1,473	483	3.97	7,494	0.18	0.24
İngiltere	62	1,677	196	3.18	5,693	0.12	0.28
Danimarka	6	167.7	18,6	3.37	6,248	0.11	0.28
İtalya	60	1,111	165	2.74	6,648	0.13	0.40
İspanya	46	713	126	2.75	6,004	0.18	0.40
Hollanda	17	433	78	4.73	6,897	0.18	0.41
Yunanistan	11	168	30	2.61	5,540	0.18	0,54
Portekiz	11	123	24	2.27	4,815	0.20	0.43
Bulgaristan	8	19	17,48	2.30	4,401	0.91	0.56
Çekoslavakya	11	76	42	4.00	6,103	0.55	1.45
Meksika	107	724	174	1.63	2,026	0.24	0.55
Endonezya	230	258	202	0.88	609	0.78	1.46

2000 yılı ABD dolar değeri bazında GSYMH

Kaynak: *IEA, Dünya Enerji İstatistikleri(Key Energy Statistics), 2011*

Bununla beraber satın alma gücüne göre düzeltilmiş değerlerle Türkiye'nin enerji yoğunluğu değeri 0.11 olmakta ve Uluslararası Enerji Ajansı Avrupa bölgesinin ortalama değerinden % 12 daha düşük olarak gözükmektedir. Enerji yoğunluğu değeri, Avrupa da 1978–2008 döneminde % 30'un üzerinde düşerken, Türkiye'nin değeri aynı dönemde fazla bir değişim göstermemiştir. Gerçekte, yapılan çalışmalarla bazı sektörlerde enerji yoğunluğu değerleri düşmesine rağmen, gelişme ve refah artışından dolayı bu durum, ekonominin genel enerji yoğunluğuna yansımamış gözükmektedir.[4]

Diğer taraftan, nihai kullanım enerji verimliliğinin daha net olarak bir karşılaştırması için, mukayesenin GSMYH Satın Alma Gücü Paritesi (SAGP) bazı ile *nihai enerji tüketim* rakamları arasında yapılması gerekmektedir. 2008 yılı için Türkiye enerji tüketiminin enerji yoğunluğu, 3 misli kişi başı milli gelire sahip gelişmiş ülkelerden, SAGP kıyaslamasıyla hâlâ % 30 daha yüksektir.

Aslında Türkiye'nin hem milli gelirinde, hem de nihai enerji yoğunluğunda, 1990-2008 arasında bir iyileşme görülmüştür, ancak diğer birçok ülkeyle kıyaslandığında gösterilen gelişme çok kayda değer değildir. Bu durum, milli geliri attırırken, enerji verimliliği iyileştirmeleri için değerlendirmeyi bekleyen önemli bir potansiyelin varlığını göstermektedir.

[4] Kaynak: Energy Balances of OECD Countries, IEA/OECD Paris, 2009 and National Accounts of OECD Countries, OECD Paris, 2009

Sonuç olarak yapılabilecek yorumlar özetle aşağıdaki gibidir;

- Enerji yoğunluğu eğilimlerinde geçtiğimiz yıllarda diğer gelişmiş ülkelere kıyasla önemli bir düşme trendi yakalanamıştır.
- Türkiye'nin mevcut enerji yoğunluğunu düşürmek için önemli bir potansiyel mevcuttur.
- GSYMH ve kişi başına enerji tüketiminin büyüme potansiyeli vardır ve kaçınılmazdır. Bunun düşen enerji yoğunluğuyla birlikte sağlanması gerekmektedir.

Türkiye enerji tüketimindeki hızlı büyüme eğiliminden dolayı büyük bir tasarruf potansiyeline sahiptir. EİE'nin çalışmaları ülkede 2020 yılında 222 milyon TEP birincil enerji talebi içinde yaklaşık % 15 enerji tasarrufu (30 MTEP) potansiyeli bulunulabileceğini göstermektedir. Diğer taraftan Dünya Bankası tarafından yapılan bir çalışmada ise % 27 enerji tasarrufu potansiyelinin varlığına işaret edilmektedir. Ancak belirtilen tüm bu değerlerin kapsamlı analiz çalışmalarıyla teyit edilmesine ve sektörlere göre tekrar değerlendirilmesine ihtiyaç olmakla birlikte; enerji yoğunluğu kıyaslamaları bu toplam potansiyeli doğrular niteliktedir.

Sanayi ve bina sektörleri EV iyileştirmesi için en fazla imkânı sunan sektörlerdir; ayrıca sektörler arasında potansiyel enerji verimliliği kazancında farklılıklar olmasına rağmen, sanayi sektöründeki büyük miktardaki enerji tüketimi bu sektörü EV yatırımlarının teşviki için hedef sektör haline getirmektedir. Ayrıca, bina sektörünün daha yüksek oranda verimlilik kazancı sağlama potansiyeli mevcuttur; çünkü eski binalarda şimdiye dek fazla bir şey yapılmamıştır ve yeni binaların tabii olacağı bugün geçerli olan şartları belirleyen yönetmeliklerin öngördüğü şartlar, Avrupa'da benzer derece-gün şartlarına sahip ülkelere kıyasla % 30 daha verimsizdir. 2000 öncesinde yapılmış binalar bugünkü yönetmeliklere göre iki misli enerji harcamaktadır. Bina mevzuatında önemli bazı revizyonlar yapılmış Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği çıkarılmış ve etiketleme yönetmelikleri yürürlüğe konmuş olmasına rağmen, mevcut enerji verimi düşük bina stoku ve buzdolabı, klima, kazan gibi kurulu cihazlar henüz elde edilmemiş büyük bir EV potansiyeli sunmaktadır. 6-7 milyon binanın enerji tüketimini yarıya yarıya azaltacak kapsamlı bir rehabilitasyon hareketine ihtiyaç vardır. Bu girişimin yüz binlerce iş yaratabilme potansiyeline de sahip olabileceği yurt dışındaki birçok uygulamadan çıkan sonuçlarla değerlendirilmektedir.

Sonuç olarak; enerji verimliliği enerji tüketimindeki azalma itibarıyla enerji sektörünü ilgilendirmektedir. Ancak bu sonuca gitmek için alınacak önlemlerin hemen hemen tamamı sektörü yöneten Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının sorumluluk ve idare alanının dışındadır. Bu nedenle diğer sektörlerdeki verimlilik odaklı politika ve uygulamaların ilgili bakanlıklarca kendi politikaları kadar öncelikli olarak benimsenmesi gereklidir. Bu nedenle; ortak strateji, kapsamlı mevzuat ve yeterli mali kaynak enerji verimliliğinin sağlanmasındaki olmazsa olmazlardır. Karar vericiler tarafından. "alçakta asılı meyve" olan enerji tasarrufu, artık görmemezlikten gelinmemelidir. Bunun için tüm kamu kurumları ve yerel yönetim yöneticileri enerji verimli yönetim ve yaşama pratiğini içselleştirmelidir.

Sivil Toplum kuruluşları, meslek odaları ve üniversitelerin mevzuattan başlayarak her aşamada daha fazla katılımcı olmalarına olanak tanınmalı, yapılan yapıcı eleştirilerin ve katkıların, bu kuruluşların üyelerinden; yani yaygın tabanlarından alınan geri beslemelerden kaynaklanmış olması nedeniyle mutlaka değerlendirmeye alınması gerektiği unutulmamalıdır.

Bu bölümde özet olarak verilmiş olan değerlendirmeler, TMMOB Makina Mühendisleri Odası tarafından yayınlanan Dünyada ve Türkiye'de Enerji Verimliliği Oda Raporu'nda daha detaylı olarak açıklanmaktadır. Enerji verimliliğinin geliştirilmesi ilgili tespit ve önerilerimiz Sonuç ve Öneriler bölümünde detaylı olarak yer almaktadır.

15. SONUÇ VE ÖNERİLER

Dünyada son yıllarda yaşanan birçok gelişme doğrudan ve dolaylı olarak yenilenebilir enerji kaynaklarının teknolojileri, bu kaynaklardan enerji üretim maliyetleri ve piyasa payları üzerinde önemli etkiler yaratmaktadır. Geçtiğimiz yıl dünya çapındaki bazı kazalar ve olaylar fosil enerji kaynaklarına ve hatta nükleer enerjiye yüksek bağımlılığın; güvenlik, ekonomi ve insani maliyetlere etkisini bir kez daha ortaya koymuştur. Meksika Körfezindeki petrol sızıntısının neden olduğu büyük hasar, ekonomiyi ve bölge insanını etkilemeye devam etmektedir. Japonya Fukuşhima'daki nükleer felaketin yıkıcı etkilerinin yüzyıllarca süreceği bilim insanları tarafından belirtilmektedir. Bu nedenle özellikle bu talihsiz olay, pek çok ülkede nükleer enerjinin rolünü yeniden düşünmeye yol açmıştır. Almanya gibi ülkeler iklim değişikliği hedefleri doğrultusunda; nükleer enerjiyi yenilenebilir enerji ve enerji verimliliğiyle ile ikame etmek üzere planlarını kamuoyuyla paylaşmaktadır. Dünyadaki bu son gelişmeler sonrasında, nükleerin payının azaltılması ve bazı ülkelerde de, tedrici olarak devreden çıkarılması alternatifi tartışılırken, açığın nasıl kapatılacağı hususunda dikkatler, doğal gazın yanı sıra yine yenilenebilir kaynaklara dönmüş durumdadır.

Son birkaç yılda sıkı iklim değişikliği hedef ve politikaları nedeniyle yenilenebilir enerji kaynakları, çok yüksek bir küresel performans göstermiş ve REN21's *Renewables Global Status Report (GSR), 2011*'de belirtildiğine göre 2010`da nihai enerji tüketiminin yaklaşık % 20`si bu kaynaklardan karşılanmıştır. Yenilenebilir enerji kaynakları kurulu gücü, toplam dünya kurulu kapasitesinin dörtte birine ulaşırken, elektrik üretiminin de hemen hemen beşte biri yenilenebilir enerji kaynaklarından elde edilmiştir. Yine aynı rapora göre dünyada yaşanan ekonomik durgunluğa rağmen, toplam enerji yatırımları içindeki yenilenebilir enerji ve yakıtlarla ilgili yatırımlar, 2010 yılında yeni bir rekor kırmıştır. Bir önceki yıl 160 milyar dolar olarak gerçekleşen yatırımlar, % 32 artışla 211 milyar dolara ulaşmıştır. Bu durum, küresel olarak fosil yakıtların üretiminin ve tüketiminin yaklaşık yarım trilyon dolar gibi büyük bir bedelle sübvanse edildiği bir dönemde gerçekleşmiştir.

Dünya enerji sektörü, iklim değişikliğinin korkulan sonuçları nedeniyle radikal bir yapısal değişimin eşiğindedir. Özellikle yeterli fosil kaynaklara sahip olmayan ve enerjide dışa bağımlılığı artan sanayileşmiş ülkeler bu radikal değişim sürecinde, hem güvenli enerji kaynaklarına yönelme hem de yenilenebilir enerji ve temiz teknolojileri satma yoluyla ekonomilerini güçlendirerek krizi fırsata çevirmeye çalışmaktadır. Önümüzdeki dönemde dünyanın güçlü ülkeleri bir yandan fosil kaynaklar üzerindeki etkinliklerini sürdürmeye çalışırken, diğer yandan yeni teknoloji pazarındaki paylarını artırmak üzere rekabet edeceklerdir. Teknoloji pazarındaki en önemli gelişme de Çin'in bu pazarda gittikçe güçlenen pozisyonudur. Yenilenebilir enerji kaynaklarında en fazla üretim kapasitesi artışı yapan Çin, yenilenebilir enerji kaynakları ekipman üretim piyasasında rüzgar ve PV (fotovoltaik) ekipman üretiminde öne geçmiş, böylece bu alanda öncülük Avrupa'dan Asya`ya kaymıştır. Yenilenebilir enerji yatırımlarında yer alan farklı bileşenlerin üretiminin, istihdam üzerinde de çok önemli etkileri bulunmaktadır. Bu şekilde dünyada artan yenilenebilir enerji yatırımlarının milyonlarla ifade edilen istihdam yarattığı hesaplanmaktadır.

Görüldüğü gibi yenilenebilir enerji, bir zamanlar petrolde olduğu gibi ekonomiler için çok yönlü olarak yarattığı etkilerle enerji sektöründe önemli bir bileşen haline gelmeye başlamıştır.
Potansiyelinin oldukça önemli bir bölümü hala değerlendirilmeyi bekleyen yenilenebilir enerji kaynaklarının, Türkiye'nin enerji bağımsızlığında önemli bir rol üstlenebileceği kesindir. Enerji bağımsızlığı savaşını kazanmak Türkiye'nin önündeki önemli bir görevdir. Enerji ithalatı ve ithal teknoloji bağımlılığı, Türkiye'nin dış ticaret dengesi üzerinde olumsuz etki yaratan en önemli faktörlerdir. Bu

alana mutlaka müdahale gereklidir. Mevcut yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları potansiyelini değerlendirmek üzere her yıl birkaç milyar dolarlık yatırım yapılması gerektiği düşünüldüğünde mutlaka stratejik bir yaklaşım ortaya konulmalı, her bir kaynak için verimlilik standartları belirlenmeli ve kabul edilebilecek alt limitler belirlenmelidir.

EPDK analizlerine göre Türkiye'nin 2010–2030 döneminde önemli bir bölümü yenilenebilir enerji olan enerji yatırımı ihtiyacı toplam olarak 225–280 milyar dolardır. Bu büyük tutarın azami bölümünün yurt içinde kalabilmesi için enerji üretim ekipmanlarının yerli üretiminin yanı sıra, enerji yatırımlarında ihtiyaç duyulan tasarım, avan ve detay mühendislik, teknik iş gücü ve müteahhitlik hizmetlerinin yerli kuruluşlarca yurt içinden karşılanması esas olmalı ve kamu-üniversite-sanayi işbirliğiyle proje-tasarım konularında çalışılmalıdır.

TÜBİTAK, üniversiteler, üretici sanayi kuruluşları, meslek örgütlerinin katılımıyla; rüzgar türbinleri bileşenlerinin, fotovoltaik panellerin, yoğunlaştırmalı güneş elektrik üretim sistemleri bileşenlerinin, jeotermal ve biyokütle ekipmanlarının, hidrolik türbinlerin, kömür yakan kazanların, buhar türbinlerinin, doğal gaz yakıcı ve kazanlarının, yurt içinde üretimini öngören strateji ve planlar geliştirilmeli ve uygulanmalıdır. Enerji sektörü içinde yenilikçi bir organizasyonla kamu, yol gösterici ve yönlendirici olmalıdır.

Son zamanlarda uluslararası finans kuruluşlarının özelikle yenilenebilir enerji için Türkiye'ye sundukları cazip finansman olanaklarının arkasında yeni bir "teknoloji pazarı" yaratma ve bu pazara gelişmiş ülkelerde imal edilen ürün ve ekipmanları satma düşüncesinin bulunduğu unutulmamalıdır. Türkiye yenilenebilir potansiyeli yüksek bir ülke olarak, gerekli yatırımlar için politikasını düzenlerken, bu teknoloji pazarında kendi teknolojisiyle var olmalıdır.

Hızlı bir sürece giren yenilenebilir enerji yatırımlarının yerli üretimle yapılması önemli ekonomik ve sosyal etkilere sahiptir. Yerli üretimi desteklemek üzere 6094 sayılı Kanun Değişikliğiyle getirilen yerli üretime ilave teşvikler konusu özellikle güneş enerjisi sektörünün yeni gelişmeye başladığı ülkemizde önemli bir husustur. Bununla birlikte Kanun'la yerli üretim konusunda sağlanan teşvikler, yenilenebilir enerjiden elektrik üretiminin yaygınlaştırılmasını sağlamaya yönelik dolaylı teşvik niteliğindedir. Daha doğrudan ve etkin teşviklere ihtiyaç duyulmaktadır. Yerli yenilenebilir enerji endüstrisinin gelişimini doğrudan destekleyecek ve imalat endüstrisi için uygun bir ortam yaratacak -yerli iş gücüne ödenen ücretlere vergi muafiyeti, güneş teknolojisi alıcı ve satıcılarına uygulanacak KDV veya gelir vergisi indirimleri, ARGE destekleri, yerli ara malzeme ve bileşen üreticilerine uluslararası kalite ve standartta üretim yapmalarının ve ürünlerinin kalite ve güvenirliğini teşvik edecek uluslararası test ve sertifikasyon programlarına katılımları yönünde ilave destekler de verilmelidir. Bu şekilde hızlı bir teknoloji gelişimi de sağlanabilecektir. Yenilenebilir enerjinin daha fazla ve hızlı olarak sisteme dahil olması için bir ARGE stratejisinin de belirlenmesine ihtiyaç bulunmaktır. ENAR programı stratejisi açıklanmalıdır.

Yatırım süreçlerinde, kamunun düzenleyici uygulamaları ve denetleyici rolü önemlidir. Son günlerde HES'lerde yaşandığı üzere, bölge halkının haklarına ve yararlarına tecavüz eden, doğal çevreyi suiistimal eden ve tarımsal alanları, sit alanlarını, meraları ve orman alanlarını yok eden girişimlerin yarattığı problemlerin halkın ve doğanın çıkarları doğrultusunda çözümü sağlanmalıdır. Bu sorunların son aylarda yarışma süreci tamamlanan rüzgar enerjisi projeleri olmak üzere diğer yenilenebilir enerji projelerinde de yaşanmaması için gerekli önlemler halkın görüşleri ve istemleri göz önüne alınarak alınmalıdır. Yenilenebilir enerji kaynakları yatırımlarına halkın gösterdiği haklı yerel tepkilerde bir

artış gözlenmektedir. Enerji yönetimi bu konuya eğilerek çevresel tahribata yol açan yatırımları yakından izlemeli ve gerekli önlemleri hızla almalıdır.

Dünyadaki ekonomik, politik ve teknolojik gelişmeleri göz önüne alarak, ülkemiz koşullarına uygun ve ülke ve halkın çıkarlarını gözeten, "Genel Enerji Stratejisi" ve "Yerli ve Yenilenebilir Enerji Stratejisi" Belgelerinin,Yol Haritalarının ve Eylem Planlarının ivedilikle hazırlanmasını ve bu plan ve stratejilerle uyumlu desteklerin ivedilikle yaşama geçirilmelidir.

Bu noktada ülkemiz yetkililerini, dışa bağımlı enerji politikalarından uzaklaşmaya, serbestleştirme ve özelleştirmeyi değil, kamusal planlama ve üretimi esas almaya, yerli kaynak kullanımına öncelik vermeye, halkın ve sanayinin üzerindeki mali yükleri almak üzere enerji maliyetlerinin düşürülmesi için gerekli önlemleri almaya çağırıyoruz.

Öneriler:

15.1 Genel Politikalar

- Enerjiden yararlanmak çağdaş bir insan hakkıdır. Bu nedenle, enerjinin tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve sürdürülebilir bir şekilde sunulması temel bir enerji politikası olmalıdır.Enerji üretiminde ağırlık; yerli, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarına verilmelidir. Enerji planlamaları, ulusal ve kamusal çıkarların korunmasına ve toplumsal yararın arttırılmasını, yurttaşları ucuz, sürekli ve güvenilir enerjiye kolaylıkla erişebilmesini hedeflemelidir.
- TMMOB Makina Mühendisleri Odası enerjiyle ilgili tüm kurumların çalışmalarında şeffaflaşmasını, bilgilerin yaygınlaşmasını, herkesçe erişilebilir ve kullanılabilir olması gerektiğini savunmaktadır. Kurumların yaptığı ikili anlaşmaların ticari sır içeren hükümleri belki kamuoyunun yaygın bilgisine sunulmayabilir; ancak hiçbir anlaşma ülke çıkarlarının üzerinde olamaz, hiçbir bilgi bir ülkenin kurumlarından ve yurttaşlarından saklanamaz. Ülke çıkarlarını koruma görevi de yalnızca gizlenen anlaşmaları imzalayan kamu görevlilerinin tekelinde olamaz.
- Türkiye bugüne kadar enerji ihtiyacını esas olarak yeni enerji arzıyla karşılamaya çalışan bir politika izlemiştir. Dağıtımda, kaçaklarla birlikte % 15 civarındaki kayıplar ve nihai sektörlerde yer yer % 50'nin üzerine çıkabilen enerji tasarrufu imkanları göz ardı edilmiştir. Enerji ihtiyacını karşılamak üzere genelde ithal enerji kullanılmış ve ithalata dayalı yüksek maliyetli yatırımlar yapılmış, diğer yandan enerji kayıpları devam ederek, enerjideki dışa bağımlılık Türkiye için ciddi boyutlara ulaşmıştır. Bu nedenle bundan sonra izlenmesi gereken politikanın sloganı *"önce enerji verimliliği için yatırım yapılması, bu yatırımlarla sağlanan tasarruflar yeterli olmaz ise, yeni enerji üretim tesisi yatırımı"* olmalıdır. Önümüzdeki yıllarda yaşanması beklenen enerji sıkıntısının aşılması ve bir an önce uyumlaştırılması gereken Türkiye iklim değişikliği politikası için yapılması gereken en önemli ve öncelikli uygulama, tasarrufa, yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarına yatırımdır.
- Ülkemizde enerji sektöründe 1980'lerden bu yana uygulanan politikalarla toplumsal ihtiyaçlar ve bunların karşılanabilirliliği arasındaki açı her geçen gün daha da artmaktadır. Enerji politikaları üretimden tüketime bir bütündür, bu nedenle bütüncül bir yaklaşım esas olmalıdır. Ülkemiz gerçekleri de göz önüne alınmak şartıyla, enerji sektörünün gerek stratejik önemi, gerekse kaynakların rasyonel kullanımı ve düzenleme, planlama, eşgüdüm ve denetleme faaliyetlerinin koordinasyonu açısından merkezi bir yapıya ihtiyaç vardır.

- ETKB, enerji konusunda ülke ve toplum çıkarları doğrultusunda temel stratejiler, politikalar geliştirmek ve uygulamakla yükümlüdür. ETKB, 2011 sonunda, bir Kanun Hükmünde Kararname'yle yeniden yapılandırılmıştır. Bu çerçevede, ana çalışma alanı yenilenebilir enerji ve enerji verimliliği olan EİE kapatılmış; yerine Bakanlık çatısı altında Yenilenebilir Enerji Genel Müdürlüğü kurulmuş ve ne yönde gelişeceği belli olmayan bir değişim sürecine girilmiştir. ETKB güçlendirilmeli, politize olmamış, teknik yönden kuvvetli uzmanlar ve liyakatli kadrolar istihdam etmelidir. Güçlü bir ETKB'nin ülke çıkarlarına uygun politikalar geliştirmesi ve uygulaması sağlanmalıdır. Yetişmiş ve nitelikli insan gücümüz özelleştirme uygulamaları ve politik müdahalelerle tasfiye edilmemelidir. Enerjinin üretimi ve yönetiminde en temel unsur olan insan kaynağımızın eğitimi, istihdamı, ücreti vb. konular enerji politikalarının temeli olmalıdır.
- Enerji politikaları üretimden tüketime bir bütündür, bu nedenle bütüncül bir yaklaşım esas olmalıdır. Türkiye Genel Enerji Strateji Belgesi ve Faaliyet Planı ve buna bağlı Yenilenebilir Enerji Stratejisi ve Faaliyet Planı oluşturulmalıdır. Bu strateji belgeleri tüm ilgili tarafların yer aldığı katılımcı bir süreçle hazırlanmalıdır. Toplumun tüm kesimlerinin ve konunun tüm taraflarının görüşlerini ifade edebileceği geniş katılımlı bir Ulusal Enerji Platformu oluşturulmalıdır. Ayrıca ETKB bünyesinde, bu platformla eşgüdüm içinde olacak bir Ulusal Enerji Strateji Merkezi kurulmalıdır. Bu merkezde yerli kaynaklar ve yenilenebilir enerji kaynakları dikkate alınarak enerji yatırımlarına yön verecek uygulanabilir ve gerçekçi enerji arz talep projeksiyonları katılımcı bir şekilde hazırlanıp uygulamaya konulmalıdır.
- Mevcut yasal düzenlemeyle oluşturulan yapının kurgusunda, yeni üretim yatırımlarının serbest piyasa koşullarında ve tümüyle piyasa katılımcılarının inisiyatifinde gerçekleşmesi şeklindedir. EPDK tarafından verilen lisans uygulaması süreci değiştirilmeli, belirlenen plan dahilinde yıllara göre kurulacak yeni üretim kapasitesinin kaynak, verimlilik, maliyet, finans sağlama olanakları göz önüne alınarak yatırımların önü açılmalı, bu kapsamda gerekirse yatırımcıya tesis kurma izni verilmelidir. Özet olarak elektrik üretim tesisi yatırımlarının her aşaması kamu tarafından planlanmak, yönetilmek, yönlendirilmek ve denetlenmek kaydıyla, bu yatırımların doğrudan kamu ve özel sektör tarafından gerçekleştirilmesi sağlanmalıdır.
- TEİAŞ tarafından hazırlanan önümüzdeki dönemi kapsayan "Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyon (2010–2019) Çalışması" yenilenebilir enerji kaynaklarının azami olarak değerlendirilmesini hedeflememekte, yenilenebilir enerjiye dayalı üretim yatırımlarının düşük kapasitede tesisini öngörmektedir. Şebeke bağlantısıyla ilgili mevcut sınırlamalar ve sistem kısıtlarının aşılmasına yönelik çalışmalar mevcut üretim, iletim ve dağıtım birimlerinde gerekli ölçüm ve izleme programları kullanılarak artırılmalı/kaldırılmalıdır. Yerli ve yenilenebilir enerjiye dayalı elektrik ve yakıt üretim hedefleri kısa-orta-uzun vadeli olarak belirlenmeli, bu hedefler tüm resmi strateji ve politika dokümanlarıyla uyumlu olmalıdır.
- Elektrik enerjisi talebinin önümüzdeki dönemlerde hızlı artacağının ve buna bağlı olarak yeni üretim tesislerinin fazla miktarda yapılması gerektiği göz önünde bulundurulduğunda bir üretim tesisinin başvuru aşamasından işletmeye giriş aşamasına kadar olan tüm süreç belirli ilkeler çerçevesinde gerçekleşmelidir. Bu ilkelerin sağlıklı ve toplumsal ekonomik çıkarlar göz önüne alınarak belirlenmesi gerekmektedir. Yukarıda da söylendiği gibi, elektrik enerjisi ihtiyaç duyulduğu anda üretilmesi gereken bir ürün olduğu, yüksek maliyetli ve uzun süreli yatırımlar gerektirdiği için kesinlikle bir plan çerçevesinde hareket edilmelidir. Kısaca, halen devam eden, isteyenin, istediği yerde, istediği kapasitede, istediği zamanda, istediği kaynağa bağlı olarak ve karşılaştığı verimlilikte elektrik üretimi yatırımı yapılması uygulaması yerine; ihtiyaç

duyulan yıllık kapasite büyüklüğü, kaynak ve işletmeye girmesi gereken tarihin belirlendiği planlar dahilinde bu yatırımların gerçekleştirilmesi yoluna bir an önce geçilmelidir. Mevcut yapılarıyla ETKB ve TEİAŞ bu görevi başarıyla yerine getirebilecek kapasitedirler. Elektrik üretim yatırımların gerçekleşmesinin izlenmesi, Fransa, Yunanistan, Portekiz'in bulunduğu bazı Avrupa ülkelerinde olduğu gibi, düzenleyici kurum tarafından değil hükümet adına Bakanlık veya yetkili ihtisas kurumu tarafından yapılmalı ve olası gecikmelere en kısa sürede çözüm aranarak yatırımların gecikmesinin önüne geçilmelidir. Düzenleyici kurumların görevi elektrik sisteminin ileriye yönelik tasarım ve gelişmelerini oluşturmak değil, mevcut sistemde uygulamaya yönelik düzenlemeler ve denetlemeler yapmaktır. İleriye yönelik gelişmelerin kararının verilmesi önemli bir devlet politikası olduğu için, bu görev siyasi otorite olan hükümet adına Bakanlık tarafından Ulusal Enerji Platformunun görüşleri ve Ulusal Enerji Strateji Merkezinin önerileri dikkate alınarak yerine getirilmelidir.

- Elektrik enerjisi faaliyetlerinin kamu hizmeti olduğu gerçeği kabul edilmeli ve yasada yer alacak hususlar buna göre düzenlenmelidir.
- Kamunun da yatırım yapması kabul edilmeli ve yapması sağlanmalıdır.
- Elektrik sektöründeki faaliyetlerde planlama gerekliliği kabul edilmelidir. Bu planlama, birincil enerji kaynağı kullanımında dışa bağımlılık, sürdürülebilirlik ve maliyet unsurlarını kısaca arz güvenilirliği unsurlarını içermelidir. Gerek özel sektör gerek kamu sektörü yatırımları için bu planlamaya uymak zorunluluğu getirilmelidir.
- Elektrik sektörü yatırımlarının yapılabilmesi için gerek kamu gerek özel sektör yatırımları için uygulanabilecek bir finansman politikası oluşturulmalıdır.
- Kamunun yatırım yapabilmesi için özelleştirmeler durdurulmalı, kamunun elektrikten elde ettiği ve edeceği gelirler elinden alınmamalıdır.
- Mevcut yasal düzenlemeyle oluşturulan yaklaşımda yeni üretim yatırımlarının serbest piyasa koşullarında ve tümüyle piyasa katılımcılarının inisiyatifinde gerçekleşmesi, en azından Türkiye gibi yıllık elektrik talebinin kriz dışı olağan koşullarda hızlı artmasının beklendiği ülkelerde, pek olası görülmemektedir. Yukarıda da belirtildiği üzere yeni yatırımların gelmesi konusunda oldukça büyük belirsizlikler bulunmaktadır. Bu yaklaşımla gereken yatırımların zamanında gelemeyeceği gibi bazı dönemlerde atıl yatırım yapılması riski de bulunmaktadır. Mevcut yaklaşımın bir an önce değiştirilerek ileriye yönelik elektrik enerjisi ihtiyacı yıllara göre belirlendikten sonra kaynakların kullanılma politikaları da belirlenerek yıllık kapasite ihtiyacı, kaynak çeşidi ve kapasite kurulmasının zamanlaması bir plan dahilinde belirlenerek uygulamaya geçilmelidir. EPDK tarafından verilen lisans uygulamasının süreci değiştirilmeli, belirlenen plan dahilinde yıllara göre kurulacak yeni üretim kapasitesinin kaynak, verimlilik, maliyet, finans sağlama olanakları göz önüne alınarak yatırımların önü açılmalı, bu kapsamda da gerekirse yatırımcıya tesis kurma izni verilmelidir. Özet olarak elektrik üretim tesisi yatırımlarının her aşaması kamu tarafından planlanmak, yönetilmek, yönlendirilmek ve denetlenmek kaydıyla, bu yatırımların doğrudan kamu ve özel sektör tarafından gerçekleştirilmesi sağlanmalıdır.
- Enerji planlamaları, bir ülkenin geleceği, refahı ve aynı zamanda krizlerinde de etkin olmaktadır. Ülke enerji yönetimlerinin ileriye dönük planlama hatası yapma rahatlığı bulunmamaktadır. Hata yapıldığında bunun bedelinin çok ağır/ pahalı ödendiği görülmektedir. Ülkemiz gerçekleri de göz önüne alınmak şartıyla, enerji sektörünün gerek stratejik önemi gerekse kaynakların rasyonel kullanımı açısından düzenleme, planlama, eşgüdüm ve denetleme faaliyetlerinin koordi-

nasyonu için merkezi bir yapıya ihtiyacı vardır. Bu çerçevede enerji sektöründe yapılacak yeni yatırımların lisanslanması, teknik açıdan denetlenmesi ve gerekli yatırım ihalelerinin yapılması da dahil olmak üzere ETKB'nin yukarıda belirtilen asli görevlerini ifa etmesi; EPDK'nın ise oluşturulmakta olduğu öne sürülen enerji piyasalarındaki düzenleme ve denetimler ile müteakip yaptırımları belirleyen kuruluş rolüne dönmesi daha gerçekçi bir yapı olarak düşünülmektedir. Bu bağlamda enerji sektöründeki kamu kuruluşlarının küçültülmesi, bölünmesi ve işlevsizleştirilmesi uygulamaları son bulmalıdır.

- Enerji sektöründe süregelen ve sorunlara çözüm getirmediği ortaya çıkan kamu kurumlarını küçültme, işlevsizleştirme, özelleştirme amaçlı politika ve uygulamalar son bulmalı; mevcut kamu kuruluşları etkinleştirilmeli ve güçlendirilmelidir. Bu kapsamda; doğal gaz ve petrol arama, üretim, iletim, rafinaj, dağıtım ve satış faaliyetlerinin entegre bir yapı içinde sürdürülmesi için BOTAŞ ve TPAO, Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu bünyesinde; elektrik üretim, iletim, dağıtım faaliyetlerinin bütünlük içinde olması için de, EÜAŞ, TEİAŞ, TEDAŞ, TETAŞ, eskiden olduğu gibi Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) bünyesinde birleştirilmelidir.
- Kamu İhale Kanunu'nda sadece ilk satış fiyatı ucuz olanı seçme zorunda bırakan uygulama değiştirilmelidir. Değerlendirmelerde satın alınacak ekipmanın ve tesislerin, ilk yatırım bedellerinin yanı sıra ekonomik ömürleri boyunca işletme ve bakım giderlerini de gözeten ölçütler kullanılmalıdır.
- Yetişmiş ve nitelikli insan gücümüz özelleştirme uygulamaları ve politik müdahalelerle tasfiye edilmemelidir. Enerjinin üretimi ve yönetiminde en temel unsur olan insan kaynağımızın eğitimi, istihdamı, ücreti vb. konular enerji politikalarının temeli olmalıdır.
- Santral kurulacak yerlerin envanterleri önceden çıkarılmalıdır. Belirlenecek alanların, tarım, çevre ve imar vb. arazi kullanımı açısından diğer kullanım alanlarıyla çakışmamasına ve bölge halkının yaşam hakkını olumsuz yönde etkilememesine azami dikkat gösterilmelidir. ÇED süreçleri enerji yatırımlarının bölge halkının toplumsal yaşamına etkilerini de değerlendirecek bir içerikte yapılmalıdır.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının yerinden üretim kaynakları olması nedeniyle iletim ve dağıtım kayıplarını minimize edecek şekilde ve üretilen enerjinin azami olarak bölgede tüketimi sağlanacak şekilde planlaması yapılmamaktadır. Üretilen enerjinin iletimi/dağıtımı zorunlu ise şebeke bağlantısı açısından izin verilebilir kapasiteler ve alanlar, ilgili kurumlar tarafından öncelikle belirlenmelidir.
- Enerji yatırımlarında çevreye verilen zararın asgariye indirilmesi temel bir ilke olmalıdır. ÇED raporları ve EPDK lisans detaylarına ulaşımda, kamuoyu için saydamlık sağlanmalı, detaylarda, proje gelişim raporlarında, aylık güncelleme yapılmalıdır. Tüm enerji yatırımlarında istisnasız olarak, lisans verilmeden önce "ÇED Uygundur" Belgesi'nin alınması zorunlu olmalıdır. "ÇED Uygundur" Belgesi alamayan kuruluşlara lisans verilmemelidir, Daha önce lisans almış olup da, "ÇED Uygundur" Belgesi alamayanlar ile mevcut ÇED belgeleri iptal edilen yatırımların lisansları gecikmeksizin iptal edilmelidir. Lisans almış dahi olsalar HES kurulu gücüne bakılmaksızın tüm hidroelektrik santraller için ÇED raporları istenmelidir. ÇED, projenin ayrılmaz ve bütünleyici bir parçası olmalıdır. ÇED raporları sadece dosyada olması gereken bir doküman olarak değerlendirilmemeli, genel olarak tüm enerji yatırımları, özel olarak tüm hidroelektrik santraller için gerçek anlamıyla uygulanmalıdır. Tesis işletmeye açıldıktan sonra da ÇED Raporu'nu gereğinin yapılıp yapılmadığını tespit edebilecek kontrol mekanizmaları geliştirilmeli ve yöre halkının istek ve şikâyetlerini hızlı bir şekilde inceleyebilecek kurumsal bir yapı olmalıdır.

- Milli Park, Tabiat Parkı, Tabiat Anıtı ile Tabiatı Koruma Alanlarında, Muhafaza Ormanlarında, Yaban Hayatı Geliştirme Sahalarında, Özel Çevre Koruma Bölgelerinde ilgili Bakanlığın, Doğal Sit Alanlarında ise ilgili koruma bölge kurulunun olumlu görüşü alınmak kaydıyla yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulmasına izin verilmelidir Aksi halde yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulması ülkenin doğasının tahrip edilmesine flora ve fauna kaybına ve yerli halkla yeni bir çatışma alanının yaratılmasına yol açabilir. Bu tür alanlarda verilecek izinlerde objektif kriterler belirlenmeli ve enerji projelerinde yer seçiminden-proje fizibilitesi-montaj-işletme aşamalarına kadar tüm süreçte çevre öncelikle göz önüne alınarak değerlendirilmeli halkın kabulü, diyalog ve danışma önemsenmelidir.
- Hızla yükselen enerji fiyatları nedeniyle, düşük gelirli grupların çağdaş bir insan hakkı olan enerjiden yararlanma imkanlarının yok olduğu göz önüne alınarak, hane halkı geliri belirli bir düzeyin altında kalan ailelere, ayda 250 KW, yılda 3 000 KW elektrik ve yılda 1500 m^3 doğal gaz bedelsiz olarak sağlanmalıdır.

15.2 Enerji Verimliliği

Arz Yanlı Bakış Açısından Talep Tarafından Bakışa Geçiş

Nihai kullanım sektörlerinde yapılacak potansiyel enerji verimliliği iyileştirmelerinin, enerji arzı planlama çalışmalarında en önemli bileşen olarak göz önüne alınması zorunludur. Bu şekilde, enerji fiyat artışlarına karşı yüksek hassasiyet ve risklere karşı da ekonomi daha dayanıklı hale gelirken aynı zamanda iklim değişikliği konusunda uluslararası pazarlıklarda üstünlük sağlayacaktır. Artan enerji ihtiyacının karşılanmasında hem arz ve hem de talep cephesinden yaklaşılması enerji maliyetleri ve enerji arzı açısından da gereklidir. Son yirmi yıldır yüksek yatırım maliyetleri nedeniyle enerji arzı, zaman zaman da kritik seviyelerde seyerederek, Türkiyenin enerji ihtiyacını ancak karşılayabilmektedir. Bu sebeple, enerji verimliliğini gözeten bir büyüme eğilimi için orta ve uzun dönemde, enerji planlamasına etkin talep tarafı yönetim alternatiflerinin entegrasyonu gerekmektedir.

Enerji Planlaması Kriterleri

Halihazırdaki enerji sistemi altyapısını değiştirmek karmaşık bir problemdir. Ancak Kyoto Protokolü'ne taraf olunması nedeniyle ileriki yıllar için yapılacak talep tahminleri ve enerji planlamalarının; düşük karbon, yerli kaynak, yenilenebilir enerji, yerli teknoloji, daha çok istihdam ve azami enerji verimliliği ölçütleri çerçevesinde çözümlenerek yapılması gereklidir. Enerji talep tahminleri, yaratacakları karbon yoğunluluklarıyla birlikte kamuoyuna duyurulmalıdır.

Enerji Yoğunluğu

Türkiye, birincil enerji yoğunluğu açısından, gelişmiş ülkelerle kıyaslamasında; bazı ülkelere göre bir birim GSYH üretimi için dört katına varan enerji tüketimi ile *"enerji yoğun"* ekonomilerden birisi olarak değerlendirilebilir. Bununla beraber satın alma gücüne göre düzeltilmiş değerlerle Türkiye'nin enerji yoğunluğu değeri Uluslararası Enerji Ajansı Avrupa bölgesinin ortalama değerinden daha düşük olarak gözükmektedir. Ancak enerji yoğunluğu değeri, Avrupa da 1978–2008 döneminde % 30'un üzerinde düşerken, Türkiye'nin değeri aynı dönemde fazla bir değişim göstermemiştir. Önemli olan belirlenmiş ana ve alt hedeflere yönelik yoğunluğu değerinin düzenli olarak düşüşün sağlanmasıdır. Aksi takdirde enerji tüketimi arttıkça ekonomi daha da enerji yoğun hale gelecektir.

İzleme ve Sayısal Hedefler

Son yıllarda kanun çıkmasına ve birçok yeni yapılanmaya rağmen, Türkiye'nin enerji verimliliğinde durumu sayısal net olarak ortaya konamamıştır. Enerji verimliliği kanunu çıktığında nerede olunduğu ve bunca kaynak ayrıldıktan sonra nereye gelindiği bilinememektedir. Şubat 2012 yayınlanan EV Stratejisi de durum tespiti açısından oldukça eksiktir. Enerji tasarrufu potansiyeliyle ilgili olan sanayi, bina ve ulaşım sektörlerinde enerji ve enerji tüketimini etkileyen hususlarda çeşitli istatistiklerin düzenli olarak toplanması ve enerji verimliliğiyle ilgili göstergelerin hesaplanarak izlenmesi gerekmektedir. Hedeflerin belirlenmesinde, yapılan çalışmaların planlanmasında ve etkinliğinin ölçülmesinde, bu baz rakamların doğru ve bilinçli olarak değerlendirilmesi bir zorunluluktur. Bu nedenle TÜİK ve ilgili kuruluşların desteğiyle en kısa sürede bu çalışmalar için gerekli verileri periyodik olarak toplayıp değerlendirecek yeni bir yapı oluşturulmalı veya mevcut kurumlar bu çalışmaları yapacak şekilde yapılandırılmalıdır. Türkiye gibi kalkınmakta olan ülkelerde, küresel iklim değişikliği problemiyle mücadelede en etkili ve en ekonomik araç enerji verimliliğinin artırılması, enerji yoğunluğunun azaltılması ve enerji tasarrufudur. Sektörel enerji verimliliği artış planları ve uygulamalarının karbon yoğunluklarına etkisi belirlenerek izlenmelidir.

Politikaların Fayda-Maliyet Analizleri

Enerji verimliliği politika ve önlemlerinin etkin uygulaması, kamunun müdahalesini ve desteğini gerektirmektedir ve nihai olarak vergi ödeyenlere bir maliyeti vardır. Enerji verimliliği önlemlerinin ülkeye makro ekonomik anlamda yarar sağlaması ve vergi verenlerinde nihayetinde ödedikleri bu bedelden misli ile yararlanmalarını gözeten bir yapının tasarımı önemlidir. Bu nedenle politikalardan sorumlu kuruluşlar tüm öngördüğü politika ve önlemlerin fayda ve maliyetini ve hatta sosyo-ekonomik sonuçlarını baştan belirlemeli, halka ve politika bileşenlerinin bilgisine sunmalıdır. Sonuçlar mutlaka sayısal olarak izlenmeli ve daha etkin sonuçlar için gerektiğinde politikada ince ayarlar yapılmalıdır. Tüm yararların sayısallaştırılması ve bu şekilde izlenmesi, kamunun tüm seviyelerinde enerji verimliliği politikasının içselleştirilmesine yardımcı olacaktır. 25 Şubat 2012 tarihinde yayınlanmış olan Enerji Verimliliği Stratejisi; kurumsal ve sosyal yapılabilirliği, fayda maliyet analizleri ortaya konmamış eylemleri içermektedir. Bu nedenle de içselleştirilme ve uygulamada sorunların olması kaçınılmazdır.

Eğitim ve Bilinçlendirme

Eğitim ve bilinçlendirme çalışmaları bir kez yapılmakla bitmeyen hayat boyu sürmesi gereken faaliyet alanıdır. EV Kanunu'nda halkın bilinçlendirilmesiyle ilgili bazı faaliyetler öngörülmüştür. Halen bu EV bilinçlendirme faaliyetleri yeterince etkin değildir. Medyanın üzerine düşen görevleri, kanunda belirtilmiş olmasına rağmen, konu ETKB tarafından izlenmediği için yapmamaktadır. EV etkinlikleri konferans salonlarından çıkarak halkın arasına katılmalıdır. Belediyeler bu alanda etkin şekilde görevlendirilmelidir. Bilinçlendirmeyle halkta davranış değişikliğinin kalıcılığı sağlanmadıkça, halkın EV faaliyetlerinin bir parçası olması beklenemez.

Enerji Verimliliği Hizmet Piyasası Sorunları

EV Kanunu'yla enerji hizmet piyasası yaratarak bina ve sanayi sektörlerinde enerji verimliliği uygulamalarının yaygınlaştırılması amaçlanmıştır. Ancak gelinen noktada henüz tecrübe veya ülke çapında enerji verimliğini fark edilir şekilde arttıracak düzeyde bu hedefin başarıldığını söylemek güçtür. EVD olmanın önündeki önemli bürokratik zorluklar mevcuttur. Piyasanın yaygınlaşması isteniyorsa bu

engeller kaldırılmalı, bilgi ve tecrübeye dayalı oluşumların önü açılmalıdır. Sayıları üç senede ancak otuz sekizi bulan yetkili EVD'lerin de sektörde güven kazanmaları için eğitimlerle gelişmelerine uygun ortam yaratılmalı ve desteklerle de ayakta kalmaları sağlanmalıdır. Başarısız olanların ayrıştırılmaları için, yaptıkları çalışmalarda profesyonel sorumluluk taşımaları gerekmektedir. Mevcut yönetmeliklerde bu hususun göz ardı edilmesi nedeniyle hizmeti alacak olanlar korumasız kalmakta ve yapılan olumsuz uygulamalar sektöre ve yetki veren kuruluşa mal olmaktadır. Henüz emekleme aşamasında olan sektörü düzenleyen ve üç yıl önce yürürlüğe girmiş olan mevzuatın % 80 gibi bir oranda değiştirmesi için yayınlanan yeni yönetmelik bu hususlara çözüm getirmediği gibi daha fazla bürokratik zorluk getirmiştir. Büyük bir alt yapı yatırım şirketi gibi ancak uluslararası bağlantısı veya başka büyük bir şirketin altında kurulmuş olmaz ise karşılayamayacağı ağır mali şartları sağlamaları yetki alacak veya yetkilerini yenileyecek EVD'lerden istenmiştir. Yönetmelik taslağının bir yıl gibi bir süre süründemede kalması nedeniyle sektörde belirsizlik yaratılmış ve yeni EVD'lerin oluşması engellenmiştir ve böylece üç yıldır bu süreç içindeki oluşumları, yatırımları, kazanımlar riske edilmiştir. Ayrıca yaklaşık dokuz milyon binanın enerji kimlik belgesini verecek EVD sayısının yetkilendirmenin durdurulması nedeniyle yirmide kalması sonucunda beş yıl içinde bu binaların sertifikasyon hedefi de tehlikeye girmiştir. Mart ayı sonu itibarıyla bin civarındaki bölümü eski bina olan 14.500 binaya kimlik belgesi verilebilmiştir. Yönetmelik'te yapılmak istenen yeni değişiklikler mevcut sorunların giderilmesine ve en önemlisi de belirlenecek sektörel hedeflerin sağlanmasına yönelik olarak, başta Odamız olmak üzere, ilgili tüm tarafların talepleri de göz önüne alınarak yeniden düzenlenmelidir.

Bina Sektöründe Etkin Politikalar

2008 yılında yayınlan ve 1 Nisan 2010'da köklü şekilde revize edilen Bina Enerji Performans Yönetmeliği ülkemizde daha verimli bina stoku yaratılması için önemli bir adım olmuştur. Ancak ülkemizdeki yeni binalar için öngörülen asgari enerji tüketim limitleri, diğer benzer iklim şartlarına sahip ülkelerle kıyaslandığında en az % 30 fazladır. AB ve Amerika'da 2020 yılında tüm yeni binaların "0" karbon binası olması öngörüsünden bahsedilirken ülkemizde de en kısa sürede bu yönde hazırlıklar yapılmalıdır. Bir güneş ülkesi olan ülkemizde güneş enerjinsin sıcak su için kullanılması bölgesel olarak çok yaygındır; ancak ısıtma ve hatta soğutma için kullanılmamaktadır. Bunu yaygınlaştıracak etkin önlemler alınmalı ve teşvikler verilmelidir. Yönetmelikler kolay uygulanan etkili politika araçlarıdır. Ancak yönetmelik kapsamında daha gerçekçi ve kontrollü bir uygulama ortamı açısından yapılması gereken birçok çalışma vardır. Bu konuda deneyimli meslek odaları (özellikle Makina Mühendisleri Odası) ve sektör dernekleriyle işbirliği ve ortaklaşa çalışmalar, bundan sonra daha da artırılarak sürdürülmelidir. Bakanlıkça çalışmaları tamamlanan BEP-TR yazılımının kullanımı oldukça zordur ve bazı uygulama problemleri vardır. Yazılımdaki bu darboğazın, ilgili tarafların görüşleri alınarak ve diğer ülkelerdeki deneyimlerden yararlanarak kısa sürede aşılması gereklidir.

Kamunun Önderliği

Kamu sektörü enerji verimliliği konusunda örnek olmalıdır. Kanunla belirtilmiş olmasına rağmen kamu kuruluşları öngörülen zamanda enerji etütlerini tamamlayamamıştır. Kamu satın almalarında ve kiralamalarında binalarda enerji verimliliğine, yüksek enerji verimi olan araçlara, malzemelere ve ekipmanlara öncelik verilmelidir. Kamu kendisine ait veya kiraladığı binaların ve taşıtların kullanımında halka rehber olmalıdır. Sayısal olarak elde edilen gelişmeleri çalışanlarıyla ve halkla her yıl paylaşmalıdır.

Belediyelerin Rolü

Belediyeler halka enerji verimliliğini benimsetme ve binalarda ve şehiriçi ulaşımda etkin önlemlerin alınması konusunda en önemli konumdadır. Avrupa'da belediyeler kapsamlı enerji verimliliği önlem-

leri almakta ve kamunun en önemli uygulamacısı durumundadır. Enerji Verimliliği Kanunu'nda belediyelerin neredeyse adı bile geçmemektedir.Yerel yönetimler tarafından yerel verimlilik merkezleri/temsilcilikleri tesis edilmeli, tüketici bilinçlendirme ve danışma merkezleri kurulmalı, kentsel alanlardaki otomobile dönük ulaşım yatırımları yerine toplu taşım yatırımlarına öncelik ve ağırlık verilmeli, şehiriçi ulaşım düzenlemelerinde şehirdeki yakıt tüketiminin düşürülmesi birinci kriter olarak alınmalı, hafif raylı sistemlere ve bisiklet yollarına öncelik verilmelidir. Bu amaçla yerel yönetim yasalarında gerekli değişiklikler yapılmalıdır.

Enerji Verimliliğinin daha etkin desteklenmesi

Sanayi ve bina sektöründeki mevcut yapının yatırımlarla iyileştirilmesi yoluyla enerji verimliliği potansiyelinin geri kazanılma süreci mali desteklerle kısaltılabilir. EV Kanunu ile birlikte ülkemizde de ilk defa bir enerji verimliliği yatırım destek programı başlatılmıştır. Bu nedenle çok önemlidir. Ancak program sadece 1000TEP üzeri enerji tüketen sanayi sektörünü kapsamaktadır ve binalarla ilgili ve özellikle 16-17 milyon konutu ilgilendiren herhangi bir yatırım desteği veya teşviki bulunmamaktadır. Enerji verimliliği destekleri çeşitlendirilmeli ve yıllık hacmi enerji tasarrufu miktarıyla göreceli olarak artırılmalı, başvuru ve geri dönüş/ödeme mekanizmaları kolaylaştırılmalı, hızlandırılmalı hazır olan kaynakların bile kullanımını engelleyen bürokrasi azaltılmalıdır. Ayrıca teşviklere ve özelliklede halka ve küçük sanayiciye tasarruf yatırımlarında kaynak sağlamak için bir fon oluşturulmalıdır. Bu fon başlangıç yılında Türkiye'de milyarlarca dolar tutarında kredi şeklinde fon satan uluslararası kalkınma kuruluşları ve onların işbirliği yaptığı yerel finansman kuruluşlarından sağlanacak hibe kaynaklardan da yararlanarak oluşturulmalı, çok düşük faizli kredi sistemi olarak veya bir kısmı hibe olan düşük faizli kredi sistemi gibi yapılandırılmalı ve şeffaf bir mekanizmayla yönetilmeli ve Fon baştan belirlenen hedefleri sağladıktan sonra, 7-10 yıl gibi bir süre sonunda kendisini yok edecek şekilde kurgulanmalıdır. Bu fon aynı zamanda kredi garanti fonu olarak da işletilerek kredi maliyetleri düşürülmelidir.

Kamu Desteklerindeki Sorunlar

Verimlilik arttırıcı projeler ve gönüllü anlaşma destekleri iki yıldır verilmektedir. Bu desteklerde ve gerekse EV konusunda etüt, eğitim ve danışmanlık için kullanılabilen KOSGEB desteklerinde mevcut finansman kaynakları için yönetmeliklerde belirlenen süreç ve bürokratik işlemler yurt dışındakilere benzer şekilde köklü olarak değiştirilmelidir. Uygulamalardaki enerji verimliliğine etkilerin hesaplanmasından sonra bu desteklerin değerlendirilmesi ve buna göre yeni düzenlemelerin yapılması zorunludur. Yapılan enerji etüt proje, VAP ve uygulamaların doğru olup-olmadığını kontrol için, basit ve kalay uygulanabilir "ölçme ve doğrulama" standartları, metodolojisi bir an önce ortaya konmalıdır. Destekler için detaylı kılavuzlar hazırlanmalı eğitimler düzenlenmeli ve YEGM (mülga EİE), destekler ve etkileri konusunda detaylı analizlerini bir an önce kamuoyu ile paylaşmalıdır.

Elektrik Tüketen Cihazlar

Bütün dünyada etiketleme düzenlemeleri ile etiket ve standart ürün bilgileri yoluyla enerjiyle ilgili ürünlerin kullanım sırasındaki enerji ve diğer temel kaynak tüketimleri konusunda nihai kullanıcıların bilgilendirilmesi ve bu şekilde daha verimli ürünleri tercih etmelerini sağlanması amaçlanmaktır. Halkın doğru bilgilendirilmesini sağlamak üzere; "Ürünlerin Enerji ve Diğer Kaynak Tüketimlerinin Etiketleme ve Standart Ürün Bilgileri Yoluyla Gösterilmesi Hakkında Yönetmelik" 2 Aralık 2011 tarihli Resmi Gazete'de yayımlanarak yürürlüğe girmiştir. Ayrıca Enerjiyle ilgili ürünlerin piyasaya arz edilebilmesi veya hizmete sunulabilmesi için, bu ürünlerin tasarımında uyulması zorunlu olan şartların çerçevesini belirlemek suretiyle enerji verimliliğini arttırmak ve çevre üzerindeki olumsuz etkileri

azaltmak amacıyla AB'nin Eko-Tasarım Direktifini Türk mevzuatına aktaran "Enerjiyle İlgili Ürünlerin Çevreye Duyarlı Tasarımına İlişkin Yönetmelik,"7 Ekim 2010'da yayımlanmıştır.Bu Yönetmelikle yalnızca "enerji kullanan" değil, "enerjiyle ilgili" tüm ürünler düzenleme kapsamına alınmıştır. Sonuç olarak bu Yönetmelikler daha verimli cihazların piyasada yer alması için gerekli yasal alt yapıyı oluşturmuştur. Ancak enerji verimli ev aletlerinin teşvik edilmesi ve bunların maliyet tasarrufu faydalarının tanıtılabilmesi için pazarlama ve halk eğitimi çok önemlidir. TÜRKBESD ve EİE'nin yapmış olduğu çalışmalara göre üst sınıfa geçiş dönüşüm programıyla **8 milyar kWh enerji tasarrufu** olacağı tahmin edilmektedir. Bu rakam yaklaşık olarak toplam elektrik tüketiminin % 5'ine tekabül etmektedir. Bunun sağlanması için etkin piyasa denetimlerinin yanı sıra geri ödeme süresi 14-28 yılı bulan yüksek enerji verimli cihazlar için, diğer ülkelerde olduğu gibi satın alanların desteklenmesi gereklidir.

Daha Verimli Bir Elektrik Sistemi

Elektrik enerjisi üretimi süreci gereğince en büyük kaybın olduğu alandır. Gerek konvansiyonel termal elektrik sistemleriyle en fazla % 35 olan verimin arttırılması, gerekse üretilen elektriğin resmi rakamlara göre % 15 civarında olan dağıtımdaki kayıp kaçak oranının düşürülmesi ve ayrıca talebin yönetilmesi önemli oranda birincil enerji tasarrufu sağlanacaktır. Konvansiyonel sistem verimlerini % 85'e kadar yükseltebilen kojenerasyon sistemleriyle elektrik, ısı ve soğuk üretiminin yurt çapında yaygınlaştırılması, santral atık ısılarının hatta benzer olarak sanayi atık ısılarının yatırımı uzun bile olsa bölge ısıtmasında kullanılması için teşvik sağlanması çok önemli etkiler yaratacak önlemlerdir. Elektrik dağıtım sistemindeki en önemli sorun olan kayıp-kaçaklardır. Kaçak kullanım her ne kadar ekonominin içinde üretime dönse veya vatandaş refahı için harcansa da parası ödenmeyen elektriğin çok verimsiz şekilde kullanılacağı açıktır. EPDK tarafından dağıtım faaliyeti kayıp kaçak oran hedefleri bölgelere göre belirlemiştir. Ancak özelleşen dağıtım bölgelerinde bu kayıp geri kazanım oranlarının gerçek yatırımlarla sağlanması, hesapların kayıpların geri kazanılmış gibi düzenlenmemesi veya kayıpların başka harcama kalemlerinde gösterilmemesi için şirketlerin yakın denetimi şarttır. Kayıpların azaltılmasının etkisinin üretimde de azalmayla da teyit edilmesi zorunludur. Enerjinin en ekonomik yoldan kullanılması için, "yük yönetimi" yaparak yükün pik saatler dışına kaydırılmasına çalışılmalıdır. Bunun için gerekli stratejiler hazırlanmalı/ projeler yapılmalı/ yatırım programlarına alınmalıdır.

15.2 Kömür ve Kömür Yakıtlı Santraller

- "Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Stratejisi Belgesi"nde yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarının değerlendirilmesiyle ilgili olarak belirtilen hedefler ve elektrik üretiminde doğal gaz payının % 30'un altına düşürülmesi hedefleri olumludur. Bu hedefler arasında en sorunlu görüneni yerli linyit ve taşkömürü kaynaklarının 2023 yılına kadar elektrik enerjisi üretimi amacıyla değerlendirilmesi hedefidir. Yerli kömür potansiyelinin daha fazla gecikmeden harekete geçirilebilmesi için şu hususlar dikkate alınmalıdır.

  Varlığı bilinen linyit kaynağının önemli bir kısmı TKİ ve EÜAŞ'ın; taşkömürü kaynaklarının tamamı ise TTK'nın ruhsatındadır. Geçmişte yaşanan sorunların tekrarlanmaması için bu kuruluşlar kamusal kimlikleri ve işlevleri korunarak özerkleştirilmeli, nitelikli kadrolarla takviye edilmeli, bu kuruluşlarda yandaş kayırmacılığına son verilmeli, personel alımında ve atamalarda liyakat ve kariyer gözetilmeli, çalışanlar yönetim ve denetim süreçlerinde söz ve karar sahibi olabilmelidir.

  Yeni kömür kaynaklarının aranabilmesi için, hem MTA'nın aramalara etkin içimde katılması sağlanmalı ve özel sermaye özendirilmelidir.

- Afşin-Elbistan havzası, ölçeği itibarıyla, diğer kömür sahalarından ayrılmaktadır. A ve B santralleri tam kapasitede çalıştığında yılda yaklaşık 35 milyon ton olan havzadaki üretim, C ve D sektörlerindeki kömürlerle özel sektör sahalarından da aynı dönemde yararlanıldığında ve bu santrallerde de tam kapasitede üretim yapıldığında, yılda 100 milyon ton dolayına çıkacaktır. Kömür üretiminin bu düzeye çıkmasıyla havza, sanayi, ticaret ve turizm açısından hayli gelişecek ve yeni bir cazibe merkezine dönüşebilecektir. Bu durum, madencilik, su yönetimi, kentleşme, ulaşım, sağlık, eğitim gibi pek çok alanı doğrudan ilgilendirmektedir. Havza linyitlerinin sorunsuz olarak işletilebilmesi için çalışmaların baştan havza bazında planlanması, koordineli biçimde yürütülmesi ve örgütlenmenin ihtiyaçlara cevap verecek biçimde olması gerekmektedir. Afşin-Elbistan sahasının, değerlendirilmek üzere yabancı ülke ve şirketlere devrini öngören niyet, plan ve uygulamalardan vazgeçilmelidir.
- Siyasi iktidar, kömür yakan santrallerinin özelleştirilmesini hedeflemektedir. Bazı santraller (Kemerköy, Yatağan vb.) önümüzdeki 15-20 yıl içinde kömür rezervlerinin tükenecek olması nedeniyle devre dışı kalabilecektir. Bazı santrallerin (Elbistan, Soma, Tunçbilek gibi) bulunduğu yerlerde ise tek ruhsatta santrallerin ihtiyacından fazla kömür rezervi bulunmaktadır. Santral ve maden sahalarının birlikte özel sektöre satış yöntemiyle devri söz konusu olduğunda Elbistan başta olmak üzere Tunçbilek, Soma gibi havzalarda ruhsat alanları ya bölünerek ya da bölünmeden devredilecektir. Ruhsatlar bölünmez ise, rezervlerin bir bölümünün atıl kalması söz konusu olacaktır. Ruhsatlar bölünerek özelleştirilmesi halinde ise, kömür rezervlerinin her bakımdan uygun şekilde üretilmesinde en önemli şartlardan biri olan havza madenciliği yok olacaktır. Çözüm olarak, özelleştirmeden vazgeçilmesi, ruhsatların bölünmeden kamu kesiminin bünyesinde bırakılarak, kamunun etkin olacağı bir yatırım modelinin oluşturulması kaçınılmaz görünmektedir. Bunun dışında getirilecek her yeni radikal düzenlemenin beraberinde ileride kamu yararı açısından telafisi mümkün olmayacak bir dizi soruna yol açabileceği unutulmamalıdır.
- Geçen yıl elektrik üretiminin % 10'unu karşılayan 3 881 MW kapasiteli ithal kömür santrallerine ek olarak 5 514 MW santral yapımı sürmektedir. 12. 936 MW kurulu güçte çok sayıda ithal kömür santralı ise lisans alma aşamasındadır. Enerjide dışa bağımlılığı daha da arttıracak olan yeni ithal kömür yakıtlı santral projelerine lisans verilmemelidir. Lisans alan projelerden yükümlülüklerini yerine getirmeyenlerin lisansları iptal edilmelidir. Öncelikle, yerel linyitler değerlendirilmelidir.
- Yerel linyit yakabilecek, yerli mühendislik kapasitesiyle tasarımı yapılmış, yerli imkanlarla imal edilmiş, yerli personelle montajı yapılmış, yerli personelle işletilen termik santrallerin sayısı hızla arttırılmalıdır. Bu doğrultuda ülkemiz, kendi enerji sektörüne, kendi yatırımcısı, imalatçısı, akademisyeni, mühendislik ve müteahhitlik hizmetleriyle sahip çıkmalıdır. Daha çok yerli linyit/kömür/ hatta biyokütle yakan, temiz ve verimli teknoloji kullanan termik santraller inşa edilmeli, yeni yazılım ve donanımlar kullanılarak yerli tasarımlar yapılmalı, kendimiz imal etmeli, kendimiz monte etmeli, kendimiz çalıştırmalı ve işletmeliyiz. Daha çok yerli imkan, yerli mühendislik, yerli tasarım, yerli müteahhitlik hizmeti ve yerli emek kullanmalıdır.
- Yerli firmalara sağlam/nitelikli yerel mühendislik kadroları gerekir. Salt yabancı mühendislikle bir yere varılmaz. Kendi mühendislik kadroları olmayan yerli firmaların, ne kadar büyük olurlarsa olsunlar, uzun dönemde başarılı olmaları mümkün değildir. Enerji piyasasında yatırımcı veya müteahhit olarak çalışacak firmaların, yatırım projelerinin temel mühendisliğini yapabilecek sağlam genç, bilgili ve donanımlı mühendis kadrolarına ihtiyaçlarını karşılamaya yönelik olarak eğitim programlarında gerekli düzenlemeler yapılmalıdır.

- Kömür yakıtlı santrallerde akışkan yataklı teknolojiler kullanılmalı, yeni kurulacak santrallerde,AB standartlarında baca gazı arıtma tesislerinin ve yüksek verimli elektro filtrelerin bulunması şart olmalıdır. Mevcut santrallerde de, baca gazı arıtma tesisleri ve elektrofiltreler ivedilikle kurulmalıdır. Doğal gaz yakıtlı santrallerin sınırlı olan su kaynaklarını daha da azaltacak su soğutmalı sistemler yerine hava soğutmalı sistemler kullanması sağlanmalıdır. Termik santrallerimizde gerekli revizyon, bakım, onarım, iyileştirme, kapasite artırımı çalışmaları hızla sonuçlandırılmalı, atıl durumdaki kapasiteler devreye alınmalı, kömüre dayalı termik santrallerin teknik verimleri ve emre amadeliği yükseltilmeli, bu santraller tam kapasitede çalıştırılmalıdır. Santrallerde çevre kirliliğini azaltacak önlemler alınmalıdır. Öte yandan kamu kaynakları kullanılarak rehabilite edilen santrallerin özelleştirilmesi uygulamasına son verilmelidir. Her yabancı firmanın "Amil-i Mütehassıs" olmadığı daha önce yaptıkları çalışmalardan bellidir. Amil-i Mütehassıs kavramı ile yabancı firmalara ihalesiz rehabilitasyon işlerinin verilmesi durdurulmalıdır.
- Termik santrallerin atık ısısının bölgesel ısıtma amacıyla kullanım imkanları araştırılmalı, teknik ve ekonomik olarak mümkün olduğu yerlerde uygulamaya geçilmelidir.

15.4 Doğal Gaz

- Enerjiden yararlanmak çağdaş bir insan hakkıdır. Bu nedenle, doğal gazın tüm tüketicilere yeterli, kaliteli, sürekli, düşük maliyetli ve sürdürülebilir bir şekilde sunulması temel bir enerji politikası olmalıdır.
- Doğal gazın konutlarda ve sanayide kullanımının yaygınlaşmasının yanı sıra, yeni tesis edilecek santrallerde yakıt olarak kullanılmasıyla, talebinin daha da artacağı tahmin edilmektedir. Doğal gaz tüketim artışındaki en büyük etken, elektrik enerjisi üretiminin yaygın bir biçimde doğal gaza dayandırılmasıdır. Oysa dışa bağımlı yakıt miktarı ve enerji arz güvenliği riski düşürülmeli, doğal gaz ve ithal kömür dış alımı azaltılmalıdır. Elektrik üretimi içinde doğal gazın payı bugünkü % 50'lerden kademeli olarak önce % 40'lara, daha sonra % 30'lara ve nihai olarak % 25'ler düzeyine mutlaka düşürülmelidir. Elektrik üretiminde yerli kömür ve hidroliğin paylarının % 25'er, doğal gazın payının % 25-30, ithal kömürün payının en çok % 5-10, rüzgar-jeotermal-güneş-biyoyakıt-vb. yenilenebilir enerji kaynaklarının payının en az % 15-20 olmasını hedefleyen politikalar uygulanmalıdır.
- EPDK'dan lisans alıp, yatırımları süren doğal gaz santrallerinin kurulu gücü 13 283.80 MW'dir. Başvuru, inceleme-değerlendirme ve uygun bulma aşamasındaki santrallerin kurulu gücü ise 36 582.43 MW'dir. Bu santrallerin de lisans alması durumunda, lisans alıp yatırımı sürenlerle birlikte toplam 49 866.03 MW kapasiteyle bugünkü toplam kurulu gücün % 93.67'si kadar ilave doğal gaz santrali kurulacaktır. Bu yeni doğal gaz yakıtlı elektrik üretim santrallerin gereksineceği yıllık gaz ihtiyacı ise yaklaşık 70 milyar m^3'e ulaşmaktadır.Bugünkü alım fiyatlarıyla,enerji girdileri ithalat faturasını 30-35 milyar dolar daha da arttıracak, dışa bağımlığı yoğunlaştıracak bu sürece müdahale edilmelidir. Enerjide dışa bağımlılığı daha da arttıracak olan yeni doğal gaz santral projelerine lisans verilmemelidir. Lisans alan projelerden yükümlülüklerini yerine getirmeyenlerin lisansları iptal edilmelidir.
- Yurt içi doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerinin yoğunlaşmasının gereği açıktır.Yerli doğal gaz üretimini de mutlaka arttırması gerekmektedir. Bu noktada, karasal alanların yanı sıra, de-

nizlerdeki aramalara mutlaka hız verilmelidir. Bir "master plan" dahilinde, ülke karasında ve denizlerinde arama seferberliğine girişilmelidir

- Öte yanda, Avrupa ve diğer tüketim noktaları için arz güzergahı olan ülkemizin, gerek kendi ihtiyaçları, gerekse diğer ülkeler ihtiyaçlarının karşılanması yönünden bir doğal gaz ticaret merkezi olma potansiyeli de bulunmaktadır. Bu doğrultuda, Türkiye'nin kuzey, doğu ve güneyindeki yakın/uzak komşularında bulunan doğal gaz kaynaklarının; Türkiye ve Avrupa pazarına ulaşabilmesi için bir merkez olması sağlanmalı, bu amaca yönelik olarak arz güvenliğini, fiyat istikrarını ve arz kaynaklarının rekabetini gerçekleştirmeye yönelik adımlar atılmalıdır.
- Ulusötesi şirketlere verilecek boru hattı tesis ve işletme hakları, ileride ülkenin egemenliğine müdahale nedenlerini de doğurabilir. Bu nedenle, ülkemizin egemenlik haklarını ve iletimdeki BOTAŞ tekelini zaafa uğratacak olan hiçbir uluslararası projeye izin verilmemeli, Nabucco Anlaşması da tekrar ele alınarak iptal edilmelidir. BOTAŞ ortak da olsa, başka bir devlete, o devletin ulusal ve çokuluslu kurumlarına ve ulusötesi şirketlere, ülke toprakları üzerinde boru hattı tesis ve işletme hakkı verilmemelidir. Başka ülkelerdeki üreticilerin gaz ve petrolü, ülke çıkarlarına uygun olması ve ETKB ve BOTAŞ'ın uygun görmesi halinde, taşıma ücreti karşılığında mevcut ulusal gaz ve boru şebekesi üzerinden taşınabilir. Ancak Türkiye, taşınacak gaz ve petrolün kayda değer bir bölümünü de tercihli ticari şartlarda satın alma ve ulusal ihtiyaçların karşılanmasında kullanmanın yanı sıra ihraç etme imkanına da sahip olmalıdır.

  Bu yaklaşımla, Rusya'nın deniz dibinde daha uzun metrajda boru döşenmesini öngören, yüksek maliyetli Güney Akım Hattı yerine Mavi Akım Boru Hattı'na yeni kapasiteler eklemesi ve fazla gaz arzını BOTAŞ'ın ulusal iletim şebekesi üzerinden ihraç pazarlarına iletmek de söz konusu olabilir.
- Doğal gazla ilgili kurumlar çalışmalarında şeffaflaşmalı, bilgilerin yaygınlaşması, herkesçe erişilebilir ve kullanılabilir olması sağlanmalıdır. Doğal gaz temin politikalarının belirlenmesinde kapalı kapılar ardındaki gizli diplomasi yerine, ilgili tüm kesimlerin katılacağı ulusal strateji belirlenmesi çabalarına ağırlık verilmelidir. İthal edilen ve dışa bağımlı bir enerji kaynağı olan doğal gazın sektörel kullanım öncelikleri tartışmaya açılmalıdır.
- Doğal gazla ilgili uygulama esaslarının belirlenmesinde ETKB ve Enerji Piyasası Kurumu'nun çalışmalarına meslek odalarının düzenli katkısı sağlanmalıdır.
- Çağdaş bir enerji kaynağı olarak doğal gazı kullanmak da kamusal bir haktır ve kentsel dağıtım hizmetleri özel şirketler eliyle verilse de, kamusal bir hizmettir. Doğal gaz sistemi de, ülke girişlerindeki ölçüm istasyonları, iletim ve dağıtım şebekeleri, bu şebekelerdeki kompresör istasyonları, basınç düşürme ve ölçüm istasyonları, pig istasyonları, vana grupları vb. birçok bileşenden oluşur. Bu faaliyetlerde bir planlama, eşgüdüm ve denetim zorunludur. Sistemin parçalar haline bölünmesi, her bir parçanın, ithalat, iletim, toptan satış, dağıtım, depolama vb. faaliyetler üzerinden özelleştirilmesi ve çok sayıda özel şirket eliyle gerçekleştirilmesi de, eşgüdümü zorlaştıracak ve planlamayı güçleştirecektir.
- Ülkemizde hidrokarbon esaslı enerji kaynaklarında arz güvenliğini sağlamak ve sahip olduğu jeopolitik üstünlükleri, ülke, kamu ve halk çıkarları doğrultusunda kullanabilecek güçlü bir kamu enerji şirketine ihtiyaç bulunmaktadır. Enerji oyununda seyirci değil oyuncu olabilmek için; kısa, orta ve uzun vadeli stratejik karar ve uygulamalara ve bu uygulamaların dayandırıldığı uzun vadeli bir enerji politikasına ihtiyaç vardır.

- Tüm dünyada petrol ve doğal gazın yapısı gereği birbirleriyle ayrılmaz bütünlüğü; arama ve üretimden, iletim ve tüketiciye, ulaşmada petrol ve doğal gazın değer zincirindeki halkalarının ayrılmaz olduğu göz önüne alınmalı ve dünyanın birçok ülkesinde olduğu gibi ülkemizde de, petrol ve doğal gaz arama, üretim, rafinaj, iletim, dağıtım ve satış faaliyetleri dikey bütünleşmiş bir yapıda sürdürülmelidir. Bu amaçla, TPAO ve BOTAŞ'ı da bünyesine alacak TPDK, Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu oluşturulmalıdır.

  Bu Kurum faaliyetleri itibarıyla:

  - Yurt içi ve dışında petrol ve doğal gaz arama ve üretim faaliyetlerini,
  - Petrol ve doğal gaz iletim hatları tesis ve işletme faaliyetlerini,
  - Petrol rafinerileri kurma ve işletme faaliyetlerini,
  - Petrol ve doğal gaz uygulamaları için mühendislik ve müşavirlik faaliyetlerini,
  - Petrol ve doğal gaz teknolojileri araştırma, geliştirme faaliyetlerini,
  - Petrol ve doğal gaz ticaret, ithalat, ihracat, toptan satış ve dağıtım faaliyetlerini,
  - LNG terminalleri tesis ve işletme faaliyetlerini,
  - Yer altı doğal gaz depolama kurma ve işletme faaliyetlerini,
  - Petrol depolama tesisleri kurma ve işletme faaliyetlerini,

gerçekleştirmeye uygun bir yapıda kurulmalıdır.

Arz güvenliği açısından iletimin kamu tekelinde olmasının yanı sıra, ithalat ve depolamada da kamunun ciddi bir ağırlığı olması gerekir. İletim, ithalat, toptan satış, LNG gazlaştırma ve depolama alanlarında faaliyet gösterecek BOTAŞ esaslı kamu şirketleri, kurulması önerilen Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu bünyesinde faaliyet göstermelidir.

- Oluşturulacak Türkiye Petrol ve Doğal Gaz Kurumu, çalışanların yönetim ve denetimde söz ve karar sahibi olacağı bir yapıda, kamu bünyesinde idari ve mali açıdan özerk bir şirket olmalı ve gündelik siyasi çekişmelerden etkilenmeyecek, liyakat sahibi kamu yöneticileri tarafından yönetilmelidir.
- Doğal gaz ithalat kısıtlamaları kaldırılmalı ve BOTAŞ'ın mevcut doğal gaz sözleşmelerinin özel kuruluşlara devri yönündeki ısrarlı dayatmalara son verilmelidir. Dünya Bankasının Türkiye Doğal Gaz sektörünü irdeleyen raporunda bile, gerçekçi olmadığı belirtilen, sözleşme devirleri son bulmalıdır. BOTAŞ'ın yeni anlaşma yapmasının yasaklanmasına karşın doğal gaz alım sözleşmelerinin hazırlık süreçlerinin zaman aldığı ve sona erecek sözleşmeler nedeniyle, önümüzdeki yıllarda arz açığı oluşması ihtimali göze alınarak, uygulanan doğal gaz ithalat yasağı son bulmalı, BOTAŞ'la talepte bulunan diğer kuruluşlara yeni doğal gaz alım sözleşmesi yapma ve ithalat hakkı verilmelidir.
- Mevcut doğal gaz alım sözleşmeleri "takrir-i müzakere" konusu yapılmalı, anlaşmalarda fiyat iyileştirmeleri hedeflenmeli, alınmayan gazın bedelinin ödenmesine cevaz veren, gazın üçüncü ülkelere satılmasını önleyen hükümler iptal edilmelidir.
- Gaz ihracatçısı kuruluşlarla yapılacak ayrı ticari anlaşmalarla satın alınan gaz bedellerinin mal ve hizmet ihracıyla ödenmesi sağlanmalıdır.

- Gaz teslimatlarında ihracatçı ülkelerden kaynaklanan eksiklikler ve aksamalar tazminat konusu olmalıdır.
- Türkiye 2010 yılında 38.307 milyar metreküp, 2011 yılında ise 43.874 milyar metreküp gaz ithal etmiştir. Az sayıda ülkeye aşırı bağımlılık, ekonomik açıdan olduğu kadar, ulusal güvenlik açısından da sağlıklı bir durum değildir. Doğal gazda Rusya'ya ve İran'a bağımlılığın azaltılmasına yönelik çalışmalar yürütülmelidir. Türkiye, mutlaka çeşitli kaynak ülkeler arasında daha dengeli bir ithalat oranı sağlamak durumundadır. Güvenilir yeni kaynaklardan arz çeşitlendirilmesi sağlanmalıdır. Türkmenistan'dan ülkemize doğru boru hattı tesisi çalışmalarına ağırlık verilmelidir. Doğal Gaz ithal edilecek ülkelere Irak'ın eklenmesine çalışılmalıdır. TPAO eliyle Türkmenistan, Kazakistan, Özbekistan, İran, Irak, Katar vb. ülkelerle ortak arama ve üretim anlaşmaları yapılmalıdır. Bu amaçla TPAO'ya gerekli siyasi, ekonomik destek verilmelidir.
- ETKB tarafından arz güvenliği için gerekli önlemler alınmalı ve kriz durumları için uygulanabilir acil eylem planları hazırlanmalıdır.
- BOTAŞ'ın yürüttüğü Hazar ve Ortadoğu ülkelerinin gaz arzını, BOTAŞ eliyle, Yunanistan üzerinden İtalya'ya, Bulgaristan, Romanya Macaristan, Avusturya ve Orta Avrupa'ya ulaştırmayı öngören projeler desteklenmelidir.
- Arz güvenliği ve fiyat istikrarı açısından artan doğal gaz tüketimine paralel olarak depolama kapasitesinin arttırılması zorunludur. Bu projelerin fizibilite çalışmaları ve yatırım finansmanını bulmak uzun zaman aldığından acilen yeni yer altı depolama projeleri çalışmalarına başlanması gerekmektedir. 2000 yılından beri sürüncemede kalan Tuz Gölü Depolama Tesislerinin Projesi'nde yapım çalışmalarına ivedilikle başlanmalıdır. TPAO'nun Silivri Depolama Tesisi'nin kapasite artırım imkanlarının arttırılmasını öngören çalışmaları hızla sonuçlandırılmalı ve kapasite arttırma yatırımı bir an önce yapılmalıdır.

  Ülkemizde çeşitli derinliklerde tuz yatakları mevcuttur. Bu yatakların, bir yandan tuz ve diğer sanayi mamulleri üretme amaçlı entegre projelerinin yapılması ve ardından da (düşük basınçlı) gaz ve/veya sıvı yakıt deposu olarak kullanılmaları mümkündür. Bu konunun uzman kadrolar tarafından ele alınması ve tüm ülke ölçeğinde projelendirilerek, bir plan dahilinde TPAO tarafından devreye alınması yararlı görülmektedir.
- Başkent Gaz özelleştirilmesi durdurulmalı, bu kuruluş borçlarına karşılık kurulması öngörülen Türkiye Petrol ve Gaz Kurumu bünyesine alınmalıdır. Aynı şekilde, İGDAŞ'ın özelleştirme işlemleri durdurulmalı ve bu şirket de bedeli karşılığında Türkiye Petrol ve Gaz Kurumuna devredilmelidir.
- Temel bir ihtiyaç olan doğal gaz fiyatları üzerindeki % 18 KDV % 1'e düşürülmeli, ÖTV kaldırılmalı ve ÖTV'den de KDV alınması uygulaması son bulmalıdır.
- Doğal gaz brülörlerinin, kontrol ekipmanlarının, basınç düşürme istasyonları, filtre, ısıtıcı vb. ekipmanları, kompresör istasyonlarının yerli imalatı teşvik edilmeli, geliştirilmeli ve standartlaşma sağlanmalıdır.
- Doğal gaz yakıtlı enerji santrallerinin tasarımı, yurt içinde yerli mühendislik kuruluşları eliyle yapılmalıdır. Bu santrallerin makine ve ekipmanlarının yurt içinde üretimine yönelik olarak araştırma kurumları, üniversiteler ve sanayi kesiminin katılımıyla gerekli AR-GE çalışmaları yapılmalıdır.

- Kentsel dağıtım şebekelerinde, bina servis bağlantılarında, bina iç tesisatlarında, gazın yıllardır kullanıldığı kentlerdeki uygulamalar ve deneyimin ışığında, bütün ülke çapında geçerli ve zorunlu olacak:

  - Ulusal kentsel gaz dağıtım şebekesi tasarım ve yapım standartları ve şartnameleri,
  - Ulusal bina servis bağlantı standartları ve şartnameleri,
  - Ulusal bina iç tesisat standartları ve şartnameleri,
  - Ulusal endüstriyel tesis doğal gaz dönüşüm standartları ve şartnameleri,

Ulusal doğal gaz yapım işleri denetim standartları ve şartnameleri, ETKB koordinasyonunda, Odamız tarafından hazırlanan taslaklar esas alınarak TSE, EPDK, gaz şirketleri, meslek odaları ve uzmanlık örgütlerinin katılımıyla kesinleştirilmeli ve bir an önce uygulamaya konulmalıdır.

- Doğal gaza ilişkin "Acil Durum Planı" hazırlanışı ve uygulamasına dair hükümler yasal düzenlemelerde yer almalı, buna dair Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı koordinasyonunda bir yapılanma tanımlanmalıdır.
- 4.27 Doğal gaz iletim şebekesinde gerek ülke gaz ihtiyacının karşılanmasında arz güvenliğini sağlamak için, gerekse üçüncü ülkelerden temin edilecek gazın Avrupa ve diğer ihraç pazarlarına taşıma ve ihraç edebilmek için, BOTAŞ eliyle,mülkiyeti ve işletilmesi BOTAŞ'ta olacak şekilde, yeni boru hatları, yeni loop hatları, kompresör istasyonları inşa edilerek, iletim şebekesinin kapasitesi arttırılmalıdır.

15.5 Hidroelektrik

Odamız ve TMMOB, Ülkemizdeki hidroelektrik enerji potansiyelinin öncelikli olarak değerlendirilmesi gerektiğini yıllardır savunan bir meslek örgütleri olmuştur. Hidroelektrik enerjinin sürekliliğinin sağlanması için öncelikle, hidroelektrik potansiyelinin gerçekçi olarak belirlenmesi; ekosisteme saygılı olarak hayata geçirilebilmesi için de teknik kriterler, bilimsel ve hukuki gereklilikler temelinde toplumsal önceliklere göre değerlendirilmesi gereklidir. Enerji politikalarının belirlenmesinde ve hidroelektrik enerji tesislerinin gerçekleştirilme sürecinde, insani, ekolojik, kültürel, toplumsal değerler ile bilimsel, teknik ve hukuki gerekliliklerin yok sayıldığı tespitinden hareketle;

- HES'ler doğrudan su ile ilgili yapılar olduğundan, suyun kullanımının doğal yaşam üzerindeki etkileri dikkate alınarak,
  - Hayatın vazgeçilmez unsuru olan su, kamu malı olarak görülmeli, suyla ilgili tüm faaliyetler kamusal hizmet olarak tanımlanarak toplumsal bir değer olarak kabul edilmeli ve su metalaştırılamamalıdır.
  - Sağlıklı bir yaşam sürdürebilmek için herkesin sağlıklı ve güvenli suya ulaşabilmesi sağlanmalıdır.
  - Su hizmetlerinde ve yönetiminde, hizmetin kamusal özü korunarak toplumsal katılımcılık sağlanmalıdır.
  - Su, hiçbir şekilde şirketlerinin insafına ve denetimine bırakılmamalıdır.
  - Su kaynaklarının kullanımında ve paylaşımında öncelik ekolojinin korunmasına verilmelidir.

- Hidrolik enerji üretiminin planlanması sadece düşü ve mevcut su potansiyeli üzerinden yapılamaz. Hidroelektrik santrallerle ilgili planlama sürecinde, havza bütününde havzanın doğal, kültürel, sosyolojik ve ekonomik değerleri birlikte değerlendirilmesi gerektiği zorunluluğu dikkate alınarak;
- HES'ler öncelikle doğal su yatağındaki canlıların yaşamlarının bozulmadan devamı için gerekli olan suyun sağlanmasına öncelik tanınmalıdır. Her düşü ve su olan yere nehir tipi HES yapılması akılcı ve gerçekçi değildir.
- Havza özelinde, doğal, kültürel, sosyal, ekonomik etkenler de dikkate alınarak, su potansiyelinin öncelikli kullanımları belirlenerek, HES'lerin planlanmasına ve yapımındaki önceliğine karar verilmelidir.
- DSİ Genel Müdürlüğünce fizibilitelerin incelenmesi aşamasında proje bazında değil bütüncül havza planlaması temelinde karar alınması sağlanmalıdır.
- Mikro HES'lerin günümüz itibarıyla gerek çevresel gerekse diğer koşullar göz önüne alınarak diğer projelerine etkileri değerlendirilmelidir.
- Bütüncül havza planlaması yapılabilmesi için DSİ Genel Müdürlüğü üzerindeki siyasi baskı kaldırılmalıdır.
- Suya dayalı bütün projeler, bilimsel ölçütlere uygun su ölçümlerine dayalı olarak, su kaynaklarında gelecekte oluşabilecek değişimler de dikkate alınarak, havzadaki su gereksinimleri bir bütün olarak değerlendirilmek suretiyle oluşturulacak olan bütüncül havza planlaması sonucuna göre değerlendirilmelidir.

- HES'ler, sosyolojik, ekolojik ve kültürel yapılar üzerinde doğrudan etkili olduğundan, bütün aşamaları için mutlaka mühendislik hizmeti görmesi gereken yapılardır. Ancak HES proje dosyalarında projeleri hazırlayanlara ilişkin hiçbir bilgi olmaması, yasal ve bilimsel açıdan irdelenmesi ve çözülmesi gereken bir sorundur. Bu bağlamda;
  - Bina gibi yapıları projelendirenler için belli ölçütler getirilirken, daha büyük ve daha geniş alanda etkili olan HES projelerini hazırlayan meslek disiplinleri ve meslek insanları için hiçbir ölçüt bulunmaması konunun yasal idari yönden yeniden düzenlenmesini gerektirmektedir.
  - HES projelerinde proje müellifi/müelliflerine ait hiçbir isim bulunmaması, projelerinin kimler tarafından hazırlandığının belli olmaması, denetim sorununa, yanlış uygulamalarda sorumlu muhatap bulunamamasına yol açmaktadır. Her projenin sorumlusunun belli olmasının sağlanması, HES projelerini hazırlayanlara ilişkin bilgilerin proje dosyalarına mutlaka konulması gerekmektedir.
  - Hazırlayanı belli olmayan ya da yetkisiz kişilerce hazırlanan projelerin değerlendirmeye alınması görev ihmali olduğundan bu tür uygulamalar durdurulmalıdır.

- HES'ler için hazırlanan raporların kontrolleri DSİ tarafından yapılmaktadır. Ancak, 4628 sayılı Yasa sonrası ortaya konan çoğu HES'in mühendislik hizmetlerinden yeterince ya da hiç yararlanmamış olduğu bilinmesine rağmen, raporlarda düzeltilmesi istenen kısımlara ilişkin düzenlemelerinde dikkate alınmadığı bilinmektedir. Kurumların eleştirilerindeki sorunlar giderilemeyince sorumluluk şirketlere bırakılarak projelere uygun görüşler verilmektedir. Bu yapılara ilişkin sorumluluk hiçbir şekilde şirketlere bırakılamaz. Bırakılıyor ise denetimden söz edilemez. Kaygılar taşınan projelerin inşaat aşamasında ya da inşaat aşaması sonrasında can ve mal kayıplarına neden olacak olayların yaşanması kaçınılmaz olacaktır. Bu bağlamda;

- HES projeleri için DSİ ve mülga EİE tarafından yapılan bütün eleştirilerin dikkate alınması ve gerekli düzeltmelerin yapılması sağlanmalıdır.
- DSİ kendi projelerine mühendislik hizmeti alımı konusunda belli zorunluluklar (çalışacak meslek disiplinleri gibi) getirmektedir. Aynı zorunluluk, HES projelerini hazırlayanlar içinde uygulanmalıdır.
- Teknik eleştiriler dikkate alınmadan verilmiş olan lisansların inşaatları başlamış olsa bile durdurulmalıdır.
- Kurumsal eleştiriler giderilmeden proje uygunluğu verilmemeli ve sorumluluk hiçbir şekilde şirketlere bırakılmamalıdır.
- Denetim sağlanabilmesi için proje ve uygulama sorumluluğu şirketlere bırakılmamalıdır. Bırakılıyor ise denetimden söz edilemez. Böyle bir uygulamanın örneğini Dünyanın başka yerlerinde de görebilmek mümkün olmadığından tek uygulaması ülkemizde olan bu tür uygulamalardan hemen vaz geçilmelidir.
- Eleştirilerdeki kaygılar giderilemeyen bütün projeler durdurulmalıdır.
- HES projelerinin bütün aşamaları için denetimleri tek bir kamu kurumu yapmalıdır.

• HES'ler suya bağlı yapılar olduğundan, suya ilişkin değerler HES'lerin kurulu güçleri ve enerji üretim miktarı üzerinde belirleyici olmaktadır. Kısa zamanda uygulamaya konulan yaklaşık 1500 HES'in mevcut ölçüm ağı ile planlanması ve projelendirilmesi mümkün değildir. Bu anlamda, HES'lerin su hesapları için gerekli olan ölçüm değerleri eksiktir ya da yeterli değildir. Birçok HES'in sanal su değerleri üzerinde inşa edilmesi, su hesaplarının hatalı/yanlış olması ciddi sorunlar yaratmaktadır. Bu bağlamda;

- Su değerleri doğru olmayan, HES'lerin kurulu güçleri hatalı olacağından bu tesisler için üretimi yapılamayacak enerji miktarlarından söz edilmektedir. Bu projelerden çoğu hiç enerji üretemeyecek ya da kayda değer enerji üretemeyerek atıl durumda kalacağından, sorunlu projeler elenerek hemen durdurulmalıdır.
- Mevcut mevzuata göre planlama aşamasından sonra HES projelerinin denetimi hiçbir aşamada yapılmamaktadır. Bilimsel açıdan uygun olabilecek ve ekolojik dengeye zararları en aza indirilebilecek HES'ler için akım gözlemlerinin sağlıklı bir biçimde yapılması zorunludur. Eğer proje yerini temsil eden istasyon/istasyonlar yoksa uzun süreli akım ölçümü yapılan istasyon/istasyonlar ile eş zamanlı (ve en az beş yıl) akım gözlemleri yapılarak proje ve işletme çalışmalarının yapılması gerekmesi sağlanmalıdır.
- Su ölçümlerindeki eksiklikleri gidermek adına sanal su ölçüm değerleri üretilmektedir. Bu ölçümlerin kimler tarafından (ölçümleri yapanların teknik yeterliliği olup olmadığı belli olmadığı gibi yapana ilişkin hiçbir bilgi de yoktur) yapıldığı belli değildir. Su ölçümünü ya da su hesaplarını yapanı belli olmayan ya da yetkisiz kişilerce yapılan ölçümler projelerde kabul edilmemelidir.
- Su ile ilgili hesaplamaları sadece rapor formatı tamamlamak adına ortaya konan projelerin, suya bağlı işletme çalışmalarının yanı sıra taşkın hesaplamaları da doğru olmayacağından, tesis istenen enerjiyi üretmeyeceği gibi, sel ve taşkınların yaşanması kaçınılmaz olacağından bu gibi projelerin inşaatlarına izin verilmemelidir.
- Su hesapları, ölçümlere dayanmayan ve yanlış olan bütün HES'lerin lisansları askıya alınarak inşaatları durdurulmalıdır.

- Projelerde kullanılan su ölçümlerinin yetersizliği konusundaki eleştirel yaklaşımlar sonrasında sanal su ölçüm değerleri ortaya koymaya çalışanlara izin vermemek için denetim araçları oluşturulmalıdır.
- Su yapılarına ilişkin projelerde yetkili kurumlarca yapılan su ölçümleri esas alınmalıdır.

- Tesisin oturacağı zemininde jeolojisi yapının imalat özelliklerini belirlemektedir. Bu bağlamda;
  - Jeolojik raporlar bürolarda sadece formatı tamamlamak adına hazırlandığından, jeolojik yapıya uygun yapılar inşa edilmediğinden, zemine bağlı inşaat hatalarından kaynaklı kazaların yaşanması kaçınılmaz olacağından bu tür girişimlere izin vermemek için gerekli denetim araçları oluşturulmalıdır.
  - Jeolojik etüt rapor hazırlamanın teknik, bilimsel ve hukuksal kurallarına göre hazırlanmamış hiçbir rapor HES yapıları için kabul edilmemelidir.
  - Jeolojik-jeoteknik alandaki denetim, proje aşamasının başından itibaren yerinde ve saha koşullarda gerçekleştirilmesi bir zorunluluk olmalıdır. Bu konudaki eksiklikler mutlaka giderilmelidir.
- Bütün sektörlerde olduğu gibi HES'ler için hazırlanan ÇED'ler de sorunludur. Adeta idari bir işleme dönüştürülen ÇED'in gerçekten "çevresel etkinin değerlendirildiği" bir rapor olduğunu söyleyebilmek mümkün değildir. ÇED'ler işin özünden uzak sadece formaliteyi tamamlamak, toplumsal baskılamayı ertelemek ya da susturmak için işleyen süreçler olarak işlemektedir. Bunun en büyük göstergelerinden birisi de hiçbir HES'e ait ÇED'in olumsuz olarak sonuçlanmamasıdır. Bütün HES ÇED'leri olumlu sonuçlanmıştır. Bunca HES arasında en azından bir HES kabul edilemeyecek durumda olabilirdi. Hukuk sürecinin de zorlandığı bu süreçte;
  - ÇED süreci, herhangi bir yatırımda, planlama aşamasından sonra başlatılmalı, bilimsel, teknik ve hukuki gerçeklere dayalı, kamu yararını esas alan ve katılımcı bir süreç işletilmelidir.
  - HES'lere ilişkin hazırlanan ÇED raporlarında yeterlilik belgesi, HES projelerinde de istenmelidir.
  - Teknik yeterliliği olmayan kişilerce hazırlanmış projeler esas alınarak ÇED hazırlanamaz. Bu anlamda, HES'ler için hazırlanan ÇED'lerin teknik yeterlilik durumu belirsiz olduğundan ÇED'lerin kabulü de söz konusu olamaz. Yetkisiz kişilerce hazırlanmış olan (projeyi hazırlayanlara ilişkin hiçbir bilgi yoktur, mühendis olup olmadığı da belli değildir) projeyi temel alarak hazırlanan ÇED'lerin geçerliliğinin olamayacağı bilinmelidir.
  - ÇED raporları masa başında sadece raporda olması gereken bir doküman başlıkları şeklinde değerlendirilerek hazırlanmaktadır. Bu tür uygulamalar durdurulmalıdır.
  - Günümüzde ÇED, bir formalitenin yerine getirilmesi olarak işlem gördüğünden, yatırımcılar için gereksizce işleri geciktiren işlemler olarak algılanmaktadır. ÇED formalite olmaktan çıkarılmalıdır.
  - Havzalardaki yapılar birbirinden bağımsızmış gibi ayrı ayrı değerlendirmeye alınmaktadır. Yapılar ayrı ayrı değil birlikte ele alınıp, ÇED değerlendirmeleri bütünleşik olarak yapılıp, kümülatif çevresel etkiler belirlenerek ortaya konup kararlar oluşturulmalıdır.
  - Kurumlar arasındaki koordinasyon eksiklikleri giderilerek bilgi akış hızı artırılmalıdır.
  - ÇED'ler havza bazında bütünleşik olarak yapılmalıdır.

- İlk önce, kurulu gücü 50 megavatın üstünde olan hidroelektrik santralleri için ÇED raporu isteniyordu. 10–50 MW arası santrallerde ise proje dosyasına bağımlı olarak gerektiğinde ÇED raporu istenmekteydi. 10 MW altındaki santrallerde ise ÇED raporu istenmemekteydi. 17 Temmuz 2008 tarihinde, 26939 sayılı Resmi Gazete'de yayımlanan Çevresel Etki Değerlendirme Yönetmeliği ile hidroelektrik santrallerin ÇED'leri için yeni kurallar getirilerek, kurulu gücü 0,5 ile 25 MW arası olan hidroelektrik santraller için ÖN ÇED raporu, kurulu gücü 25 MW üzerinde olan hidroelektrik santraller için de ÇED raporu istenmektedir. ÇED Yönetmeliği'nde yapılan son değişiklikle (30.06.2011 tarih ve 27980 sayılı Resmi Gazete) ek tablo-II yeniden düzenlenerek, bu madde 32- kurulu gücü 0-25 MWm arasında olarak değiştirilmiştir. Bu değişiklikten sonra 0-25 MWm arasındaki HES'ler için Ön ÇED istenmesi şeklindedir. Bu bağlamda;
  - 30 Haziran 2011 tarihine kadar neredeyse Türkiye'deki tüm nehirler için HES lisansı alındığı için, yeni getirilen uygulama yeterince işlevsel değildir. Bu nedenle lisans almış olsalar dahi tüm hidroelektrik santraller için ÇED raporları istenmelidir.
  - Tesis işletmeye açıldıktan sonra da gereğinin yapılıp yapılmadığını tespit edebilecek kontrol mekanizmaları olmadığı gibi, yöre halkının istek ve şikâyetlerini inceleyebilecek ve değerlendirecek kurumsal bir yapıda bulunmadığından bu konudaki muhataplar belirlenmelidir.
  - HES'lerde kurulu güç ÇED için belirleyici olamaz. ÇED raporları, HES kurulu gücüne bakılmaksızın tüm hidroelektrik santraller için istenmelidir.
  - ÇED'ler format tamamlamak adına değil, işlevsel olarak hazırlanması sağlanmalıdır.
- Hidroelektrik enerjinin ileri yıllar nüfus artışına bağlı olarak uzun erimli planlanması da önem taşıyan başka bir husustur. HES Projesi'nin gündeme geldiği bölgedeki su potansiyeli değerlendirilirken, gelecekteki nüfus artışı/projeksiyonları da göz önüne alınarak, su potansiyeli, suyun değişik ihtiyaçlar için kullanım miktarları (içme, kullanım, tarım, sanayi, enerji vb.) ve buradan hareketle HES için gerekli olan su miktarı yerel ve bölgesel anlamda göz önüne alınmak durumundadır. İçme suyu gibi, toplumsal ihtiyaçlar ve doğal yaşamın engel olmayacak su paylaşımı sağlandıktan sonra arta kalan su ile HES projeleri geliştirilmelidir. Bu bağlamda;
  - Tesislerle ilgili ruhsat ve izinlerinin alınması, projelerin incelenmesi, kabulü, izlenmesi ve değerlendirilmesine ilişkin usul ve esaslar bir bütün olarak düzenlenmelidir.
- Su yapılarına ilişkin denetim hiçbir aşamada tam anlamıyla işlememektedir. Denetime ilişkin Yönetmelik hükümleri işin özünden uzak sadece toplumsal baskılamayı ertelemek ya da susturmak için işleyen süreçlerdir. Bu bağlamda;
  - HES'lere ilişkin denetimler, fizibilite aşamasından başlamak üzere inşaat süresince ve işletme sonrasında da devam etmelidir.
  - Denetim, kamusal kaynakları koruma, bilim ve mühendislik gereklerinin yerine getirilip getirilmediği noktasında yapılmalıdır.
  - İlgili idareler, görev alanlarıyla ilgili denetim ve yaptırım konusunda gerekli duyarlılığı göstermelidir.
  - Kamu ya da tüzel kişilerin, inşaat ve işletme aşamalarında uyulması gereken kurallar ve ilgili denetim mekanizmalarına uymaları sağlanmalıdır.
  - Proje aşamasında projeye ilişkin sorumluluk şirkete bırakıldığı için tesisin üretime geçmesi aşamasında da tespiti yapılamayan imalatlara dair durumlar şirketin sorumluluğuna bırakılmaktadır. Herhangi bir su yapısı için tespiti yapılan hatalı üretimlere ya da tespiti yapılamayan konuların sorumluluğunun firmaya bırakılması denetim olarak adlandırılamaz. Bu konu-

lardaki sorumluluğunun, şirketlere bırakılması bir denetim işi olamayacağından bu tür uygulamalar durdurulmalıdır.

- Herhangi bir kontrol ve denetime tabi olmayan HES'lerin kazı malzemeleri, dere yataklarına boşaltılmaktadır. Bu kazı malzemeleri başka alanlara taşınması gerekirken dere yatağı boyunca yine çevrenin ve birçok ağacın zarar görmesine neden olduğundan bu uygulamalar durdurulmalıdır.
- İnşaatlar maliyetten kaçmak adına hiçbir koruma kuralına uymayarak yapılmaktadır. Bu tür imalatlara izin verilmemelidir.
- Su Yapıları Denetim Yönetmeliği, denetimin özelleştirilmesidir. Denetimler kamu eliyle yapılmalıdır. Denetim yapanların hiçbir şirketle bağlantısı olmamalıdır. Şirketlerin denetçi olması durumunda denetleyeceği şirketle ticari ilişkisi olacağından denetimden söz etmek mümkün olmayacaktır. Denetim hiçbir zaman özelleştirilebilecek hizmet alanlarından olmadığından bu tür uygulamalar durdurulmalıdır.

- "4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu" ile bu Kanuna istinaden çıkarılan "Elektrik Piyasası Lisans Yönetmeliği" ve "Su Kullanım Hakkı Anlaşması İmzalanmasına İlişkin Usul ve Esaslar Hakkında Yönetmelik" ile birlikte HES uygulamaları tamamen denetimsiz duruma getirilmiştir. Yapılan düzenlemeler ve izlenen politikalarla, su enerjisinden yararlanmada ülke kaynaklarının en verimli şekilde kullanımı değil, bireysel/şirket karlarının/çıkarlarının korunması hedeflenmektedir. Bu durumun hidroelektrik enerjisinden verimli şekilde yararlanarak enerjide dışa bağımlılığı azaltacak bir adım olarak algılanamayacağı açıktır. Bu bağlamda;
  - Bu konuda yapılan yasal düzenlemeler sorunları daha da karmaşık hale getirmektedir. Yasal değişiklikler mevcut sorunları gözeterek çözüme ilişkin olmalıdır.
  - 4628 sayılı Kanun'la ortaya konan HES'ler ile mevcut uygulamalar dikkate alınarak değerlendirildiğinde, Elektrik Piyasasında Lisanssız Enerji Üretimine İlişkin Yönetmelik en az 10.000 HES projesinin ortaya çıkacağı gerçeğini görmek gerekir. Bu Yönetmelik'in uygulanması, doğal yaşamı yok edeceği gibi hidrolik enerjiden akılcı şekilde yararlanmanın da tüm yollarını tıkayacağından yeniden değerlendirilmesi gereklidir.

- Derelerin doğal hayatının devamını sağlayacak can suyu (sucul yaşamın devamı için bırakılması gereken minimum su miktarı) için mevcut uygulamaların bilimsel bir yaklaşımı yoktur. Bu bağlamda;
  - Bu yaklaşımlar sadece yasak savma usulü tamamlama şeklinden çıkarılmalıdır.
  - Can suyunun tespiti bütün tesisler için, akış aşağısı ve akış yukarısı koşulları incelendikten sonra karar verilerek doğal hayatın devamı garanti altına alınmalıdır.
  - Özellikle küçük sulara ilişkin ölçümler yeterli olmadığında can suyuna ilişkin hesaplar göstermelik olacağından, can suyu hesaplarında yeterli süreli ölçümlerin yapılması sağlanmalıdır.
  - Birçok proje için önerilen can suyu miktarları alüvyonlu tabakayı doldurabilecek miktarlarda bile değildir. Can suyu miktarlarının belirlenmesinde dere yatağının özellikleri de değerlendirmeye alınmalıdır.
  - Can suyu hiçbir şekilde pazarlık konusu yapılmamalıdır.
  - Can sularının hidroelektrik santral inşaatları bittikten sonra denetlenmesi ve kontrolünün yapılmasının şartları belirlenmelidir.

- Can suyu bıraktırılmasında çok değişik birbirleriyle çelişen uygulamalarla karşılaşmak mümkündür. Örneğin aynı havzada, yakın yerler için ortalama debisi iki kat olan bir yerden, ortalama debisi yarısından daha az olan yere göre daha az can suyu bıraktırılmasına izin verilmektedir. Şu ana kadar yapılan uygulamalarda can suyunun belirlenmesiyle ilgili herhangi bir düzenleme ve standart yoktur. Bu konudaki eksiklikler giderilmelidir.
- Can suyu miktarlarının belirlenmesi ve can suyunun kontrol edilmesiyle ilgili bir mevzuata ve denetime ihtiyaç vardır. Bu konudaki eksiklikler bir an önce giderilmelidir.
- İşletmede olan mevcut HES'ler özellikle sucul yaşam için tekrardan can suyu bakımından değerlendirmeye alınmalıdır.
- Can suyunun yetersiz olduğu tespit edilen üretim tesisleri için su miktarlarının artırılması amacıyla çalışmalar başlatılmalıdır.
- Can suyuna ilişkin denetimler yerinde yapılmalıdır.

Projelerin parçası olarak ortaya konan balık geçitleri işlevsel olmayıp sadece yasak savmak adına yapılmaktadır. Bu bağlamda;

- Balık geçitlerinin işlevsel olmasına özen gösterilmelidir.

- İletim hatlarıyla havza trafo merkezlerine bağlanacak santraller için bütüncül planlamalar yeterli olmadığından iletimde ve bağlantıda sorunlar yaşanmaktadır. Bu bağlamda;
  - Üretim, iletim ve dağıtım birbirinden ayrılmaz şekilde planlanmalıdır.
  - Bu bakımdan iletim hatları içinde ÇED uygulamaları havza bütünselliği içerisinde değerlendirilmelidir.
- Mevcut hidroelektrik santrallerinin işletilmesinde hidrolojik öngörüler ile su potansiyelleri belirlenerek işletme planları oluşturulabilir ve aynı nehir üzerinde yapılan biriktirmeli enerji tesisleri koordineli olarak işletilebilir. Bu bağlamda;
  - Birbiri ardına dizili olan büyük barajların işletmeleri koordineli yapılmalıdır. Fazla gelen sular dolu savaklardan bırakılmadan enerji üretimi amacıyla kullanılması için işletme planları yapılmalıdır.
  - İşletmede olan ve enerji üretimi amaçlı barajların enerji üretebilme imkanları birlikte değerlendirilmelidir.
- Hidroelektrik potansiyel olarak ifade edilen rakamların genel yaklaşım olarak ortaya konmuş olduğu açıktır. Bu rakamların çevresel, ekolojik ve su kullanım öncelikleri dikkate alınarak yenilenmesi durumunda gerçek hidroelektrik potansiyel değerleri hesaplanabilir. Bu bağlamda;
  - Türkiye'nin bütün akarsularının her noktası HES için parsellenmiş durumdadır. Bu rakamların toplanması durumunda bile ekonomik hidrolik potansiyel olarak ifade edilen 140 milyar kWh değere yaklaşılamayacağı açıktır. Bu değerler yenilenmelidir.
  - Ayrıca gelişen sürecin her yapı için bir çevresel etki değerlendirmeyi zorunlu kıldığı gerçeği dikkate alındığında, önceden çevresel hiçbir çalışma yapılmadan hidrolik güç potansiyelleri olarak ifade edilen yerlerin çoğunun, hidrolik güç olarak kullanılamayacağı gerçeği göz ardı edilmemeden çalışmalar yenilenmelidir.
  - Sanal değerlerle potansiyelin yüksek gösterilmesi durumunda sanki değerlendirilebilecek çok daha fazla HES potansiyelimiz varmış gibi gösterilmesi, bu potansiyelin değerlendirilmesi amacıyla baskı oluşturularak atıl yatırımların oluşmasına neden olunmaktadır. Bu tür baskılanmalardan kaçınılmalıdır.

- HES'lerin oluşturduğu baskılanmalar ve kural tanımazlıklar sonucu halk toplumsal direniş göstermekte ve mahkemelere gitmek zorunda kalmaktadır. Mahkeme süreçleri inşaat süresini aşan zamana yayılabilmektedir. Bu bağlamda;
  - Mahkeme süreci uzun sürdüğünden dolayı, mahkemelerin iptal kararı vermesi durumunda bile, inşaatlarında büyük kısmı tamamlanmış olduğundan mahkeme kararının uygulanması sorunu çözecek işlemler olamamaktadır. Bu nedenle mahkeme sürecinde işlemler durdurulmalıdır.
  - Mahkemenin işlemi durdurmasında bile yeni düzenlemelerle (hileli işlemler) inşaata devam etmenin yolları aranmaktadır. Hileli işlemler engellenmelidir.
  - Mahkeme süreci uzun işleyen bir süreçtir. Bu nedenle mahkeme kararları çıktığında tesis tamamen tamamlanmış ve geri dönülmesi durumunda bile zararların telafisi mümkün olamayan durumlar ortaya çıkmaktadır. Bu durumlar için önlemler geliştirilmelidir.
  - Bilirkişilik ücretleri mağdur olan vatandaşın karşılayamayacağı değerlere ulaştığından mahkeme süreçleri de vatandaş açısında çoğunlukla istendiği gibi sürdürülememektedir. Bu konuda vatandaşa yardımcı olacak mekanizmalar oluşturulmalıdır.
  - Birbirinden çok farklı bilirkişi raporları ise sorunun bir başka boyutudur. Bilirkişilik konusunda TMMOB'nin ilkeleri doğrultusunda önlemler geliştirilmelidir.
- Anayasa'nın 17/1. maddesine göre; "... Herkes yaşama, maddi ve manevi varlığını koruma ve geliştirme hakkına sahiptir..." Anayasa'nın 56/2 maddesi de "...çevreyi geliştirmek, çevre sağlığını korumak ve çevre kirlenmesini önlemek Devletin ve vatandaşların ödevidir." kuralını koymuştur. Bu anlamda;
  - Çevre hakkı söz konusu olduğunda, Anayasa'da hak ve ödev ikiliği örtüştüğünden, Çevreyi korumak için dava açmanın, sadece bir hak değil aynı zamanda Anayasal bir görevin de yerine getirilmesi olduğu bilinmelidir.
- Son Söz;
  - Tüm karar vericiler tarafından HES'lere ilişkin izlenen sürecin, fizibiliteden itibaren yanlış olduğu bilinmesine rağmen hiçbir önlem alınmamasının açıklanabilmesi mümkün değildir. Daha geç kalmadan gerekli önlemler alınmalıdır.
  - Kayıp kaçak miktarı yaklaşık olarak 31.000 GWh'tır. Kayıp kaçak oranlarının kabul edilebilir seviyeye indirilmesi durumunda en az iki Atatürk barajı kurtarılmış olacaktır. Böyle bir tercih, 4628 sayılı yasa sonrası ortaya konan HES'lerin çoğuna gerek olmadığı ya da sanal değerlerle ortaya konan bu tesislerin yapılmasına öncelik verilmemesi gerektiği konusunda da tasarruflarda bulunabileceğini göstermektedir.
  - Akılcı yaklaşımla havza bütününde (yer altı ve yüzey su toplama havzası) planlama yapılarak hidrolik enerji potansiyeli değerlendirilebilir. Ancak bunun için günümüzdeki tüm uygulamalar durdurulmalıdır.
  - Doğal varlıklar üzerindeki etkinin değerlendirilebilmesi için suyun doğal varlık olarak ekosistemin bir parçası olduğu gerçeği göz ardı edilmeden bir bütün olarak ele alınmalıdır.
  - Mühendislik kriterlerinden uzak olarak ortaya konan bütün HES projeleri durdurularak, havza bütününde ekolojik gereksinimler ve toplumsal fayda gözetilerek HES projeleri yeniden değerlendirilmelidir.

- HES'ler konusunda yapılan tartışmalar, işin özünden uzaklaştırılarak taraf ya da karşıtlık noktasına getirilmemelidir.
- Yanlış ve hatalı projelerin inşa edilmesi sonrasında telafisi mümkün olamayan ekolojik, kültürel, toplumsal ve benzeri sorunların yaşanmasının kaçınılmaz olacağı bilindiğinden bu uygulamalar durdurulmalıdır.
- Ekolojik gerçekler ve kamu yararı göz ardı edildiği sürece ortaya konan HES projeleri enerji gereksinimin karşılanmasına katkısı olmayacağı gibi, oluşacak zararların karşılanması için de yeni kaynaklara gereksinim doğacağı bilinmelidir.
- 4628 sayılı Yasa sonrası "sanal değerler" üzerinde inşa edilen HES'lerin, ulusal enerji politikalarının belirlenmesinde güvenilir kaynak olarak kabul edilememelidir.
- Gerçek anlamda hidrolik enerji potansiyeli ekolojik, sosyolojik, kültürel ve doğal yaşam dikkate alınarak sanal olmayan gerçekçi ölçümlere göre yeniden belirlenmemelidir.
- 4628 sayılı yasa sonrası ortaya konan, 1215 HES'in kurulu gücü toplam HES kurulu gücünün yaklaşık % 7'lik kısmını oluşturmaktadır. Bu tesislerin kurulu güce karşılık gelecek enerjiyi üretemeyeceği açık olduğundan, çoğu mühendislik hizmeti görmediğinden ve ekoloji korumadığından bu projeler hemen durdurulmalıdır.
- Aynı kapsamda EİE ve DSİ tarafından ortaya konan yaklaşık 260 projelerden mühendislik hizmeti görmeyen projelerde hemen durdurulmalıdır.
- Üretim, iletimle ilgili de bütünleşik planlama yapılmadığından, bağlantı ve iletimde yaşananların çevresel sorunlara neden olmasının önlenmesi ve yeni ekonomik kayıplara da neden olunmaması için bu konularda önlemler geliştirilmelidir.
- Özellikle biriktirme hazneli su yapılarında yaşanacak kazaların çok büyük can ve mal kayıplarına neden olacağından önlemler geliştirilmelidir.
- Türkiye'de yürütülen ÇED süreciyle ilgili zorlukları tespit edebilmek için öncelikle, etkin bir ÇED süreci için gerekli kriterlerin ortaya konması gerekmektedir.
- ÇED faaliyetlerinin denetlemesi yapılmamaktadır. Bu konuda tam kapsamlı denetim mekanizmaları oluşturulmalıdır.
- Baraj yerlerinin seçiminde, tarihi eser ve kültürel varlıkların korunmasına özen gösterilmelidir.
- Tesislerin ölü yatırımlar haline dönüşmemesi için gerekli önlemler hemen alınmalıdır.
- Mahkeme kararıyla durdurulan projelerin lisansların yenilenmesi için hileli yollara başvurulması engellenmelidir.
- KHK'larla idari yapı tamamen değiştirilmiştir. Bu değişikliklerle kapatılan kurumların bilgi ve tecrübelerini yok saydığı sürece HES'ler ile HES'lerin etkileyeceği bölgelerde yaşayanlar başta olmak üzere, öngörülemeyecek daha büyük toplumsal zararların yaşanmaması için önlemler geliştirilmelidir.
- HES'ler genel enerji politikalarının ayrılmaz bir parçası olduğundan bütüncül politikalar ve planlamalar içerisinde değerlendirilmelidir.
- Toplumsal yaklaşımlardan uzak, ekolojik, kültürel değerleri yok sayan, sadece piyasanın kurallarına göre şekillendirilen ve yönetilen bu HES süreci toplumsal kaygılar giderilene kadar durdurulmalıdır.

15.6. Rüzgâr

- Rüzgar enerjisi potansiyelinin tamamından yararlanılması amacıyla teknik ve ekonomik sorunları, çözümlerini ortaya koyan, genel enerji ve yenilenebilir enerji planının parçası olacak bir Rüzgar Enerjisi Stratejisi Planı hazırlanmalıdır. 2012 yılı Şubat ayı itibarıyla 1728,7 MW olan kurulu gücün 11 yıl içinde (2023 yılı hedefi olan) 20.000 MW kapasiteye ve izleyen dönemlerde toplam potansiyel olan 48.000 MW kapasiteye ulaştırılmasına çalışılmalıdır.
    - Rüzgâr enerjisi yatırımlarının gecikmesinde aşağıda belirtilen; yasal, kurumsal, finansal ve teknik problemlerin etkili olduğu düşünülmekte ve sektör temsilcileri tarafından çeşitli ortamlarda dile getirilmektedir. Tüm bu engelleri giderebilecek düzenlemeler, ilgili tarafların katılımıyla tartışılarak en kısa sürede yapılmalıdır. Türkiye bu konuda yeterli deneyime sahiptir ve aslında bu sorunlar diğer yenilebilir kaynaklarının da sorunlarıyla çakışmaktadır. Bu hususlar ve çözüm önerileri özetle şöyledir:
    - Milli Park, Tabiat Parkı, Tabiat Anıtı ile Tabiatı Koruma alanlarında, Muhafaza ormanlarında, Yaban Hayatı Geliştirme sahalarında, Özel Çevre Koruma bölgelerinde ilgili Bakanlığın, Doğal Sit alanlarında ise ilgili koruma bölge kurulunun olumlu görüşü alınmak kaydıyla yenilenebilir enerji kaynaklarına dayalı elektrik üretim tesislerinin kurulmasına izin verilecek olması ülkenin doğasının tahrip edilmesine, flora ve fauna kaybına ve yerli halkla yeni bir çatışma alanının yaratılmasına yol açabilecek bir husustur. Bu konuda özellikle son günlerde süren bakanlıkların yeniden yapılandırılması, görevlerin yeniden tanımlanması bu konuda yaşanan karmaşıklığı artıracak niteliktedir. **Bu tür alanlarda verilecek izinlerde objektif kriterler belirlenmeli ve RES projelerinde yer seçiminden-proje fizibilitesi-montaj-işletme aşamalarına kadar tüm süreçte çevre öncelikle göz önüne alınarak değerlendirilmeli halkın kabulü, diyalog ve danışma önemsenmelidir.**
    - Rüzgâr santrallerinin radar sistemlerine etkileri konusunda yapılan yönetmelik değişikliğiyle RES projeleri onayına getirilen yeni kurala göre yapılacak teknik etkileşim analizi ve bunun sonucunda verilecek izinlerin ilgili kurumlar arası koordinasyon sağlanarak zaman kaybına yol açmadan yapılması için belirlenen prosedüre göre başta Çeşme bölgesi olmak üzere bu kapsamda bekleyen projelerin değerlendirmeleri ivedilikle tamamlanmalıdır.
    - Şebeke bağlantısıyla ilgili mevcut sınırlamalar (TM kd gücünün % 5'i) kaldırılmalı, ölçüm ve izleme programları kullanılarak sistem kısıtlarının aşılmasına yönelik çalışmalar yapılmalıdır. Rüzgâr santrallerinin yoğun olarak yer aldığı alanlardaki şebeke güçlendirmesi, RES Trafo Merkezi yeni hat veya yeni şebeke yapımıyla ilgili program ve prosedür belirlenmelidir
    - Genellikle bir rüzgâr projesinin uygulanması için arazi planlamalarında değişiklik yapılması gerekmekte ve bu süreç projelerin geliştirilmesi için gerekli sürenin büyük kısmını almaktadır. Bu konuda özellikle **kurumlar arası koordinasyon eksikliği giderilmeli, bürokratik engeller sadeleştirilmeli, izin prosedürleri konusunda açık ve anlaşılır kılavuzlar hazırlanarak izinlerin daha kısa sürede verilmesi** sağlanmalıdır.
    - Şebeke bağlantısıyla ilgili mevcut sınırlamalar (TM kd gücünün % 5'i) **sistem kısıtlarının aşılmasına yönelik çalışmalar** mevcut santrallerde gerekli ölçüm ve izleme programları da kullanılarak yapılmalıdır.
    - Rüzgâr santrallerinin yoğun olarak yer aldığı alanlardaki **yeni hat, şebeke güçlendirme ve RES TM yapımıyla ilgili mevcut sorunlar çözümlenmeli** ve izlenecek prosedür netleştirilmelidir.

- Yatırımcılar türbin seçiminde sahaya uygun ve şebeke bağlantı yönetmeliği Ek-18'de belirtilen şebeke bağlantı kriterleri koşullarını sağlayan türbinleri seçmeye özen göstermeli, sadece **finansal kaygılarla, ucuz ve düşük kalitede türbin seçimi yapmamalıdır.**
- Şebeke bağlantısı için TEİAŞ tarafından yapılan yarışmalar kapsamında teklif edilen oldukça yüksek katkı payları özellikle rüzgâr ölçümü ve sağlıklı potansiyel değerlendirmesi yapılmayan projelerin yapılabilirliğini etkileyebilecektir. Ayrıca TEİAŞ yarışmalarında ihaleyi kazanma kriteri olarak sahanın verimliliği, seçilen teknoloji vb. teknik kriterler göz önüne alınmayıp sadece en yüksek katkı payı teklif edenin bağlantı hakkı kazanması nedeniyle ihale sonucu verimli sahaların durumu belirsizliğini korumaktadır. **Bu sahaların değerlendirilmesi için gerekli çalışmalar yapılmalıdır.**
- Rüzgar tesislerinde kullanılan mekanik ve/veya elektro-mekanik aksamın, yerli katkı ilave fiyatından yararlanabilmesi için tanımlanan ekipmanın tamamının yurt içi katma değerle üretilmiş olması gerekliliği göz önüne alındığında; rüzgâr enerjisi tesislerinde kullanılan mekanik ve/veya elektromekanik aksamda kullanılan ve türbin üreticileri tarafından onaylanmış olan ve yurt dışından temin edilmek zorunda olan çelik, merdiven, kablo vb. gibi tedarik zinciri ara malzemeleri kullanılması halinde bu katkının alınamayacağı anlaşılmaktadır. **Yerli üretimin özendirilmesi açısından yerli katkı için istenen % 100'lük orana belirlenecek süre için kademeli geçiş uygulanmalıdır.**
- Kanun'da 31.5.2015 tarihine kadar işletmeye girecek rüzgâr santrallerinin yurt içinde gerçekleşen imalatına ödenecek **yerli katkı ilavesi konusunda öngörülen beş yıllık süre oldukça kısadır. Sanayinin gelişmesi ve belli bir olgunluğa ulaşabilmesi için yerli üretime yönelik desteğin hem bileşen üretimi hem de özgün tasarım yerli türbin gelişimi için bu desteğin belirlenmiş hedeflere yönelik olarak uzun vadeli planlanması gerekmektedir.**
- Ülkemizde bu nitelikte ara malzemelerin de ithal edildiği belirtilmektedir. Bu nedenle ara malzeme ve bileşen üreticilerine uluslararası kalite ve standartta üretim yapmaları ve **ürünlerinin kalitelerinin tesciline yönelik olarak test ve sertifikasyon programlarına katılım için destekler sağlanmalıdır.**
- Yerli rüzgâr enerjisi endüstrisinin gelişimini doğrudan destekleyecek ve imalat endüstrisi için uygun bir ortam yaratacak **yerli iş gücüne ödenen ücretlere vergi kredisi veya muafiyetleri, yerli rüzgâr türbin teknolojisi alıcı ve satıcılarına uygulanacak KDV veya gelir vergisi indirimleri, ARGE destekleri vb. gibi ilave destekler sağlanmalıdır.**
- Uzun dönem sağlıklı rüzgâr ölçümleri bulunmaması nedeniyle yapılan rüzgâr tahminleri, veri eksikliğinden kaynaklanan hatalar içermektedir. Bunun sonucu olarak dengesizliğe düşülmektedir.**DUY sisteminde rüzgâr santrallerinde geleceğe yönelik tahmin yapmada yaşanan sıkıntıların çözümüne yönelik çalışmalar** (rüzgâr konusunda saatlik üretim tahminlerinin üretilen enerjinin sisteme teslim edilme anına yakın bir zamanda yapılması (intra-day market vb.) **konusu da üzerinde çalışmalar yapılmalıdır.**
- 1 Kasım 2007 tarihinde bir günde alınan başvurulardan beri rüzgâr başvurusu alınmamıştır. EPDK yetkilileri 2013 yılına kadar öncelikle lisanslanacak olan 8000 MW'lık rüzgâr projelerinin yapılması konusunda gelişmelerin izleneceğini ifade etmektedir. Bu nedenle **lisanslamada izlenecek yöntemler bir an önce belirlenmelidir.**

- Rüzgar santrali kurulacak bölgeler için arazi etüdü, dağıtım ve iletim hatları etüdü ayrı ayrı yapılmalıdır. Bunlar çalışmalar bütünsel bir bakış açısı altında çevre, tarım, turizm, mühendislik ölçütlerine göre birleştirilmelidir.
- Şebekeye bağlanma, şebeke güçlendirme, yeni hat yapımı, ve sistem dengesi konusundaki sorunlar yıllardır Türkiye'ye çok zaman kaybettirmiştir. Bu husus teknik olarak incelenmeli, bu problemler, gerekirse AR-GE destekleriyle çözümlenmelidir. Konunun finansman boyutu da varsa kamu önderliğinde bu sorun da çözülmelidir.
- Rüzgar enerjisiyle ilgili konuların detaylı bir şekilde incelendiği (ölçüm, fizibilite hazırlama, kanat ve türbin testleri vb.) standartlara uygun bir rüzgar enerjisi test ve kalibrasyon laboratuvarı kamu sektöründe kurulmalıdır. Rüzgar enerjisi bu laboratuvarla birlikte kamu tarafından sahipli bir hale getirilmelidir. Rüzgar ölçüm cihazlarının ve türbin bileşenlerinin ülkemizde üretilmesi için gerekli adımlar bir an önce atılmalıdır.

15.7 Jeotermal Enerji

- Jeotermal kaynaklı elektrik üretimi için mevcut 600 MW kapasite en kısa sürede bilimsel esaslara ve teknolojik gerekliliklere uygun olarak değerlendirilmelidir.Yeni jeotermal kaynak aramalarına ağırlık verilmelidir Jeotermal kaynaklar değerlendirilerek on binlerce evin jeotermal enerjiyle ısıtılmasının önü açılmalıdır. Jeotermal kaynağın entegre kullanımıyla doğrudan ve dolaylı yararlanma olanakları optimize edilerek maksimum fayda sağlanmalıdır.
- Yasa, ruhsat isteminde bulunan kişi ya da kuruluşların arama ve işletme açısından donanımlı ya da kararlı olmalarına bir ölçüt getirmemiştir. Yasa, uygulayıcılara, kişi ve kuruluşların bu kadar çok sayıda ruhsat edinmesi durumunda "amacını ve ciddiyetini" sorgulama ve kanıtlatma araçlarını sağlamamıştır. Yasa'nın bu sorgulamayı olanaksız kılan bir başka zaafı da İl Özel İdareleri yetkilendirilerek, otoritenin il sayısına bölünmüş olmasıdır. Kamu yönetiminin, jeotermal kaynak için başvuru yapan kişi ya da kuruluşun, ülkenin başka yerlerinde kaç ruhsat başvurusunun olduğunu ya da kaç ruhsat edindiğini sorgulamasına imkan verecek düzenleme yapılmalıdır.
- Gerçekte, kayıtlar ve siciller tek merkezde, Ankara'da MİGEM'de yapılmaktadır. Ancak MİGEM'in bir yorum yapma, yetki kullanma, sorgulama ve eleme yetkisi yoktur. Yasa'ya göre MİGEM yalnızca kayıt tutucudur. MİGEM işlem ve uygulamalarında bütünlük ve eşgüdüm sağlanmalıdır.
- Biyolojik bir kirleticinin varlık ve etkisini hangi sıcaklıklarda sürdürebileceği, kimyasal bir kirleticinin bulaşmasının böylesi kapalı bir sistem için ne anlam taşıyacağı sorgulanmamaktadır. Yasa ve yönetmelikte mineralli su işletmelerinde, kaplıca ve tedavi merkezi kaptaj ve kuyularının çevresinde alınması gereken koruma önlemleriyle, elektrik santralini beslemek üzere işletilen sahalar arasında bir ayrım yoktur. Denetim görevini yüklenmiş olan teknik kadrolar arasındaki yaklaşım farklılıkları, farklı uygulamalara neden olabilecektir. Bu konuda uygulama birliğini sağlamak için bir an önce yasal düzenleme yapılmalıdır.
- Jeotermal sahalara sahip olma, oralarda çalışma yapabilme ve işletmeci olabilme açısından da yasanın sonucu olan bir karmaşa vardır. Örneğin: İl Özel İdareleri ruhsat sahibi ve yatırımcı ve işletmeci olabilmektedir. Ama aynı alanda karar verici, hak ve sorumlulukları belirleyici ve koruyucu ve denetleyici konumundadır. MİGEM ne arama ve ne de işletmeci olamamakta, MTA

yalnızca aramacı olabilip, işletmeci olamamakta; ama İl Özel İdareleri hepsini yapabilmektedir. Sonuçta, bugün her konuda tek yetkili kamu otoritesi de İl Özel İdareleridir. Bugünden şirket kurup sondajlara başlayan İl Özel İdareleri vardır. Bu sorunlu yapı dönüştürülmeli, kurumların yetki ve sorumlulukları tanımlanmalıdır.

- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı kararlarına esas oluşturacak iş ve işlemleri tamamlamak ile faaliyetlerin yürütülmesi, kamusal denetim ve eşgüdümün sağlanması amacıyla, jeotermal enerji kaynaklarıyla ilgili yapılan faaliyetleri 5686 Kanun ve ilgili yönetmelikleri çerçevesinde yönetmek, yönlendirmek ve uygulamaları denetlemek için, ETKB bünyesinde Jeotermal İşleri Genel Müdürlüğü kurulması önerisi, ilgili kesimlerce değerlendirilmelidir.
- Jeotermal arama ve işletme hakkına sahip şirketlerin faaliyetleri esnasında elde ettikleri jeokimya, jeolojik, jeofizik, sondaj, üretim çalışmalarına ilişkin her türlü verilerin kurulacak Jeotermal İşleri Genel Müdürlüğü arşivlerine intikalini sağlayarak, Ulusal Jeotermal Veri Arşivini oluşturmak, bu verileri usulüne ve aslına uygun muhafaza ederek mevzuatının öngördüğü şekilde acık bilgi haline gelenleri isteyen gerçek ve tüzel kişilerin istifadesine sunarak ülkemizin jeotermal potansiyelinin daha doğru değerlendirilmesinin zemini oluşturulmalıdır.
- Jeotermal kaynak yönetimi, benzeri pek çok alandan çok daha fazla meslek ve uzmanlık alanı katkısını gerektirmektedir. Aramadan başlayıp kullanım aşamasına kadar jeoloji, jeofizik, maden, petrol, makina, çevre, kimya, ziraat, elektrik, inşaat vb. mühendislik dallarından, ekonomistlerden, sağlık uzmanlarından, peyzaj mimarlarından, meteoroloji uzmanlarından katkı almadan bu kaynaklar yönetilemez. Ama Yasa'da bu durum dikkate alınmamıştır. Sonuçta, ortak varlığımız olan bu doğal kaynağın en doğru, sürdürülebilir ve en uygun düzeyde kullanımını zorlayacak bir kurallar dizisi oluşamamıştır. Bu yüzden meslek grupları arasında çatışmalar olasıdır. Kaynakların korunması ve geliştirilmesi için ilgili tüm tarafların görüşleri alınarak mevzuatta gerekli değişiklikler yapılmalıdır.
- Petrol ve doğal gaz arama sektörüne benzer şekilde, jeotermal arama sektöründe kullanılan sondaj ve kuyu tamamlama ekipmanları çoğunlukla aynıdır. Petrol, gaz ve jeotermal sondajlarında ve kuyu tamamlamada ortak olarak kullanılabilen bu ekipmanlar çok özel olup pahalı ekipmanlardır. Petrol arama işlerinde kullanılan ekipmanlara 6326 sayılı Petrol Kanunu'nun 112. maddesiyle getirilen ithalat rejimine dair düzenleme ve kolaylıkların jeotermal sondajların yapımında kullanılan ekipmanların satın alınması, kiralanması veya kullanılması için de getirilmesinde yarar vardır. 5686 sayılı Jeotermal Kanunu'nda düzenleme yapılarak jeotermal sondajlar içinden vergi, resim ve harçlardan muafiyet verilmesi ve ithalat kolaylığı sağlanması sektörün gelişmesine yardımcı olacaktır.
- Jeotermal arama sondajlarında, kullanılan kulelerin yakıt maliyetleri toplam sondaj kuyusu maliyetinin derinliğe bağlı olarak % 12-15'sine tekabül etmektedir. Jeotermal Arama faaliyetlerinde kullanılan sondaj makinelerinde kullanılan akaryakıta özel tüketim vergisi (ÖTV) muafiyeti getirilmeli, böylece arama sondajlarının artmasına, jeotermal potansiyelin daha iyi ortaya konulmasına yardımcı olunmalıdır.
- Jeotermal enerjinin ısıtma amaçlı kullanımlarıyla ilgili teknik düzenlemeler, TMMOB Makina Mühendisleri Odası'nın işbirliğiyle hazırlanmalı, poje ve uygulamaların,Oda tarafından yetkilendirilmiş mühendisler eliyle yapılması sağlanmalıdır.

15.8 Güneş Enerjisi

- Ülkemiz güneş enerjisi potansiyelinin tam olarak değerlendirilebilmesi için, ilgili tüm kesimlerin (kamu, üniversite, meslek odaları, uzmanlık dernekleri ve platformları vb.) temsilcilerinin katılımıyla Güneş Enerjisi Stratejisi ve Planı hazırlanmalıdır.
- Enerjiyle ilgili yasalarımızda güneş enerjisi çok az ve yetersiz bir yer tutmaktadır. Güneş enerjisi kullanımının geliştirilmesi tartışmalarının sadece elektrik açısından ele alınması doğru değildir. Türkiye hemen her bölgesinde güneş enerjisinin ısıtma ve soğutma amaçlı olarak termal kullanımı için çok önemli potansiyele sahiptir. Bu konuda gelişen yerli teknoloji de olmasına rağmen sadece elektrik üretimine odaklanmak, bu önemli kaynağın göz ardı edilmesine ve yeterince değerlendirilmemesine yol açmaktadır. Yenilebilir Enerji Kaynakları Yasası'ndaki yatırımların özendirilmesi için bu teşvik yönetmeliği elektrik üretiminin dışındaki ısıl uygulama alanları da kapsayacak şekilde yeniden düzenlenmelidir.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımına yönelik AR-GE faaliyetlerinde yoğunlaşılmalı ve üniversitelerimizden etkin bir şekilde yararlanılmalıdır. Üniversitelerimizde yaygın şekilde *Yenilenebilir Enerji Araştırma Merkezleri* kurulmalıdır. Bu merkezlerin koordineli çalışmaları sağlanmalıdır.
- Konutlarda tüketilen enerjinin % 80`i ısınmaya harcanmaktadır. Bu nedenle güneş mimarisi önemsenerek uygulanmalı, öncelikle büyük şehirlerden başlanarak yeni yapılmakta olan binalarda, şehir ve imar planlarında binaların güneş mimarisine uygun şekilde tasarımı ve yapımı ile yalıtıma büyük önem verilmelidir. Ek maliyet getirmeden % 30'lara varan enerji kazancı sağlayan mimari özellikler kullanılmalıdır. Bu konuda ilgili meslek odalarıyla işbirliği içinde bilgilendirme -bilinçlendirme çalışmaları yapılmalıdır. Güneş enerjisinden pasif düzenlemelerle yararı maksimize eden mimari pratiklerin yaygınlaştırılması için üniversitelerimize önemli görevler düşmektedir. Güneş enerjisinin bina ısıtılması-soğutulması ve endüstriyel proseslerde kullanılması ithal enerjinin azaltılması için çok önemlidir. Teşvik edildiği takdirde ısıtma sistemleri desteklenerek ithal doğal gaza olan bağımlılığımızı azaltabilmek mümkündür.
- Ülkemizde güneş enerjili sıcak su sistemlerinin yaygınlaşmasıyla güneş kolektörlerinin tüketici bazında kullanımı teşvik edilmelidir. Endüstriyel tesislerde, nüfusun ve enerji tüketiminin yoğun olduğu büyük kentlerde, özellikle çok katlı binalarda yerel yönetimlerle işbirliği yapılarak güneş kolektörlerinin yaygın kullanımı konusunda çalışmalar yapılmalı, güneş kolektörleri ve aksesuarlarında KDV % 1`e düşürülmelidir. Düşük gelir gruplarının sıcak su ihtiyaçları ve hatta ısıtma desteği olarak güneş enerjisi sistemi kullanabilmelerini desteklemek üzere kamu tarafından doğrudan maddi destek sağlanmalıdır.
- Kentlerimizin ekolojik, çevresel değer ve varlıklarının zarar görmesini engelleyip sürdürülebilirliğini sağlayacak bir planlama gereklidir. Güneşe, doğal enerjilere ve yerel ekolojik sistemlere uygun kent planları yapılmalı, mevcut planlar dönüştürülmeli ve kamu tarafından denetlenmelidir. Enerji gereksinimini, başladığı noktada azaltabilmek amacıyla, kent planlamasında ve kentsel dönüşüm uygulamalarında, yerleşimler özgün doğal, topografik, coğrafi koşulları özümseyen bir anlayışla analiz edilmeli, yerleşimlerde güney cephelerin seçimi sağlanmalı, tükettiği enerjiyi doğal kaynakları ve atıkları ile enerji üretebilen mahalle ve kentler tasarlanmalı, yapıların iklimlendirme (ısıtma-soğutma) gereksinimleri göz önüne alınacak biçimde tasarlanması özendirilmelidir

- Nisan 2010 tarihli "Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliği," yenilebilir enerjilerden daha fazla faydalanılacak şekilde revize edilmelidir. Bu Yönetmelik'in ilişkili olduğu kat mülkiyeti gibi kanunlarla olan çelişkileri giderilmeli, yeniden düzenlenmelidir.

  Güneş enerjili sıcak su kullanımının daha az yaygın olduğu bölge ve kesimlerde kat mülkiyeti açısından sorun yaratan, çatılara güneş enerjisi sistemleri konulması konusunda ortaya çıkan sorunları çözüme kavuşturan yasal düzenlemeler yapılmalıdır. Çatılarda güneş enerjisi uygulamalarının görsel kirlilik yaratmaması için yasal düzenlemeler yapılarak uygulamaya geçilmelidir.

  Güneş enerjisinin kullanımını destekleyecek hususlara, 05.12.2008 tarihli Binalarda Enerji Performansı Yönetmeliğinin 22. maddesinde yenilenebilir enerjinin binalarda kullanımı kapsamında yer verilmiştir. Bu madde güneş enerjisini daha açık ve net olarak destekleyecek şekilde yeniden düzenlenmelidir. İfadelerdeki esneklikler giderilerek güneş enerjisinin güçlü olduğu bölgelerde güneşten sıcak su ısıtması ve ısıtma soğutma sistemi desteği yeni binalarda zorunlu uygulama haline getirilmelidir.

  Ülkemizde güneş enerjili sıcak su sistemlerinin yaygınlaşması ile güneş kolektörlerinin tüketici bazında kullanımı teşvik edilmelidir. Endüstriyel tesislerde, nüfusun ve enerji tüketiminin yoğun olduğu büyük kentlerde, özellikle çok katlı binalarda yerel yönetimlerle işbirliği yapılarak güneş kolektörlerinin yaygın kullanımı konusunda çalışmalar yapılmalı, güneş kolektörleri ve aksesuarlarında KDV % 1`e düşürülmelidir. Düşük gelir gruplarının sıcak su ihtiyaçları ve hatta ısıtma desteği olarak güneş enerjisi sistemi kullanabilmelerine desteklemek üzere kamu tarafından doğrudan maddi destek sağlanmalıdır.

- Metre kareye güneş enerjisi miktarı Avrupa ortalamasının iki katı olduğu güneş ülkesi Türkiye'de güneş enerjili eko-mimari uygulamaları başlatılmalıdır. Konutlarda doğal enerji üreten sistemlere geçilmelidir. Yapıların çatılarında güneş pili uygulamaları başlatılmalıdır. Yeni yapılan binalarda güneş ısı sistemleri zorunlu hale getirilmeli, bu sistemlerin eski yapılarda uygulanabilmesi özendirilmelidir. Toplu konutlar ve yapı adaları güneş enerjili, ekolojik olarak tasarlanmalı ve uygulanmalıdır. Tüm toplu konutlar ve kooperatifler için zorunlu hale getirilmeli, toplu konutların bu yasal düzenlemeye uygun yatırım yapması sağlanmalıdır. Bu konuda ilgili meslek odalarıyla işbirliği içinde bilinçlendirme çalışmaları yapılmalıdır.

- Güneş enerjisi kolektörlerinin TSE standartlarının eksiklikleri giderilerek güncellenmeli, paket ve toplu sistemlerin üretimi ve montajı konusunda yeni standartlar üretilerek uygulamaya geçirilmelidir.

- Güneş enerjisi sistemlerinin testlerinin yapıldığı akredite laboratuvarların ulusal düzeyde oluşturulması ve yaygınlaştırılması için gerekli girişimler yapılmalı, yurt dışındaki laboratuvarlara ödenen test ücretlerinin yurt içinde kalması sağlanmalıdır.

- Avrupa ülkelerinde olduğu gibi pompalı güneş enerjisi sistemlerinin kurulmasının yaygınlaşmasına yönelik düşük KDV uygulanması, bu sistemi kullanan binalar için çevre temizlik veya emlak vergisinden bir sürelik muafiyet sağlanması vb. uygulamalarla teşvik edilmesi gereklidir. Ayrıca imar yönetmelikleri de buna göre revize edilmelidir.

- Türkiye`de güneş enerjisinden su ısıtma sektörü son yıllarda gittikçe artan oranda, Uzakdoğu (Çin) kaynaklı ithal ürünlerin baskısı altındadır. Çin devletinin ihracat konusunda sağladığı özel ve yüksek destekleri arkasına alan Çinli firmalar, her yıl % 50 – % 100 gibi katlayan oranlarda satışlarını ülkemizde artırmaktadır. Sektörde meydana gelen üretim kaybı, pazar küçülmesi, nite-

liksiz ürünlerin ülkeye girmesi gibi konuların önlenebilmesi için devlet kurumlarının konuyla ilgilenmeleri ve gereken tedbirlerin alınması gerekmektedir. Yerli üretimi özendirecek, koruyacak ve geliştirecek tedbirler alınmalıdır. Özellikle güneş enerjisinin ısı olarak kullanımını teşvik eden özel yasa ve mevzuat düzenlemeleri hızla yürürlüğe koyulmalıdır

- Eğitim kurumlarında ısıtma, soğutma, sıcak su, elektrik gibi enerji tüketimini etkileyen faktörlerde yenilebilir enerji kaynaklarının kullanımına başlanması ve yaygınlaştırılması sağlanmalı ve böylelikle yeni nesillerin yenilebilir enerjilerin kullanımına yatkın, bilinçli bireyler olması sağlanmalıdır.
- Bütün dünyada olduğu gibi Türkiye`de de "Güneşkent" uygulamaları başlatılmalı. Çevre ve Şehircilik Bakanlığı tarafından gerekli çerçeve belirlenmeli, yasal altyapısı oluşturulmalı, teşvikler sağlanmalıdır.
- Çevre ve Orman Bakanlığı (eski), ORKÖY projesiyle orman köylerine yönelik olarak köylünün maddi destekli ve üç yıl vadeli olarak güneş enerjisi sistemi sahibi olması için çalışmaktadır. Bu projenin benzeri ova köyleri, kasabalar, ilçeler ve şehirlerin kenar mahalleri için de uygulanmalıdır. Kırsal alanlarda pişirme amaçlı kullanılan güneş ocaklarının yaygınlaştırılması için çalışmalar yapılmalıdır.
- Jeotermal ve rüzgar enerjisinin mevcut olduğu bölgelerde güneş enerjisiyle entegre sistemler oluşturulmalıdır.
- Kamusal kullanıma açık ve kamu idareleri tarafından düzenlenip, işletilen tüm açık alanlar, parklar caddeler ve sokaklar güneş enerjisiyle aydınlatılarak tanıtıma yer verilmelidir. Kentlerdeki kamu binalarında ve öncelikle okullarda ivedilikle güneş sistemlerine geçilmesine ilişkin arayışlara hız verilmelidir.
- Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanım bilincinin gelişmesi amacıyla merkezi kamu yönetiminin politik iradesi ve yönlendirmesiyle meslek odaları, üniversiteler, kamu kurum ve kuruluşları, yerel yönetimlerin katkı ve destekleriyle tüm il ve ilçelerimizde örnek proje ve uygulamaların gerçekleştirilmesi sağlanmalıdır.
- Güneşten elektrik enerjisi elde edilmesi hususunda uzun vadede başarılı sonuçlar alınabilmesi için öncelikle ülkemizdeki teknolojinin geldiği seviye tespit edilmelidir. Daha sonra AR-GE faaliyetlerinin kapsamı ve yöntemi belirlenmeli, takiben pilot tesis, sonra üretim tesisleri ve imalat montaj aşamaları planlanmalıdır. Pilot tesis aşaması dahil olmak üzere, uygulamalar yatırımcılara açılmalıdır. Güneş enerjisinden elektrik üretecek tesislerde kullanılacak yerli katkı oranına göre verilecek teşvik ve destekler, yerli teknolojinin geliştirilmesine katkı sağlayacaktır. Ancak bütün bu aşamalar, gerçekçi bir planlama ve sanayi sektörüyle işbirliği halinde yürütülmeli gerekli olduğu yerlerde, özümsenmek kaydıyla teknoloji transferine olanak sağlanmalıdır.
- Gelişmiş ülkeler fotovoltaik panellerin AR-GE faaliyetlerine önemli bütçeler ayırmaktadır. Üretim safhası için araştırmacılar; çeşitli yöntem ve teknikler üzerinde çalışmalar yapmakta ve bu çalışmalar sonucunda fotovoltaik panellerinin verimlerinde artış sağlanmaya çalışılmaktadır. Ülkemizde de AR-GE faaliyetlerinin desteklenmesi, çeşitli üniversitelerdeki merkezlerin çalışmalarının koordine edilmesi ve bu konudaki kaynak israfının önüne geçilmelidir.
- Güneş santrallerinin kurulması için kullanılacak arazilerin özelliklerinin çok iyi tanımlanması ve bu arazilerin envanterinin ETKB tarafından öncelikle belirlenmesi, bu sahalara iletim ve dağıtım sistemlerine bağlantı için imkânların önceden hazırlanması sağlanmalıdır.

- Kanun'da 31.5.2015 tarihine kadar işletmeye girecek güneş santrallerinin yurt içinde gerçekleşen imalatına ödenecek yerli katkı ilavesi konusunda öngörülen beş yıllık süre oldukça kısadır. Sanayinin gelişmesi ve belli bir olgunluğa ulaşabilmesi için yerli üretime yönelik desteğin hem bileşen üretimi hem de özgün tasarım yerli ürün gelişimi için bu desteğin belirlenmiş hedeflere yönelik olarak uzun vadeli planlanması gerekmektedir.
- Yerli üretimin özendirilmesi açısından yerli üretim katkısıyla ödenecek ek tarifenin (Cetvel-2) aksamın tamamının yerli olarak sağlanması halinde ödenmesi yerine kademeli geçiş yapılacak şekilde değişiklik yapılarak uygulanması konusunda gerekli değişiklik yapılmalıdır.
- Yerli güneş enerjisi endüstrisinin (pv/odaklayıcı sistem) gelişimini doğrudan destekleyecek ve imalat endüstrisi için uygun bir ortam yaratacak (yerli iş gücüne ödenen ücretlere vergi kredisi veya muafiyetleri, güneş teknolojisi alıcı ve satıcılarına uygulanacak KDV veya gelir vergisi indirimleri, ARGE destekleri, yerli üretimi yapılan türbinlerin kalite ve güvenirliğini teşvik edecek test ve sertifikasyon programları vb.) ilave destekler de sağlanmalıdır.
- TEİAŞ tarafından yapılacak yarışma yönetmeliği bir an önce hazırlanarak yayımlanmalıdır.
- Tarım arazileri ve güneş santrallerinin ortak özelliği her ikisinin de büyük, eğimi az ve güneş alan arazilere ihtiyaç duyulmasıdır. Güneş enerjisi maliyetlerinde son yıllarda hızla düşen maliyetler nedeniyle bu tesisler hızla yaygınlaşmaktadır. Benzer bir büyüme ülkemizde de yaşanırsa tarım alanları da hızla tehdit altında olabilecektir. Bu nedenle bu tesislerin planlanması konusunda azami dikkat gösterilmelidir. Tarım arazileri, ormanlık alanların, meraların, SİT ve ören alanlarının yok olmamasına dikkat edilmeli bu alanların tehdit edilmemesi konusuna azami önem verilerek planlama yapılmalıdır.

15.9 Biyoyakıtlar

- Biyokütle, diğer yenilenebilir enerji kaynaklarından farklı olarak, hem elektrik hem yakıt üreten ve kırsal kesimde ciddi anlamda sosyo ekonomik katkı yaratan bir kaynaktır. Pek çok gelişmiş ve gelişmekte olan ülkenin enerji politikalarında geniş yer edinmiştir.

Ülkemiz zengin biyokütle kaynaklarına sahiptir. Biyokütleden enerji üretimi enerji portföyümüzü zenginleştirecek kıymetli bir seçenektir.

Biyokütleden elde edilen biyoyakıtlar başta tarım olmak üzere enerjiden çevreye, ulaştırmadan ekonomiye kadar pek çok sektörün kesişen konusudur. Yerli tarım ürünlerinden ve atıklardan üretilen biyoyakıtların ülke ekonomisine inanılmaz katkıları (pek çok sektörde istihdam ve iş hacminde genişleme, yeni vergi imkanları vb.) bulunmaktadır. Türkiye sahibi olduğu zengin biyokütle kaynaklarını, "enerji arz güvenliğinin sigortası, kırsal kesimin refahı" vizyonuyla değerlendirmelidir.

Gaz, sıvı ve katı olmak üzere sınıflandırılabilen biyoyakıtlar, otomobillerde, ağır vasıtalarda, uçaklarda, trenlerde, gemilerde ulaştırmada yakıtı olarak kullanılmasının yanı sıra doğal gazın kullanıldığı her alanda (elektrik, ısınma, pişirme, soğutma) kullanılabilmektedir.

Sıvı biyoyakıtlardan biri olan biyoetanol, benzinle ve son yıllarda motorinle de harmanlanarak kullanılabilen, biyodizel ise motorinle harmanlanarak kullanılabilen veya doğrudan motorin yerine kullanılabilen bir biyoyakıttır.

Gaz yakıtlar biyogaz, sentez gazı olarak adlandırılmaktadır. % 50-70 metan içeren biyogaz temizlenerek doğal gaz niteliğinde kaynak elde edilmektedir. Dolayısıyla biyogaz elektrik üretiminde kullanılmakla birlikte zenginleştirilerek doğal gazın kullanıldığı her alanda (elektrik, ısı, yakıt) kullanılmaktadır.

Bu amaçla;

a. Biyogazın temizlenmesine (biyogazdan doğal gaz elde etmeye) yönelik yatırımlar teşviklerle desteklenmelidir.
b. Biyogazla çalışan araçların kullanımı teşvik edilmelidir.

- Ülkemizde yerli ham maddeyle üretilen biyoetanol ve biyodizelin sırasıyla 2013'te % 2, 2014'te % 1 oranında zorunlu kullanılacak olması, gecikmiş; ancak olumlu bir uygulamadır. Sektörün sağlıklı gelişimi için aşağıdaki hususların önemsenmesi ve hayata geçirilmesi ayrıca gereklidir.

a. Gıda ürünlerini biyoyakıt üretimine kaydırmadan ve zarar verici bir arazi dönüşümüne neden olmadan, biyo çeşitliliğimize dokunmadan, tarımsal potansiyelimiz aktifleştirilerek biyoyakıt üretimi önemsenmelidir.
b. Planlı bir enerji tarımını da içeren biyoyakıt programıyla istikrarlı adımlarla yol alınmalı, hedeflere uygun stratejiler, eylem planları geliştirilmelidir.
c. Ham madde üreticisinden, biyoyakıt kullanıcısına kadar sektördeki aktörler için uygun destekleme politikaları belirlenmeli ve sektör için bir izleme mekanizması oluşturulmalıdır. İzleme çalışmalarının sonuçlarına göre strateji ve eylem planları belli aralıklarla revize edilmelidir.
d. İlgili tüm tarafların temsil edildiği "Biyoyakıt Teknoloji Platformu" kurulmalı, üniversite-sanayi işbirliğiyle yerli teknolojilerin gelişimi ve sürdürülebilirliği sağlanmalıdır.
e. Gıda dışı ham maddelerden biyoyakıt üretimi yani ileri kuşak biyoyakıt üretimleri için AR-GE bütçeleri oluşturulmalı, bu alandaki faaliyetler desteklenmelidir.
f. Ülkemizde emisyon emen alanlar olan ormanların artırılması çalışmalarının sistematik bir şekilde başlatılmasıyla CO_2 emisyonunun azaltılması hedeflenmelidir. Odun ile ısınmanın yaygın olduğu ülkemizde ormanların kurtarılması için enerji ormanları uygulaması gündeme getirilmelidir. Orman alanlarındaki köy ve kasaba evlerinin daha az yakıtla ısınacak şekilde rehabilitasyonunun yapılması için teknik ve mali destek sağlanmalı; yakıt verimliliği yüksek, çok amaçlı sobaların geliştirilmesi ve kullanımının yaygınlaştırılması çalışmaları yapılmalıdır.
g. Havacılık sektörü ve savunma sanayinde ulaştırma yakıtı olarak biyoyakıtların kullanımı konusunda ülke projeleri oluşturulmalıdır.
h. Biyoyakıtlar pek çok bakanlığın da içerisinde olmasını gerektiren bir konudur. Bakanlıkların ilgili kurum ve kuruluşlarının, belirli bir koordinasyon içerisinde çalışmaları sektörün sağlıklı gelişmesi için şarttır. Bu konuda koordinasyonu sağlayacak yasal bir düzenleme yapılmalıdır.
i. Biyoyakıt çalışmaları kırsal kalkınma çalışmalarıyla entegre edilmelidir.
j. Piyasadaki biyoyakıtların yerli tarım ürünlerinden üretildiğinin tescil edilmesi için mekanizmalar geliştirilmeli, izleme sistemi kurulmalıdır.
k. İthal ham maddeyle üretilen biyoyakıtların ülkeye hiçbir katma değeri yoktur. İthal ham maddeyle üretilen biyoyakıtlar sadece ithalat yapılan ülkelerin çiftçilerini ve ekonomilerini des-

tekler. Farklı isimlerle anılan biyoyakıt ve ham maddelerin (örneğin; yağ asidi metil etil esteri, yağ asidi etil esteri, kanola, kolza, palm yağı, palmiye yağı, jatropa, castor bean, hint yağı, etanol, etil alkol vb.) ithali konusunda duyarlı olunmalı, kullanım amaçları sorgulanmalı ve izlenmelidir. Bu tür ham maddelerin biyoyakıt üretmek için ithal edilmesinin önüne geçilecek düzenlemeler yapılmalıdır.

15.10 Politikalar ve Enerji Ekipmanlarının Yerli Üretimi

- Binalarda mimari tasarım, ısıtma/soğutma ihtiyaçları ve ekipmanları, yalıtım ihtiyaçları ve malzemeleri, elektrik tesisatı ve aydınlatma konularında normları, standartları, asgari performans kriterlerini ve prosedürleri kapsayan yönetmelikler; EİE, Bayındırlık ve İskan Bakanlığı ve meslek odalarının katılımıyla hazırlanarak yürürlüğe konulmalı, uygulamalar denetlenmelidir.
- Yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları potansiyelinin tam olarak değerlendirilmesi için ihtiyaç duyulan enerji ekipmanlarının yurt içinde üretimi temel bir politika olmalıdır. EPDK analizlerine göre Türkiye 2010-2030 döneminde yapılacak enerji yatırımlarının toplamı 225-280 milyar $ olarak tahmin edilmektedir. Bu büyük tutarın azami bölümünün yurt içinde kalabilmesi için, enerji üretim ekipmanlarının yerli üretiminin yanı sıra enerji yatırımlarında ihtiyaç duyulan tasarım, avan ve detay mühendislik, teknik iş gücü ve müteahhitlik hizmetlerinin yerli kuruluşlarca yurt içinden karşılanması esas olmalıdır.
- Enerji santralleri konusunda ülkemize uygun teknoloji geliştirilmeli, projelendirme ve tasarım konularına destek verilmelidir. Ülkemizde yeterli ve donanımlı teknik eleman ve iş gücü bulunmasına rağmen projelendirme ve tasarım konularında yabancı firmalara büyük bedeller ödendiği, dikkate alınarak, bu durumun aşılması için üniversite ve sanayi işbirliğiyle proje-tasarım konularında çalışılmalıdır.
- Ülkemizdeki elektromekanik imalatların uluslararası standartlara uygunluk testlerini yapabilecek bölgesel laboratuvarlar kurulmalıdır. Bu konuda AR-GE çalışma grupları oluşturulmalı, üniversitelerle işbirliği içinde projeler üretilmelidir. Seçilecek olan hedef ürünler için oluşturulacak AR-GE'ye imalatçı kârlarından ayrılacak bir fon ile kaynak temini sağlanmalıdır. Onaylı üretici şartnamesi ve akredite olmuş özerk laboratuvarlar vasıtasıyla da kalite yönünden ilerleme sağlanmalıdır.
- Enerji üretiminde yerli teknoloji, makina, ekipman üretim çalışmaları desteklenmelidir. TÜBİTAK, üniversiteler, üretici sanayi kuruluşları, meslek örgütlerinin katılımıyla rüzgar türbinlerinin ve elektronik aksamının, hidrolik türbinlerin, jeotermal enerji ekipman ve cihazlarının, güneşten elektrik üretim panellerinin, yoğunlaştırılmış güneş elektrik üretim sistemlerinin, termik santral kazan ve ekipmanlarının, buhar ve gaz türbinlerinin Türkiye'de üretimine yönelik çalışmalar bir Master Plan dahilinde ele alınmalı, bu plana uygun olarak hazırlanacak yol haritaları ve eylem planlarıyla yerli üretim desteklenmelidir.
- Enerji sektörüne makina ekipman üreten sanayilerin kümelenmesi teşvik edilmeli ve işbirliği ağları geliştirilmelidir. Enerji Ekipmanları Sanayi Müsteşarlığı vb. bir organizasyonla kamu, yol gösterici ve yönlendirici olmalıdır.
- Enerji konularında bilim ve teknoloji geliştirme altyapılarının güçlendirilmesi için kamusal ve özerk bir kuruluş olarak Türkiye Enerji Bilimleri ve Teknolojileri Geliştirme Merkezi kurulmalıdır. Bu merkezin öncülüğü ve denetimi altında;

- TÜBITAK'ın enerjiyle ilgili enstitülerinin yeniden yapılandırılmalı ve üniversitelerin enerji enstitüleriyle veya ilgili platformlarıyla ilişkilendirilmeli ,
- Enerji alanında doktora ve doktora sonrası programlarının ve yurt dışı merkezlerle ortak çalışma imkanları desteklenmeli,
- Kamu ve özel sektörün enerji alanındaki AR-GE çalışmalarının çekicileştirilmesi ve eşgüdümü sağlanmalı,
- En kısa zamanda Türkiye'de geliştirilmesi mümkün olan teknolojileri kullanarak doğal gaz ikamesi odaklı,hem yerli kaynak sorununa hem de yerli enerji teknolojisi sorununa kısmi çözüm arayan program ve projeler uygulanmalıdır.
- Üniversitelerde genç mühendislere/ akademisyenlere daha çok master/doktora/doktora sonrası çalışması imkanları verilmeli, onlara daha çok yazılım/donanım sağlanmalı, yerli teknolojilere/yerli yakıt kullanımı için üniversitelerde akademik/bilimsel araştırmalara daha çok destek verilmelidir.
- TÜBİTAK Marmara MAM benzeri akademik bilimsel araştırma kuruluşlarımızın sayısı arttırılmalıdır. Muğla, Adana, Mersin, Harran üniversitelerinde " Güneş Enerjisi Teknolojileri" Afşin Elbistan'da "Linyit/Kömür Yakma Teknolojileri," İzmir ve Çanakkale'de "Rüzgar Santralleri," Ege Bölgesinde "Jeotermal Enerji," Güney Doğu Anadolu Bölgesi'nde "Hidrolik Enerji," Çukurova ve GAP Bölgesi'nde "Biyoyakıt" Araştırma Merkezleri kurulmalıdır.

KAYNAKÇA

1. Türkiye'nin Enerji Görünümü Raporu, 2010, TMMOB Makina Mühendisleri Odası
2. Türkiye'nin Enerji Görünümü Sunumları, 2010-2012, TMMOB Makina Mühendisleri Odası
3. Enerji Raporu,2011,Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi(DEK-TMK)
4. Enerji Raporu,2011Sunumu, Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi(DEK-TMK)
5. Elektrik Özelleştirmeleri Raporu, 2012, TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası
6. Hidroelektrik Santraller Raporu, 2011, TMMOB
7. Türkiye Doğal Gaz Piyasası Beklentiler, Gelişmeler, 2012, Deloitte Türkiye
8. EPDK web sitesi ve sunumları
9. BOTAŞ web sitesi
10. TEİAŞ web sitesi ve sunumları
11. PİGM sunumları
12. PETFORM sunumları
13. GAZBİR sunumları
14. TUREB sunumları