

Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği

**TMMOB ENERJİ RAPORU
2006**

Ekim 2006

1. Baskı: Ankara, Ekim 2006

ISBN:9944-89-172-X

Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği
Atatürk Bulvarı 131/9 Bakanlıklar / Ankara
Tel: (0312) 418 12 75 Faks: (0312) 417 48 24
Web Sitesi: <http://www.tmmob.org.tr>
E-Posta: tmmob@tmmob.org.tr

Sayfa Düzeni

Dijle Konuk

Baskı

Yağmur Ofset

Mahmut Esat Bozkurt Cad. 45/C İncesu/ANKARA
Tel: (312) 384 04 98 Faks: 312 431 05 65
Web Sitesi: <http://yagmurofset@tr.net>

İÇİNDEKİLER

Sunuş.....	5
1-Giriş.....	9
2-Dünya’da ve Türkiye’de Enerji Alanında Eğilimler.....	11
2.1- Dünya'da Enerji.....	
2.2- Türkiye'de Enerji.....	
3-Enerji Kaynakları.....	19
3.1-Kömür.....	19
3.2-Doğalgaz.....	31
3.3-Petrol ve Doğalgaz Arama.....	38
3.4-Yenilenebilir Enerji Kaynakları.....	44
3.5-Elektrik Enerjisi.....	66
4-Dünyada ve Türkiye’de Neoliberal Politikaların Sonuçları.....	82
5-Türkiye ve Bölgesel Enerji Piyasaları.....	95
6-Enerji verimliliği.....	97
7-Enerji ve Çevre.....	111
8-Enerji ve Teknoloji.....	115
9-Sonuç ve Öneriler.....	122

SUNUŞ

Ülkemizin enerji gereksinimi esas olarak petrol, doğalgaz ve kömür gibi birincil enerji kaynaklarıyla karşılanmakta olup, özellikle petrol ve doğalgazda ise tam bir dışa bağımlılık yaşanmaktadır.

Emperyalist ülkelerin başta Ortadoğu'da olmak üzere dünya petrol ve doğalgaz kaynaklarına yönelik ülke işgallerini de içerebilen paylaşım savaşı ve serbest piyasa ekonomisi adı altında yapılan spekülatif oyunlarla enerji üzerine istedikleri gibi oynayabilmektedirler.

Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği (TMMOB) ve tüm birimlerinin gündeminde enerji sorunları ile çözüm yolları hep birinci sırada olmuştur. Çalışma dönemlerinde tüm birimlerimizde enerji tüm yanları ile tartışılmakta, biriktirilenler üyelerin ve kamuoyunun gündemine taşınmaktadır.

Küresel sermayenin açık, tek pazar hedefiyle örtüşen ve yine ulusal yürütmenin dışında "özerk" kurullarca şekillendirilen bir küresel enerji politikasına bütünleşmeye çalışılan "garip" bir enerji sektörümüz var.

Bir yandan iktidarı bir yağmalama aracı gibi görüp ülke varlıklarının talan edilmesini sağlayan siyasiler, diğer yandan siyasilerle iç içe bu talana ortak olan sermaye grupları ve bu ikili yapının değerimene su taşıyan bürokrat, teknokrat, medya, akademisyen ayağı... İşte bu üçlü sacayağı üzerinde oturtulmaya çalışılan dünü karanlık, geleceği bulanık enerji politikaları.

Türkiye'de enerji sektörü, finansman ve teknoloji alanlarında zaten var olan bağımlılık ilişkileri ile birlikte, yeni düzenlemelerle; niteliksel bir dönüşüm geçirerek, doğrudan çok uluslu sermayeye tümüyle bağımlı hale gelme durumu ile karşı karşıyadır. Yap -İşlet-Devret, Yap-İşlet gibi finansman modelleri ve işletme hakkı devirleriyle yapılan özelleştirmeler ile tahkim yasasıyla, bir kamu hizmeti olan enerji alanı yargının denetimi dışına çıkarılmakta, çok uluslu sermayenin insafına terk edilmektedir. Dünya Bankası'nın dayattığı yapısal uyum düzenlemeleri, bölgedeki enerji kaynaklarına yakınlık, AB ile ilişkiler, enerji sektöründe uluslararası unsurların ağırlığını artırırken, bu dış faktörler karşısında ülkenin ve ülke insanının ihtiyaçlarını öne çıkaran politika ve programlar daha da önem kazanmaktadır.

Oysa geçmişte ve günümüzde yaşananlardan ders çıkarmak, merkezi ve stratejik bir planlama ile geleceği kurgulamak gerekmektedir. Ülkenin enerji konusunda geleceği; günü -ve kendini- kurtarma peşinde olan siyasi karar vericilere, kendini doğası gereği- küresel sermayenin uygulayıcısı olarak gören EPDK yöneticilerine, sadece kendi çıkarları penceresinden bakan belirli enerji kaynakları üzerine örgütlenen üretici derneklerine, OSB yöneticilerine, nükleer lobilere bırakılamayacak kadar önem arz etmektedir.

TMMOB Enerji Raporu 2006

İMF, DB gibi küresel sermaye kurumları ötelenerek; kamunun sanayi, ekonomi, ulaşım, tarım, çevre, dışişleri birimleri ile üniversitelerin ilgili birimleri, elbette ki TMMOB başta olmak üzere demokratik kitle örgütleri ve emek örgütleri ile bir araya gelerek, her bakımdan ülkeye özgün, ülke koşullarını gören bir noktadan merkezi ve stratejik bir planlamaya gidilmelidir. Bu planlama enerjinin üretim sürecinden dağıtım sürecine kadar süreklilik ve bütünlük göstermeli ve kamu eliyle doğal tekel yapısı içinde değerlendirilmelidir. Ve yine bu plan ve program gelecek dönemleri de bağlamalıdır.

Özetle

- Enerji kaynaklarına yönelik potansiyelimiz gerçekçi bir yaklaşımla ortaya konulmalıdır.
- Kömür ve petrol aramalarına önem verilmeli, kaynak ayrılmalıdır.
- Jeotermal potansiyelimiz özellikle sanayi, konut, tarım ve turizmde ivedilikle değerlendirilmelidir.
- Talep tahminleri gelişmiş ülkelerin modellerine göre değil ülkemiz özgün koşullarına göre geliştirilecek modellere göre yapılmalıdır.
- Rüzgâr, biomas-biokütle ve güneşe yönelik gelecek kurgusu mutlaka yapılmalı, toplam elektrik enerjisi içindeki payları süreç içerisinde artırılmalıdır. Özellikle güneş enerjisine yönelik şimdiden bütçeden AR-GE çalışmaları için pay ayrılmalıdır.
- Yıllar itibariyle ithal enerji kaynaklarına bağımlılık aşağı çekilmeli, yeni doğalgaz kontratları yapılmamalıdır.
- Verimlilik, etkin kullanım ve tasarruf enerji projeksiyonları içerisinde yer almalıdır.
- Kayıp-kaçaklar OECD ortalamalarına çekilmelidir.
- Öz kaynakların (finansman kaynaklarının ve rezervlerin) en iyi şekilde değerlendirilmesi temel ölçüt alınarak, ülke düzeyinde enerjinin öncelik ve gereksinimlerinin tartışılıp, üzerinde tüm kesimlerce uzlaşılan enerji plan ve politikaları belirlenmelidir.
- Enerji üretiminde ulusal kaynaklara ve yenilenebilir enerji kaynaklarına ağırlık verilmelidir. Ülkemizde güneş, rüzgâr, jeotermal, biyogaz, biokütle, hidrojen vb. enerji kaynaklarının, şu an yeterince değerlendirilmeyen mevcut potansiyelleri, verimli bir şekilde değerlendirilmeli, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının desteklenmesi için düzenlemeler bir an önce yaşama geçirilmelidir.
- Tüketim ve üretim projeksiyonları sağlıklı saptanmalı ve nesnel ölçütlerle modeller geliştirilmelidir.

- Enerji güvenliğini sağlayacak politikaların geliştirilerek uygulanması, denetlenmesi ve çevrenin korunması katılımcılığı teşvik eden şeffaf yönetimler eliyle yapılmalıdır.
- Teknik ve ekonomik fizibilite, çevre etki değerlendirme, teknoloji seçimi, yatırım, işletme aşamaları ve tüketici bilincinin yükseltilmesi için her seviyede kadroların yetiştirilmesi ve sürekli eğitimi şarttır. Çevre koruma ve enerji tasarrufu bilinci geliştirmeye ilköğretimden başlanmalıdır. Üniversitelerde, kamuda ve özel sektörde teknoloji geliştirme amaçlı araştırma- geliştirme çalışmalarına ağırlık verilmelidir.

Diliyoruz 38. Dönemde "TMMOB Çalışma Grubu"nda yer alan arkadaşlarımızın inanılmaz özverileri ile ve yukarıda özetlemeye çalıştığımız anlayışımız çerçevesinde hazırlanan "TMMOB Enerji Raporu", enerji alanında olumlu adımların atılmış olduğu bir ortam için başlangıç olur.

Bu raporun hazırlanmasında emeği geçen TMMOB Enerji Çalışma Grubu üyeleri ve katkı veren tüm arkadaşlarımıza teşekkür ediyoruz.

Mehmet SOĞANCI
TMMOB Yönetim Kurulu Başkanı
Ekim 2006

1-GİRİŞ

Enerji temel ihtiyaçların karşılanması ve yaşamın sürdürülebilmesi için vazgeçilmez bir unsurdur. Ekonomik ve sosyal kalkınmanın temel girdilerinden biri olan enerjinin, dünyanın ve insanlığın geleceğindeki belirleyici konumu, geçtiğimiz her geçen gün daha da artmaktadır. Günümüz toplumlarında modern enerji hizmetlerinin yaygınlaşması kalkınma ve sosyal gelişme açısından yaşamsal önemdedir.

İkincil bir enerji türü olan elektriğin kullanımının yaygınlaşması sosyoekonomik gelişmenin önemli bir göstergesi olup, insani gelişme açısından da önemli bir rol oynamaktadır. Ancak, bilindiği üzere, bu hizmetlere erişim konusunda gelişmiş ülkelerle yoksul ülkeler arasında, dahası bir ülke içinde de farklı sosyoekonomik gruplar arasında önemli farklılıklar bulunmaktadır.

Dünya enerji tüketiminin 2005-2030 yılları arasında %50'den fazla artacağı, bu artışın sanayileşmiş ülkelerde %25 civarında olurken, -özellikle Asya, Orta ve Güney Amerika olmak üzere- gelişmekte olan ülkelerde iki kat olarak gerçekleşeceği öngörülmektedir.

Enerjinin ve elektrik enerjisinin yeterli, güvenilir, tüm toplumsal kesimler için erişilebilir bir şekilde temini ve bunun sürdürülebilir olması ülkelerin öncelikli konuları arasındadır. Bu anlamda enerjinin planlama ve yönetim boyutları önem kazanmaktadır. Özellikle, dünyada sık sık gündeme gelen enerji veya enerji hammaddeleri krizleri, ülkeleri, enerji politikalarını olası krizleri gözetererek planlamaya, kaynak kullanımında dikkatli olmaya ve ekonominin enerjiye olan bağımlılığını azaltacak önlemleri almaya yöneltmiştir. Bu çerçevede, ulusal kaynakların etkin, verimli ve rasyonel kullanımları ülkelerin enerji yönetimleri için hayati önem taşımaktadır.

Enerji üretimi halen büyük ölçüde petrol, doğalgaz, kömür gibi fosil yakıtlara dayalıdır ve bu durumun yakın gelecekte de süreceği öngörülmektedir. Özellikle petrol ve doğalgazın dünyada belirli bölgelerde yoğunlaşmış olması, bu kaynaklar açısından zengin olan bölgelerin ve buralardaki enerji kaynaklarının kontrolünü son derece önemli hale getirmektedir. ABD'nin bu yöndeki girişimlerini askeri güç kullanarak sürdürdüğü günümüzde enerji arz güvenliği, bir dış politika unsuru ve stratejik öneme sahip bir konu haline gelmiştir.

Avrupa Birliği'nin Rusya Federasyonundaki enerji kaynaklarına bağımlı olması, Rusya'nın dış ilişkilerinde enerji kaynaklarının önemli bir unsur olarak kullanılması, Rusya-Ukrayna arasındaki gerilimlerin doğalgaz naklini etkilemesi, AB üyesi ülkelerin ortak enerji politikası olması yönündeki beklentilere rağmen Polonya ve Ukrayna'yı dışarıda bırakarak Rusya ile Almanya'nın deniz üzerinden doğalgaz ulaştırılmasına olanak sağlayacak anlaşma yapmış olmaları, vb konular önümüzdeki dönemlerde de enerji

TMMOB Enerji Raporu 2006

kaynaklarının kontrolü konusunda uluslararası çatışma ve gerginliklerin gündeme geleceğinin,, enerjinin uluslararası ilişkilerin önemli bir bileşeni olacağıının göstergeleridir.

Avrupa Birliğinin enerji temin politikalarında dördüncü arter olarak tanımlanan geçiş hattı da Türkiye'dir. Ülkemiz hem öz kaynakların kullanımında, hem de zengin enerji kaynaklarının, tüketimi yüksek Batı dünyasına ulaştırılmasında uluslararası geçiş yolu olma hususunda bağımsızlığını esas alan politikalar oluşturmak ve izlemek zorundadır.

2-DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE ENERJİ ALANINDA EĞİLİMLER

2.1 DÜNYADA ENERJİ

Uluslararası Enerji Ajansının (UEA/IEA) tahminlerine göre, Dünyada enerji sektöründe hakim olan eğilimlerin devam etmesi halinde, geleceğe ilişkin olarak aşağıdaki öngörüler yapılmaktadır:

•**Dünyada 2030 yılına yönelik tahminlerde, enerji ihtiyacının önemli ölçüde fosil yakıtlarla karşılanmaya devam etmesi beklenmektedir.**

Varolan politikaların devamı halinde, 2030 yılındaki enerji ihtiyacının bugünkünün % 50'sinden daha fazla artış göstermesi, fosil yakıtların enerji ihtiyacının karşılanmasında hakim durumunu sürdürmesi, buna karşılık yenilenebilir enerji kaynaklarıyla nükleer enerjinin payının sınırlı kalması beklenmektedir.

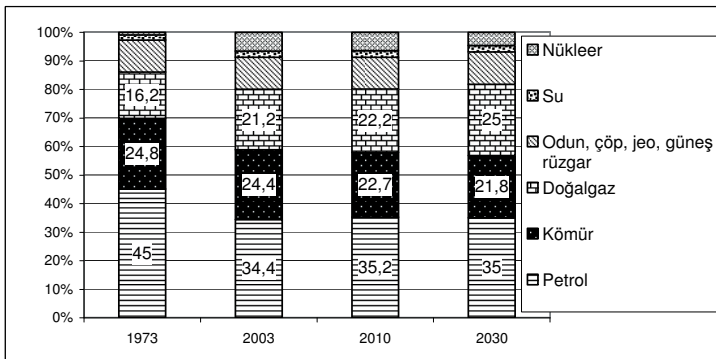
Dünya toplam birincil enerji arzı, 2003 yılında 10.579 milyon ton petrol eşdeğeri olmuştur. Söz konusu arzın kaynaklara dağılımında %34,4 ile petrol ilk sırada yer almaktadır. Daha sonra, %24,4 ile kömür ve %21,2 ile doğalgaz sıralanmaktadır (UEA 2005a : s.6).

1973 yılından 2003 yılına kadar geçen 30 yıllık dönemde, dünya birincil enerji arzında petrolün payı %10,6 düşerken doğalgazın payı %5 ve nükleerlerin payı ise %5,6 artmıştır. Kömürün payında ise kayda değer bir farklılık bulunmamaktadır. Toplam arz içerisinde 1973 yılında %24,8 olan kömürün payı 2003 yılında %24,4 olmuştur (UEA 2005a : s.6).

İleriye yönelik yapılan tahminlerde (UEA 2005a : s.46) dünya birincil enerji arzının 2030 yılında 16.500 milyon ton petrol eşdeğeri olacağı ve bu miktarın kaynaklara dağılımında önemli farklılıkların olmayacağı öngörülmektedir. Buna göre; 2030 yılında en büyük pay %35 ile yine petrolün olacaktır. Petrolü %25 ile doğalgaz, %21,8 ile kömür, %11,3 ile odun, çöp, jeo, güneş rüzgar vb kaynakların, %4,6 ile nükleerlerin ve %2,2 ile hidrolik kaynakların izleyeceği tahmin edilmektedir.

Dünya birincil enerji arzının kaynaklara dağılımı Şekil 1'de verilmektedir.

Şekil 1. Dünya birincil enerji arzının kaynaklara göre dağılımı (UEA 2005a)



Dünya birincil enerji kaynakları talebindeki artışın yaklaşık % 85'inin fosil yakıtlardan kaynaklanacağı tahmin edilmektedir. Petrol, zaman içinde gerilemekle birlikte, birincil enerji kaynakları içinde en büyük paya sahip olmaya devam edecektir. Fosil yakıtlar arasında talebi en hızlı artan kaynak doğal gaz olacak ve talep artışı esas olarak elektrik üretiminden kaynaklanacaktır. Buna karşılık kömüre olan talep az da olsa düşecek, ancak kömür elektrik üretiminde başta gelen kaynak olmaya devam edecektir. Dünya elektrik talebinin iki katına çıkması beklenmektedir. Projeksiyon döneminde nükleer kapasite, az da olsa artmakla birlikte nükleer enerjinin toplamdaki payının düşeceği tahmin edilmektedir. Yeni nükleer santrallerin Çin, Hindistan, Güney Kore, Japonya'da kurulması beklenmektedir.

Bununla birlikte, bir yandan iklim değişikliği nedeniyle karbondioksit yayımının sınırlandırılması girişimleri, diğer yandan doğal gaz konusunda Rusya'ya ve Orta Doğu'ya olan bağımlılık gibi nedenler sonucunda nükleer enerjiye olan yönelişin artacağı yönünde görüşler vardır. Ancak nükleer santrallerin güvenlik, çevre, atıklar gibi hala varlığını koruyan sorunları, bunlara bağlı olarak kamuoyu tarafından kabul edilebilirliğine ilişkin önemli engelleri vardır. Bunların yanı sıra, hakim politikalar çerçevesinde de, özellikle yüksek maliyetleri ve yatırım sürelerinin belirsizliği gibi nedenlerle rekabete dayalı piyasa koşullarında nükleer santrallerin yapılabilirliğine ilişkin önemli kuşku bulunmaktadır. Bu engeller sonucunda nükleer enerji karbondioksit yayımının azaltılmasına çözüm olarak tereddütsüz uygulamaya geçirilen bir seçenek olmamaktadır. Ancak bazı hükümetlerin bu yöndeki arayışlarının ivme kazandığı, nükleer enerjiyi yeniden canlandırmak ve desteklemek için bazı hareketlenmeler olduğu görülmektedir. Yukarıda belirtildiği üzere, nükleer hala ciddi sorunları olan bir enerji türüdür. Bu girişimlerin belirli sermaye gruplarına kaynak aktarmak üzere kullanılıp kullanılmayacağı hususunda da dikkatli olmak gerekmektedir.

Dünyada yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payının artarak % 6'ya ulaşması beklenmektedir. En önemli artış güçlü hükümet desteklerinin bulunduğu OECD-Avrupa'da gerçekleşecek, özellikle rüzgar ve biyokütle enerjisi, kullanımı en fazla artan kaynaklar olacaktır.

Dünya enerji talep artışının üçte ikisinin gelişmekte olan ülkelerden kaynaklanması beklenmektedir. 2030 yılına kadar bu ülkeler hızlı büyüyen ekonomileri, artan nüfusları ve kentleşme nedeniyle toplam talebin hemen hemen yarısını oluşturacaktır. Hidrolik dışı yenilenebilirler hariç, tüm birincil enerji kaynaklarına olan talepte gelişmekte olan ülkelerin payının artması beklenmektedir. Çin ve diğer Asya ülkeleri nedeniyle, gelişmekte olan ülkelerin nükleer enerji üretimindeki payları hızla artacaktır. Yine Çin ve Hindistan'daki talep artışı nedeniyle, gelişmekte olan ülkelerin kömür tüketimindeki payları da önemli ölçüde artacaktır.

•Enerji arz güvenliği açısından kısa dönem riskler büyümekte, görünen piyasa eğilimleri sonucunda enerji arz güvenliği konusunda ciddi kaygılar oluşmaktadır. Uluslararası ticaret arttıkça enerji temininde kesinti olma riski artmaktadır.

UEA'nın çalışmalarında, dünyadaki enerji kaynaklarının miktar olarak 2030 yılına kadar olan ihtiyacı rahatlıkla karşılayabileceği, ancak enerji arz maliyetleri konusunun belirsizlik taşıdığı kabul edilmektedir. İnceleme dönemindeki enerji ihtiyacını karşılamak için gerek petrol gerekse doğal gaz ve kömür kaynaklarının yeterli olduğu, hatta yeni rezervler bulunması hususunda büyük potansiyel olduğu düşüncesi hakimdir.

Dünya ekonomisi II.Dünya Savaşı sonrasındaki hızlı gelişimini bol miktarda bulunan hidrokarbon arzı üzerinden gerçekleştirmiştir. 1950'den günümüze petrol tüketimi 8 kat (günde 10 milyon varilden 80 milyon varile) artmıştır. Bugün dünyanın enerji tüketiminin % 62'si hidrokarbonlarla karşılanmaktadır. Söz konusu tüketimin yaklaşık üçte ikisi sanayileşmiş ülkelerde gerçekleşmektedir. ABD Enerji Departmanı'na göre gelişmekte olan ülkelerin petrol tüketimi 2001 –2025 arasında % 96 artacak, doğal gaz tüketimi ise % 103 yükselecektir. Çin ve Hindistan için ise bu artışlar daha da çarpıcıdır: Çin'in petrol tüketimindeki artış % 156, Hindistan'ınki ise % 152 olacaktır. Güney Kore ve Brezilya gibi, büyüyen ekonomileri için gaz ve petrol talebi hızla artan gelişmekte olan ülkeler de eklendiğinde hidrokarbon kaynakları üzerindeki rekabetin daha derinleştiği kabul edilmektedir.

Bu durumda OECD üyelerinin büyük çoğunluğu ile Hindistan, Çin gibi belli başlı petrol ve gaz ithalatçısı ülkeler, uzak ve dünyanın politik açıdan istikrarsız bölgelerinden ithal edilen petrole giderek daha bağımlı hale gelmektedir. Petrol talebindeki ve teminindeki esneklik giderek azalacaktır. Halihazırda petrolü ikame edecek bir başka kaynak bulunmadığından taşımacılıktaki petrol kullanımı yoğunlaşacaktır. Yükselen petrol talebi öncelikle Orta Doğu'daki OPEC ülkeleri ve Rusya tarafından karşılanacaktır. Petrol ticareti, petrol ihraç ve ithal eden ülkeler arasındaki karşılıklı bağımlılığı arttıracaktır. Ancak, politik riskler, saldırılar/sabotajlar sonucunda petrol kuyuları ve boru hatlarının kapatılması ya da tankerlerin bloke edilmesi riskleri de artmaktadır. Dünyada giderek artmakta olan doğal gaz kullanımı ve ticareti de aynı tür risklerle karşı karşıya kalabilecektir.

Enerji arz güvenliği bugün dünyada enerji tüketimi yüksek gelişmiş ülkelerin de en önemli konularından biri haline gelmiştir. Yukarıda belirtilenlere ek olarak, yeterli rezervlerin olduğu yönündeki tüm saptamalara karşın enerji temin hızının aynı oranda artmayacağına ilişkin tahminler enerji arz güvenliğini tehlikeye düşürmektedir. Enerji arz güvenliği artık ülkelerin ulusal güvenlik konuları içinde değerlendirilmekte, bunun sonucunda enerji ekonomik bir konu olmanın ötesine geçerek askeri politikaların bir bileşeni olmaya doğru ilerlemektedir. Nitekim sanayileşmiş ve /veya yüksek enerji

tüketimine sahip ülkeler arasında varolan gaz ve petrol kaynakları üzerindeki kontrollerini arttırma yönünde önemli mücadele sergilenmektedir.

ABD'nin Irak üzerinden Orta Doğu'daki kaynakları kontrol etme girişimi, Hindistan'ın İran'dan boru hattı ile gaz ithal etme planlarını ABD'nin engellemek istemesi, Doğu Çin Denizi'nde ihtilafli sahada doğal gaz üretiminin Çin ve Japonya arasında gerilim yaratması, ABD'nin Rusya'nın enerji sektörünü Amerikan firmalarına açması hususunda yaptığı baskılar Hazar Denizinden boru hatlarının geçişi konusundaki sorunlar vb konular enerji sorununun dış politika konularının asli unsuru haline geldiğini, gerilimlere neden olduğunu ve gerilimlerden çatışmalara ve savaşlara kadar gidebileceğini gösteren unsurlardır.

•Fosil yakıtların yanması sonucu oluşan karbondioksit ve sera etkisi yaratan diğer kirleticiler mevcut enerji sisteminin sürdürülebilirliğini riske sokmaktadır.

Mevcut politikaların devamı halinde enerjiden kaynaklanan karbondioksit emisyonları hızlı biçimde artacaktır. UEA'nın "World Energy Outlook 2004" adlı yayınına göre 2030 yılına kadar CO2 emisyonunun 2004 yılı değerinin % 60'ından daha fazla olması beklenmektedir. Beklenen emisyon artışının üçte ikisinden fazlasının, genellikle, karbon yoğunluğu en yüksek yakıt olan kömürü tüketen gelişmekte olan ülkelere kaynaklanacağı öngörülmektedir. Emisyonların esas kaynakları termik santraller ve taşıtlar olacaktır.

Mevcut eğilimler devam ettiği müddetçe atmosferik karbondioksit konsantrasyonunun bu yüzyılda sanayi öncesi dönemlerin iki katına çıkacağı tahmin edilmektedir. Bu durumun küresel sıcaklığın 2-5 derece yükselmesi anlamına geldiği, iklim düzeninde tahmin edilemez değişikliklere neden olacağı, doğanın taşıyabilme sınırlarının sonuna geldiği yönünde görüşler vardır.

•İhtiyaç duyulan yeni yatırımlar için önemli finans kaynağı gerekmektedir.

Tahmin edilen enerji ihtiyacının karşılanabilmesi için 2003 yılından 2030 yılına kadar dünyada 16 trilyon dolar (yılda yaklaşık 568 milyar dolar) tutarında yatırım yapılması gerekmektedir. Bu yatırımlar içinde elektrik sektörünün payının % 60'dan fazla olması beklenmektedir. Yatırımların yaklaşık yarısının, talebin ve üretimin en hızlı artacağı gelişmekte olan ülkelerde yapılması gerekmektedir. Ancak gelişmekte olan ülkelerin ihtiyaçlarının, ekonomik büyüklüklerine göre fazla olması ve daha büyük yatırım riski taşımaları nedeniyle, neoliberal politikaların sürdüğü mevcut koşullarda gerekli olan finansmanı elde edip edemeyecekleri önemli bir sorun alanıdır. UEA'nın 2003 yılında yayınlanan çalışmasında, piyasa uygulamaları sonrasında bugüne kadar yatırımlar konusunda sıkıntı çekmeyen OECD ülkelerinde bile enerji yatırımlarının belirsiz hale geldiği belirtilmektedir. (UEA, *World Energy Investment Outlook 2003*) Söz konusu çalışmada, neoliberal anlayışın bir uzantısı olarak, ülkelerin gerekli sermayeyi çekebilmek için "piyasa

reformlarını” gerçekleştirmeleri önerilmekte, bunu yanında sermayeyi belirli bir ülkeye ve sektöre çekebilmek için politik ve makroekonomik istikrar, sermayenin risklerinin azaltılması türünde koşulların gerektiği de vurgulanmaktadır. Buna karşılık küreselleşme sürecinde dış etkenlerin de öne çıkması nedeniyle, özellikle gelişmekte olan ülkelerde ekonomik ve siyasal kırılganlık daha da artmaktadır. Enerji gibi, zamanında yatırım yapılması gereken ve ekonominin tüm alanlarını etkileyen bir sektörde, yatırımların özel sektöre bırakılmasının enerji arzında yetersizliğe neden olacağı, özel sermaye gruplarının yatırım yapmak için yeni teşvikler ve garantiler peşinde olacağı açıktır.

•Dünyanın en yoksul kesimleri modern enerji hizmetlerinden yoksun kalmaya devam edecektir.

Enerji yoksulluğu ciddi bir sorun olarak kalmaya devam edecektir. OECD dışındaki ülkelerde enerji konusunda bazı gelişmeler beklenmekle birlikte, bu ülkeler, modern enerji hizmetlerine erişim ve kişi başına düşen enerji tüketimi konularında OECD ülkelerinin çok altında kalmaya devam edecektir. Elektrik enerjisine erişim hususunda az bir iyileşme olacak, diğer yandan geleneksel kaynakların verimsiz ve sürdürülemez bir şekilde kullanımı tahmin döneminde artarak devam edecektir.

2002-2030 döneminde elektrifikasyon hızı artmakla birlikte, elektrik enerjisinden yoksun nüfus, 2002 yılında 1,6 milyar iken, 2030 yılında ancak 1,4 milyara düşebilecektir. Kentsel alanlarda elektriğe erişim daha kolay olmakla birlikte, şehirlerde yaşayan nüfus içinde elektrikten yoksun olanların sayısı biraz artacak, buna karşılık kırsal kesimde bu sayı düşecektir. Isınma, pişirme için geleneksel biyokütle kullanan nüfus artmaya devam edecek, 2002 yılında 2,4 milyar olan bu nüfus, 2030’da 2,6 milyara çıkacaktır.

Birleşmiş Milletler Milenyum Kalkınma Hedeflerine göre, günde 1 doların altında harcama yapan insanların sayısını 2000-2015 yılları arasında % 50 oranında azaltmak amaçlanmaktadır. UEA’nın hazırladığı referans senaryoda, 2015 yılında, hala elektrikten yoksun olan yarım milyardan fazla insana elektrik sağlanmadığı takdirde bu hedeflere ulaşılabilmesi mümkün değildir. Bu hedeflerin karşılanabilmesi için, elektrik sektörüne 200 milyar dolar ek yatırım yapılması, ayrıca yine bu hedefin karşılanabilmesi için, Referans Senaryoya kıyasla 700 milyonluk bir nüfus fazlasına 2015 yılına kadar modern ısıtma ve pişirmede kullanılan yakıtların temin edilmesi gerekmektedir

•UEA’ya göre, Referans Senaryo’daki eğilimler değiştirilemez değildir. Hükümetlerin politikalarına bağlı olarak, önemli ölçüde farklı bir gidişat oluşturulabilecektir.

UEA’nın öngörülerinde, Referans Senaryo’nun yanında, ülkelerin şimdiden karşı karşıya kaldıkları çevre ve enerji arz güvenliği politikalarını çözümleyen ve enerji etkin teknolojilerin daha hızlı bir biçimde devreye sokulmasını dik-

kate alan bir Alternatif Senaryo da hazırlanmaktadır. Alternatif Senaryo'da küresel enerji talebi ve CO2 emisyonları Referans Senaryo'ya göre önemli ölçüde azalacak, bunun sonucunda Orta Doğu'daki petrol ve gaz olan talep daha düşük olacaktır.

Alternatif Senaryo'da küresel birincil enerji kaynağı talebinin 2030 yılında Referans Senaryo'ya göre % 10 az olacağı öngörülmektedir. Alternatif Senaryo'da Referans Senaryo'ya göre petrol talebi % 11, kömür talebi % 24 ve doğal gaz talebi % 10 daha düşük olacaktır. Enerjiye bağlı karbondioksit yayımının da % 16 oranında düşmesi beklenmekte, bu düşüşün yarıdan fazlasının araçlarda, elektrikli cihazlarda, aydınlatmada ve endüstride enerjinin daha verimli kullanılması sonucunda gerçekleşeceği tahmin edilmektedir. Elektrik üretiminde ise yenilenebilir kaynaklar ve nükleer enerjinin payının artması öngörülmektedir.

•Sürdürülebilir bir enerji sistemi oluşturabilmek için enerjinin üretimi ve kullanımında teknolojik değişimin gerekli olduğu ortaya çıkmaktadır.

Alternatif Senaryo'da CO2 emisyonlarının artış hızının düşürülmesi öngörülmekle birlikte, bunun mevcut teknolojilerin kullanımıyla önemli ölçüde sağlanamayacağı açıktır. Karbon tutma ve depolama teknolojilerinde gelişmeler olduğu takdirde bu durumun fosil yakıtların kullanımını etkileyeceği düşünülmektedir. Diğer yandan ileri nükleer reaktörler ve yenilenebilir enerji kaynaklarının fosil yakıtlara olan bağımlılığı azaltılabileceği beklenmekte, ancak UEA'ya göre inceleme döneminde bu gelişmelerin gerçekleşme olasılığı zayıf görünmektedir. Bununla birlikte küresel enerji sisteminin ekonomik, sosyal ve çevresel açıdan sürdürülebilir olmasında, teknolojik gelişmelerin ve bu gelişmelerin uygulamaya sokulmasının anahtar rol oynayacağı kabul edilmektedir.

UEA varolan enerji politikalarının sürdürülebilirliği konusunda da kaygılıdır. Yapılan çalışmalarda petrol piyasalarındaki yatırım eksikliğine dikkat çekilmekte, gelecekteki küresel enerji talebinin karşılanmasında Orta Doğu ve Kuzey Afrika (ODKA)bölgelerinin kritik bir rol oynayacağı belirtilmektedir.

UEA ülkelerinin ve özellikle Çin ve Hindistan gibi büyük ithalatçıların Orta Doğu ve Kuzey Afrika'dan(ODKA) petrol ve doğal gaz ithalatının artacağı vurgulanmaktadır. Enerji kaynaklı karbondioksit emisyonlarının da yükseleceği gözönünde tutulduğunda, UEA, enerji arz güvenliği ve çevre açısından mevcut politikalarının sürdürülebilir olmadığını belirtmektedir.

2030 yılına kadar bölgenin dünya petrol üretimindeki payının % 35'ten % 44'e çıkması beklenmektedir. Bölgenin 2030 yılına kadar petrol üretimi % 75 , doğal gaz üretimi ise yaklaşık üç kat artacaktır. Ancak bunun için bölgedeki ülkelerin enerji altyapısı için yılda yaklaşık 53 milyar dolar yatırım yapmaları gerekmektedir.

Bu yatırımların yapılmaması ya da tüketici ülkelerin politikaları değişmesi halinde ortaya çıkabilecek riskleri değerlendirmek üzere UEA iki senaryo üzerinden çalışma yapmıştır:

Birincisi, üretici ülkelerdeki yatırımların gecikeceği varsayımı üzerinden yapılmıştır.

İkincisi ise bir Alternatif Politika Senaryosudur ki, bunda da tüketici ülkeler, yükselen fiyatlar, arz güvenliği veya çevre, ya da bu üç nedenin tümüne bağlı olarak talebi kısmak için önlemler alacaktır.

Her iki durum da ODKA ülkeleri için ciddi sonuçlar yaratmaktadır.

Birinci senaryoda enerji fiyatları hızla yükselmekte, küresel enerji talebi azalmakta, bunun sonucunda 2004-2030 arasında bölge ülkelerinin petrol ve doğal gazdan kaynaklı kazançları 1 trilyon dolardan daha fazla düşmektedir. Dünya büyüme hızı da yavaşlamaktadır.

Bu senaryonun çok fazla unsura bağlı olabileceği, ancak Yüksek fiyatlar, daha fazla belirsizlik, piyasanın verimli çalışmaması gibi sonuçların değişmeyeceği belirtilmektedir: İkinci Senaryo ise ithalatçı ülkelerde politika değişikliğini ifade etmektedir. Temmuz 2005'te Gleneagles Zirvesinde, G8 'lerin daha temiz enerji ve iklim değişikliği ile mücadele konusundaki Eylem Planı ele alınmıştır. Bu senaryoda küresel petrol ve gaz talebi daha yavaş artmakta ancak ODKA ülkelerine bağımlılık hala yüksek kalmaktadır.

Petrol üretimi ve rafinasyonuna yıllardır yatırım yapılmamasının sonucu olarak piyasadaki enerji fiyatları hızla yükselmiştir. Bunun neticesinde UEA'nın fiyat tahminleri de gerçeği yansıtmamaktadır. Referans senaryolarında 2010 yılında yeni ham petrol üretim ve rafinasyon kapasitesinin devreye gireceği varsayımıyla 35 \$, 2030 yılında 39\$ olacağı tahmin edilmektedir. Buna karşılık Geciken Yatırımlar Senaryosunda (Deferred Investment Scenario) petrol fiyatları 2030'da ancak 52 \$ olmaktadır.

2.2-TÜRKİYE'DE ENERJİ

ETKB'nin rakamlarına göre Türkiye'de 2004 yılında birincil enerji kaynakları üretimi 24,33 milyon tep, tüketimi ise 87,81 milyon tep olmuştur. Bu rakamlara göre enerji tüketiminin % 72'si ithalatla karşılanmaktadır. Birincil enerji kaynakları tüketiminin % 36' sını petrole dayalıdır. Tüketilen petrolün yaklaşık % 7'si yerli üretimle karşılanmaktadır.

Bunun yanında elektrik üretimi de giderek artan düzeyde yine ithal bir kaynak olan doğal gazla dayalı hale gelmiştir. Doğal gazın kurulu güç içindeki payı % 35,7'dur. Elektrik üretimi 2005 yılında yaklaşık 162 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. 2005 yılı Türkiye elektrik enerjisi üretiminin yaklaşık %75'lik bir orana karşılık gelen, 122 268 Milyon kWh'lık bölümü termik ve yaklaşık %25'lik bir orana karşılık gelen 39 658 Milyon kWh'lık bölümü ise hidrolik kaynaklardan elde edilmiştir.

TMMOB Enerji Raporu 2006

Doğal gazla olan talep tüm dünyada artmakta, özellikle doğal gazın elektrik üretimi içindeki payı hızla yükselmektedir. Bu durumun, yakıtın boru hatlarıyla transfer edilebilmesi, göreceli olarak temiz olması, ısı değerinin yüksek ve kömüre göre sabit olması, doğal gazla dayalı kombine çevrim santrallerinin verimlerinin yüksekliği, işletme esnekliği gibi çeşitli nedenleri vardır. Diğer yandan doğal gaz, kamu tekelleri parçalanarak özel sektöre açılan enerji elektrik piyasasının önde gelen yakıtı olmuştur. Düşük yatırım maliyeti ve yatırım süresinin kısalığı elektrik sektöründe doğal gazla dayalı santralleri özel sektörün öncelikli tercihi haline getirmiştir. Al ya da öde koşuluyla imzalanan doğal gaz anlaşmaları, ekonomik kriz sonucu azalan elektrik talebi nedeniyle ve plansız özel sektör santral yatırımları sonucunda kamu santrallerinin kapasitelerinin altında çalıştırılması ya da devre dışı bırakılması Türkiye’de elektrik sektörünün özel sektöre açılması sürecinin sonuçlarıdır. Türkiye’de elektrik sektöründe Yap-İşlet-Devret, Yap-İşlet, İşletme Hakkı Devri gibi uygulamalarla gerçekleştirilen özelleştirme uygulamalarının, yüksek maliyetler, alım-fiyat garantileri gibi sorunların yanında, olumsuz etkilerinden biri de yukarıda da belirtilen nedenlerle doğal gazla dayalı kapasitenin aşırı artması olmuştur.

Türkiye’de enerji alanına ilişkin rakamlar enerji sektöründe önemli ölçüde dışa bağımlılığı göstermektedir. Günümüzde enerji arz güvenliğinin uluslararası bir sorun haline geldiği de gözönünde bulundurulursa birincil kaynakların temini, fiyatlar, yatırımların finansmanı, teknoloji, verimlilik vb konular Türkiye’nin de öncelikleri arasında olmak durumundadır.

Türkiye’de resmi politikaların, yıllardır ülkenin enerji geleceğini bölgedeki petrol, doğal gaz gibi enerji kaynaklarını Batı’ya açılan noktalara taşıyan boru hatlarının geçiş bölgesi olmaktan gördüğü bilinmektedir. Ancak bu durum riskleri de beraberinde getirmektedir. Bir yandan ithal kaynaklara olan bağımlılığın artması diğer yandan uzak mesafelere ve ülkeler arasında taşınan doğal gaz ve petrol hatlarının aynı zamanda bölgesel veya ülkeler arasındaki çeşitli gerilim ve saldırıların ana hedefi olması türünde risklerin artacağı açıktır. Bu durum enerji politikalarında “ithalatı kontrol edilebilir seviyelerde tutmanın, bu amaçla yerli, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarından etkin bir şekilde yararlanılması ve enerji verimliliğinin iyileştirilmesi vb arayışların önemini” de göstermektedir.

Ülkemizde enerji alanına ilişkin saptama ve değerlendirmelere bundan sonraki bölümlerde daha geniş olarak yer verilmiştir.

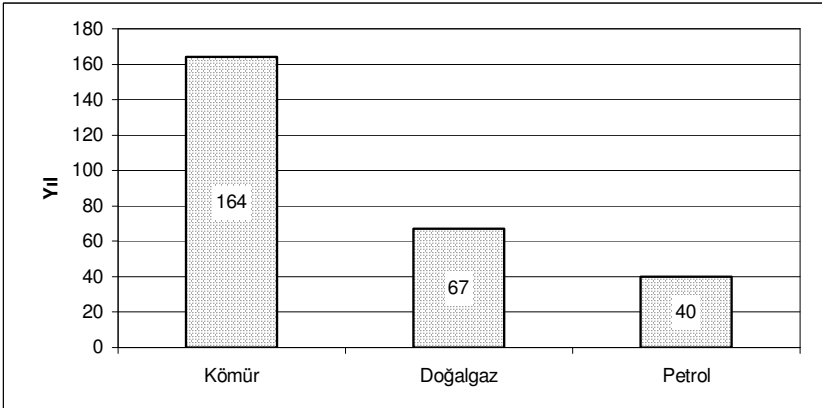
3-ENERJİ KAYNAKLARI

Ülkemizde enerji alanına yönelik politika/program önerileri oluşturmak için enerji kaynaklarının dünyada ve ülkemizdeki durumuna ilişkin bazı saptamalar yapmak gerekmektedir.

3.1-KÖMÜR

Ülkemizin önemli enerji kaynaklarından biri olan kömürün dünya toplam enerji arzı içerisindeki payı 2030 yılına kadar önemli bir değişim göstermeyecektir. Bu öngöründe, kömür rezervlerinin petrol ve doğalgaz gibi diğer enerji kaynaklarına göre dünya üzerinde daha geniş bir yayılım gösteriyor olması rol oynamaktadır. Söz konusu enerji kaynaklarının kalan ömürleri dikkate alındığında, kömürün, özellikle 2030 yılından sonra çok daha büyük önem kazanacağı anlaşılmaktadır.

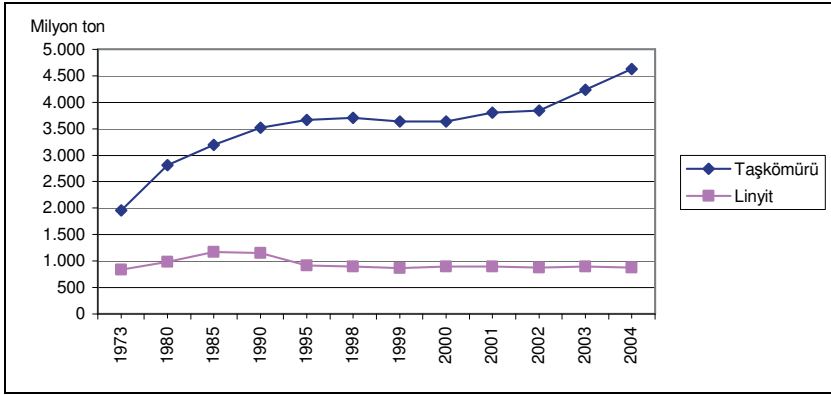
2004 yılı sonu itibariyle dünya toplam kanıtlanmış kömür rezervi 909 milyar ton olup, dünya kömür üretim büyüklüğü dikkate alındığında kömür rezervlerinin 164 yıl ömrü bulunmaktadır (BP 2005a). Bu süre, yeni rezervlerin bulunması halinde petrol için yaklaşık 40 yıl ve doğalgaz için ise 67 yıl olarak tahmin edilmektedir. (Şekil 2).



Şekil 2. Enerji kaynaklarının kalan ömürleri (BP 2005a)

Kömür rezervleri dünya üzerinde 70'den fazla ülkede bulunmaktadır. En büyük rezerv miktarı 247 milyar ton ile ABD'ye aittir. Bu ülkeyi, 157 milyar ton ile Rusya ve 114,5 milyar ton ile Çin izlemektedir (BP 2005a- British Petroleum, **Statistical Review of World Energy 2005**, June, London).

Kömür, 50'nin üzerinde ülkede üretilmekte ve 70'in üzerinde ülkede tüketilmektedir (WCI 2005a : 13). Dünya kömür üretimi 2003 yılında 5.124 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Bu miktarın 4.231 milyon tonu taşkömürü ve 893 milyon tonu ise linyit üretimidir (WCI 2005b- World Coal Institute, **Coal Facts, 2005** edition, London). Yıllar itibariyle dünya taşkömürü ve linyit üretimleri Şekil 3'de verilmektedir.



Şekil 3. Yıllar itibariyle dünya taşkömürü ve linyit üretimleri (UEA 2003: s. I.186-I.203)

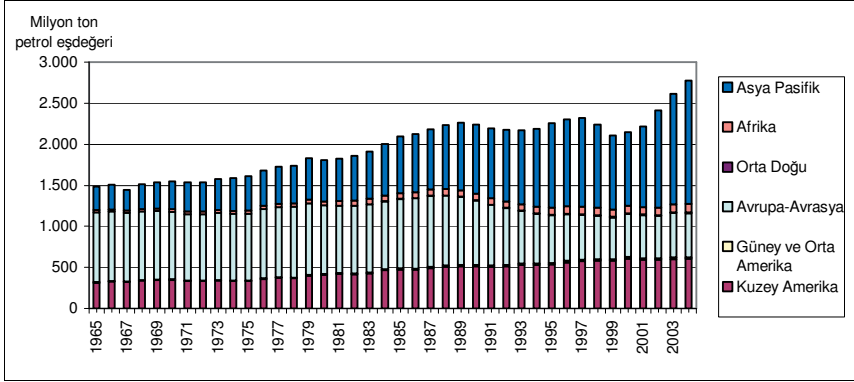
Dünya taşkömürü üretiminin yaklaşık %93'ü 11 ülke tarafından yapılmaktadır. Bu ülkeler; Çin, ABD, Hindistan, Avustralya, Güney Afrika Cumhuriyeti, Rusya, Polonya, Endonezya, Ukrayna, Kazakistan ve Kolombiya'dır. 2003 yılında en yüksek üretim, yaklaşık 1,5 milyar ton ile Çin tarafından gerçekleştirilmiştir. Bu ülkeyi, 890 milyon ton ile ABD, 340 milyon ton ile Hindistan, 275 milyon tonla Avustralya, 240milyon tonla Güney Afrika Cumhuriyeti ve 190 milyon ton ile Rusya izlemektedir. En önemli linyit üreticisi ise, dünya üretiminin %20'sini karşılayan Almanya'dır (WCI 2005b).

Dünya taşkömürü üretiminin yukarıda aktarılan profilinde, son 30 yılda önemli bir değişiklik olmamıştır. 1973 yılında üretimin yaklaşık %91'i yine 11 ülke tarafından gerçekleştirilmiştir. Söz konusu dönemde, Avustralya'nın üretimi %376, Hindistan'ın üretimi %323, Güney Afrika Cumhuriyeti'nin üretimi %262, Çin'in üretimi %204 ve ABD'nin üretimi ise %80 artmıştır. Almanya, İngiltere ve Polonya gibi Avrupa ülkelerinin üretimlerinde ise önemli düşüşler yaşanmıştır (IEA 2003 : s. I.186-I.187- International Energy Agency, **Coal Information 2003**, Paris).

Dünya linyit üretiminin ise %75'i 9 ülke tarafından üretilmektedir. Bu ülkeler; Almanya, Rusya, ABD, Yunanistan, Avustralya, Türkiye, Polonya, Çek Cumhuriyeti ve Kanada'dır (UEA 2003 : s.I.203).

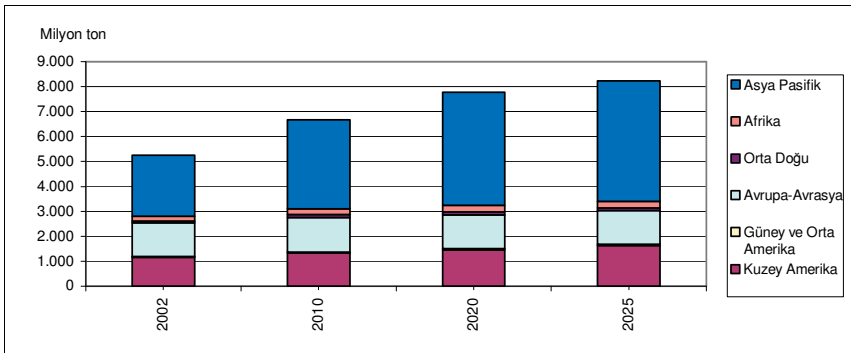
Dünya toplam kömür tüketimi, üretimlere nazaran daha dengeli dağılmaktadır. Yaklaşık 2,6 milyar ton petrol eşdeğeri olan 2003 yılı tüketiminin %31,9'u Çin'in ve %22'si ise ABD'nin tüketimidir. Bu iki ülkeyi, %7,3 ile Hindistan, %4,3 ile Japonya, %4,2 ile Rusya, %3,4 ile Güney Afrika Cumhuriyeti, %3,3 ile Almanya ve %1,9 ile Avustralya izlemektedir. Kalan %21,7 ise diğer ülkelerin talebini oluşturmaktadır (BP 2005b- British Petroleum, **Statistical Review of World Energy 2005- Workbook**).

Geçmişten günümüze kadar dünya kömür üretiminin profili çok fazla farklılık göstermezken, tüketimin bileşiminde önemli değişimler gözlenmektedir. 40 yıl öncesinde dünya toplam kömür tüketiminin %32,6'sı Avrupa-Avrasya, ve %10,9'u Asya-Pasifik ülkeleri tarafından tüketilirken, günümüzde bu tablo tersine dönmüştür. 2004 yılı itibariyle tüketiminin %20,7'si Avrupa-Avrasya ve %51,5'i ise Asya-Pasifik ülkeleri tarafından tüketilmektedir. Söz konusu dönemde dünya kömür tüketimi %76 artmış olup, Avrupa-Avrasya ülkelerinde %36 azalmış ve Asya-Pasifik ülkelerinde ise %371 artmıştır. Avrupa Birliği'ne dahil 25 ülkenin kömür tüketimindeki düşüş ise %38 düzeyindedir. Dünya kömür tüketimindeki söz konusu dönüşüm Şekil 4'den izlenebilmektedir.



Şekil 4. Yıllar itibariyle dünya kömür tüketimi (BP 2005b).

Dünya kömür talebinin, %56 artışla 2025 yılında 8,2 milyar ton düzeyine yükseleceği öngörülmektedir (DOE/EIA 2005 : s.95- Department Of Energy/ Energy Information Administration, **International Energy Outlook 2005**, July, Washington). Söz konusu öngörüye göre, aynı dönemde kömüre olan talep Batı Avrupa ülkelerinde yaklaşık %20 azalırken, Doğu Avrupa ve Eski Sovyet Cumhuriyeti ülkelerinde %14, Kuzey Amerika'da %41 ve Asya-Pasifik ülkelerinde ise %96 artacaktır (Şekil 5).



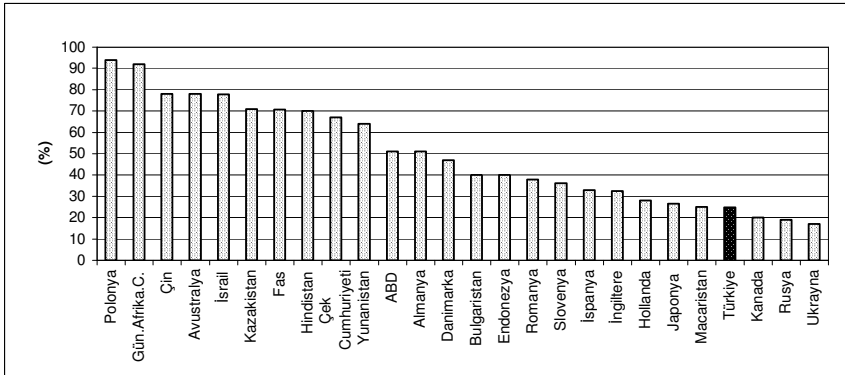
Şekil 5. Dünya kömür talep tahmini (DOE/EIA 2005 : s.95).

Dünya kömür ticaret hacmi, 2004 yılında 755 milyon tona ulaşmıştır. Söz konusu ticaretin %91,3'ü 9 ülkenin elinde bulunmaktadır: Avustralya (%29), Endonezya (%14,2), Çin (%11,4), Güney Afrika Cumhuriyeti (%8,9), Rusya (%8,6), Kolombiya (%6,9), ABD (%5,7), Kanada (%3,6) ve Kazakistan (%3) (WCI 2005b- World Coal Enstitute, **Coal Facts**, 2005 Edition, London).

Kömür ithalatında ise Avrupa ülkeleri en büyük payı almaktadır. Ticareti yapılan kömürün yaklaşık %40'ı Avrupa'ya satılmaktadır. Japonya %24,2'sini ve Güney Kore ise %10,5'ini satın almaktadır. Elektrik ya da ısı üretimi amacıyla kömür ithal eden ülkeler arasında; Almanya, Belçika, Danimarka, Finlandiya, Fransa, İrlanda, İtalya, Japonya, Güney Kore, Hollanda ve Portekiz de bulunmaktadır.

Dünya kömür üretiminin yaklaşık %69'u elektrik üretimi amacıyla kullanılmaktadır. Diğer kullanımları ise ısınma, demir çelik ve çimento sektörlerinde yoğunlaşmıştır. Elektrik üretimi amaçlı kullanımın 2030 yılında %79 düzeyine yükseleceği tahmin edilmektedir (WCI 2005a : s.40- World Coal Enstitute, **The Coal Resource- Acomprehensive Overview Of Coal**, London).

Dünya toplam elektrik üretimi, 2003 yılında, 16.661 TWh olarak gerçekleştirilmiştir. Elektrik üretiminde kullanılan kaynaklar içerisinde en büyük pay, %40,1 (6,681 TWh) ile kömüründür. Kömürü %19,4 ile doğalgaz, %15,9 ile hidrolik, %15,8 ile nükleer, %6,9 ile petrol ve %1,9 ile diğer kaynaklar izlemektedir (IEA 2005a : s.24). Çeşitli ülkelerde elektrik üretiminde kömür kullanım oranları, 2002 yılı itibariyle Şekil 6'da verilmektedir. 2002 yılı itibariyle, ülkemizde, elektrik üretiminde kömür kullanımı %24,8 olmuştur. Bu oran içerisinde ithal kömürün payı %1 düzeyindedir. 2005 yılı ilk sekiz ayı itibariyle ise, elektrik üretiminde kömür %25,5 oranında kullanılmış olup, bu oranın sadece %19,3'ü yerli kömürün, kalan %6,2'si ise ithal kömürün payıdır. 2005 yılı ilk sekiz ayı itibariyle ülkemizde, Kömüre Dayalı elektrik üretiminin yaklaşık %25 i ithal kömürden elde edilmiştir. Bu oranın yükselmesinde, kurulu güç fazlası nedeniyle linyite dayalı kamu santrallerinin düşük kapasitede çalıştırılması rol oynamaktadır.



Şekil 6. 2002 yılı itibariyle çeşitli ülkelerde elektrik üretiminde kömür kullanım oranları (IEA 2002a).

Sonuç olarak kömür, elektrik üretimi amacıyla kullanılan yakıtlar arasında en yaygın olanıdır. Gelecekte, elektrik üretiminde kömürün payının azalacağı, doğal gaz payında ise önemli artışların olacağı tahmin edilmektedir. Buna karşın, kömürün, elektrik üretiminde en yüksek oranda kullanılan yakıt olma niteliğinin 2030 yılına kadar değişmeyeceği öngörülmektedir.

Yapılan araştırmalara göre (IEA 2002b- International Energy Agency, **Energy Policies of IEA Countries-Turkey 2005**), kömüre dayalı elektrik üretimi 2003 yılındaki 6.681 TWh'den 2030 yılında 11.590 TWh'ye yükselecek, buna karşın kömürün kaynak payı ise sadece %2 azalarak %37'ye inecektir. Gelişmekte olan ülkelerde ise, kömüre dayalı elektrik üretimi 3 katından fazla artacaktır.

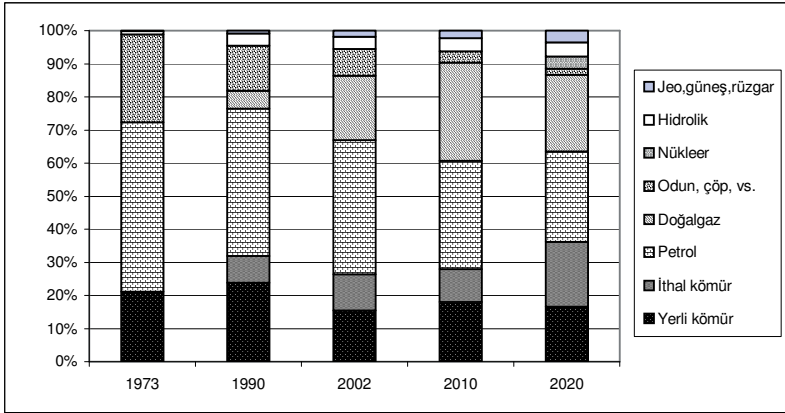
Türkiye Enerji Sektöründe Kömür

Ülkemizde, 2002 yılı itibarıyla toplam birincil enerji arzı, 75,42 milyon ton petrol eşdeğeri olmuştur. Söz konusu arzın kaynaklara dağılımında, %40,5 ile petrol ilk sıradadır. Petrolü, %26,2 ile kömür (%15,3'ü yerli kömür ve %10,9'u ithal kömür), %19,5 ile doğalgaz, %8 ile odun, hayvan ve bitki artıkları, %3,8 ile hidrolik ve %2 ile diğer kaynaklar izlemektedir (IEA 2005b : s.169-171).

Söz konusu yılda toplam enerji arzının %32,4'ü yurtiçi kaynaklardan ve %67,6'sı ise ithal kaynaklardan sağlanmıştır. Toplam 24,43 milyon ton petrol eşdeğeri tutarındaki yurtiçi birincil enerji üretimi içerisinde kömürün payı %47,6'dır. Diğer kaynaklar ise, sırasıyla, %24,8 odun, hayvan ve bitki artıkları, %11,9 hidrolik kaynaklar, %9,8 petrol ve %5,9 diğer kaynaklar şeklindedir. İthal kaynakların dağılımında ilk sırayı %54,9 ile petrol almaktadır. Petrolü %28,3 ile doğalgaz ve %16,3 ile kömür izlemektedir (IEA 2005b : s.169-171).

Toplam enerji arzının 2020 yılında 222,27 milyon ton petrol eşdeğeri olacağı, bu miktarın %30'unun yurtiçi kaynaklardan ve %70'inin ise ithal kaynaklardan karşılanacağı öngörülmektedir (IEA 2005b). Toplam birincil enerji arzı içerisinde 2002 yılında %15,3 olan yerli kömürlerin payının 2020 yılında yaklaşık sabit tutulması, ithal kömür payının ise %100'e varan bir artışla %10,9'dan %19,6'ya yükseltilmesi planlanmaktadır. Aynı planlamalara göre, toplam arz içerisinde doğalgazın payı %3,7 artışla 2020 yılında %23,2'ye çıkarılacak, yeni tesis edilecek nükleer santral ile nükleerlerin payı %3,7 olacaktır. Ülkemizde toplam birincil enerji arzının kaynaklara dağılımı Şekil 7'de verilmektedir.

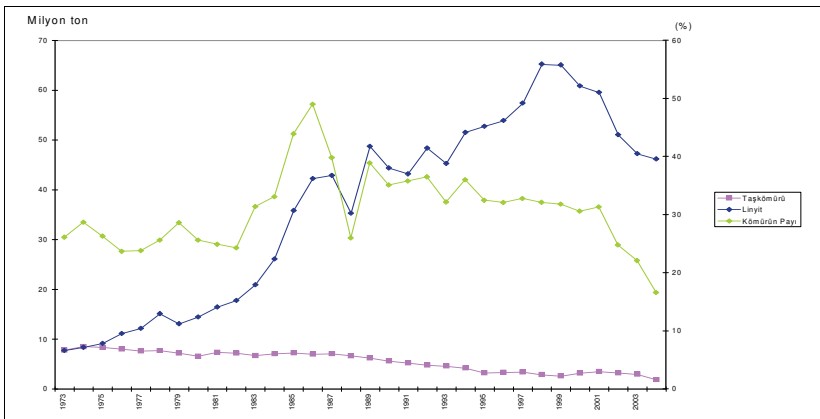
TMMOB Enerji Raporu 2006



Şekil 7. Türkiye toplam birincil enerji arzının kaynaklara dağılımı (IEA 2005b).

Ülkemizde, 2002 yılı itibariyle kömür üretimi toplam 11,64 milyon ton petrol eşdeğeri olmuştur. 1980'li yıllardan itibaren sürekli bir azalış eğilimine giren taşkömürü üretimleri 2004 yılında 1,9 milyon ton olarak gerçekleşirken, linyit üretimleri de 1998 yılından itibaren düşmeye başlamıştır.

Linyit üretimleri, özellikle 1970'li yılların başlarından itibaren, petrol krizlerine bağlı olarak elektrik üretimine yönelik linyit işletmeleri yatırımlarının başlaması ile hızlanmıştır. 1970 yılında yaklaşık 5,8 milyon ton olan linyit üretimi 1998 yılında yaklaşık 65 milyon ton olarak gerçekleşmiştir. Ancak, bu tarihten itibaren, özellikle doğalgaz alım anlaşmaları nedeniyle, sürekli bir iniş yaşayan linyit üretimi 2004 yılında 46 milyon tona kadar düşmüştür. Linyit üretimindeki bu azalma, yerli linyitlerimizin elektrik enerjisi amacıyla kullanım oranındaki azalışla paralel gitmektedir. Yıllar itibariyle ülkemiz taşkömürü ve linyit üretimleri ile elektrik enerjisi üretiminde kömürün payı Şekil 8'de verilmektedir.



Şekil 8. Yıllar itibariyle ülkemiz taşkömürü ve linyit üretimleri ile elektrik enerjisi üretiminde kömürün payı (DEK/TMK 2003 : s.161, TKİ 2004 ve TTK 2005).

Ülkemizde, 2005 yılının ilk 8 ayında, 106,6 TWh brüt elektrik üretimi gerçekleştirilmiştir. Söz konusu üretimin kaynaklara dağılımı, %43,5 doğalgaz, %25,6 hidrolik, %19,3 yerli kömür, %6,2 ithal kömür ve %5,4 diğer kaynaklar şeklindedir. Yapılan planlamalarda, 2020 yılında doğalgazın payının %34,3'e çekileceği, nükleer payının %6,6'ya ve kömür payının ise %33,3'e yükseltileceği öngörülmektedir. Bununla beraber, söz konusu planlamalara göre, kömürün payındaki yükseliş ithalat ile sağlanacaktır.

1970'li yıllardan itibaren başlayan elektrik enerjisi üretim amaçlı termik santral ve linyit üretim yatırımları çok büyük oranda kamu sektörü tarafından gerçekleştirilmiştir. Söz konusu yatırımlar Tablo 1'de özetlenmektedir.

Tablo 1: Linyite dayalı santrallerin kurulu güçleri ve maden işletmelerinin tüketim kapasiteleri

Proje Adı	Kömür Tüketim Kapasitesi (bin ton/yıl)	Kurulu Güç (MW)
Muğla-Yatağan	5.350	630
Muğla-Milas-Sekköy	3.750	420
Muğla-Hüsamlar-Kemerköy	5.000	630
Çanakkale Çan	1.800	320
Kütahya Seyitömer	7.100	600
Kütahya Tunçbilek	2.450	429
Manisa Soma	8.000	1.034
Bursa Orhaneli	1.500	210
Afşin Elbistan	18.000	1.360
Sivas Kangal	5.400	450
Ankara Çayırhan	4.300	620
Toplam	62.650	6.703

Kaynak: TKİ

Ülkemizin linyite dayalı kurulu gücü toplam 6.703 MW düzeyindedir. Çanakkale'deki 320 MW büyüklüğündeki akışkan yataklı Çan Termik Santrali ile Kahramanmaraş Elbistan'daki 1.400 MW'lık Elbistan-B santralının devreye alınmasıyla toplam kurulu güç 8.120 MW'a yükselecektir.

Bununla beraber, ülkemizde elektrik üretimi amacıyla kullanılacak özellikte geniş kömür rezervleri bulunmaktadır. Söz konusu rezervler atıl durumda bırakılırken ithal kaynaklara yönelmesi, akılcılıktan uzaktır.

TMMOB Enerji Raporu 2006

Ülkemizde, çok sınırlı doğal gaz ve petrol rezervlerine karşın, 560 milyon tonu görünür olmak üzere, yaklaşık 1,3 milyar ton taşkömürü ve 8,3 milyar ton linyit rezervi bulunmaktadır. Ayrıca son yıllarda Afşin-Elbistan sahasında yeniden yapılan değerlendirmeler sonucunda linyit rezervlerinin 9,3 milyar tona çıktığına dair tesbitler vardır. Linyit rezervleri ülke geneline yayılmıştır. Hemen hemen bütün coğrafi bölgelerde ve 37 ilde linyit rezervlerine rastlanılmaktadır. Linyit rezervlerinin %30'u TKİ, %46'sı EÜAŞ ve %24'ü ise özel sektör elindedir.

Genel olarak, ülkemiz linyitlerinin ısı değerleri düşüktür. Toplam linyit rezervinin %0,84'ü 4.000 kcal/kg'dan yüksek, %5,16'sı 3.001-4.000 kcal/kg aralığında, %24,5'i 2.001-3.000 kcal/kg aralığında, %33,32'si 1.000-2.000 kcal/kg aralığında ve %3,18'i ise 1.000 kcal/kg'dan daha azdır (TKİ). Ancak, Türkiye linyit rezervlerinin %94'ü termik santrallarda değerlendirilebilecek özelliktedir.

Elektrik üretimi amacıyla işletmeye alınabilecek linyit sahaları ve termik santral kurulu güçleri Tablo 2'de verilmektedir.

Tablo-2. Elektrik üretimi amaçlı işletmeye alınabilecek linyit sahaları

Saha Adı	Rezerv (bin ton)	Kömür Tüketim Kapasitesi (bin ton/yıl)	KuruluGüç (MW)
Çankırı-Orta	51.000	1.500	100
Bingöl-Karlıova	26.000	1.115	100
Tekirdağ-Saray	129.000	2.500	300
Adana-Tufanbeyli	214.000	7.200	600
Bursa-Keles-Davutlar	67.000	1.200	160
Bolu-Göynük	39.000	1.200	150
Şırnak-Silopi	50.000	300	100
Manisa-Eynez	100.000	3.350	600
Kütahya-Derin Sahalar	100.000	2.500	300
Çayırhan 5-6	75.000	2.500	320
Elbistan	2.818.000	86.400	6.300
Konya-İlgın	152.000	3.100	500
Adıyaman-Gölbaşı	49.000	1.400	125
T O P L A M	3.870.000	114.265	9.655

Kaynak: TKİ

Tablo 2'den görüldüğü gibi, elektrik üretimi amaçlı devreye alınabilecek 13 sahada toplam 3,87 milyar ton linyit rezervi bulunmaktadır. Söz konusu rezervin, toplam 9.655 MW kurulu güç yaratabilme potansiyeli vardır. Söz konusu potansiyelin kısa dönemde gerçekleştirilme imkanlarının sağlanarak, linyite dayalı elektrik santrallerinin kurulu gücünün toplam 17.775 MW'a çıkarılabilmesi imkan dahilindedir. Ülkemiz toplam kurulu gücünün 2005 yılı sonu itibarıyla 39.021,3 MW olduğu dikkate alındığında, söz konusu kapasite, bugünkü toplam kurulu gücün %45,5'ini oluşturacaktır.

Bununla beraber, ülkemizin kömür potansiyeli henüz tam olarak ortaya konmuş değildir. Genel olarak maden aramaları konusundaki mevcut sorunlar, yeni kömür rezervlerinin ortaya çıkarılmasının önünde engel oluşturmaktadır.

1985 yılında çıkarılan 3213 sayılı Maden Yasası ile MTA, neredeyse özel bir arama şirketine dönüştürülmüş, böylelikle Türkiye maden kaynaklarını aramaktan vazgeçmiştir. 1981 yılında 462 adet 82624 metre kömür sondajı yapan MTA 2002 yılı içerisinde sadece 28 adet 4552 metre kömürde sondaj çalışması yapmıştır. Türkiye'de, 1960-2002 yılları arasında kömürde yapılan sondajlı aramalar toplam 1.667.673 metredir. Söz konusu aramaların %89'luk bölümü (1.484.000 metre) 1970-1990 yılları arasında yapılmıştır. 1990 yılı sonrasında ise aramalardan neredeyse vazgeçilmiş ve sadece 183.673 metrelik sondaj yapılabilmektedir. Kömür olması muhtemel alanların henüz yarısından azı aranabilmektedir. Kömür için gereken derinlikte sondajların yapılmadığı da bilinmektedir.

Kömür aramaçılığına ilişkin olarak, son zamanlarda, MTA tarafından belirli çalışmalara başlanıldığı gözlenmektedir. 2005 yılında kömürde 57950 metre sondaj çalışması yapılmıştır. Söz konusu çalışmaların yoğunlaştırılması ve Neojen alanlarda yeni ve modern teknikler kullanılarak detay etüt ve derin sondajların yapılması ile ülkemiz linyit rezervinin daha da artırılması olasıdır.

Kömür Sektöründe Kamu Kuruluşlarının Yeri

Sanayinin temel girdisi olması bakımından enerjinin, ulusların kalkınmalarında ve refaha ulaşmalarında büyük önem taşıdığı, herkes tarafından kabul edilen bir gerçektir. Ekonomik ve sosyal kalkınmanın sağlanması bakımından kritik önem taşıyan enerjinin, dünyanın ve insanlığın geleceğindeki belirleyici konumu, her geçen gün daha da artmaktadır.

Dünya üzerindeki tüm ülkeler enerji maliyetlerini düşürmek ve arz güvenliğini sağlamak amacıyla önceliği yerli kaynaklarına vermektedirler. Ülkemizde ise, kullanabilecek kaynaklar sınırlı olmamasına karşın, öncelik, yerli kaynaklara değil ithal kaynaklara verilmektedir.

TMMOB Enerji Raporu 2006

Ülkemizde doğal gaz yok denecek kadar az bulunmaktadır. Ancak, düşük kalorili olmakla beraber zengin linyit kömürü yataklarımız mevcuttur. Yine, yıllardır ihmal edilen aramalar ile yeni kömür yataklarının bulunup geliştirilmesi olasılığı yüksektir. Bu kapsamda, 2 Kasım 2005 tarihli ve 25984 sayılı Mükerrer Resmi Gazete’de yayınlanan 2006 yılı Ekonomik Programının Uygulanması, Koordinasyonu ve İzlenmesine Dair Bakanlar Kurulu Kararının ekinin politika öncelikleri kısmındaki “linyit aramalarının 2006 yılında arttırılacağına” ilişkin ifadenin yaşama geçirilmesinde yarar bulunmaktadır.

Bununla beraber, aynı programda genel olarak madencilik sektörünü ve özel olarak ülkemiz kömür sektörünü ilgilendiren ve sektörü sekteye uğratabilecek düzenlemeler de yer almaktadır.

Söz konusu programda, geçmiş yıllarda madencilik sektöründe yürütülen ve sektörün daha da daralmasına yol açan özelleştirme uygulamalarına kömür sektörü de dahil edilerek devam edileceğine işaret edilmekte olup, Türkiye Taşkömürü Kurumu ve Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu’nda öncelikle özelleştirme amaçlı “*rasyonelleştirme ve rollerin yeniden belirlenmesi çalışmaları yapılacaktır*” denilmektedir. Türkiye’nin gelişmesinin önündeki engelin kamu kuruluşları olduğu, devletin küçültülmesi ve kamunun faaliyet alanının daraltılması ile ülke sorunlarının çözülebileceği söyleminin madencilik sektöründe yansımaları, “kamu madencilik kuruluşlarının kapatılması, özelleştirilmesi, kömür sahalarının rödovans(kiralama) ile özel sektöre devredilmesi ya da en azından kamu kuruluşlarının yapmakla sorumlu oldukları işlerin özel şirketlere gördürülmesi” şeklinde olmuştur. Ancak bu güne kadar, madencilik sektöründe özelleştirme ve özelleştirmeye yönelik olarak yapılan rödovans ve benzeri çalışmaların hiçbirisinden olumlu bir sonuç alınamamış, madencilik sektörü giderek küçülmüş, buna karşın sektördeki iş kazaları artmıştır.

Rödovans yöntemi,3213 sayılı Maden Kanunu’nun bir çok hükmüne aykırıdır. Bu uygulama ile; kamu kuruluşları kuruluş amaçları gereği kendi yapmaları gereken hizmetleri deneyim ve uzmanlık bakımından yetersiz firmalara yaptırmakta;böylelikle hem çok sayıda ölümlü iş kazasına, hem de maden kaynaklarımızın uygun olmayan üretim yöntemleriyle heba edilmesine yol açılmaktadır.

4857 sayılı İş Kanunu’nun ikinci maddesine göre, ruhsat sahibi kamu kuruluşunun “asil işveren” sıfatıyla rödovanslı sahalardaki iş kazalarından da sorumlu olduğu ve alt işverenlerini de iş sağlığı ve güvenliği bakımından denetleme sorumluluğu bulunduğu gerçeği göz ardı edilmemelidir.

Son derece düşük ücretlerle eğitimsiz, deneyimsiz ve sendikasız işçi çalıştırmaya müsait olan rödovans sistemi, yasadışı uygulamalara ve cevher kaçakçılığına da yol açabilmektedir.

Yıllardır sürmekte olan rödovans uygulamasından vazgeçilmelidir. Kamu kurumlarındaki mevcut potansiyelin doğru planlamalar ve akılcı yönetim ile ülke kalkınmasına yönelik harekete geçirilmesinde ülkemiz adına büyük yarar bulunmaktadır.

1957 yılında, ülkemizin linyit kömürü rezervlerini değerlendirmek amacıyla kurulan ve bugüne kadar ülkemizin elektrik enerjisi sektöründe önemli görevler yapmış olan TKİ, ihtiyacı olan yatırımların son yıllarda yaptırılmaması nedeniyle küçülmeye başlamış, çalışan işçi sayısı 22.000'den 10.000'in altına düşürülmüştür. Siyasi iktidarların keyfi tasarrufları sonucu söz konusu kurumun zaafı gün geçtikçe daha da artmaktadır. Madencilik sektöründe özelleştirmelerin, sektörün gelişmesini sağlayacağı iddiası baştan tartışılmalı olup bugüne kadar enerji sektöründeki tüm özelleştirmeler gibi sektörün ihtiyacına yanıt vermekten uzak uygulamalardır. Özelleştirme söylem ve uygulamaları ile sektörün daha da gerilemesine neden olunmaktadır. Ancak sorunların ortaya doğru konulabilmesi ile olumlu sonuçlara ulaşılması mümkündür. Madencilik sektörünün bugün içinde bulunduğu krizin en temel nedeni, gereksiz ve hatalı bir şekilde yaratılan özelleştirme beklentileri ve özelleştirme uygulamalarıdır. Bu çerçevede, Türkiye Kömür İşletmeleri Kurumu'nun kapatılma ya da özelleştirilme çabası, zaten yeterince değerlendirilmeyen ülkemiz kömür kaynaklarının devre dışı bırakılmasına ve enerji sektörümüzün tamamen dışa bağımlı hale gelmesine neden olacaktır.

Söz konusu senaryo, bugün gerçekleştirilmeye başlanmış ve sadece TKİ değil, onunla birlikte enerji sektörümüzün bir diğer lokomotif kuruluşu olan TTK'da özelleştirme kapsamına alınmıştır. Ülkemiz enerji sektörünün lokomotif rolü oynayan bu kurumların elden çıkarılması, enerji güvenliği bakımından telafisi olanaksız sonuçlar doğuracaktır.

Ülkemizde, özellikle elektrik enerjisi üretiminde, yerli kömür kaynaklarımıza öncelik verilmesini gerekli kılan nedenler aşağıda sıralanmaktadır:

a) Ülkemiz enerji güvenliğinin sağlanması bakımından yeterli miktar ve kabul edilebilir maliyette, kesintisiz enerji kaynaklarının temin edilmesi gerekmektedir. Enerji güvenliği bakımından diğer kaynaklara göre daha avantajlı konumda bulunan kömür, bu özelliği nedeniyle dünyada elektrik üretiminde en fazla kullanılan yakıt durumundadır. Söz konusu özelliği nedeniyle kömürün kullanımı, son iki yıldır, diğer bütün enerji kaynaklarından çok daha hızlı artmıştır.

b) Ülkemizde, çok sınırlı doğal gaz ve petrol rezervleri olmasına karşın, ülke geneline yayılmış önemli linyit yatakları bulunmaktadır. Elektrik üretimi amacıyla kısa dönemde işletmeye alınabilecek linyit sahaları mevcuttur. Yine, yıllardır ihmal edilen aramalar ile yeni kömür yataklarının bulunup geliştirilmesi olasılığı son derece yüksektir.

c) Madencilik faaliyetlerinin, genel olarak, kırsal alanlarda yapıyor olması bakımından, ekonomik, toplumsal ve kültürel eşitsizlikleri giderici etkisi ve dışsal fayda sağlama kapasitesi yüksektir. Faaliyetlerin gerektirdiği yol, su, elektrik, haberleşme gibi alt yapı gereksinmelerinin madencilik yapılan bölgeye getirilmesi ile söz konusu bölgede belirli düzeyde bir altyapı tesis edilmektedir Söz konusu altyapı, kalkınmanın da temel unsurudur. Kömür madenciliği istihdam ağırlıklı bir sektördür. Bu niteliğiyle de bölgeler arası göçü sınırlayıcı niteliktedir. Kömür madenciliğinin doğrudan istihdam yaratma kapasitesinin yanında, kömüre dayalı diğer bölgesel sanayileri de geliştirmek suretiyle dolaylı istihdam yaratma özelliği de bulunmaktadır. Büyük ölçekli kömür madenleri, yapıldığı bölge için önemli bir gelir kaynağı durumundadır.

d) Doğalgaza dayalı elektrik üretim tesislerinin yatırım maliyeti kömüre göre düşüktür. Ancak boru hatlarıyla yakıt temini dikkate alındığında kömür temininin maliyeti gaza göre çok daha düşük olmaktadır. Doğalgaz fiyatı arttığında, gaza dayalı elektrik tesislerinin kömür karşısında maliyet avantajı hemen hemen kalmamaktadır.

e) Kömürün, stoklarda depolanabilme özelliği bulunmaktadır. Bu durum, kaynak kullanım planlaması bakımından kolaylık sağlamaktadır.

f) Kömür santralleri iklim koşullarından etkilenmeden yıl boyunca durmaksızın çalışabilmektedirler.

g) Kömürün yanması sonucunda, diğer fosil yakıtlara göre daha fazla kükürtdioksit, partikül madde ve karbondioksit gibi kirleticiler oluşmaktadır. Son yıllardaki araştırma geliştirme çalışmaları ile, çok düşük emisyonu kabul edilebilir maliyetlerde sağlama konusunda önemli mesafeler alınmakta, sıfır emisyonlu teknolojilerden söz edilebilmektedir. Sürekli gelişmekte olan temiz kömür teknolojileri, kömürün çevresel performansını artırma bakımından bir dizi seçenek sunmaktadırlar. Söz konusu teknolojiler vasıtasıyla, emisyon ve atıkların azaltılması mümkün olmakta, kömürden elde edilen enerjinin dönüşüm verimliliği artmaktadır. Ancak ülkemizde yanma sonucu oluşan kirleticilerin sınırlandırılmasına ilişkin çeşitli yasal düzenlemeler olmakla birlikte çevre açısından son derece olumsuz santral deneyimleri bulunmaktadır. Bu nedenle kömüre dayalı santrallerde ortaya çıkabilecek potansiyel çevre sorunlarını en aza indirecek önlemler projelendirme safhasında alınmalı, santrallerin işletmeye alınmasından sonra da buna uygun bir işletmecilik yapılmalıdır.

Bir yandan kömür aramaları yeniden başlatılırken diğer taraftan linyite dayalı termik santral ve maden işletmelerinin zaman kaybedilmeden

projelendirilmesi, ülkemizin enerji güvenliği bakımından son derece önemlidir.

Sonuç olarak; ülkemiz, toplam 9,5 milyar ton görünür linyit rezervine sahip bulunmakta olup, kömür rezervlerinin büyüklüğü bakımından dünyada 11. sıradadır. Yine, yıllardır ihmal edilen aramalar ile yeni kömür yataklarının bulunup geliştirilme olasılığı son derece yüksektir. Söz konusu yatakların atıl bekletilerek elektrik üretiminde kullanılmaması, ülkemiz sanayi sektörlerinin gelişmesi bakımından son derece sakıncalıdır.

Geçtiğimiz yıllarda kömür kaynaklarımız ikinci plana itilmiştir. Ancak, son yıllarda bu olumsuzluğun üzerine bir diğer olumsuzluk daha yüklenmiştir: Ülkemizde yerli kömür kaynaklarımıza dayalı kurulmuş olan termik santrallerin mevcut kapasiteleri de kullanılmamakta, söz konusu santrallerdeki üretimler her yıl düşürülmektedir. Temiz kömür teknolojilerinin bugün ulaştığı nokta göz önüne alındığında, linyite yönelik termik santrallerin sayısının artırılması gerekirken al yada öde koşullu doğalgaz ve elektrik anlaşmaları nedeni ile mevcutların kapasitelerinin altında çalıştırılması, bu santrallerin kömür ihtiyacını karşılayan kurumları da zor duruma düşürmektedir.

Türkiye’de yerli kömürlerin elektrik enerjisi üretimindeki payı 1998 yılındaki %40’lardan 2003 yılında %20’lerin altına düşmüştür. Tamamen yurtdışına bağımlı olduğumuz doğal gazın 1985 yılında %1 bile olmayan payı ise hızla yükselmektedir. Bu durum, enerjide dışa bağımlılığı daha da arttıracak, dünyada ortaya çıkabilecek muhtemel bir enerji krizi durumunda, Türkiye’nin çok büyük yaralar almasına neden olacaktır.

Ülkemizin ihtiyacı olan enerjinin, yerli kaynaklarımızdan karşılanması öncelikli hedef olmalıdır. Sanayinin ihtiyacı olan ucuz enerji üretiminin sağlanması, bu enerjinin sürekli ve güvenilir olması bakımından yerli kaynaklarımızın kullanılması kaçınılmaz bir gerekliliktir.

3.2-DOĞAL GAZ

Doğalgaz; organik maddelerin yeryüzünün alt katmanlarında milyonlarca yıl süren doğal dönüşümü sonucunda oluşmuş olup, kaynağından çıkarıldığı haliyle, herhangi bir işleme tabi tutulmaksızın kullanılabilen fosil yakıtlar içerisinde yer alır. Temel olarak metan (%90 ve üzeri) ve daha düşük oranlarda etan, propan ve daha ağır hidrokarbonlar yanında düşük oranlarda azot, oksijen, karbondioksit, kükürtlü bileşikler ve su gibi safsızlıklar içerebilir. En önemli özelliği temiz bir yakıt olması ve çevreyi kirletmemesidir. Gaz halinde olması nedeniyle daha hassas kontrol edilebilme olanağı bulunmaktadır. Dünyada ve ülkemizde kullanımı hızla yayılmakta olan doğalgaz, diğer fosil enerji kaynaklarının yerini hızlı bir şekilde almaktadır.

TMMOB Enerji Raporu 2006

Dünyada doğalgaz kullanımının yaygınlaşmaya başlaması 1960'lara dayanmaktadır. 2004 yılı itibariyle dünyada doğalgaz üretimi 2692 milyar m³, tüketimi ise 2689 milyar m³ tür. 2020 yılında tüketimin 4,72 trilyon m³ e ulaşacağı tahmin edilmektedir.

2004 sonu itibariyle varlığı kanıtlanmış dünya doğalgaz rezervi 179,53 trilyon m³ olarak tahmin edilmektedir.

Mevcut rezerv ve üretim trendine göre dünya doğal gaz rezervleri için öngörülen ömür yaklaşık 67 yıldır.

Bölgesel ömrü ise 9,6 yıl ile en düşük olarak Kuzey Amerika'da, 100 yıl ve yukarısı olarak Ortadoğu da tahmin edilmektedir.

Doğalgaz kaynaklarının bölgesel dağılımına bakıldığında rezervlerin petrole göre daha geniş bir alana yayıldığı görülmektedir. Dünyanın birinci büyük rezerv alanı olan Ortadoğu bölgesi doğalgaz rezervlerinin %40,6 sına sahiptir. Avrupa ve Avrasya bölgesi ikinci büyük rezerv alanıdır. Başta Rusya Federasyonu olmak üzere eski SSCB'de doğal gaz rezervleri dünya rezervlerinin yaklaşık %32,6'sını oluşturmaktadır.

Doğalgazın elektrik üretiminde kullanımı yıllar itibariyle artan bir seyir izlemektedir.

Kuzey Amerika, Avrupa ve Asya bölgesinde bulunan gelişmiş ülkeler dünya tüketiminin % 70 ini gerçekleştirmektedirler. Bu bölgelerdeki tüketim artışının nedenleri arasında diğer fosil yakıtların çevreye vermiş oldukları zararlar ile doğalgazın çevreye daha az zarar vermesi, taşınabilir oluşu ve kolay kullanımı sayılabilir. Sonuç olarak doğalgaz kullanımının dünyada önümüzdeki 20 yılda artacağı, tüketim artışının özellikle gelişmekte olan ülkelerde olacağı, doğal gazın ağırlıkla elektrik üretiminde kullanılacağı ve ülkelerin ithal ve ihraç kaynaklarını çeşitlendirmedeki çalışmalarının yoğunluk kazanacağı anlaşılmaktadır.

Doğalgaz, rafineri maliyetleri de düşünüldüğünde birim enerji maliyeti açısından petrolden, LPG ve benzeri petrol gazlarından daha ucuz bir enerji kaynağıdır. Doğalgaz teknolojik gelişmelerle birlikte araçlarda da yakıt olarak kullanılmaya başlanmıştır. Özellikle toplu taşıma araçlarında kullanılan petrol ürünlerinin fiyatının yükselmesi, ve çevreye verdiği zarar göz önüne alındığında alternatif bir yakıt olarak yaygınlaşması söz konusudur.

Dünyada doğalgaz yer altı stokları, fiyat hareketlerinden etkilenmemek, gaz kullanımında kesintiyi önlemek ve arz-talep dengesini sağlamak amacıyla talebin az olduğu yaz aylarında depolama yapılarak sağlanmaktadır. Doğalgazın nerelerde depolanabileceği incelendiğinde;

- işlevi bitmiş doğalgaz ve petrol yataklarının,
- yeraltındaki kaya tuzu yataklarının tatlı suyla eritilmesi ile elde edilen boşlukların,
- kapasitesi sınırlı olarak inşa edilen çelik tanklar veya basınçlı çelik depoların,
- belirlenebilmiş yer altı tabii boşlukların,
- izolasyon ve sızdırmazlıkların sağlanmış, terkedilmiş yer altı maden yataklarının

Doğalgaz depolama amaçlı kullanılmakta olduğu görülmektedir.

Avrupa'da en büyük doğalgaz tedarikçisi Gaz de France'ın toplam depolama kapasitesi, 9,9 milyar m³, Alman Ruhrgas şirketinin 12 yer altı depolama tesisinin kapasitesi ise 5,2 milyar m³ tür.

Ülkemizde yurtiçi kaynaklardan doğalgaz üretimi ile ilgili ilk uygulamalar TPAO bünyesinde 1976 da gerçekleşmiştir. 1980 li yıllarda ise BOTAŞ tarafından doğalgaz talep tahmini ve temin planlamasıyla ilgili ilk çalışmalar başlamıştır.

BOTAŞ, 1974 yılında TPAO ya bağlı ortaklık olarak kurulmuş, 1995 yılında kamu iktisadi teşekkülü olarak yeniden yapılandırılmıştır. Çalışmalarına boru hattı yoluyla ham petrol taşımacılığı ile başlamış, 1987 yılından itibaren doğalgaz taşımacılığı ve ticareti ile iş kapsamını genişletmiş, hizmet fonksiyonları yanında ticari bir kimlik de kazanmıştır.

9.2.1990 tarih ve 397 sayılı Doğalgazın Kullanımı ile İlgili Kanun Hükümünde Kararname ile doğalgazın ithali, dağıtımı(şehiriçi dağıtım hariç), satışı ve fiyatlandırılmasında tekel konumuna getirilen BOTAŞ'ın 2.5.2001 tarihinde yasalaşan 4646 sayılı Doğalgaz Piyasası Kanunu ile bu konumu sona ermiştir.

18 Eylül 1984 tarihinde Türkiye Cumhuriyeti ile SSCB Hükümeti arasında doğalgaz nakline ilişkin bir anlaşmanın imzalanması ile doğalgaz ithalatı ülkemizin gündemine girmiştir. 14.2.1986'da SSCB ile yılda 6 milyar m³ gaz alımına yönelik imzalanan anlaşma ile Türkiye 1987 de doğalgaz kullanmaya başlamıştır.

Doğalgaz ithalinde kaynak çeşitlemesi kapsamında 1994 yılında Ceza-yir'den LNG alımına başlanmış, bunu 1999 yılında Nijerya ile yapılan alım anlaşması ve spot alımlar izlemiştir.

Doğalgazın talep noktalarına ulaştırılması için yapılmış olan yatırım planları adım adım gerçekleştirilmektedir. Bulgaristan sınırından ülkemize giren ve 1988 yılından bu yana işletilmekte olan 842 km lik ana hattın yanı sıra Doğu Anadolu Doğalgaz İletim Hattı da tamamlanarak 2001 yılının sonunda işletmeye alınmıştır. Anahat Karadeniz'den gelen Mavi

TMMOB Enerji Raporu 2006

Akım bağlantılı Samsun-Ankara hattı ile Ankara'da birleştirilmiştir. Ege Bölgesinde son kullanıcı noktası olarak belirlenen İzmir'e Karacabey üzerinden ulaşan hat ile birlikte Konya'dan da bir bağlantı hattının yapılması ile Batı Anadolu iletim şebekesinin tamamlanması öngörülmüştür. Doğu Anadolu hattı Sivas, Erzincan, Malatya, Gaziantep üzerinden Adana, İskenderun ve Mersine bağlanmıştır. Isparta, Denizli, Nazilli üzerinden Güney ve Güneydoğu Anadolu Bölgelerinin sisteme bağlayacak hatların da ihaleleri yapılmıştır. Böylece çok az sayıda il hariç ülkenin büyük bir çoğunluğuna doğalgaz iletim hatları tesis edilmiştir.

Ülkemizde görünür doğalgaz rezervleri ve fiili üretimi sınırlıdır. Ancak TPAO son yıllarda arama ve üretim çalışmalarına önem vermeye başlamış olmakla birlikte, bu çalışmalar yeterli değildir.

Doğalgaz kullanımını tüm ülkeye yaygınlaştırmak amacıyla doğalgaz dağıtım şebekesi bulunmayan kentlerin kentiçi doğalgaz dağıtım lisansı ihale çalışmaları EPDK tarafından sürdürülmektedir.

1980'li yıllarda doğalgaz teminine yönelik olarak yapılan planlama ve anlaşmalarda yıllık olarak Rusya dan azami 6 milyar m³, Cezayir den de LNG olarak tankerlerle 2 milyar m³ olmak üzere toplam 8 milyar m³ doğalgaz ithalatı öngörülmekte idi. Bugün konuşulan tüketim miktarlarının çok gerisinde kalan bu kabuller boru hattı tasarımı ve Marmara Ereğlisi LNG terminalinin kapasite seçiminde etkili olmuştur.

Alternatif birçok yakıta göre ucuzluğu, kullanım kolaylığı, stoklama sorununun olmayışı, vb üstünlükleri doğalgaza talebi hızla artırmıştır.

Doğalgazın ilk kullanıma başlandığı 1987 yılında 522 milyon m³ olan tüketim 18 yıl içinde 51,5 kat aratarak 2005 te 26,865 milyon m³ e ulaşmıştır. Doğalgazın elektrik enerjisi üretiminde ve doğalgaz kullanımına yeni geçecek çok sayıda kent ve sanayide daha yaygın biçimde kullanımının planlanmasından ötürü önümüzdeki yıllarda doğal gaz talebinin hızlı bir şekilde artması beklenmektedir.

Doğalgaz tüketiminin artışındaki en büyük etmen elektrik enerjisi üretiminin yaygın biçimde doğalgaza dayandırılmasıdır.

TMMOB ile bağlı Odaların ve DPT nin gaz talep tahminlerinin abartıldığı, doğal gaza dayalı yeni enerji santrallerine ihtiyaç olmadığı yolundaki uyarılarına kulak verilmemiştir. 1999 da 2010 yılı için 34.224 milyon m³ doğalgazın elektrik enerjisi üretiminde kullanımı öngörülmüşken 2005 yılında bu rakam 15.435 olarak gerçekleşmiştir.

2005 sonu itibarıyla Rusya Federasyonu Batı hattından 12.857 milyon m³, yine Rusya Federasyonundan Mavi Akım kapsamında 4.969 milyon m³, Nijerya dan 1.030 milyon m³ ve Cezayir den 3.851 milyonm³ doğalgaz eşdeğeri LNG ve İran'dan 4.322 milyon m³ olmak üzere toplam

27029 milyon m³ gaz ithal edilmiş, 26.865 milyon m³ doğalgaz satışı gerçekleştirilmiştir. 1990 lı yılların sonunda ve 2000 li yılların başında dönemin BOTAŞ yönetimlerince yapılan ve ETKB yetkilileri ve siyasal iktidarlarca da uygun bulunan doğalgaz analizlerinde talep tahminleri kasıtlı olarak abartılmıştır.

Sonuçta bu çarpık ve yanlış rakamlara dayanarak Türkiye tüketebileceğinin çok üzerinde doğalgaz ithalatını öngören alım sözleşmelerinin altına imza atmıştır.

Doğalgaz tüketiminin 1997 yılına göre 2000 yılında 2,11 kat, 2020 yılında 8,72 kat artışının planlanmasında en büyük etken elektrik enerjisi üretiminin çok yaygın biçimde doğalgaza dayandırılmasıdır.

Elektrik enerjisinin üretiminde kullanılacak doğal gaz tüketiminin toplam tüketim içinde 1998 de %54 olan payının 2005 yılında %64'e 2020 yılında ise %68,5 a yükselmesi öngörülmektedir.

Burada sektörel tüketim içinde konut ve gübre sektörlerinin önümüzdeki yıllar içinde paylarının azalacağı, sanayinin aynı kalacağı, elektrik enerjisinin ise payının daha da artacağı tahmin edilmektedir.

Doğalgazın toplam enerji içindeki payının beştebirden dörttebirlere doğru artmasının yanı sıra toplam elektrik enerjisi içinde doğalgaz payının üçtebir mertebesine yükselmesine yönelik karar ve uygulamaların ne denli sağlıklı olduğu tartışmalıdır.

Doğalgaz tüketimi içinde elektrik enerjisi üretimi için kullanılacak doğal gazın payının 2002 de %67, 2003 te %64 oranlarında olması ve bu hatalı politikalar sonucu elektrik enerjisi içinde doğalgaz payının %45lere kadar varması gaz ve enerji sektöründeki çarpık politikaları ortaya koymaktadır.

İthal bir enerji kaynağı olan doğalgazın elektrik enerjisi üretiminde payının bu denli yüksek olması akılcı değildir.

Doğalgaza dayalı enerji santrallerinin yanı sıra özel sektörün hergün sayısı artan kojenerasyon, otoprodüktör enerji tesisleri yatırımları da doğalgazın tüketiminde elektrik enerjisi üretiminin başrolde olacağına işaret etmektedir.

Doğalgaz temin ve ürettiği elektriğe alım garantisi verilen yap-işlet esaslı santrallerin TETAŞ tarafından yürütülen sözleşmeleri Danıştay tarafından iptal edilmiştir. Yargı kararlarının uygulanması anayasal zorunluluk olmasına rağmen siyasi iktidar hukukun dışına çıkarak bu kararı da uygulamamaktadır. Tam aksine çıkarılan bir yasa ile Danıştay'ın verdiği yürütmenin durdurulması kararını yok sayan bir yola girilmiştir.

2001 yılında IMF ve Dünya Bankası direktifleri doğrultusunda acele ile

TMMOB Enerji Raporu 2006

çıkarılan 4646 sayılı Doğalgaz Piyasası Yasasına göre 2009 yılına kadar BOTAŞ'ın alım sözleşmelerinin her yıl %10'unun ihale yoluyla özel kuruluşlara devri öngörülmektedir. Devirlerle ilgili olarak BOTAŞ 2004 yılında bir ihale duyurusu yapmıştır. Buna göre toplam ithalatın 16 milyar m³ lük bölümü, 48 parça/lot olarak devir edilecektir. Her bir parçanın devir bedeli 500.000 USD den daha aşağıda olmamak üzere ihalede belirlenecek ve en yüksek devir bedelini veren firma devir hakkını alacaktır. Böylece doğalgaz ithalatındaki BOTAŞ tekeli özel sektöre ve piyasaya devredilmiş olacaktır.

BOTAŞ'ın bu şekilde çıktığı ihaleler gaz satan ülkelerin BOTAŞ la yaptıkları satış anlaşmalarını üçüncü kişilere devretmede isteksiz olmaları nedeni ile birkaç kez ertelenmiştir. 2005 Haziran'ında TBMM tarafından doğalgaz alım sözleşmeleri devir ihalelerine girecek şirketlerin sözleşmeyi devredecek gaz şirketinden onay almaları zorunluluğu getirilmiştir. Böylece BOTAŞ'ın ihalelerine ancak gaz sözleşmelerini devretmeleri söz konusu olan GAZPROM, NIGC, SONATRAC ve Nijerya daki gaz şirketinin uygun göreceği şirketlerin katılımına imkan tanınmıştır. Sonuçta GAZPROMun devredeceği Rusya Batı Hattı gaz sözleşmeleri devir ihalesine yalnızca Gazprom'un uygun gördüğü 4 firma katılırken sözleşmelerin 1 lotu Shell, 3 lotu Gazprom bağlantılı Bosphorusgaz, 10 lotu doğalgaz sektöründe malzeme temini ve mühendislik hizmetlerinde faaliyet gösteren Akfel-Sanko bağlantılı Enerco, 5 lotu ise Avrasya Enerji firması tarafından üslenilmiştir. Sözleşmelerin devri için Botaş, Gazprom ve ihaleyi kazanan şirketler arasında görüşmeler sürmektedir. 2001 yılında çıkarılan yasaya göre doğalgaz alım anlaşmalarının 7 yıl içerisinde piyasaya devri öngörülmektedir. Böylece AB ülkelerinde bile örneği zor görülen çok hızlı bir özelleştirme-liberalleştirme operasyonu gerçekleştirilecektir.

Yalnızca gaz satan şirketlerin onayladığı ve doğrudan ya da dolaylı yoldan denetleyebildikleri tercihe şayan şirketlerin katılabildiği doğalgaz alım sözleşmelerinin devri uygulaması son bulmalıdır.

Gaz temin programları bir dizi teknik parametrelerin yanı sıra politik parametreleri de içermektedir. Gaz temin anlaşmaları ve programlarının çok ciddi bir stratejik çalışma olarak ele alınması gerekmektedir.

Talep ve tüketimin öngörülen alım miktarları kadar artmaması durumunda Türkiye almadığı gaz için al veya öde anlaşmaları uyarınca para ödemek zorunda kalabilecektir. Son doğalgaz krizinde olduğu gibi ihracatçı ülkeler çeşitli gerekçelerle Türkiye'ye gaz sevkiyatını sınırlayabilmektedir.

EPDK doğalgazın geldiği ve ulaşacağı kentlerde doğalgaz dağıtım lisanslarını ihale etmektedir. İhalelerde birim hizmet ve amortisman bedeli olarak en düşük bedeli teklif eden şirketlere 30 yıllık süreyle ihale kapsamı kentte kentsel doğalgaz dağıtım lisansı verilmektedir. Lisansı alan şirketin lisans tarihinden itibaren en geç 6 ay içinde yatırım çalışmalarına başlaması

ve en geç 18 ay içinde tüketicilere gazı ulaştırması gerekmektedir. Lisans sahibi şirket 5 yıl içinde lisans sınırları içindeki imarlı bölgelerdeki tüm tüketicilere ekonomik olmak kaydıyla gazı getirmekle yükümlüdür.

Anaboru hattının yapımı ile eş zamanlı olarak güzergah üzerindeki kentlere branşman hatlarının ve basınç düşürme istasyonlarının yapımının da planlanması ve bu yatırımların gerçekleşmesi zorunludur. Geçtiğimiz yıllarda bu planlama yapılmamış, İran gazını taşıyan hat, Kayseri, Konya, Seydişehir e ulaşmasına karşın bağlantı hatları ve basınç düşürme istasyonları yapılmadığı için bu bölgelerde gaz kullanımı 2-3 yıl gecikmiş, yapılan ana hatlar atıl kalmıştır.

Kentsel doğalgaz dağıtım şirketlerinin tümü için geçerli olacak, ülke çapında zorunlu uygulaması olan iç tesisat, servis hattı, şebeke yapım ve endüstriyel tesis doğalgaz dönüşüm şartnameleri yoktur. Bu durumda her kent ve şirketin uygulamalarında farklılıklar olabilmektedir. Bu düzensizliğin giderilmesi ve ülke çapında geçerli olacak yapım şartnameleri ve uygulama birliğinin sağlanması zorunludur.

Doğalgaz fiyatları petrol fiyatlarına endekslidir. Türkiye'nin doğalgaz alım fiyatlarının ne olduğu ticari sır gerekçesiyle yetkililerce açıklanmamaktadır.

Enerji tüketiminde doğalgaza, doğalgazda büyük ölçüde Rusya'ya bağımlı olan Türkiye, acil ihtiyaç durumunda devreye sokabileceği depolama tesislerine sahip değildir. Kış aylarını sıfır depo ile geçirmektedir. Yapılan açıklamalar; 2010 da tüketimin 40 milyar m³, 2020 de 45 milyar m³ olacağı şeklindedir. Bu durumda kaynak çeşitlendirilmesinin sağlanması ve yer altı depolama projelerine hız verilmesi önem kazanan konulardandır. En yaygın uygulama eski gaz sahalarına depolama şeklindedir. Depolamaya uygun koşulları taşıdığı belirlenen Silivri'deki Kuzey Marmara ve Değirmenköy gaz sahasının bu amaçla kullanılmasına karar verilmiş olup, proje TPAO ve BOTAŞ arasında 1999 da imzalanan Doğalgaz depolama ve yeniden üretim hizmetleri anlaşması kapsamında TPAO tarafından yürütülmektedir. Kuzey Marmara doğalgaz depolama tesislerinin 2006 yılı içinde devreye alınması öngörülmektedir. Gelişmiş ülkelerde tüketimin en az %10 unun depolandığı göz önüne alındığında günümüzde asgari 2,5 milyar m³ lük doğalgaz deposuna ihtiyacımız bulunmaktadır. Ülkemizde nerdeyse tamamı ithal edilen doğalgazın mevsimsel, günlük ve saatlik taleplerini düzenlemek ve önümüzdeki yıllarda ortaya çıkabilecek doğalgaz arz açığına çözüm getirmek üzere bir diğer depolama projesi olan Tuz Gölü Depolama Projesi de gündemdedir.

Bu nedenle ülkemizin gelecekteki doğalgaz talebi de dikkate alınarak Silivri ve Tuz gölü dışında doğalgaz deposu olarak kullanılabilir alternatiflerin de biran önce araştırılması gerekmektedir.

3.3-PETROL VE DOĞALGAZ ARAMA

Dünyada hidrojen gibi yeni kaynakların petrolü ikame etmesi yönünde Ar-Ge çalışmaları olmakla birlikte, gerek dünyada gerekse ülkemizde enerji talebinin karşılanmasında petrolün daha bir süre ağırlıklı olan payını koruyacağı görülmektedir. Petrolün yanısıra doğal gaz da gerek dünyada gerekse ülkemizde elektrik enerjisi üretimi ve ısınma amaçlı kullanımı giderek yaygınlaşan bir yakıttır. Buna karşılık söz konusu enerji kaynaklarının arama çalışmalarına yeterli kaynak ayrılmamaktadır.

Türkiye’de petrol arama çalışmaları 1933 yılından beri yapılmakta olup, başlıca hidrokarbon (petrol+doğalgaz) arama alanları; Güneydoğu Anadolu, Trakya, Karadeniz, Toros, Adana ve Doğu Anadolu basenleridir. Bunlar arasında en önemlileri Güneydoğu ve Trakya basenleridir. Güneydoğu Anadolu bölgesinin jeolojik tarihçesine bağlı olarak yapılar çok karmaşık ve küçük boyuttadır. Bu da, bölgede daha fazla jeoloji, jeofizik ve sondaj çalışmalarının yapılmasını gerekli kılmaktadır.

İlk ticari petrol keşfi Raman sahasında Raman-1 kuyusunda, 20 Nisan 1940 tarihinde 1048m’de yapılmıştır.

7 Mart 1954 tarihinde ise 6326 sayılı Petrol Yasası çıkarılarak, yerli ve yabancı özel şirketlerin de petrol arama ve üretim çalışmaları yapmalarına olanak sağlanmıştır. Yine aynı tarihte 6327 sayılı yasa ile Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı kurulmuş ve MTA’daki petrolle ilgili bölüm bu kuruluşa aktarılmıştır. Petrol Yasasının uygulama yetkisi de 6326 sayılı Petrol Yasası ile kurulan Petrol Dairesine verilmiştir.

6326 sayılı Petrol Yasası 13.5.1955 tarihli 6558, 29.5.1957 tarihli 6987, 5.4.1973 tarihli 1702 ve 28.3.1983 tarihli 2808 sayılı yasalarla bazı değişikliklere uğramış, 1702 sayılı yasa ile Petrol Dairesi Reisliği, Petrol İşleri Genel Müdürlüğü’ne dönüştürülmüştür.

Ülkemizde 1954 yılından 2005 yıl sonuna kadar toplam 174 petrol şirketi 2520 arama, 46 adet işletme ruhsatı olarak faaliyette bulunmuşlardır.

2005 yılının sonuna kadar yapılan çalışmalar sonucunda 1187 si arama, 1344 ü üretim amaçlı olmak üzere tesbit ve enjeksiyon kuyuları dahil 3140 kuyuda sondaj yapılmıştır.

Teknolojik Alanda Beklenen Gelişmeler

Petrol ve doğal gazın arama, sondaj, kuyu tamamlama ve üretiminde, teknolojik alanda süregelen gelişmeler başarıyla uygulanmakta ve olumlu katkılar sağlanmaktadır. Klasik iki-boyutlu veri toplama yöntemlerinden üç-boyutlu etüdlere yönelme olmuş, bilgisayar teknolojisindeki yeni gelişmelerle bu türden verilerin toplanması, işlenmesi ve değerlendirilmesi daha ekonomik olmaya başlamıştır. Bu verilerle olası ve belirlenmiş petrol sahalarının daha detaylı ve yüksek doğrulukta tariflenmesi mümkün

olmaktadır. Böylelikle sahalarda kuru kuyu açma riski azaltılarak önemli ekonomik kazançlar sağlanmaktadır. Yorum sistemlerindeki gelişmelerle daha çok veri ve daha az emekle, çok daha detaylı ve doğrulukla yorumlama yapmak mümkün olabilmektedir.

Yukarıda sözü edilen ilerlemelerin önümüzdeki yıllarda daha da gelişerek devam edeceği ve ülkemizdeki çalışmalarını da etkileyeceği düşünülmektedir. Bilhassa petrol sahalarının bulunması, tesbiti ve geliştirilmesinde üç-boyutlu sismik etüdlerin yoğun olarak kullanılacağı tahmin edilmektedir. Ayrıca geliştirme jeolojisi ve jeofiziğinin daha yaygın kullanım alanları bulacağı düşünülmektedir. Bu arada teknolojik gelişmelerle elde mevcut atıl durumdaki eski verilerin sayısal hale getirilerek işlenmesine olanak sağlanmıştır. Böylelikle bu veriler yararlanılabilir hale getirilerek kullanıma sunulabilecektir. Bu arada eski verilerin yeni teknolojik gelişmelerden yararlanarak yeniden işlenmeleri ve değerlendirilmeleri sayesinde yeni sahalarda bulunabilecektir. Sondaj aşamasında son yıllarda geliştirilen en büyük yeniliği, yatay kuyu sondajlarına ait çalışmalar teşkil etmektedir. Yatay kuyuların sondajı, tamamlanması ve üretimi ile ilgili olarak çeşitli gelişmeler sağlanmıştır. Ayrıca deniz sondajları ile ilgili olarak, daha derin sularda arama ve üretim yapmaya yönelik, çeşitli teknolojik yenilikler gerçekleştirilmiş olup çalışmalar halen, sürdürülmektedir.

Üretim teknolojisindeki yenilikler ise; kuyu içi petrol üretim pompalarında sağlanan gelişmeler, petrol üretimine yönelik çeşitli kimyevi maddelerin geliştirilmesi, petrol ve doğal gaz taşıma hatlarının bilgisayarlı kontrol sistemleri ile bir merkezden kontrol edilmesi, rezervuarların nümerik bilgisayar modellemesi yolu ile daha ayrıntılı tanımlarının yapılarak üretim stratejisinin optimizasyonu ve ikincil üretim yöntemleri konusunda kaydedilen ilerlemeler olarak özetlenebilir. Ayrıca, petrol ve gaz endüstrisinin bütün birimlerinde bilgisayar donanım ve yazılımlarının geliştirilmeleri ile alınan bilgilerin daha etkin kullanımı mümkün olmaktadır. Bu gelişmelerin önümüzdeki yıllarda da artarak devam edeceği düşünülmektedir.

Petrol ve Doğalgaz Aramacılığında Gider Kalemleri

Petrol ve doğal gazın aranmasından üretilmesine kadar olan işlemler dört safhada incelenebilir; ruhsat alma, arama, geliştirme ve üretim. Bütün bu işlemler sırasında yapılan harcamalar da, ruhsat alma, arama ve sondaj yapma, mevcut düzenekleri geliştirme ve üretim yapmak amacıyla olmaktadır. Bu harcamalar da kısaca şöyle açıklanabilir.

Ruhsat Bedeli: Herhangi bir sahadaki bütün maden haklarını almak için ödenen bedeldir. Bu hakkı alan ruhsat sahibi o ruhsat alanında üretilecek olan petrol veya doğal gazın da sahibi olur. Ruhsat sahibi ruhsat bedelinden ayrı olarak ürettiği miktarlar üzerinden devlet hissesi de ödemek zorundadır.

Arama Harcamaları: Ruhsat alanı üzerinde yapılan keşif çalışmaları ve arama sondajları bu kapsama girer. Ruhsat alanında yapılan jeolojik ve jeofizik harcamaları da bu kapsamdadır.

Geliştirme Harcamaları: Tesbit edilen ham petrol veya doğal gazın ayrıştırılması, toplanması ve depolanması için yapılan harcamalar bu kapsama girer. Zeminin temizlenmesi, yol yapımı, geliştirme kuyusu harcamaları ve üretim düzeneklerinin bakımı için yapılan harcamalar da bu kapsamdadır.

Üretim Harcamaları: Petrol veya gazı kuyudan çıkarmak için yapılan harcamalardır. İşçi giderleri, bakım ve onarım harcamaları, malzemeler, yakıt harcamaları da bu kapsamdadır.

Ortalama Petrol Sondaj Kuyusu Maliyetleri

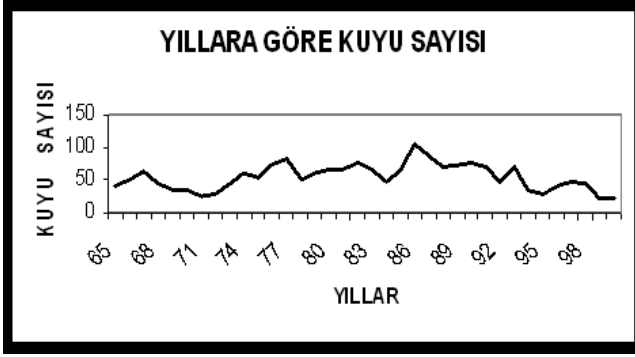
Sondaj yapılacak formasyonların özellikleri, kuyu derinlikleri, sondaj yapılacak yerin karada veya denizde olması, karşılaşılan sondaj problemlerinin derecesine bağlı olmak üzere sondaj maliyetleri oldukça yüksektir. Bugün için ülkemizde kara sahalarında 4000 metrelik bir kuyunun maliyeti 3.0 milyon ABD Doları 2500 metrelik bir kuyunun maliyeti ise 2.0 milyon ABD Doları civarındadır. Denizlerde yapılacak sondajların maliyetleri su derinliği ve saha şartlarına göre değişmekle beraber 15 ile 35 Milyon ABD Doları arasında değişmektedir.

Petrol Arama ve Üretiminde Yapılan Sondajların Önemi

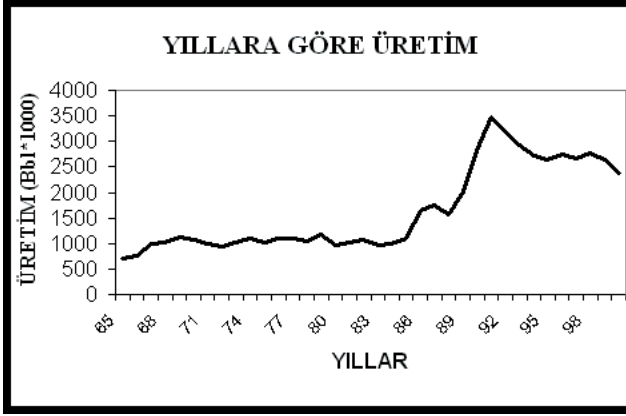
Bugün için, petrolün yeraltında varlığını kesin olarak belirleyen bilinen ve bilimsel olarak kanıtlanmış bir metod yoktur. Yapılacak, jeolojik ve jeofizik çalışmalar sonrasında petrolün kesin varlığının belirlenmesi ancak yapılacak sondaj çalışmaları ile mümkün olabilmektedir.

Petrolün bir sahada varlığının sondaj ile tesbit edilmesinden sonra sahanın geliştirilerek tam kapasite ile üretime hazır hale getirilmesi oldukça zaman alan bir süreçtir. Örneğin Şekil-10. de yıllara göre üretim profili verilen ülkemizde yıllara göre yapılan sondaj sayısı da Şekil-9 de verilmiştir. Her iki grafiğin de değerlendirmesinde görüleceği gibi 1985 yılında iki katı artarak 48 den 106 sayısına ulaşan sondajlar sonrasında bulunan yeni sahalarla üretim değerlerimiz yaklaşık 3.5 yıl sonra artmaya başlayarak en yüksek seviyesine çıkmıştır. Bu süre dünya genelinde de varlığı kabul edilen bir gerçektir. Yani başka bir anlamda yapılan yatırımların sonuçlarının üretim artışında olumlu olarak görülmesi yaklaşık 3-5 yıllık bir süreyi gerektirmektedir.

Şekil - 9 Yıllara göre kuyu sayısı



Şekil -10 Yıllara göre Üretim



Petrol Sektöründe Entegrasyon

Günümüz petrol aramacılığında ihtiyaç duyulan sermaye , karşılaşılan riskler ve insan kaynaklarındaki zorluklar büyük kuruluşları bile zorlayacak boyutlardadır. Dünya genelinde var olan uygulamalarda petrol şirketleri, petrolün aranmasından dağıtımına kadar olan entegre bir zincir içerisinde bir bütün olarak hatta diğer enerji dallarını da bünyelerine dahil ederek yapılandırılmışlardır. **Entegre yapılanma; riskli petrol aramacılığının sektörün daha az riskli bölümlerinden kaynak yaratmayı da hedeflediğinden , aramacılık açısından son derece riskli olan ülkemiz petrol potansiyelinin belirlenmesi ve ülke ihtiyaçlarının mümkün olduğunca yurt içi kaynaklardan karşılanması açısından da önemlidir.** Entegre yapılanmalarda gelişen dünya şartlarına göre artan petrol fiyatları paralelinde zaman zaman aramacılığın sektörün rafinericilik gibi diğer alanlarını desteklediği şartlar her zaman oluşmaktadır. Yani entegrasyonda amaç her zaman aramacılığın desteklenmesi değil sektörün bir bütün içerisinde

birbirinden destek alarak büyümesi ve dünya ölçeğinde dev boyutlara ulaşarak uluslararası alanlarda ülkemizi hak ettiği ölçüde temsil edecek yapıların oluşmasına yardım etmektir.

Sektörün değişik alanlarında faaliyet gösteren şirketlerin de entegre yapı altında birleşip güç arttırdıkları genelde gözlenen bir uygulamadır.

Entegrasyon uygulamalarındaki amaçlar:

- Uluslararası petrol piyasasında söz sahibi olabilmenin ilk şartlarından birisi sektörün politik ve ekonomik büyüklüğü ile orantılı entegre yapıda bir şirkete sahip olmaktır. Bu faktör petrol bölgesinin çok yakınında olan ve önündeki hedefleri büyük olması gereken ülkemiz için önemle vurgulanması gereken noktadır.
- Devletler, uluslararası alanda kendi ülkelerinin petrol politikalarını entegre yapıdaki bu dev şirketleri (BP, Shell, Statoil, MobilExxon vb.) kullanarak oluşturmakta, petrol savaşı perde arkasında devletler arasında sürse de, görünümde şirketler ön planda gözükmektedir.
- Entegre yapılanma iyi uygulandığında sektörün tüm alanlarını kontrol olanağı sağladığından stratejik öneme sahip petrolün politikalarının ulusal çıkarlara uygun oluşturulmasında etkin rol oynamaktadır.
- Entegre yapılanma ; riskli petrol aramacılığına sektörün daha az riskli bölümlerinden kaynak yaratmayı da hedeflediğinden , aramacılık açısından son derece riskli olan ülkemiz petrol potansiyelinin belirlenmesi ve ülke ihtiyaçlarının mümkün olduğunca yurt içi kaynaklardan karşılanması açısından da önemlidir.
- Dünya genelinde yapılan değerlendirmelerde entegre şirketlerin gelişme ve finansal açıdan değerlendirildiklerinde küçük şirketlere oranla çok daha fazla oranda aşama kaydettikleri belirlenmiştir.

TPAO ' nun Değerlendirilmesi

Ülkemizde petrol sektörü 1980 yıllarının başına kadar bir bütün içerisinde TPAO adı altında entegre olarak yapılandırılmış ve bu uygulama ile ülkemize bugün TÜPRAŞ, BOTAŞ, PETROL OFİSİ'nin sahip oldukları dev tesisler kazandırılmıştır. Sektör bir bütün halinde büyüyüp gelişerek TPAO adı altında dünyadaki ilk 500 şirket arasına girme başarısını göstermiştir.

80 li yılların sonlarına doğru ve 90 lı yılların başlarında bu entegre yapı dünya uygulamalarının aksine bilinçli olarak bozulmuş sektör oluşan koordinasyonsuzluk sonrasında kontrol edilemez hale gelmiştir.

Bugünkü yapısı ile TPAO , ETKB'nin kendisine verdiği bütçeler ile sınırlı olarak ülkemizdeki arama ve üretim faaliyetlerini elinden geldiğince

sürdürmeye çalışmaktadır. Yıllar içerisinde giderek azalan bir bütçe ile ülke petrol arama ve üretim faaliyetlerini yürütmeye çalışan ulusal petrol şirketimizin haricinde ciddi anlamda bu alanlara yatırım yapan şirket bulunmamaktadır. Ulusal petrol politikalarımızın belirlenmesinde geçmişte olduğu gibi önemli görevler üstlenmesi gereken ulusal kuruluşumuz ile ilgili yapılması gerekliliğine inanılan düzenleme önerilerimiz şöyle sıralanabilir.

- Petrol sektöründeki entegrasyon, TPAO bünyesinde mutlaka yeniden tesis edilerek, petrolle çevrili olan bölgemizde dünya devleri ile mücadele ederek ülke petrol politikalarına yön verecek kuruluş, sektöre mutlaka kazandırılmalıdır.
- Arama yatırımları TPAO önderliğinde başlamalı, kamu kurumlarının etkinliği gerekli deneyim ve yetkinliğe sahip kadrolarla artırılmalıdır.

Politika Önerileri

1) Her ne kadar Türkiye, bugüne kadar yapılan çalışmalar çerçevesinde, jeolojik açıdan çok büyük hidrokarbon potansiyeline sahip görünmüyorsa da, petrol ve doğal gazın stratejik hammaddeler oldukları düşünülerek yurt içi arama faaliyetlerinin devam ettirilmesi gereklidir.

2) Türkiye, karmaşık jeolojik yapısından dolayı genel olarak hidrokarbon aramacılığı yönünden yüksek riskli ülkeler arasında değerlendirilmektedir. Buna rağmen tüm şirketler artan petrol fiyatları sonrasında ulaşılabilecek her yerde tüm teknolojik zorluklara karşın petrol arama ve üretim faaliyetlerine girmişlerdir. Bu anlamda özellikle daha az aranmış olduğu düşünülen Karadeniz bölgemizde faaliyetler giderek artmıştır.

3) Ülkemiz petrol üretiminin yaklaşık %21'i ağır petrolden oluşmaktadır. Bu tür petrolün taşınmasında ve işlenmesinde önemli zorluklar bulunmaktadır. Bu sorunların çözümü yönünde çalışmaların yapılmasında yarar görülmektedir.

4) Gelecek dönemde Türkiye'deki hidrokarbon arama yatırımlarının büyük çoğunluğunun TPAO'ca yapılacağı tahmin edilmektedir. Bu gerçeğe karşın TPAO; arama, üretim, rafinaj, taşıma ve pazarlama entegrasyonu içerisinde faaliyet gösteren belli başlı petrol şirketlerinin yapısına sahip bulunmamaktadır. Bu nedenle; sadece aramadan üretime kadar olan riski yüksek alanlarda çalışmalarını sürdüren TPAO, bu yatırımlarına kaynak bulmada büyük sorunlarla karşılaşmaktadır. Bu sorunların çözülmesi için en kısa sürede TPAO, aramadan pazarlamaya kadar faaliyet gösterecek şekilde entegre bir yapıya kavuşturulmalıdır.

TPAO desteklenmeli ve yatırımlar için gerekli kaynaklar sağlanmalıdır. TPAO'nun, uluslararası firmalarla rekabet edebilmesi için, gerekli teknolojinin sağlanması, teknik eleman açıklarının giderilmesi, personelinin

TMMOB Enerji Raporu 2006

bilgi ve deneyimlerinin artırılması konularında desteklenmesine önem verilmelidir.

5) Yurt dışında, özellikle Asya Türk Cumhuriyetleri'ndeki petrol ve doğal gaz arama ve üretim çalışmaları bir devlet politikası olarak ele alınmalı ve ilgili kuruluşlar arasında gerekli koordinasyonlar sağlanarak çalışmalar planlı şekilde yürütülmelidir. Öte yandan, yurt dışında en büyük arama ve üretim yatırımlarını planlayan kuruluş olan TPAO, bu piyasadaki uluslararası kuruluşlarla rekabet edebilecek şekilde dinamik bir yapıya kavuşturulmalıdır. TPAO'nun bu amaçla yapacağı ikili anlaşmalar daha geçkçi planlanmalıdır.

6) Türkiye 2004 yılında petrol ihtiyacının %92'sini yurt dışı kaynaklardan karşılarken, bu değer yeni keşiflerin olmaması durumunda 2010 yılında %98'e yükselecektir. Enerji alanında petrole olan bağımlılığın azaltılabilmesi için alternatif enerji kaynaklarının geliştirilmesi yönünde yurt içi ve yurt dışında yoğun çaba gösterilmelidir.

7) Petrolün en çok tüketildiği sektör ulaşım sektörüdür. Petrolün bu alanda daha verimli kullanılması için, toplu taşımacılık, dizel yakıt kullanımı, ulaşım araçlarında yakıt verimliliği konusundaki teknolojik gelişmeler, ayrıca daha ucuz ve çevre kirliliğine neden olmayan doğal gazın toplu taşıma araçlarında kullanılması teşvik edilmelidir. Petrol ikame edilmesi mümkün olmayan alanlarda kullanılmalıdır.

8) Türkiye'den geçecek ham petrol boru hatlarının öncelikle kara rafinerileri olmak üzere, rafinerilerle bağlantıları dikkate alınmalıdır.

9) Petrol İşleri Genel Müdürlüğü (PIGM)'nün Petrol Kanunu ve Kararnamelerle belirlenmiş önemli sorumlulukları ve yükümlülükleri bulunmaktadır. Bu yüzden PIGM sektörün ihtiyaçlarına uygun şekilde yapılandırılmalı, maddi ve teknik olarak desteklenmeli, kadroları nicelik ve nitelik yönünden güçlendirilmelidir.

3.4-YENİLENEBİLİR ENERJİ KAYNAKLARI

a. Dünyada Genel Durum

Kömür, petrol, doğal gaz gibi fosil enerji kaynaklarının dünyadaki rezervlerinin oldukça sınırlı olduğuna yukarıda değinilmiştir. Bu kaynakların gelecekte tükenmesinin kaçınılmazlığı dışındaki başka bir sorun ise, özellikle fosil yakıtların yanmasıyla açığa çıkan gazların oluşturduğu sera etkisi sonucunda küresel ısınmaya bağlı iklim değişikliklerinin insanlığın ve doğal yaşamın geleceğini tehdit etmesidir. Buna karşın yenilenebilir enerji kaynağı olarak tanımlanan güneş enerjisi, jeotermal enerji, hidroelektrik enerji, biyo-enerji, dalga veya okyanus enerjisi ve rüzgar enerjisi, enerjilerini direkt veya endirekt olarak güneşten almakta ve dolayısıyla da sürekli olarak yenilendiklerinden tükenmemektedirler. (Tablo 31)

Tablo 3: Enerji Üretim Sistemlerinin Çevresel Etkileri Açısından Kıyaslaması¹

	İklim Değişikliği	Asit Yağmuru	Su Kirliliği	Toprak Kirliliği	Gürültü	Radyasyon
Petrol	X	X	X	X	X	-
Kömür	X	X	X	X	X	X
Doğal Gaz	X	X	X	-	X	-
Nükleer	-	-	X	X	-	X
Hidrolik	X	-	-	-	-	-
Rüzgar	-	-	-	-	X	-
Güneş	-	-	-	-	-	-
Jeotermal	-	-	X	X	-	-

Uluslararası Enerji Ajansı 2004 verilerine göre, **yenilenebilir enerji kaynakları** (biyokütle, hidroelektrik, güneş, rüzgar, jeotermal vd.) **küresel ölçekte Toplam Birincil Enerji Tüketiminin (TPE'S) % 13,5'ünü karşılamıştır.**

1990-2004 yılları arasında küresel ölçekte Toplam Birincil Enerji Tüketimi yıllık % 1,4 oranında artış gösterirken, modern yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımı (güneş, rüzgar) bu sürede yıllık % 19,1 modern biyokütle kaynaklarının kullanımı (kentsel çöp, biyogaz) yıllık % 7,6, jeotermal enerji ise yıllık % 2,3 oranında artmıştır.

Küresel elektrik üretiminin % 18,1'i yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanmıştır.

Yine aynı yıllarda jeotermal, güneş ve rüzgar enerjileri küresel elektrik üretiminin % 0,6'sını oluşturmuştur.

Rüzgar bu alandaki en önemli gelişme gösteren kaynaklar arasında yer almaktadır. Rüzgar enerjisinde tüm dünyada kurulu güç 2003 yılında bir önceki yıla göre % 26 artmış olup, 2004 yılında toplam kurulu güç 40.000 MW' a ulaşmıştır. Bu alanda en büyük yatırımları sırasıyla Almanya 14.609 MW (% 37), ABD (6.370 MW, % 16), İspanya (6.202 MW, % 16), Danimarka (3.110 MW, % 8) ve Hindistan (2.110 MW, % 5) yapmıştır.²

¹ Gebze Yüksek Teknoloji Enstitüsü

² Uluslararası Enerji Ajansı

TMMOB Enerji Raporu 2006

Sera gazı salımlarının azaltılmasına yönelik 1997 Kyoto Protokolü'nün yürürlüğe girmesini kolaylaştırmak amacıyla, aralarında Avrupa Birliği ve Brezilya'nın bulunduğu bir grup ülke 2010 yılı itibarı ile dünya enerji tüketiminin % 10-15 arasındaki bölümünün yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanmasını önermişlerdir. Ancak başta ABD ve OPEC ülkeleri buna kendi çıkarları için karşı çıkmışlar, konu zirve sonunda yayınlanan Johannesburg Uygulama Planı'nda muğlak ifadeler ve önerilerle geçirilmiştir. Buna karşılık aralarında Türkiye'nin de bulunduğu 20'ye yakın ülke Johannesburg Yenilenebilir Enerji Koalisyonu'nu oluşturmuş ve bir Bildirge yayınlamışlardır. Söz konusu Koalisyon Ekim 2003 itibarı ile 80'den fazla ülkeyi bir araya getirmiştir.³

b. Avrupa Birliğinde Durum

Yenilenebilir enerji kaynakları içinde sayılan hidrolik, rüzgar ve katı biyokütle, yenilenebilir belediye atığı, biyogaz, jeotermal, güneş, fotovoltaik ve gelgit/dalga gibi diğer yenilenebilirler ile AB brüt elektrik enerjisi üretiminin gelişimi Tablo 4'te ve AB'de kurulu güç gelişimi Tablo 5'da verilmektedir.

³ Türk Mühendis ve Mimar Odaları Birliği (TMMOB)

Tablo 4: AB’de Brüt Elektrik Enerjisi Üretimini Gelişimi (GWh)⁴

	Termik	Hidro	Rüzgar	Diğer Yenilenebilir	Toplam Yenilenebilir	Toplam Elektrik Üretimi (GWh)
1990	1.845.409,00	276.118,00	778	20.043,00	296.939,00	2.142.348,00
	86,14	12,89	0,04	0,94	13,86	
1991	1.893.103,00	285.044,00	1.097,00	20.217,00	306.358,00	2.199.461,00
	86,07	12,96	0,05	0,92	13,93	
1992	1.880.707,00	304.057,00	1.559,00	22.096,00	327.712,00	2.208.419,00
	85,16	13,77	0,07	1	14,84	
1993	1.881.248,00	306.166,00	2.362,00	23.705,00	332.233,00	2.213.481,00
	84,99	13,83	0,11	1,07	15,01	
1994	1.913.149,00	313.263,00	3.497,00	24.885,00	341.645,00	2.254.794,00
	84,85	13,89	0,16	1,1	15,15	
1995	1.967.851,00	309.983,00	4.071,00	27.448,00	341.502,00	2.309.353,00
	85,21	13,42	0,18	1,19	14,79	
1996	2.050.098,00	311.496,00	4.884,00	27.909,00	344.289,00	2.394.387,00
	85,62	13,01	0,2	1,17	14,38	
1997	2.058.423,00	315.771,00	7.364,00	32.657,00	355.792,00	2.414.215,00
	85,26	13,08	0,31	1,35	14,74	
1998	2.098.905,00	326.773,00	11.288,00	36.411,00	374.472,00	2.473.377,00
	84,86	13,21	0,46	1,47	15,14	
1999	2.128.187,00	328.002,00	14.209,00	37.090,00	379.301,00	2.507.488,00
	84,87	13,08	0,57	1,48	15,13	
2000	2.166.975,00	344.771,00	22.243,00	40.739,00	407.753,00	2.574.728,00
	84,16	13,39	0,86	1,58	15,84	
2001	2.215.361,00	362.517,00	27.194,00	43.836,00	433.547,00	2.648.908,00
	83,63	13,69	1,03	1,65	16,37	
2002	2.265.241,00	305.435,00	36.624,00	49.380,00	391.439,00	2.656.680,00
	85,27	11,5	1,38	1,86	14,73	

⁴ 1991-1994 ve 1996-1997 yılları toplam k.güç bilgileri için TEİAŞ İstatistik kitabı, 2002-2003 rüzgar bilgileri için EurObserv’ER 2004 istatistikleri, 1990-2001 diğer bilgiler için IEA istatistikleri, 2002-2003 diğer bilgiler için Eurelectric istatistikleri

Tablo 5: AB'de Kurulu Güç Gelişimi (MW)⁵

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	
Termik	kurulu güç (MW)	385.338,00	403.272,00	400.887,00	407.802,00	410.652,00	419.907,00	414.498,00	432.015,00	438.826,00	445.491,00	444.956,00	447.344,00	451.544,00	
	toplamda payı (%)	77,04	77,38	77,01	77,08	77,00	76,86	76,38	76,81	76,41	75,96	75,26	74,64	74,02	
	kurulu güç (MW)	109.239,00	111.844,00	112.986,00	114.005,00	114.596,00	114.983,00	115.461,00	115.979,00	115.962,00	117.162,00	118.288,00	118.543,00	118.465,00	119.720,00
Hidro	yenilenebilirde payı (%)	95,10	94,86	94,39	94,02	93,43	92,53	91,31	90,47	88,90	86,48	83,90	81,06	77,93	75,53
	toplamda payı (%)	21,84	21,46	21,70	21,55	21,49	21,31	21,13	21,37	20,62	20,40	20,17	20,05	19,77	19,62
	kurulu güç (MW)	474,00	653,00	905,00	1.243,00	1.675,00	2.471,00	3.409,00	4.608,00	6.205,00	8.909,00	12.813,00	17.136,00	23.299,00	28.676,00
Rüzgar	yenilenebilirde payı (%)	0,41	0,55	0,76	1,03	1,37	1,99	2,70	3,59	4,76	6,58	9,09	11,72	15,33	18,09
	toplamda payı (%)	0,09	0,13	0,17	0,23	0,31	0,46	0,62	0,85	1,10	1,55	2,18	2,90	3,89	4,70
	kurulu güç (MW)	5.159,00	5.410,00	5.806,00	6.010,00	6.377,00	6.805,00	7.580,00	7.615,00	8.278,00	9.413,00	9.888,00	10.555,00	10.249,00	10.118,00
Diğer Yenilenebilir	yenilenebilirde payı (%)	4,49	4,59	4,85	4,96	5,20	5,48	5,99	5,94	6,35	6,95	7,01	7,22	6,74	6,38
	toplamda payı (%)	1,03	1,04	1,12	1,14	1,20	1,26	1,39	1,40	1,47	1,64	1,69	1,79	1,71	1,66
	kurulu güç (MW)	114.872,00	117.907,00	119.697,00	121.258,00	122.648,00	124.259,00	126.450,00	128.202,00	130.445,00	135.484,00	140.989,00	146.234,00	152.013,00	158.514,00
Toplam Yenilenebilir	toplamda payı (%)	22,96	22,62	22,99	22,92	23,00	23,03	23,14	23,62	23,19	23,59	24,04	24,74	25,36	25,98
	Toplam Kurulu	500.210,00	521.179,00	520.584,00	529.060,00	533.300,00	539.620,00	546.357,00	542.700,00	562.460,00	574.310,00	586.480,00	591.190,00	599.357,00	610.058,00

5 IEA İstatistikleri kullanılmıştır

Avrupa Birliği'nde 90'ların başında 114.872 MW olan yenilenebilir enerji kaynaklarının toplam kurulu gücü 2003 yılı sonu itibarıyla % 38 artarak 158.514 MW'a ulaşmış, ancak aynı dönemde yenilenebilir enerjilerin toplam kurulu güçteki (500.210 MW) payı % 23'ten 2003 yılı sonunda (toplam kurulu güç 610.058 MW) sadece % 26'ya çıkmıştır.

Yenilenebilir kaynakların toplam kurulu güçteki payları açısından irdelendiğinde, 1990-2003 yılları arasında toplam kurulu güçteki hidrolik pay, potansiyelin önemli bir kısmının kullanılmasından dolayı hemen hemen sabit (% 20 civarında) kalırken, rüzgarın kurulu gücü 60 kat artarak toplam yenilenebilir içindeki payı % 0,4'den % 18'e çıkmıştır.

Hidro ve rüzgardan sonra en büyük paya sahip olan katı biyokütlenin de dahil olduğu diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının 2003 yılı sonu itibarıyla toplam kurulu güçteki payı % 2 civarında kalmıştır.

Yenilenebilir üretim % 32'lik artışla 1990 yılında 297 TWh'ten 2002 yılında 391 TWh'e çıkmasına rağmen, Avrupa Birliği'nde yenilenebilir enerji kaynaklarının elektrik üretimindeki payı 1990-2002 arasında değişmeyerek, % 15-16 civarında kalmıştır. 2002 yılında toplam yenilenebilir üretimde ilk üç yenilenebilir kaynağın payı sırasıyla 305 TWh (% 78) ile hidro, 37 TWh (% 9) ile rüzgar ve 25 TWh (% 6) ile katı biyokütleye aittir.

AB'de yapılan geleceğe yönelik planlama çalışmalarında, yenilenebilir enerji kaynaklarında 50 MW ve üstü kapasitede büyük hidroelektrik santraller yerine 50 MW'den küçük hidroelektrik santraller ve rüzgar gibi diğer yenilenebilir kaynaklar teşvik edilmektedir. Mevcut büyük-hidrolik potansiyelinin önemli bir kısmını işletmeye sokmuş olan Avrupa, yenilenebilir enerji hedeflerini tutturabilmek için başta rüzgar olmak üzere küçük-hidro, biyo-kütle ve diğer yenilenebilir enerjilere yönelmektedir.

c. Türkiye'de Durum

Türkiye'de 1990 yılında 23 TWh olan yenilenebilir kaynaklı üretim 58 TWh olan toplam elektrik üretiminin % 40'ına karşılık gelirken, 2003 yılında % 53 artışla 35 TWh'e yükselen yenilenebilir enerji kaynaklı üretimi aynı dönemde % 144 artışla 141 TWh olarak gerçekleşen toplam elektrik üretiminin % 25'ini karşılayabilmıştır. Ülkemizde elektrik üretiminde yenilenebilir kaynakların % 99'unu hidrolik oluşturduğundan yenilenebilir için verilen tüm değerler temelde hidrolik enerjiyi yansıtmaktadır.

Öte yanda, 2003 yılında talebin % 25'i (35 TWh) yenilenebilirden karşılanırken, 2010 yılında talebin % 26'sı (62 TWh) ve 2020 yılında % 24'ünün (118 TWh) yenilenebilir enerjilerden karşılanacağı öngörülmektedir.⁶

⁶ MMO, Enerji politikaları, yerli, yeni ve yenilenebilir enerji kaynakları raporu

TMMOB Enerji Raporu 2006

Bu arada TEİAŞ işletme halinde, inşa halinde ve lisans almış, öngörülen tarihlerde devreye girmesi beklenen santraller üzerinden 2006-2015 dönemine ait bir üretim kapasitesi çalışması yapılmıştır.⁷

Bu çalışmaya göre, 2010 yılında hidrolik 16698 MW ve jeotermal 82 MW olmak üzere yenilenebilir kaynaklara dayalı kurulu gücün toplamdaki oranı % 38,25, 2015 yılında ise hidrolik 17020 MW, rüzgar 348 MW biyogaz+atık 30 MW ve jeotermal 82 MW olmak üzere söz konusu oranın % 38,7 olacağı görülmektedir. (EK-1)

Söz konusu dönemde yenilenebilir kaynakların proje üretim kapasitesi içindeki oranı da % 23.5 civarında olmaktadır.

Yenilenebilir enerji konusundaki yasal düzenlemeye rağmen inceleme döneminde hidrolik dışındaki yenilenebilir kaynaklarda bir gelişme gözlenmemektedir.

Türkiye'de ekonomik olarak kullanılabilir hidrolik kapasite yaklaşık 130 milyar kwh olarak kabul edilmektedir. Bilim insanları, DSİ içindeki bir çok mühendis, EİE ve hidrolik santral yatırımı yapan bazı özel şirketler, Türkiye'nin gerçek hidrolik enerji kapasitesinin küçük sular üzerinde kurulacak hidroelektrik santraller ile, 190 milyon KWh'a ulaşacağını söylemektedir. ETKB analizlerinde dikkate alınmayan bu 80 milyar KWh'lık üretim kapasitesi, yatırımı planlanan pahalı ve riskli nükleer santrallerde gerçekleştirilmesi ön görülen üretimin üç katına yakındır. Ülkemizde hidrolik enerji potansiyeli sonraki bölümde daha ayrıntılı ele alınmıştır.

Bugünkü teknik koşullarda 10 metre yükseklikteki ortalama 6 m/s hızda, yılda 2.800 saat kullanma süresi ile kurulabilecek ekonomik rüzgar potansiyeli 10.000 MW yani 28 milyar KWh (88.000 MW teknik potansiyel) düzeyindedir.

Bu ekonomik potansiyelin yıllık çalışma saatinin en kötü rüzgar koşulunda (güvenilir üretim) 1.400 saate kadar düşerek, 14 milyar KWh üretim gerçekleştirebileceği düşünülmektedir. Rüzgar potansiyeli bakımından zengin olan yörelerimiz başta Ege, Marmara ve Doğu Akdeniz olmak üzere kıyılarımızdır.

Türkiye'nin jeotermal brüt teorik ısı potansiyelinin 31.500 MW, teknik ısı potansiyelinin 7.500 MW ve kullanılabilir ısı potansiyelinin de 2.843 MW olduğu belirtilmektedir. Kullanılabilir potansiyelle sağlanabilecek olan enerji 1.800 BTEP/yıl kadardır. Kanıtlanmış jeotermal elektrik teknik potansiyeli 500 MW kadardır.

7 TEİAŞ web sayfası

Türkiye’de klasik biyokütle enerjisinin teknik potansiyeli 10.000 BTEP/yıl ve kullanılabilir potansiyeli 7.000 BTEP/yıl kadardır. Genelde ticari karakterde olmayan klasik biyokütlenin yerine modern biyokütlenin kullanılması uygun olup, modern biyokütle teknik potansiyeli 40.000 BTEP/yıl, kullanılabilir potansiyeli 25.000 BTEP/yıl düzeyindedir.

Hububat bitkileri başta olmak üzere çeşitli bitkilerden elde edilen bitkisel artığın kuru bazda hesaplanan toplam miktarı 55-70 milyon ton olmakla birlikte, elektrik santralleri dahil olmak üzere çeşitli yerlerde kullanılacak biyo-kütle yakıt miktarı 37-48 milyon ton düzeyinde olup sağlanabilecek enerji 14.800-19.000 BTEP/yıl dır.

Türkiye’de hayvanlardan elde edilebilecek atık miktarı 10,8 milyon ton kuru madde/yıl olup, 1 ton hayvan gübresinden sağlanacak biyogaz 200 m3 olup biyogaz potansiyeli ise 1.117 BTEP/yıl kadardır.

Türkiye’nin çöp toplamı 21 milyon ton/yıl düzeyinde biyo enerji potansiyeli 7.150 BTEP/yıl kadardır.

Ülkemizde odun ve tezek biçiminde klasik biyokütle kullanımı olmasına karşın, enerji ormanları ve enerji tarımı ürünlerinin özel tekniklerle değerlendirilmesine ilişkin modern biyo-kütle kullanımı yaktır.

Deniz kökenli yenilenebilir enerjiler; deniz dalga enerjisi, deniz sıcaklık gradyant enerjisi, deniz akıntıları enerjisi (boğazlarda) ve gel-git (medcezir) enerjisidir. Türkiye’de gel-git enerjisi olanağı yoktur. Ülkemiz için sözkonusu enerji grubu içerisinde **deniz dalga enerjisi ve boğazlarda deniz akıntıları enerjisi vardır.** Türkiye kıyılarının beşte birinden yararlanılarak sağlanabilecek **dalga enerjisi teknik potansiyeli 9.000 MW güç ve 18 TWh/yıl** enerji düzeyindedir.⁸

Türkiye güneş kuşağı içerisinde bulunan bir ülke olup, güneş enerjisince zengindir. Bölgelere göre yıllık toplam güneşlenme süresi 2.993-1.971 h/yıl arasında değişirken, enerji yoğunluğu 1.460-1.120 kWh/m2-yıl sınırlarındadır. Türkiye’nin tüm yüzeyine karşılık gelen güneş gücü brüt olarak 111.500 GW kadardır. Ancak teknik potansiyel 1.400 GW olup, kullanılabilir potansiyel 116 GW olarak hesaplanmaktadır.⁹

Güneş enerjisinin teknik olarak değerlendirilmesi güneş pilleri ve güneş kolektörleriyle gerçekleştirilmektedir. Güneş pilleri bugün için pahalı olmakla birlikte gelecekte ucuzlamaları beklenmektedir ekonomik olarak kullanılabilir değildir. Güneş kolektörleri vasıtasıyla güneşten su ısıtmak amacıyla 350 bin TEP lik enerji sağlanmaktadır. Teknik potansiyel olarak evlerin çatılarında bu miktarın 5 katı yer bulunmaktadır.

⁸ MMO Enerji Politikaları Yerli, Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Raporu

⁹ MMO Enerji Politikaları Yerli, Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Raporu

TMMOB Enerji Raporu 2006

Ülkemizde EİEİ Genel Müdürlüğü verilerine göre Türkiye'nin yenilenebilir enerji kaynakları potansiyeli;

Hidrolik	7,5 MTEP (Ekonomik Potansiyel)
Rüzgar	19,0 MTEP (Teknik Potansiyel), >2,5 MTEP (Ekonomik)
Jeotermal	5,5 MTEP (Teknik Potansiyel)
Güneş	80,0 MTEP (Teknik Potansiyel)
Biyokütle	6,0 MTEP (Teknik Potansiyel) olarak belirlenmiştir.¹⁰

Türkiye'nin bugünkü durumda 144 milyar KWh'lik hidrolik, 25-50 milyar KWh'lik rüzgar, 3 milyar KWh'lik jeotermal potansiyeli kullanılmayı beklemektedir. Bu potansiyellere güneş, biyoenerji ve diğerlerini de eklersek Türkiye'deki potansiyel gücün ne kadar yüksek olduğu ortaya çıkacaktır.

İlgili yasa hakkında değerlendirmeler

Sürekli olarak belirttiğimiz gibi ülkemiz, coğrafi konumu ve yeraltı-yerüstü doğal zenginlikleri ile başta hidrolik, güneş, rüzgar, jeotermal olmak üzere çok zengin yenilenebilir enerji kaynakları potansiyeline sahiptir. Bu kaynakların, dünyadaki teknolojik gelişmeler paralelinde etkin ve yaygın olarak kullanımına ortam yaratılması gerekmektedir.

TMMOB, enerji sektöründe yerli ve uluslararası sermaye çevrelerinin çıkarlarına hizmet eden politikalara, enerji kaynaklarındaki dışa bağımlılığa, kamu kaynaklarının yağmalanmasına yıllardır karşı çıkmış ve çevre sorunlarına dikkat çekmiştir. Birliğimiz, ulusal ve kamusal planlamaya dayalı ve çevreye uyumlu politika ve uygulamaların savunucusu olmuş ve başta hidroelektrik, rüzgar, jeotermal, biyokütle ve güneş enerjisi olmak üzere, yenilenebilir enerji kaynaklarının kamu ve toplum yararına etkin şekilde kullanımını öngören politikaları, yasal düzenlemeleri ve uygulamaları savunmaktadır.

5316 Sayılı "Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Elektrik Enerjisi Üretimi Amaçlı Kullanımına İlişkin Kanun" 10 Mayıs 2005 tarihinde TBMM'de kabul edilerek uygulamaya konulmuştur. Yaklaşık bir yıl gündeme alınmayarak komisyonlarda tutulan bu yasanın belirli eksiklikleri olmasına karşın yasalaşması olumlu bir adım olarak görülmele birlikte, aşağıdaki gerekçelerle söz konusu düzenlemeden beklenen yararın sağlanamayacağı düşünülmektedir.

¹⁰ Elektrik İşleri Etüt İdaresi(EİEİ) Genel Müdürlüğü - www.eie.gov.tr

Bu yasa, ülkemiz yenilenebilir enerji kaynaklarının gerçekçi, tutarlı ve sürdürülebilir bir şekilde kullanımı yönündeki taleplerin karşılanmasında yetersizdir. Çünkü ülkemiz koşulları göz önünde bulundurularak, sektörel planlama, bilimsel araştırma ve teknoloji geliştirme altyapısı kurulmaksızın, sadece bazı teşviklerle elektrik üretiminde yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımını beklemek gerçekçi değildir. Kamusal planlama, yol göstericilik ve denetim olmaksızın yalnızca teşviklerle ve piyasa eliyle yenilenebilir enerji kullanımı yeterli bir şekilde desteklenemez. Genel teşvik uygulamalarıyla sadece avantajlı bölgelerdeki rüzgar ve hidroelektrik santrallerine destek söz konusu olabilecektir.

• AB uygulamalarında 2010 yılında toplam enerjinin % 12'sinin yenilenebilir enerji kaynaklarından karşılanması, toplam elektrik tüketiminin % 22'sinin yenilenebilir enerji kaynaklarına dayandırılması hedeflenmektedir. Diğer bir çok konuda AB mevzuatı ve hedeflerine ulaşmak için çaba harcayan iktidarın, önerilen % 12'lik hedefi reddetmiş olması ayrı bir anlam taşımaktadır.

Benzer bir şekilde, yasanın 7. maddesinde yenilenebilir enerji tesislerinin ihtiyacı olan makina ve ekipmanların en az % 45'inin yurt içinden teminini öngören ve yerli sanayi geliştirecek değişiklik önerisi de, iktidar çoğunluğunun oylarıyla reddedilmiştir.

•Yenilenebilir enerji alanında, sadece teşvik mekanizmasına indirgenmiş olan yasa ile, yeni bir "iyi işlemeyen piyasa" örneğinin sergileneceği daha şimdiden bellidir.

• Sektörel planlama, bilimsel araştırma ve teknoloji geliştirme altyapısı kurulmaksızın, sadece bir teşvik mekanizmasına indirgenen mevcut yasa ile ülkemizdeki elektrik üretim kapasitesi içindeki yenilenebilir enerji kaynaklarının payı yeterince artırılmaz.

• Ayrıca yasada, doğal kaynaklarımızın zarara uğratılmasına, arazilerin amaç dışı kullanımına, kamu hizmeti gören kuruluşlarımızın zayıflatılmasına neden olacak maddeler yer almaktadır.

Sonuçta;

Yenilenebilir enerji kaynakları, yenilenebilir olmaları en az düzeyde çevresel etki yaratmaları, işletme ve bakım masraflarının az olması, yerli olmaları nedeni ile ülkemiz için oldukça önemli bir yere sahiptir.

Unutulmamalıdır ki, kendi ulusal kaynaklarını teknolojik olarak daha fazla kullanabilen ülkeler gelecekte daha etkin konumda olacaklardır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından, faydalanma konusu da, bu etkin konuma gelmek için gereken parametrelerin başında gelmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından hidrolik enerjiye, ülkemizdeki önemi nedeniyle aşağıda daha detaylı yer verilmektedir.

3.4.1-HİDROLİK ENERJİ

Türkiye'nin güvenilir, sürekli, çevre dostu, kaliteli ve herşeyden önemli ucuz ve özkaynaklara dayalı enerji ihtiyacının ağırlığını hissettirdiği böylesi bir dönemde, hidroelektrik enerjinin önemli bir enerji kaynağı olduğu ortadadır. Ülkemizin su ve toprak kaynaklarının geliştirilmesinde suyun rasyonel kullanımı için uyumlu bir politikaya duyulan ihtiyaç açıkça ortaya çıkmış ve bu politika Dünya genelinde ve ülkemizde kabul görmüştür. Bu nedenle, çevresel etkiler dikkate alınarak su kaynaklarının geliştirilmesi, sosyo-ekonomik kalkınmada sürekliliğin sağlanması açısından önem arz etmektedir. Suyun bazı amaçlara hizmet etmek üzere depolandığı barajlar, enerji, taşkın koruma, rekreasyon, tarımsal sulama, evsel ve endüstriyel su temini sağlamaktadır.

BM Sürdürülebilir Kalkınma Dünya Zirvesi'nde (2002), küçük-büyük ayırımı yapılmadan hidroelektriğin yenilenebilir enerji teknolojisi içinde yer aldığı teyit edilmiştir. Bu önemli karar neticesinde, hidroelektrik enerji ve barajlar çok daha önemli bir niteliğe bürünmüştür.

Enerjide kaynak çeşitliliği ve güvenliği, çevrenin korunması, sosyal ve ekonomik gereklilikler sonucunda, yenilenebilir enerji kaynaklarından üretilen elektriğin gündemde tutulması ve potansiyelinin kullanılması ülkemiz açısından önemliliğini muhafaza etmektedir. Avrupa'da hidroelektrik enerji üretimi ve tüketimine destek verildiği bu dönemde, Avrupa'nın halen ekonomik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyelini %72 oranında değerlendirmiş olduğu bilinmektedir.

Dünyada Durum

Hidroelektrik enerji, Dünya'da üretilen toplam elektrik enerjisinin yaklaşık %20 sini sağlamaktadır. Hidroelektrik, 65 ülkenin ulusal elektriğinin %50 sini, 32 ülkenin %80 nini ve 13 ülkenin de enerji ihtiyacının neredeyse tamamını karşılamaktadır. Dünyanın en fazla hidroelektrik enerji üreten ülkesi konumundaki Kanada'nın 2002 yılı üretimi 353 milyar kWh olup 27 Avrupa ülkesinin toplamına çok yakındır.

2003 World Atlas&Industry Guide adlı yayının saptamalarına göre, yerkürenin;

Brüt, teorik hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 40 000 TWh/yıl,

Teknik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 14 000 TWh/yıl,

Ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyeli, yaklaşık 8000 TWh/yıl dir. Bu potansiyelin 2003 yılı itibariyle 728.5 GW kurulu gücü işletmede, 100.7 GW'ı inşa halindedir. Gelecekte yapımı planlanan toplam kapasite ise 337.9 GW'dır.

Yukarıdaki verilere göre, işletmede olan hidroelektrik santrallerin yıllık üretim kapasitesi dikkate alındığında, teknik ve ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyelin bugün sırasıyla, ancak %19 u ve %33 ü değerlendirilebilmiştir. Kalan potansiyelin önemli bir kısmının ise Afrika, Asya ve Latin Amerika'da olması ise dikkat çekicidir. (Bkz. Tablo-8,9)

Tablo-8 Dünya Hidroelektrik Enerji Potansiyeli. İşletme, İnşa ve proje safhasındaki durum

DÜNYA TOPLAMI KITALAR	İŞLETMEDE (728.525 MW) %	İNŞA HALİNDE (100.758 MW) %	PLANLAMA (337.893 MW) %
AFRİKA	2.9	3.0	22.9
ASYA (Rusya Fed. ve Türkiye dahil)	33.6	72.2	51.8
AVUSTRALYA/OKYANUSYA	1.8	0.2	0.2
AVRUPA (Rusya Fed. ve Türkiye hariç)	24.4	2.3	3.0
KUZEY VE ORTA AMERİKA	21.6	5.7	4.5
GÜNEY AMERİKA	15.7	16.6	17.6
TOPLAM	100	100	100

Tablo-9 Dünya Hidroelektrik Enerji Potansiyeli Gelişme Durumu. İşletmede Olan Hidroelektrik Üretim Teknik Yapılabilir Hidroelektrik Potansiyel ile karşılaştırılması

Teknik Yapılabilir Hidroelektrik Potansiyel KITALAR	İşletmede olan H.E. Üretim 1 (%)	İşletilmeyen Teknik ve Ekonomik Yapılabilir H.E. Potansiyel 2 (%)	İşletilmeyen Teknik Yapılabilir H.E. Potansiyel 3 (%)	İşletilmeyen Toplam H.E. Potansiyel 4=2+3 (%)	Teknik Yapılabilir H.E. Potansiyel 5=1+4 (%)
AFRİKA (1.750.000 GWh/yl)	4.8	58.1	37.1	95.2	100
ASYA (6.800.000 GWh/yl)	11.8	41.1	47.1	88.2	100
AVUSTRALYA/OKYANUSYA (200.000 GWh/yl)	21.7	23.3	55.0	78.3	100
AVRUPA (1.035.000 GWh/yl)	54.9	21.5	23.6	45.1	100
KUZEY VE ORTA AMERİKA (1.663.000 GWh/yl)	41.7	18.4	39.9	58.3	100
GÜNEY AMERİKA (2.700.000 GWh/yl)	20.5	38.8	40.7	79.5	100
TÜRKİYE (216.000 GWh/yl)	~21.0	~38.0	41.0	79.0	100

Dünya'da, işletmede olan hidroelektrik üretimin teknik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyele oranını Türkiye'nin durumunu ekleyerek ise Tablo.9'da görmekteyiz.

TMMOB Enerji Raporu 2006

Tablo-10 Dünyada En Yüksek Hidroelektrik Üretimi Gerçekleştiren İlk 10 Ülke

NO	ÜLKE	KURULU GÜCÜ (MW)	ÜRETİM(GWh)
1	Kanada	67.121	353.302
2	ABD	76.000	300.000
3	Brezilya	64.000	300.000
4	Çin Halk Cum.	82.700	257.500
5	Rusya Fed.	44.700	173.849
6	Norveç	27.596	120.984
7	Japonya	27.348	94.250
8	Fransa	25.200	79.300
9	Hindistan	25.751	73.954
10	İsveç	16.200	65.000
TOPLAM 1-10		456.616	1.818.139

Hydropower & Dams, 2003 World Atlas & Industry Guide

Dünya’da en yüksek hidroelektrik üretimi sağlayan ilk 10 ülkenin toplamının, Dünya hidroelektrik üretiminde %66’lık paya sahip olduğu bilinmektedir. Hidroelektrik üretimde dünyada 1. sırayı koruyan ülke olan Kanada, bu üretimi büyük ve orta kapasiteli 450 HES ve 10 MW’ın altında 200 den fazla küçük HES’den sağlamaktadır. Türkiye ise 45 300 GWh/yıl ortalama ile Dünya’da 14. sırada yer almaktadır.

Avrupa’da ise Türkiye 45300 GWh/yıl ortalama hidroelektrik üretimle Norveç, Fransa, İsveç ve İtalya’dan sonraki sırada bulunmaktadır. Hidroelektrik enerji açısından özkaynaklarını azami bir şekilde kullanan bir ülke olan Norveç, 2300 baraj ile ulusal elektrik üretiminin %99 unu hidroelektrik enerjiden sağlamaktadır.

Avrupa ülkeleri halen ekonomik yapılabilir hidroelektrik enerji potansiyelinin %72 sini değerlendirmiş bulunmaktadır. Hidroelektrik potansiyele sahip bir çok ülke, bu potansiyeli ekonomik kalkınmalarının önemli bir aracı olarak görmüş ve enerji politikalarını bu doğrultuda belirlemiştir. Enerji politikası açısından bu yönde bir tercih, enerjide dışa bağımlılığı azaltıcı yönde bir işlev görmektedir.

Hidroelektrik enerjinin bilinen bu durumu, ülkemizde de kamu kuruluşları tarafından, özelleştirme politikalarına kadar, enerji üretim kaynaklarının geliştirilmesinde en çok tercih edilen seçenek olmasını sağlamıştır. Hidroelektrik enerji konusunda gerek 3096 ve gerekse 4628 sayılı kanunlarla getirilen yeni neoliberal politikalarla bu gelişmenin olumsuz bir yöne doğru gitmekte olduğu yaşanan örneklerle ortadadır.

Ülkemizde Durum

Dünya’nın teknik yapılabilir hidroelektrik potansiyelinin % 1,5 una sahip olan Ülkemiz, hidroelektrik enerji üretiminde bugünkü koşullarda, Avrupa ülkelerinden Norveç, Fransa, İsveç ve İtalya’nın gerisinde olmakla birlikte ekonomik potansiyel açısından Norveç’ten sonra ikinci sırada gelmektedir

Tablo-11 Türkiye'nin Hidroelektrik Enerji Potansiyeli

Brüt, teorik hidroelektrik potansiyel GWh/yıl	Teknik yapılabilir hidroelektrik potansiyel GWh/yıl	Ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyel GWh/yıl
433 000	216 000	127 345

DSİ, Haziran 2004

Bugünkü verili durumda hidroelektrik, ülke toplam elektrik üretiminde ortalama %25 paya sahiptir. Bu oran önceki yıllarda %40 lar seviyesindeydi. Bu duruma gelmesindeki neden, son yıllarda baraj ve hidroelektrik santral (HES) projelerinde yaşanan gerileme ve izlenen enerji politikasının doğalgaz yakıtlı santralleri öne çıkarmasıdır. Bunun yanısıra bir başka sorunda, hidroelektrik santrallerin kapasite fazlası çalıştırılması sonucu barajlarda yaşanan su seviyesi düşüklüğüdür. Sonuç olarak hidroelektrik enerji üretiminin toplam üretimdeki payı düşmektedir. (Tablo 12,13)

Tablo-12 Türkiye Kurulu Gücünün ve Ulusal Üretimini Yıllar İtibariyle Gelişimi

YIL	KURULU GÜÇ (MW)				HİDROLİK (%)	ULUSAL ÜRETİM (GWh)				HİDROLİK (%)
	TERMİK	HİDROLİK	JEOTER+RÜZ	TOPLAM		TERMİK	HİDROLİK	JEOTER+RÜZ	TOPLAM	
1913	17.2	0.1	-	17.3	0.5	-	-	-	-	-
1923	32.7	0.1	-	32.8	0.3	44.3	0.2	-	44.5	0.4
1930	74.8	3.2	-	78.0	4.1	10.4	1.9	-	106.3	1.8
1940	209.2	7.8	-	217.0	3.6	383.1	13.8	-	396.9	3.5
1950	389.9	17.9	-	407.8	4.4	759.4	30.1	-	789.5	3.8
1960	860.5	411.9	-	1272.4	32.4	1813.7	1001.4	-	2815.1	35.6
1970	1509.5	725.4	-	2234.9	32.5	5590.2	3032.8	-	8623.0	35.2
1980	2987.9	2130.8	-	5118.7	41.6	11927.2	11348.2	-	23275.4	48.8
1990	9535.8	6764.3	17.5	16317.6	41.5	34315.3	23147.6	80.1	57543.0	40.2
2000	16052.5	11175.2	36.4	27264.1	41.0	93934.2	30878.5	108.9	124921.6	24.7
2001	16623	11673	36.4	28332	41.2	98563	24010	152	122725	19.6
2002	19568	12241	36.4	31846	38.4	95563	33684	153	129400	26.0
2003	22974.4	12578.7	33.9	35587	35.3	105101	35329	150	140580	25.1

Tablo-13 Türkiye Elektrik Enerjisi Kurulu Güç Kapasitesi Gelişimi (1990-2002)

Kaynak Türü	1990	1991	1995	1998	1999	2000	2001	2002
Taş Kömürü	332	353	326	335	335	480	480	480
Linyit	4874	5041	6048	6214	6352	6509	6511	6503
Petrol	1748	1737	1353	1532	1542	1586	2000	2400
Doğalgaz	2210	2555	2884	4047	4959	4905	4851	7247
Diğer (*)	372	392	463	893	2368	2574	2781	2938
Toplam Termik	9536	10078	11073	13021	15556	16052	16623	19568
Jeotermal + Rüz	18	18	18	26	26	36	36	36
Toplam Hidrolik	6764	7113	9863	10307	10537	11175	11673	12241
Genel Toplam	16318	17209	20954	23354	26119	27264	28332	31846
Hidrolik Payı (%)	41.5	41.3	47.0	44.1	40.3	41.0	41.2	38.4

TMMOB Enerji Raporu 2006

Türkiye’de 26’ya ayrılmış hidrolojik havzanın oluşturduğu 186 km³ ve komşu ülkelerden gelen 7 km³ akış ile birlikte toplam 193 km³ yüzeysel akışın sağladığı hidroelektrik enerji potansiyeli, brüt-teorik, teknik yapılabılır ve ekonomik yapılabılır olmak üzere 3 ayrı kategoride değerlendirilmektedir.

I. Brüt-Teorik Potansiyel: Bütün akarsuların topografik koşullarının ve suyun debisinin % 100 türbinlenerek elde edilebileceği varsayılan yıllık brut hidroelektrik enerji potansiyeli ülkemiz için 433 milyar kWh/yıl olarak belirlenmektedir.

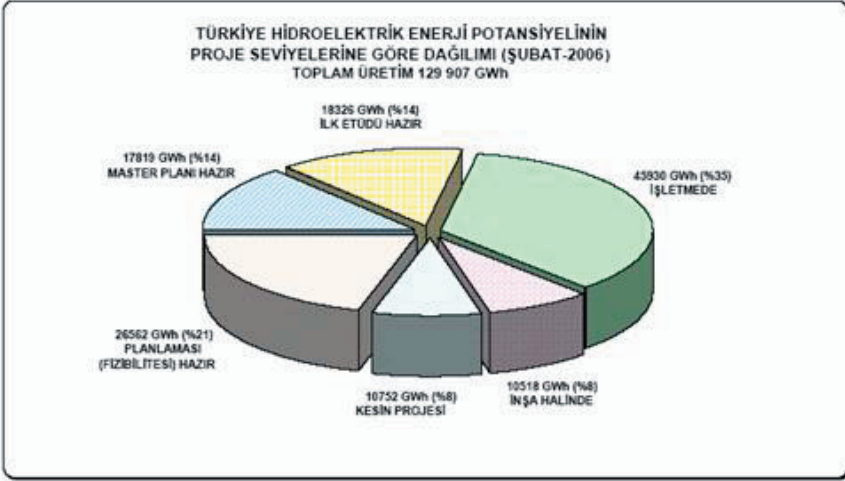
Şekil-11



Tablo- 14

TÜRKİYE HİDROELEKTRİK ENERJİ POTANSİYELİNİN PROJE SEVİYELERİNE GÖRE DAĞILIMI (ŞUBAT-2006)							
Hidroelektrik Santral Projelerinin Mevcut Durumu	Proje Sayısı	Kurulu Güç (MW)	Toplam Yıllık Hidroelektrik Enerji Üretimi				
			Güvenilir Enerji (GWh)	Toplam Enerji (GWh)	Oran (%)	Kümülatif Enerji (GWh)	Oran (%)
1- İşletmede	142	12 788	33 560	45 930	35,4	45 930	35,4
2- İnşa Halinde	40	3 197	6 358	10 518	8,1	56 448	43,5
3- Gelecekte İnşa Edilecek	565	20 667	40 006	73 459	56,5		
3.1 Kesin Projesi Hazır	14	3 556	7 089	10 752	8,3	67 200	51,8
3.2 Planlaması (Fizibilitesi) Hazır	175	7 306	13 305	26 562	20,4	93 762	72,2
3.3 Master Planı Hazır	96	5 120	10 582	17 819	13,7	111 581	85,9
3.4 İlk Etüdü Hazır	280	4 685	9 030	18 326	14,1	129 907	100,0
Toplam Potansiyel	747	36 652	79 924	129 907	100,0	129 907	100,0

Şekil 12 Türkiye'nin Hidroelektrik Enerji Potansiyeli



II. Teknik Yapılabilir Potansiyel:

Teknik yönden değerlendirilebilir potansiyel, kullanılan teknolojiye bağlı olarak oluşabilecek düşü, akım ve dönüşümdeki kayıplar hariç tutularak hesaplanmaktadır. Teknik açıdan uygulanabilir projelerin tümünün gerçekleştirilmesi sonucunda oluşacak üretimin maksimum değerini gösteren teknik potansiyel, enerji değeri açısından brüt- teorik potansiyelin bir fonksiyonu olarak ele alınmaktadır ve onun yüzdesi olarak da tanımlanmaktadır. Sudan elde edilecek enerji kayıplarının etki katsayısı 0,5 olarak alınmaktadır, ve bu nedenle teknik olarak değerlendirilebilir brüt hidroelektrik potansiyel 216 milyar kWh/yıl olarak ifade edilmektedir. Diğer taraftan havza bazında mevcut ve planlanan toplam su tüketiminin bir kısmının enerjisinin kullanılamayacağı değerlendirilmesi sonucunda net teknik potansiyelin ise 182 kWh/yıl olabileceği tahmin edilmektedir.

Dünyada teknik yapılabilir hidroelektrik potansiyel, değişen enerji stratejileri şartlarında ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyelin yerini almış bulunmaktadır.

III. Ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyel:

Ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyel, hidroelektrik enerji üretiminin ekonomik olarak optimizasyonunun sınır değerini gösterir. Ekonomik yapılabilirlik değişik hesaplamalara dayandırılmaktadır. Her ikisi de birer kamu kuruluşu olan Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE) ve Devlet Su İşleri (DSİ), projeleri ekonomik açıdan incelenmekte ve bu incelemelerin sonuçları zaman zaman farklılıklar gösterebilmektedir. Bu hesaplamaların ayrıntısına burada girilmeyecektir. Ancak, 1960'lı yıllarda 65 milyar kWh/yıl

TMMOB Enerji Raporu 2006

olarak hesaplanan ekonomik yapılabilir hidroelektrik potansiyel zamanla, 72 milyar kWh/yıl, 1998'de 122 milyar kWh/yıl ve günümüzde ilave ve küçük HES'lerin de değerlendirilmesiyle EİE hesaplamalarına göre 130 milyar kWh/yıl değerini bulmaktadır.

Teknik hidroelektrik potansiyelin büyük ve küçük HES projelerinin esas olarak fizibilite çalışmaları kapsamında daha gerçekçi olarak değerlendirilebileceği ortadadır. Bu çerçevede ekonomik hidroelektrik potansiyelimizin geliştirilebilmesi için, EİE ve DSİ gibi kamu kuruluşlarının yatırım olanakları artırılmalı ve yeni projelerin geliştirilmesinin önünün açılmasını sağlayan düzenlemeler getirilmelidir.

DSİ ve EİE kuruluşlarınca yapılan değerlendirmelere göre, 19 milyar kWh/yıl büyük HES'in ve 19 milyar kWh/yıl küçük HES olarak nitelendirilen hidrolik enerji potansiyelinin değerlendirmesiyle, toplam potansiyelin 163 milyar kWh/yıl olabileceği tahmin edilebilmektedir. Başka hesaplamalara göre ise Türkiye'nin hidroelektrik enerji potansiyelinin 188 milyar kWh/yıl yani 54 800 MW kurulu güç dolayında olduğu ifade edilmektedir.

Yukarıda açıklanmaya çalışılan bu durumda, Türkiye'nin hidroelektrik potansiyelinin üzerinde önemle durulması ve gerçekçi bir fizibilitesinin yapılması gerekliliği ortadadır.

EİE ve DSİ Genel Müdürlüklerinin yanısıra çok az olmakla birlikte özel sektörde geliştirilen, DSİ web sayfası ile EİE yayınlarında yayınlanan ve Türkiye'nin hidroelektrik enerji potansiyelini kurulu güçlerine ve proje seviyelerine göre dağılımını gösterir tablo aşağıda verilmektedir.

Tablo-15 Proje Seviyesindeki Hidrolik Santralların Kurulu Güçlerine Göre Dağılımı

PROJE SEVİYESİNDEKİ HİDROELEKTRİK SANTRALLARIN KURULU GÜÇLERİNE GÖRE DAĞILIMI (ŞUBAT-2006)				
SINIFLANDIRMA	HİDROELEKTRİK SANTRAL SAYISI	TOPLAM KURULU GÜÇ (MW)	TOPLAM GÜVENİLİR ENERJİ (GWh/Yıl)	YILLIK ORTALAMA ENERJİ (GWh/Yıl)
10 MW ALTI	278	1 086	1 552	4 940
10-50 MW	188	4 691	9 038	18 847
50 MW ÜSTÜ	99	14 890	29 415	49 672
TOPLAM	565	20 667	40 006	73 459

Küçük HES ler üzerinde yürütülen çalışmalar:

Dünyada küçük HES potansiyelinin en gelişmiş olduğu ülke Çin Halk Cumhuriyeti'dir. Çin'de kurulu gücü 26000 MW olan toplam 43000 küçük HES işletilmekte olup, her yıl bu potansiyel geliştirilmektedir. Japonya'da ise, 3463 MW kurulu güçte (18665 GWh/yıl) 1300' e yakın küçük HES işletmede bulunmaktadır.

Ülkemizin hidroelektrik enerji potansiyelini geliştirilmesine yönelik gerek DSİ ve gerekse EİE tarafından yürütülen çalışmalar, daha ziyade akarsularımızın ana kolları ve önemli sayılabilecek yan kolları üzerinde gerçekleştirilmiştir. EİE tarafından son yıllarda yürütülen çalışmalarda, Türkiye'de güvenilir olarak 13,7 milyar kWh/yıl küçük HES olarak nitelendirilebilecek bir potansiyelin olduğu ifade edilmektedir.

EİE ve DSİ tarafından yapılan çalışmalarda master plan kapsamında ele alınan HES'ler şu şekilde sınıflandırılmıştır.

Kurulu gücü 0-100 kW arasında olanlar mikro HES

Kurulu gücü 101-1000 kW arasında olanlar mini HES

Kurulu gücü 1-10 MW arasında olanlar küçük HES

Kurulu gücü 10 MW'dan büyük olanlar büyük olanlar, büyük HES olarak kabul edilmiştir. Bu kapsamda özellikle EİE tarafından geliştirilen Türkiye'nin küçük HES potansiyeli metin sonunda verilen tabloda da ayrıca görülmektedir. EİE'nin ilk planda belirlediği proje sayısı 571 olmasına rağmen, proje üretme bazında çalışmalar devam etmektedir.

Diğer taraftan DSİ tarafından toplam kurulu gücü 5 000 MW olan 1300 adet küçük HES'in inşa edilebileceği belirtilmektedir. Türkiye'de halen işletmede ve inşaatı devam eden 10 MW'ın altında 80 HES projesinin toplam kurulu gücü 229 MW'tır. İlk değerlendirmelere göre yapılan projelendirmelerin gerçekleştirilmesi halinde, küçük HES sayısı 1590, toplam kurulu kapasite 6 073 MW'a ve ortalama üretim kapasitesinin de 23 500 GWh/yıl değerine ulaşacağı varsayılmaktadır.

Bu çerçeveden bakıldığında küçük HES'ler, bir başka ifadeyle nehir tipi santrallar, yapımlarının büyük HES'lere göre yerli kaynaklara dayalı olması ve yatırım maliyetinin çok daha az olması, kısa sürede tesis edilebilmesi, yıllık işletme ve bakım masraflarının düşük olması nedeniyle de üzerinde önemle durulması gereken projelerdir.

Pompaçlı HES'lere kısa bir bakış

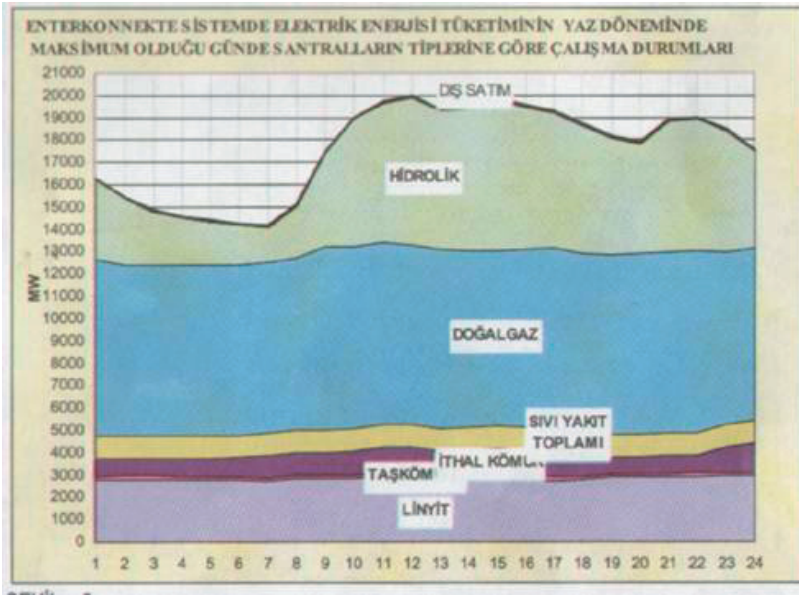
Birçok ülkede gereksinim duyulmadığı halde zorunlu olarak üretilen fazla enerji ile pompaçlı HES'ler yapılmaktadır. Pompaçlı HES'ler prensip olarak ölü saatlerdeki üretim fazlası olan, örneğin, 4 kWh enerji ile, pik saatlerde yaklaşık olarak 3 kWh elektrik enerjisi üretebilmek olarak düşünülebilir.

TMMOB Enerji Raporu 2006

Elektrik üretimini hidrolik/termik kombinezonu ile karşılayan ülkelerde pompajlı HES'ler ya mevcuttur veya yenileri yapılmaktadır. Ülkemizde konuyla ilgili çalışmalar 1980 yılında başlamasına ve bu çerçevede Enerji Bakanlığı, DSİ ve TEAŞ bünyesinde raporlar hazırlanmasına rağmen, konu zamanla askıya alınmış ve kesin proje yapımına geçilmemiştir.

Pompajlı HES'lerin ürettiği enerji, pik (puant) enerji talebini karşılamakta ve aynı zamanda yük eğrisi üzerindeki pik saatlerde, üretim maliyeti yüksek termik santrallerin enerji açığını kapatabilmektedir.

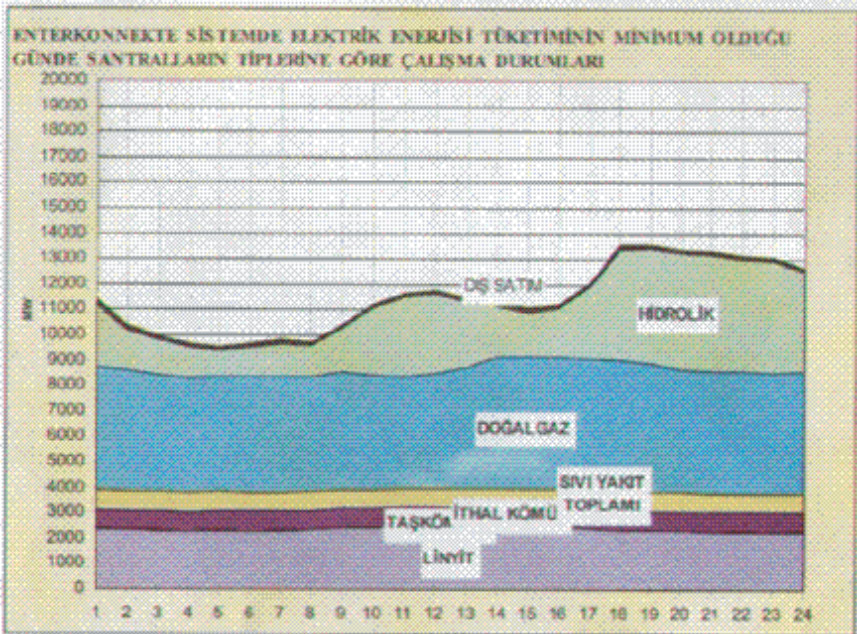
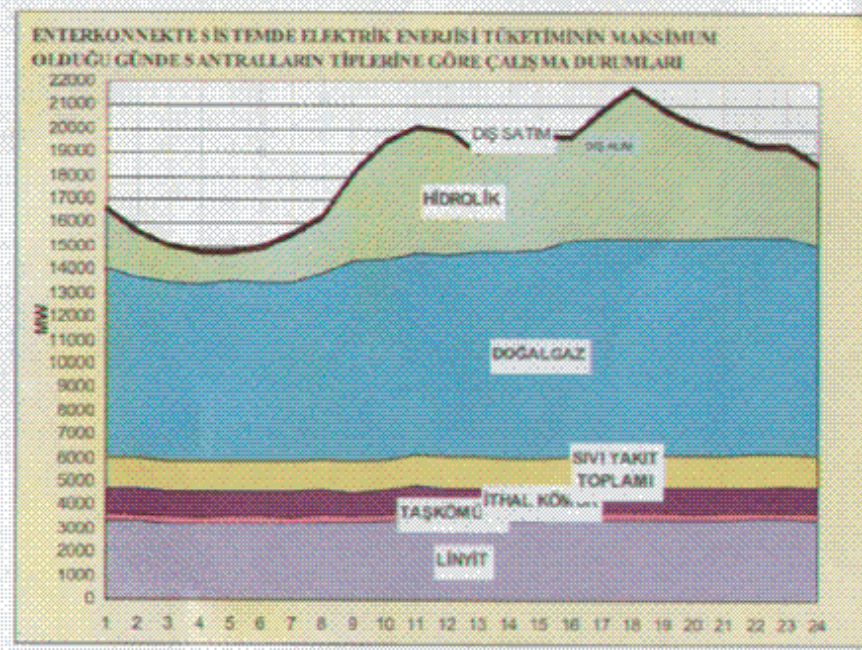
Şekil-13 Enterkonnekte Sistemde Elektrik Enerjisi Tüketiminin Yaz Döneminin Maksimum Olduğu Günde Hidrolik Santrallerin Diğer Santrallerle Kıyaslaması



Türkiye'de son yirmi yıl incelendiğinde, termik/hidrolik kapasite gelişimi, ani ve saatlik pik yük incelendiğinde, sorunun esas olarak depolamalı HES'lerle karşılandığını söyleyebiliriz.

1997 yılı sonu itibariyle Dünya'da işletmede olan toplam 82,8 GW kurulu güçte 290 pompajlı HES mevcuttur. Ayrıca, 30 GW kurulu gücünde 42 HES'in yapımı ise devam etmektedir. Bu çerçeveden bakıldığında, ülkemizde de ekonomik hidroelektrik potansiyelimizin geliştirilmesi ve değerlendirilmesinin yanısıra, pompajlı HES'lere gereken önem ve destek verilmesine olanak tanınmalıdır.

Tablo-14,15 Enterkonnekte Sistemde Elektrik Tüketiminin Maksimum ve Minimum Olduğu Günlerde Hidrolik Santralların Diğer Santrallara Göre Çalışma Durumu



Hidroelektrik Enerji Politikası

Ülkemizde 1935 yılında su kaynaklarından enerji elde edilmesine yönelik 2819 sayılı yasa ile Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü kurulmuştur. Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİE)'ne, kuruluş kanununda "Ülkemizde mevcut su kuvvetleri ve diğer enerji kaynaklarını araştırarak elektrik üretimine en uygun olanları saptama" görevi verilmiş, 1953 yılında ise 6200 sayılı yasa ile Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü (DSİ) de kurularak ve benzer görevler verilerek su kaynaklarından enerji elde edilmesi konusunda kamuda farklı kuruluşlara aynı görevler verilmeye başlanmıştır.

1984 yılına kadar hidroelektrik enerji potansiyelinin geliştirilmesi ve değerlendirilmesi esas olarak DSİ ve EİE kuruluşlarınca yapılmasına rağmen, anılan tarihte dünyada ve ülkemizde etkin olan neo-liberal politikaların etkisiyle 3096 Sayılı kanun ve kısaca yap-işlet-devret olarak anılan düzenleme ile özel sektörce de hidroelektrik santral inşa edilmeye başlanmıştır. Daha sonra 2001 yılında yayınlanan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile, yap-işlet-devret modeli sona ermiş, DSİ'ce inşaatına başlanmış santrallar ve DSİ tarafından İkili İşbirliği Çerçevesinde kredili olarak inşa edilen santralların inşaatına devam edilmesi, hidroelektrik santralların etüt ve planlamasının özel sektör ve EİE-DSİ'ce yapılabilmesi, bunun dışında hidroelektrik santralların EPDK'dan Üretim Lisansı almış özel sektör tarafından inşa edilmesi ve işletilmesi yönünde düzenleme yapılmıştır.

Özelleştirme sürecinde uygulanan Yap İşlet, Yap İşlet Devret ve İşletme Hakkı Devri modelleri ile sektördeki karmaşa artmış ve kamuda büyük zararlar oluşmaya başlamıştır. Alım garantili modeller ortadan kaldırılmasına rağmen kamuya her yıl getirdiği zarar devam etmektedir .

4628 Sayılı yasayla getirilen piyasa uygulamalarında, EİE ve DSİ fizibilite, kesin proje ve sonuçta santral inşaatını yapamaz konuma getirilmiş, bu alan neredeyse tamamen piyasa koşullarına devredilmiştir. Kamuya sadece masa başında proje inceleme görevi verilmiş olup, projelerin yerinde incelenmesine müsaade edilmemektedir. Bu şekildeki yasal düzenlemeyle, yüzlerle ifade edilebilecek "fizibilite raporları" (tam sayı hergün değişmekle birlikte 1000 e yakın) kamunun onayına sunulmuş, çoklu başvurularda da son derece sakıncalı olarak, teknik gerekçeler yerine, ihale yoluna gidilmiştir. Bu konuda Elektrik Mühendisleri Odamızın açmış olduğu ve kazanılmış olan davanın takipçisi olunması gerekmektedir.

Bu sayıda Fizibilite Raporu hazırlayacak proje firmasının yeterli olmaması nedeniyle de, yapılan projelerin teknik kalitesi düşmüş ve gayri meşru yollarla teknik rapor hazırlanmasının yolu açılarak kamuda meslek ve mühendislik etiği tartışmalarını bir kez daha gündeme getirmiştir.

Bu konuda üzerinde önemle durulması gereken sağlıklı ve uygun Fizibilite Raporu hazırlama işidir. Çünkü, fizibilite çalışması temel bir çalışmadır

ve projenin başarıya ulaşması bu temel çalışmanın üzerine oturacaktır. Hazırlanan fizibilite raporlarının çoğunluğu ise hayali değerlendirmeler üzerine yapılmaktadır. Getirilen modelde, her türlü sorumluluk ve risk (hidrolojinin doğruluğu, jeolojik-jeoteknik problemler, keşif bedelinin artması, iş süresinin uzaması gibi) yatırımcı şirkete verilmektedir.

Bu çerçevede lisans alan şirketlerin hazırlayacakları kesin projeler, uygulama projeleri, inşaat çalışmalarının ne şekilde yürütüleceği ise belli değildir. Bu konuda herhangi bir düzenleme de mevcut değildir. Risk şirkete verilmekle beraber, doğal kaynağın ülkenin ve kamunun kaynağı olduğu asla unutulmamalıdır.

Bir diğer önemli konu da tesislerin tipidir. 4628 Sayılı kanun çerçevesinde lisans başvurusunda bulunan firmaların, HES projelerine yönelik olarak hazırlamış oldukları fizibilite raporlarında, kamu tarafından pik enerji ihtiyacına göre projelendirilen depolamalı tesisler (baraj), yatırım maliyeti ve kamulaştırma gibi gerekçelerle, depolamasız tesislere (nehir tipi santral) dönüştürülmektedir yani az masrafla, çok kar elde etmektir. Bu durum, pik enerji ihtiyacının nasıl karşılanacağı sorusunu da ister istemez akla getirmektedir.

Bütün bu düzenlemelerle, en uygun (rantabilitesi yüksek) projeler özel sektöre devredilmiş olmakta, teknik hidroelektrik potansiyelimizin geliştirilmesi ve kullanılması pek mümkün görünmemektedir. Aksine kamu varlığı şirketlere peşkeş çekilerek anayasal suç işlenmektedir.

Sonuç olarak, elektrik enerjisi üretiminde yerli kaynaklarımızın en önemlilerinden biri olan su kaynaklarımızın yeterince geliştirilmemesi sonucu ithal kaynaklara bağımlılık artmakta, yanısıra enerji fiyatlarının artmasının yolu açılmaktadır.

İzlenen neo-liberal politikalar nedeniyle, uygulanması mümkün olmayan planlar ve ulaşılması iddiadan öteye varmayacak hedeflerle zaman kaybedilmektedir. Bir an önce bu politikalardan vazgeçilmeli, 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile sektörde kamu girişimciliğinin yok edilmesi ve özelleştirmeye yönelik olarak yeniden yapılandırılması politikalarından vazgeçilmeli, su kaynaklarına yönelik gerek küresel ölçekteki emperyalist girişimlere gerekse doğal kaynakların özel sektöre tahsisine karşı çıkılmalıdır.

216 milyar kWh/yıl teknik yapılabilir enerji potansiyelinin sadece %21 ini değerlendiren ülkemizde, geçmiş yıllarda toplam elektrik üretiminde hidroelektriğin payının, %40 lar seviyesindeyken, son yıllarda izlenen yanlış politikalarla %25 li seviyelere kadar gerilediği unutulmamalıdır.

Hidrolik enerjiye yönelik olarak EK-2'de verilen listeden de anlaşılacağı gibi, 142 HES işletmede, 40 baraj ve HES inşaa halinde, 14 proje kesin proje, 175 proje fizibilite/planlama, 92 proje master plan ve 253 proje

ise ön inceleme/istikşaf aşamasındadır. Bu çerçeveden bakıldığında da yapılması gereken daha çok iş olduğu ortadadır. Bu projelerin esas olarak da EİE ve DSİ, yani kamu kuruluşları tarafından üretilmesi de dikkatle üzerinde durulması gereken bir durumdur.

Su ve enerji alanında çok başlılık ve yetki karmaşası yaratan Elektrik Piyasası Kanunu ve uygulamaları yerine, enerjide planlamaya, yenilenebilir kaynaklara, dışa bağımlılığı olmayan hidrolik kaynaklara önem verilmeli, tesislerin projelendirilmesi masa başı, hayali olmaktan çıkarılmalıdır. Su kaynaklarımızdan elektrik elde edilmesi yönteminin, 100 yıldır bilinen ve çevreye en az zarar veren yöntem olduğu akıldan çıkarılmamalıdır.

Ancak hidroelektrik santrallerinin de çevreye olumsuz etkileri vardır. Gerek su kullanımı gerekse hidroelektrik santral projeleri belirli bir planlamaya dayalı olmalı ve Santraller ÇED raporları hazırlanarak projelendirilmelidir.

3.5-ELEKTRİK ENERJİSİ

Ülkemizde elektrik enerjisi sektörünü irdeleyebilmek için, dünyada elektrik üretiminde birincil enerji kaynaklarının kullanımı, ülkemizdeki durum, özelleştirme, serbestleştirme uygulamalarının analizi ile gelinen durum ve gelecek projeksiyonunu ele almak uygun olacaktır.

ELEKTRİK ENERJİSİ ALANINDA DÜNYADAKİ DURUM

Kısmen daha önce de belirtildiği gibi, dünya elektrik enerjisi üretiminin yaklaşık olarak %64 'ü fosil yakıtlardan,% 16'sı nükleer ve % 20'si yenilenebilir enerji kaynaklarından sağlanmaktadır. Genel enerji tüketimindeki payı % 38 civarında olan petrolün bu egemenliğini gelecekte de sürdüreceği net olarak görülmektedir. Önümüzdeki 25 yıllık süreçte de dünya enerji ihtiyacının % 38-40 'ını yine petrol sağlayacaktır. Bu süreçte payı ve önemi giderek artacak olan diğer bir enerji kaynağı da doğal gaz olacaktır.Yine önümüzdeki 25 yıl içerisinde doğal gazın dünya toplam enerji kullanımındaki payı % 28 civarında olacaktır. Ancak sınır aşan doğal gaz boru hatları ,jeopolitik faktörler de dikkate alındığında sorun yaratabilecek potansiyele sahiptir. Fiyatlar konusunda da politik faktörler söz konusu olmaktadır. Bütün bu belirsizliklere ve risklere rağmen doğal gaza yönelim eğilimi bulunmaktadır. Kömür bu gün için dünya enerji talebinin % 12,6 'sını karşılamakta olup gelecekte de aynı durumunu koruyacağı görülmektedir. Ulusal ve bölgesel özelliğinden ve taşınma,depolanma kullanma kolaylığına ek olarak düşük maliyetleri-,fiyat istikrarı ile güvenilir ve tercih edilebilir bir kaynak olmaya devam edecektir. Yaratmış olduğu çevre sorunu giderek önem arz etmekte olup temiz kömür ve CO2 tutma teknolojilerinin geliştirilmesi konusundaki çabalara rağmen bu gelişmelerin kısa zaman da sonuç vereceği beklenmemektedir.Hidrolik kaynaklar dünyada geneline yayılmıştır.Yaklaşık

150 ülkede hidroelektrik potansiyel bulunmaktadır. Ve ekonomik yapılabılır hidroelektrik potansiyelin yaklaşık % 70'i henüz değerlendirilmemiştir. Bu gün için ,hidroelektrik enerji dünyada üretilen toplam elektrik enerjisinin yaklaşık % 20'sini sağlamaktadır.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından rüzgar, elektrik enerjisine en kolay ve çabuk dönüştürülebilien bir enerjidir. Rüzgar enerjisinden elektrik enerjisine dönüşüm,yenilenebilir enerji teknolojilerinin en ileri ve ticari uygulaması mevcut olanıdır. Dünya teknik rüzgar potansiyeli 53.000TWh./yıl olarak tespit edilmiştir. Dünya'da rüzgar enerjisi kurulu gücü ise yaklaşık 42.000 MW.olup bunun % 75'lik payı Avrupa'ya aittir.

Güneşin tüm yüzeyinden yayılan enerjinin ancak iki milyarda biri yeryüzüne gelmektedir. Buna rağmen bir yılda yeryüzüne gelen enerji,dünya enerji tüketiminin milyonlarca katıdır. Dünyadaki güneş pili kurulu gücü 1312 MW olup en büyük pay % 48,6 ile Japonya'ya aittir. Bunu % 21 ile Almanya ve % 16 ile ABD izlemektedirler.

Biyokütle enerjisi yenilenebilir enerji kaynakları içerisinde büyük bir potansiyele sahip olup,sürekli enerji sağlayabilien bir kaynaktır. Biyokütle enerjisinin kolay depolanabilier olması diğer yenilenebilirlergöre avantaj sağlamaktadır.1990 yılı verilerine göre dünya enerjisinin % 15 'i biyokütleden sağlanmaktadır. Fotosentez olayı ile birlikte enerji içeriği yaklaşık olarak 3x10²¹ J/yıl olan organik madde meydana gelmekte ve bu değer dünya enerji tüketiminin yaklaşık 10 katı enerjiye karşılık gelmektedir.

Yenilenebilir enerji kaynaklarından jeotermal enerji ile sürekli güç üretilibilmektedir. Jeotermal enerjinin ,5-10 MW. güçte küçük santraller halinde kurulmaya ve geliştirilmeye uygun olması,uzun dönemde hava değişikliklerinden ve kullanıcılardan etkilenmemesi, fosil yakıtların fiyat dalgalanmalarından bağımsızlığı, fiyatının kömürlü termik santraller ve doğal gaza dayalı termik santrallere göre düşük olması ,kapalı sistemlerde yaydığı emisyon değerinin sıfır olması nedeniyle çevre etkilerini göz önüne aldığımızda çok önemli bir enerji kaynağı olmaktadır. Dünyada jeotermal elektrik üretiminde ABD,Filipinler,İtalya,Meksika ve Endonezya ilk beş sırayı almaktadır.Dünya jeotermal ısı ve kaplıca uygulamalarında ise Çin,Japonya,ABD,İzlanda ve Türkiye potansiyel olarak ilk beş ülke içinde yer almaktadırlar.

Nükleer enerji santralleri ise dünya toplam elektrik enerjisi üretiminde % 16 pay ile yer almaktadırlar.Uluslararası Enerji Ajansının öngörülerine göre bu oran 2030 'lu yıllarda % 9'a düşecektir. Son dönemlere kadar nükleer santraller, ilk kuruluş maliyetlerinin çok yüksek olması ve atıklar sorununa kalıcı çözüm bulunamamış olması nedeni ile giderek kullanımdan çıkartılmakta idi. Son zamanlarda Batının Rusya ve Orta Doğu'daki kaynaklara fazlasıyla bağımlı hale gelmesinin ve

iklim değişikliğine karşı fosil yakıtların kullanımına ağırlık verilmemesi yönündeki eğilimlerin sonucunda nükleer enerjinin yeniden üst sıralara taşınmaya çalışıldığı anlaşılmaktadır. Ancak yukarıda belirtilen atık ve güvenlik sorunlarının yanında yüksek maliyetleri nedeniyle de rekabete dayalı piyasa kurallarının öne çıkartılmaya çalışıldığı elektrik sektöründe nükleer santrallerin pek de şansı bulunmamaktadır. Bu nedenle fosil yakıtlara karbon vergisi koymak, nükleer santrallerin yatırım sürelerini aşağıya çekmek ya da çeşitli kamu destekleri sağlamak gibi yöntemlerin arayışı içine girileceği anlaşılmaktadır.

ELEKTRİK ENERJİSİNDE ÜLKEMİZDEKİ DURUM

1980'lere Nasıl Gelindi?

Cumhuriyet'in ilanından 1930 'lu yıllara kadar iletişim, haberleşme, ulaşım gibi enerji faaliyetleri de Osmanlı döneminden kalma imtiyazlı şirketlerin kontrolünde idi. Uygulamaya konması düşünülen Ulusal Politikalara 1930 Dünya krizini lehlerinde kullanmaya çalışan imtiyazlı şirketlerin bu tutumu karşısında hız verildi. Türkiye ulusal enerji politikalarına varlık ve anlam kazandıran Etibank, Elektrik İşleri Etüt İdaresi, Maden Tetkik Arama gibi devlet kurumları o yıllarda (1935 – 1940) kuruldu. Daha sonraları Devlet Su İşleri ,Türkiye Kömür İşletmeleri ,Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı da bu portföyün içerisinde yer aldı.

1953 "1. Enerji İstişare Kongresi"ne kadar Etibank'ın kömür havzalarında kurup işlettiği küçük kapasiteli kömür santralleri, İller Bankası'nın kurup işlettiği yine küçük kapasiteli dizel ve hidrolik santraller ile, bir çok sanayi kuruluşunun ve belediyelerin işlettiği dizel santraller sayesinde kentlerin elektrik gereksinimi giderilmeye çalışılıyordu.

1. Enerji İstişare Kongresinde ;

- Küçük güçlü yerel dizel santraller yerine daha büyük güçlü bölgesel kömür ve hidrolik santraller kurulmasına,
- Kentlerin birbirinden izole elektrikleştirilmeleri yerine ,ülke çapında kurulacak enterkonnekte şebekeye bağlanacak bölge santralleri ile tüm ülkenin elektrikleştirilmesinin sağlanmasına,
- Bütün bu amaca ulaşmak için çeşitli kuruluşlarca yürütülen elektrikleştirme faaliyetlerinin tek elde ,Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) bünyesinde toplanmasına

karar verilmiştir.

Ancak bu kararların hayata geçmesi zaman almış olup, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı 1963 yılında ,Türkiye Elektrik Kurumu ise 1970 yılında oluşturulabilmişlerdir. Böylece elektrik üretim, iletim ve dağıtımı bir kamu tekeli olarak merkezileşmiştir.

1980–2005 Özelleştirme ve Serbestleştirme Süreci

Türkiye’de enerji sektöründeki özelleştirme uygulamalarına ilişkin ilk düzenleme 04.12.1984 tarih ve 3096 sayılı “Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında, Kanun” olmuştur.

Özel sektöre elektrik enerjisi üretim tesisi kurma ve işletme izni veren 3096 sayılı Kanun ve bu Kanun uyarınca,

•85/9799 sayılı “Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi ve Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi Dışındaki Kuruluşlara Elektrik Enerjisi Üretim Tesisi Kurma ve İşletme izni Verilmesi Esaslarını Belirleyen Yönetmelik” (Söz konusu Yönetmelikte üretim şirketi kurmak isteyenlerin Bakanlığa yapmaları gereken başvurulara ilişkin esaslar ile yine üretim şirketleri tarafından yapılan teklifleri içeren Fizibilite Raporlarında yer alması gereken bilgiler ayrıntılı bir şekilde düzenlenmiştir),

•87/11488 sayılı “Türkiye Elektrik Üretim İletim Anonim Şirketi ve Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi Dışındaki Kuruluşlara Elektrik Enerjisi Üretimi, İletimi, Dağıtım ve Ticareti Konusunda Görev Verilmesi Esasları Hakkında Yönetmelik” ve

•85/9800 sayılı “TEK Dışındaki Kuruluşların Görevlendirilecekleri Bölgeler Hakkında Yönetmelik”

yürürlüğe konulmuştur.

Özelleştirme ile ilgili ilk kapsamlı düzenleme 1994 yılında 4046 sayılı yasa ile yapılmıştır. Yine bu yasa ile özelleştirme mevzuatında ilk kez özelleştirme ilkeleri tespit edilmiştir. Bunların içerisinde en önemlisi özelleştirme uygulamalarından elde edilecek gelirlerin genel bütçe harcama ve yatırımlarında kullanılmamasıdır.

1993 Yılında çıkartılan 513 sayılı Kanun Hükmünde Kararname ile TEAŞ ve TEDAŞ ünvanları ile İktisadi Devlet Teşekkülü statüsünde iki ayrı şirket olarak yeniden örgütlenmiş,513 sayılı KHK 22 Şubat 1994 tarihinde 3974 sayılı yasaya dönüştürülmüştür.

3974 sayılı yasa ve 3291 sayılı özelleştirme yasasına eklenen “ Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile enerji alanında faaliyet gösteren İDT’lerin bu yasaya dayanarak veya diğer yasaların ,özel sektörün yeni enerji üretim,iletim ve dağıtım tesisleri kurma ve işletmelerini veya mevcutların işletme haklarını devir almalarını öngören hükümlere göre,üçüncü kişilerle yapacakları sözleşmeler,özel hukuk hükümlerine tabi olup ,imtiyaz teşkil etmezler” şeklindeki düzenlemeler ile söz konusu sözleşmelerin ,özel hukuk hükümlerine tabi olması sağlanmıştır.

Ancak Anayasa Mahkemesi bu maddeyi anayasaya aykırı bularak iptal etmiştir.

TEAŞ ve TEDAŞ tarafından işletilen tesislerin mülkiyet devri ile özelleştirilmesi, Anayasaya aykırı görülmesi nedeniyle mümkün olmamış, sadece 3096 ve 4046 sayılı Yasalar uyarınca "işletme hakkı devri yöntemiyle özelleştirme yolu açık kalmıştır. 4046 sayılı yasa Yap-İşlet-Devret modeli çerçevesinde yaptırılacak yatırım ve hizmetler arasından çıkarılan "elektrik üretim,iletim,dağıtım ve ticareti" konusu 21 Aralık 1999 tarih ve 4493 sayılı yasa ile tekrar bu kapsama alınmış,böylece YİD yöntemi de özelleştirme araçlarından biri olmuştur.

Anayasanın mevcut hükümleri karşısında söz konusu sorunların yasa ve KHK düzeyindeki düzenlemelerle giderilemeyeceğinin ortaya çıkması üzerine,1999 yılında çıkarılan 4446 sayılı yasa ile anayasa değişikliğine gidilerek,devletleştirmeye ilgili 47. idarenin eylem ve işlemlerine karşı yargı denetimine ilişkin 125. ve Danıştay'ın oluşum ve yetkilerini içeren 155. maddeleri yeniden düzenlenmiştir.13 ağustos 1999 tarihinde kabul edilen ve 14 ağustos 1999 tarih v 23786 sayılı Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren 4446 sayılı yasa ile Anayasanın 47.maddesinin kenar başlığı "devletleştirme ve özelleştirme" şeklinde değiştirilerek,bu maddeye 2. fıkrasından sonra; "Devletin,kamu iktisadi teşebbüsleri ve diğer kamu tüzel kişilerinin mülkiyetinde bulunan işletme ve varlıkların özelleştirmesine ilişkin esas ve usuller kanunla gösterilir.Devlet,kamu iktisadi teşebbüsleri ve diğer kamu tüzel kişileri tarafından yürütülen yatırım ve hizmetlerden hangilerinin özel hukuk sözleşmeleri ile gerçek kişilere yaptırılacağı veya devredilebileceği kanunla belirlenir" hükmü Anayasanın 125. maddesinin 1.fıkrasının sonuna; "Kamu hizmetleri ile ilgili imtiyaz şart ve sözleşmelerinde bunlardan doğan uyuşmazlıkların milli veya milletlerarası tahkim yoluyla çözülmesi öngörülebilir" hükmü eklenmiştir.

Anayasanın 155.maddesini 2. fıkrası ise; "Danıştay,davaları görmek, Başbakan ve Bakanlar Kurulunca gönderilen kanun tasarıları,kamu hizmetleri ile ilgili imtiyaz şart ve sözleşmeleri hakkında iki ay içinde düşüncesini bildirmek,tüzük tasarılarını incelemek,idari uyuşmazlıkları çözmek ve kanunla gösterilen diğer işleri yapmakla görevlidir" şeklinde değiştirilmiştir. Söz konusu düzenlemeler ile Anayasaya ilk kez özelleştirme kavramı girerken,Kamu hizmetlerinin "özel sözleşmelerle" yaptırabilmesine ve kamu hizmetleri ile ilgili imtiyaz şart ve sözleşmelerinden kaynaklanabilecek uyuşmazlıkların,uluslar arası tahkim yoluyla çözülmesine olanak sağlanmış, Danıştay'ın görevleri arasında bulunan imtiyaz şart ve sözleşmelerindeki "inceleme" yetkisi "görüş bildirmeye" dönüştürülmüştür. Söz konusu Anayasa değişikliği ve diğer yasal düzenlemelerden önce,kamu hizmeti olarak nitelendirilen hizmetlerin,özel kuruluşlara yaptırılabilmesi,ancak idari sözleşmeler ile mümkündü . İmtiyaz sözleşmeleri olarak tanımlanan bu sözleşmeler ise Danıştay incelemesine tabii idi ve çıkabilecek anlaşmazlıkların yönetsel yargı (Danıştay İdari Mahkemeleri)

tarafından yönetim hukukuna göre çözülmesi söz konusu idi.

02 Mart 2001 tarihli Resmi Gazetede yayımlanarak yürürlüğe giren 2001/2026 sayılı Bakanlar Kurulu kararıyla ; Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) , Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) unvanlı üç ayrı "iktisadi devlet teşekkülü" olarak yeniden teşkilatlandırılmıştır.

Avrupa Birliği Elektrik Mevzuatı ile uyum sürecinde 20 Şubat 2001 tarih ve 4628 sayılı Elektrik Piyasası Yasası ile "rekabet ortamında özel hukuk hükümlerine göre faaliyet gösterebilecek " bir elektrik enerjisi piyasası oluşturulması ve bu piyasada bağımsız bir düzenleme ve denetimin sağlanması için yeni bir yapı ;Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu ve Kurulu oluşturulmuştur. Bu yasa ; elektrik üretim,iletim ve dağıtımı ,toptan satışı,perakende satış hizmeti,ithalat ve ihracatı ile bu faaliyetlerle ilişkili tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülüklerini EPDK'nın kurulması ile çalışma usul ve esaslarını ve elektrik üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesinde izlenecek usulleri kapsamaktadır.

Enerjide Somut Özelleştirme Örnekleri : AKTAŞ ve ÇEAŞ

Resmi Gazetenin 07 Eylül 1989 tarih ve 20275 sayılı nüshasında yayınlanan 89/14393 sayılı Bakanlar Kurulu kararı ile AKTAŞ Elektrik A.Ş. "İstanbul'un Anadolu yakasında elektrik dağıtım ve ticareti hizmetlerine ilişkin imtiyaz sözleşmesi" imzalamak sureti ile görevlendirilmiştir. Görevlendirmeye konu işlem ,3096 sayılı TEK dışındaki kuruluşların elektrik üretimi ,iletimi,dağıtımı ve ticareti ile görevlendirilmesi hakkında kanununun 5. maddesi çerçevesinde yapılmış bir işlemdir. Bakanlar Kurulunun görevlendirmesi sonrası ,önce şirket ile ETKB arasında 24.11.1989 tarihli " görev verme sözleşmesi" imzalanmış,ardından da şirket ile TEK arasında 30.3.1990 tarihinde "işletme hakkı sözleşmesi " , 01.7.1990 tarihinde "Elektrik Satış Anlaşması (ESA) " imzalanmıştır.

1993 yılında Danıştay sözleşmeyi iptal etmiş,ancak dönemin iktidarı 1995 yılına kadar yasa dışı bir şekilde AKTAŞ'ın faaliyetine göz yummuştur.Bu dönemde TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası'nca verilen hukuksal mücadele sonuç vermiş ve AKTAŞ'ın uygulamaları ve yaşanan usulsüzlüklere ilişkin Elektrik Mühendisleri Odası'nın haklılığı ortaya çıkmış olup İstanbul Anadolu yakası elektrik dağıtımının işletmesini tekrar TEDAŞ üstlenmiştir.

ÇEAŞ Çukurova bölgesinde, KEPEZ ise Antalya ve havalisinde elektrik üretimi, dağıtımı konusunda faaliyet göstermek için 1950'li yıllarda kurulmuş imtiyaz şirketleridir.

Halka açık bir anonim şirket olarak kurulan ÇEAŞ'ta başlangıçta % 51 olan kamu payı, bir kısmı da 1980'li yılların sonunda Özelleştirme İdaresi tarafından satılarak, zaman içinde düşürülmüş, nihayet 1993 yılında bir

TMMOB Enerji Raporu 2006

sermaye grubunca % 11-12'lik hisse ile şirketin kontrolü ele geçirilmiştir. Başlangıçta alınan imtiyaz hakkı 2003 yılında, 3096 sayılı Kanun ile elde edilmiş gibi görünen 70 yıllık imtiyaz hakkı ise 2058 yılında sona erecek olmakla birlikte Kanun ve İmtiyaz Sözleşmesi ile verilmiş görevlerin ve şartların yerine getirilmemesi halinde Bakanlığın imtiyaz hakkını her an sona erdirmeye ihtimali karşısında, şirketin içi boşaltılmış, çalışanların sayısı düşürülmüş, kamu malları, yağmalanmış, vergi kaçırılmıştır. Nihayet ETKB 2003 yılında ÇEAŞ ve KEPEZ'in imtiyaz sözleşmelerini iptal etmiş ve tesislere el koymuştur.

Neoliberal politikaların ve özelleştirme uygulamalarının enerji, özellikle elektrik enerjisi sektöründeki sonuçları daha sonraki bölümde detaylı olarak ele alınmıştır.

Türkiye Elektrik Eneji Mevcut Durumu

Ülkemiz enerji kaynakları açısından linyit,su,rüzgar,güneş ve jeotermal çeşitliliğine sahiptir. Enerji kaynaklarımızın rezerv ve potansiyelleri diğer bölümlerde ele alınmıştır.

Ülkemizde 2005 yıl sonu itibariyle elektrik enerjisinin mevcut durumu ise aşağıdaki gibidir:

Tablo 16 Elektrik Üretimi

AYLAR	2005 YILI FİİLİ								
	TERMİK	HİDROLİK	RÜZGAR	DIŞ ALIM	TOPLAM	DIŞ SATIM	TÜKETİM	GER.(%)	ARTIŞ(%)
OCAK	10.350,0	2.945,2	5,1	50,0	13.350,3	139,9	13.210,5	95,5	1,6
ŞUBAT	9.607,4	3.015,1	6,6	44,6	12.673,7	132,4	12.541,4	101,5	8,5
MART	9.933,3	3.635,4	4,7	45,2	13.618,6	155,8	13.462,8	100,8	6,9
NİSAN	9.239,9	3.400,7	4,7	38,8	12.684,0	142,5	12.541,6	99,8	5,9
MAYIS	9.086,3	3.774,5	3,1	41,3	12.905,2	144,8	12.760,4	101,2	7,4
HAZİRAN	9.223,7	3.488,3	3,7	37,4	12.753,0	156,8	12.596,2	98,8	5,1
TEMMUZ	10.531,2	3.760,5	4,0	88,8	14.384,5	150,0	14.234,5	100,7	7,1
AĞUSTOS	11.459,4	3.307,4	3,8	94,9	14.865,5	160,1	14.705,4	103,5	10,1
EYLÜL	10.360,2	2.971,0	3,4	52,6	13.387,3	149,1	13.238,2	102,2	5,4
EKİM	10.295,4	3.208,6	5,0	43,8	13.552,8	142,1	13.410,8	102,0	8,3
KASIM	10.573,9	2.876,0	5,3	48,2	13.503,4	148,6	13.354,7	101,7	9,4
ARALIK	11.607,9	3.275,4	7,3	50,4	14.940,9	195,4	14.745,5	98,7	5,0
TOPLAM	122.268,6	39.658,1	56,6	635,9	162.619,3	1.817,4	160.801,9	100,5	6,7

Tablo.17 2005 Yılı Kurulu Güç

KURULUŞLAR	FUEL-ÖLİ	MOTORİN	İTHAL KÖMÜR	TAŞ KÖMÜRÜ	LİNYİT	LPG	DOĞALGAZ	JEOtermal	NAFTA	YENİLENEBİLİ R+ATIK	HİDROÜK		RÜZGAR	ÇOK YAKITLILAR		TOPLAM	KURULUŞLARIN KATKISI(%)
											BARALI	AKARSU		KATI-SIVI	SIVI+D.GAZ		
EDAŞ	680,0	196,0		300,0	3.667,0		2.782,9	15,0			10.654,9	505,0				18.800,9	48,2
EDAŞ BAĞLI ORTAKLIK SANTRALLARI					1.034,0		1.120,0									2.154,0	5,5
ÖZELLEŞTİRME KAPSAM VE PROGRAMINDAKİ SANTRALLAR					1.680,0											1.680,0	4,3
İŞLETME HAKKI DEVREDİLEN SANTRALLAR					620,0							30,1				650,1	1,7
MOBİL SANTRALLAR	721,8															721,8	1,8
YAP İŞLET SANTRALLARI			1.320,0				4.781,8									6.101,8	15,6
YAP İŞLET DEVRET SANTRALLARI							1.449,6				772,0	210,0	17,4			2.449,0	6,3
SERBEST ÜRETİM ŞİRKETLERİ	179,8						1.327,2	8,0		1,4	234,1	234,1	13,5		638,1	2.402,0	6,2
OTORODÜKTÖR SANTRALLARI	643,1	18,3	331,0	35,0	129,8	10,4	971,7		36,8	33,9	540,0	22,8	2,7	453,7	832,5	4.061,7	10,4
TOPLAM	2.224,6	214,4	1.651,0	335,0	7.130,8	10,4	12.433,2	23,0	36,8	35,3	11.966,9	1.002,1	33,6	453,7	1.470,6	39.021,3	
KA-YNAKLARININ K.GÜÇE KATKISI (%)	5,7	0,5	4,2	0,9	18,3	0,0	31,9	0,1	0,1	0,1	30,7	2,6	0,1	1,2	3,8	%100	

TMMOB Enerji Raporu 2006

Tablolardan da görüleceği üzere 2005 yılında Türkiye elektrik enerjisi kurulu gücü ; 39.021 MW'tır. Bu kurulu gücün üretime yönelik toplam kapasitesi yaklaşık 213 milyar kWh olup gerçekleştirilmiş olan üretim(dışalım dahil) 162,6 milyar kWh.tir. Buna karşılık, Türkiye toplam tüketimi ; 160,8 milyar kWh olarak gerçekleşmiştir. Üretilen toplam elektrik enerjisinin yaklaşık % 40'ı kamu, % 60'ı özel sektör tarafından gerçekleştirilmiştir. Mevcut durumda kamu elindeki kurulu güç, 20.955 MW (% 54) olup özel sektör elindeki kurulu güç 16.386 MW. (% 42) tır. Özelleştirme programındaki santrallerin ise 1680 MW ile kurulu güç içindeki payı yaklaşık % 4'tür.

Kurulu güçteki bu durum bu gün için belirgin bir sunu fazlalığını göstermektedir. Genel olarak kurulu gücün, pik güç talebinin en az % 20–25 üzerinde olması gerekliliği varsayılır. Bu varsayıma göre 25.000 MW'lık pik güce karşılık gelen kurulu gücün 30.500–31.500 MW.civarında olması gerekmektedir. Dolayısıyla bu gün için sunu fazlalığı; 8.000 MW. civarındadır (yaklaşık % 20).Bu durum özellikle günümüzde Yİ ve YİD santrallerine yönelik kamu aleyhinde işleyen sözleşmeler,alım garantileri söz konusu iken oldukça kaygı vericidir.

Diğer yandan üretim içerisinde doğal gazın payı hızla artmaktadır. Doğalgazın 1990 yılında % 17,7 olan üretimdeki payı,1995 yılında % 19,2, 2000 yılında % 37 ve 2005 yılında % 43,8 'e yükselmiştir.Elektrik üretiminde ithal bir kaynağa bu derece bağımlılık son derece risklidir. Nitekim yakın zaman önce Rusya ile Ukrayna arasındaki sorunların ülkemizin doğalgaz temini üzerinde yarattığı riskler bir kez daha yaşanmıştır.Bütün bu yaşananlar bir kez daha enerjide planlamanın önemini vurgulamaktadır. Potansiyelin ve talep tahminlerinin en küçük sapma ile doğru bir şekilde yapılmasının da gerekliliği ortadadır.

2000 'li yılların başında doğalgaz anlaşmalarından ötürü alım garantili doğalgaz santrallerinin devrede tutulması ve Kamu termik santralleri ile HES'lerin sıkça devre dışında bırakılması hem yüksek oranda arz fazlasını gündeme getirmiş hem de kamu zararlarına neden olmuştur. İçinde bulunduğumuz günlere gelinceye kadar özelleştirme ve serbestleştirme uygulamaları nedeni ile kamu yeni yatırımlara ve yenileştirme çalışmalarına yönelmemiştir. EPDK toplam 13.000 MW.'lık lisans başvurusunun 5.850 MW'lık kısmına lisans vermiştir. Özel sektör ise aldığı bu 5.850 MW'lık lisansın ancak 700 MW.'lık kısmını tamamlayarak üretime sokmuştur. Bu gidişle yakın gelecekte bu gün %20'ler seviyesinde olan arz fazlasının hızla sıfırlanması ve enerji açığı ile karşı karşıya kalınması söz konusudur.

KAYIP-KAÇAKLAR

Türkiye'de Kayıp ve Kaçak oranlarının ayrı başlıklar olarak ifade edilmesi

ile ilgili ısrarlı taleplere rağmen ilgili kuruluşlar ilgisiz bu iki başlığı bir arada ifade etmeye devam etmektedirler. Kayıp, sisteme yapılacak yatırım, bu yatırım için ayrılan kaynak ve bu konudaki politikalarla ilgilidir. Kaçakların ise ülkemizde önemli ekonomik ve sosyal boyutu bulunmaktadır.

Elektrik Mühendisleri Odasının değerli üyesi, Hasan BALIKÇI'yı öldürmekten çekinmeyen, daha çok kar etme hırsı ile kaçak elektrik kullanan sanayi ve ticarethaneleri bu konu dışında tutarsak, kaçak kullanımın ekonomik ve sosyal boyutunu irdelemek gerekmektedir.

DİE'nin web sitesinde, seçilmiş 28 gelişmiş ve gelişmekte olan ülke arasında yapılmış olan gelir ve harcamanın gelir gurupları içindeki (%) payına göre yapılmış bir istatistiki çalışma bulunmaktadır. Bu çalışmaya bakıldığında Türkiye, en düşük %10'luk gelir gurubu bazında Meksika'dan sonra en kötü durumdaki ülkedir. Türkiye'de %10'luk alt gelir gurubu, tüm gelirin veya harcamanın sadece %1,9'unu harcamaktadır (Meksika'da %1.0, A.B.D.'de %1.9). En yüksek %20'lik gelir gurubu harcamasına baktığımızda, bu sıralama yine değişmemektedir. Bu %20'lik gelir gurubu, tüm gelirin %50,1'ini harcamaktadır. (En yüksek Meksika %59.1, 2.Türkiye %50.1, 3. ise yine A.B.D. %45.8)

DİE, gelir dağılımını, en fakirden en zengin gruba kadar olmak üzere %20'lik dilimler halinde 5 kategoride incelemektedir. DİE'nin ülkemiz ile ilgili yaptığı araştırma sonuçlarına baktığımızda, gelir dağılımının çarpıklığı açıkça görülmektedir. En yüksek günlük harcama ile en düşük harcama arasındaki fark 13 kata kadar çıkmaktadır. Kişi başı günlük harcama (YTL/kişi)'nin, en düşük %20 nüfus dilimi bazındaki dağılımına baktığımızda;

1,7 YTL/kişi-gün ile en düşük miktar Doğu Anadolu Bölgesinde gerçekleşmekte, (Malatya, Elazığ, Bingöl, Tunceli, Van, Muş, Bitlis ve Hakkari), arkasından 1,9 YTL/kişi-gün ile Güney Doğu Anadolu Bölgesi (Gaziantep, Adıyaman, Kilis, Şanlıurfa, Diyarbakır, Mardin, Batman, Şırnak ve Siirt) daha sonra da 2,0 YTL/kişi-gün ile Doğu Karadeniz Bölgesi (Erzurum, Erzincan, Bayburt, Ağrı, Kars, Iğdır ve Ardahan) gelmektedir.

Güneydoğu Anadolu Bölgesinin genel enerji yapısına bakıldığında, bölgenin enerji üretimi açısından önemli yenilenebilir kaynaklara sahip olduğu görülmektedir. Bölgede, ülkenin hidroelektrik enerji üretiminin % 39,84'üne, petrol kaynaklarının % 95'i bulunmaktadır. Önemli miktarda jeotermal, linyit ve asfaltit kaynaklarının yanında güneş ve rüzgar enerjisi potansiyeli de düşünüldüğünde, bölge enerji ve su kaynakları açısından oldukça önemli bir potansiyele sahiptir. Buna rağmen, elektrik enerjisi kullanımında tüketiciler açısından Türkiye'nin en ciddi problemlerinin yaşandığı bölge olması özelliğini taşımasının yanı sıra, bu kaynakların kullanılması suretiyle yaratılan ulusal katma değerden de eşitsiz pay almaktadır.

TMMOB Enerji Raporu 2006

GAP projesi çok yönlü bir proje olup Güneydoğu Anadolu Bölgesi'nde bir çok alanda gelişmeyi hedefleyen entegre bir projedir.

Ancak enerji alanındaki %80'e yakın gerçekleşme oranı tarımsal sulama alanındaki %14'lere yakın gerçekleşme oranı ile karşılaştırıldığında entegre projenin hedeflerinin tutturulamadığı görülmektedir.

Cumhuriyet'in kuruluşundan bu yana ihmal edilen bölgenin, üretilen milli hasıladan aldığı payın düşüklüğü, yatırımsızlık ve diğer sosyokültürel sorunlarının yanı sıra kimliklerin inkar edilmesi vb. sorunlarla büyüyen olumsuzluklar bölge gelişimini engellemiştir. Petrol kaynaklarının gelirlerinin yarısının, petrolün çıkarıldığı illerin özel idarelerine aktarılması ile ilgili yasa tasarısına benzer şekilde, bölge enerji üretiminden elde edilen gelirin bir bölümünün GAP projesinin tamamlanmasında kullanılması gibi yasal düzenlemelere gidilerek eşitsiz gelişimin bölge lehine düzeltilmesine katkı koyacak politikalar geliştirilmelidir.

Son 20 yıla yayılan çatışmalı süreçte, bölgenin ve ülkenin önemli kaynakları heba olmuş, süreç içerisinde güvenlik gerekçesiyle boşaltılan binlerce köyden göç etmek zorunda kalarak, üretimden koparılan ve sayıları milyonlarla ifade edilen insan toplulukları kentlerin varoşlarında açlıkla, sefaletle ve çok zor yaşam koşullarıyla mücadele etmek zorunda bırakılmışlardır. Yoğun göç alan bölge kentlerindeki nüfusun önemli bir bölümünün açlık sınırının altında yaşaması ve elektrik birim fiyatlarının yüksek olması, halkın bir kısmını kaçak enerji kullanımına itmiştir. Ülkemiz; bu koşullarda yaşamak zorunda bıraktığı insanlarını, kaçak elektrik kullanmak dahil suçla teşvik etmemek için çözümler üretmelidir.

Tablo18-Türkiye Elektrik Enerjisi Şebeke Kayıplarının Yıllar İtibariyle Gelişimi

Yıllar	İLETİM KAYBI (%)	DAĞITIM KAYBI (%)
1995	2,5	14,3
1996	2,7	14,8
1997	2,9	15,5
1998	3,1	16,0
1999	2,6	16,4
2000	2,6	16,8
2001	2,6	16,5
2002	2,7	16,1
2003	2,4	15,2
2004	2,4	13,6

Kaynak: TEİAŞ WEB sayfası

Yıllara göre şebeke kayıplarının gelişimine baktığımızda, iletim kayıplarında azalma olurken, dağıtım kayıplarında artan bir eğimle yükselme meydana gelmiştir.

Türkiye’de kaçak enerji kullanımını sadece belirli bölgeye mal edilmemesi, kayıp kaçak olarak ifade edilen oranların ifade ettiği büyüklükler matematiksel büyüklük olarak değil, oransal büyüklük olarak kullanılmalıdır. Kaçak kullanım yada elektrik çalınması değişik oranlarla ülkenin gelişmiş bölgeleri dahil, tamamında mevcuttur. Kaçak elektrik kullanımının ekonomik, sosyal ve adli boyutu dikkate alınarak nedenleri araştırılmalı, bilimsel sonuçları üzerinden, çözüm yoluna gidilmelidir.

Özellikle TEDAŞ sistemlerindeki kayıp-kaçak oranının bazı illerde %72.5 lere kadar çıkarken bazı illerimizde %6.3 düzeyinde olması, çok büyük boyutlarda suistimal olduğunu göstermekte ve maalesef bu çirkin çarkın içinde bazı kamu görevlilerinin de olduğu kamuoyunca bilinmektedir. Buna karşılık bu çıkar çarkının içine girmeyen ve ülkesi için büyük riskler olarak bu soygunu önlemeye çalışan Hasan Balıkcı gibi yurtsever kamu görevlileri, bu onurlu davranışlarını hayatlarıyla ödemişlerdir. 2004 yılı elektrik enerji tüketimine göre yapılan bir hesaba göre, kayıp kaçığın bedeli; $152.000 \text{ GWh} * 8.25 \text{ cent/kWh}$ (Ort. Satış fiyatı) * %15 (%22 Ort. kayıp kaçak oranı - % 7 kabul edilebilir oran) = $1.85 * 10^6$ \$/Yıl olarak hesaplanmıştır.

Tüm bu yanlış enerji politikaları sonucu, kişi başına milli gelire göre Türkiye’nin hem konutlarda hem sanayide dünyanın en pahalı enerjisini kullandığı (Türkiyede Sanayi:8.05 cent/kWh, Konut ort:8.5 cent/kWh, ABD de Sanayi:4.27 cent/kWh, Konutlar:8.50 cent/kWh), bu nedenle ; Ülkemiz sanayiinin dünyada rekabet gücünün gittikçe zayıfladığı, Türkiye dış dünyadan yatırım beklerken yerli sanayinin Bulgaristan ve Çin gibi ülkelere kaymakta olduğu, dolayısıyla işsizliğin daha da arttığı ve artacağı görülmektedir.

ELEKTRİK ENERJİSİ TALEP TAHMİNLERİ

Ülkemizde önemli tartışma yaratan konulardan biri de elektrik talep tahminleridir. TEİAŞ tarafından yapılan talep tahminleri EK-3’de verilmektedir. Buna göre, 2003-2010 dönemlerinde ortalama yıllık artış oranının % 8 olacağı, 2010-2020 dönemlerinde ise % 7,5 olacağı , 2003 yılında 141 TWh olarak gerçekleşen elektrik tüketiminin, 2003 yılına göre 2010 yılında % 71 artarak 242 TWh’e ve 2020 yılında ise % 254 artarak 500 TWh’e çıkacağı öngörülmektedir.

Talebi karşılayabilmek için 1990 yılında 16.318 MW olan toplam kurulu güç 2003 yılında % 118 artarak 35.587 MW’e çıkmıştır.

TMMOB Enerji Raporu 2006

2003-2010 döneminde talebin karşılanması için Türkiye’de yılda ortalama 1.900 MW, 2010-2020 arasında ortalama 4.700 MW ilave kapasitenin işletmeye girmesi öngörülmektedir. Başka bir deyişle talepteki yüksek artışı güvenilir bir şekilde karşılayabilmek amacıyla 2003 yılında 35.587 MW olan toplam kurulu gücün 2010 yılında 48.816 MW’a ve 2020 yılında ise 96.348 MW’a çıkarılması gerekmektedir.

Ancak ülkemizdeki ekonomik büyüme tahminlerinden gelen yanılma paylarıyla birlikte ele alındığında, geçmiş dönemlerde elektrik talep tahminlerinin gerçekleşme oranlarının önemli ölçüde hata payı taşıdığı, gerçekleşenin tahminlerin altında kaldığı görülmektedir. (EK- 3, Tablo 3.3)

NÜKLEER ENERJİ:

Bugünlerde yeniden gündeme getirilen nükleer santral kurma hazırlıkları, ülkemizin “enerji ihtiyacı”ndan kaynaklı girişimler olarak ifade edilse de, nükleer enerjinin siyasal bir tercih olarak dayatıldığı yakın tarihimizden çok iyi bilinmektedir.

Ülkemizde Nükleer Santral konusu ilk olarak 1970’li yılların başında gündeme getirilmiş ve 1976 yılında Akkuyu için yer lisansı onayı alınmıştır. Diğer bir nükleer santral ihalesi girişimi de 1996 yılında Hükümetin kamuoyundan gizleyerek Resmi Gazetede “Muhtelif Malzeme Satın Alınacaktır” ilanı ile başlayan ve yolsuzluk soruşturmaları ile devam eden trajik-komik çabalar olarak belleklerimizde yer etmiştir.

Geçen 35 yıllık süre içinde nükleer lobilerin santral kurma girişimleri dönem dönem yoğunlaşarak devam etse de, bilim insanlarının, çevre ve meslek kuruluşlarının, ülkemizin mevcut enerji kaynaklarının etkin ve verimli kullanılması yönündeki haklı itirazları, nükleer santralin çevresel, teknik, mali sorunlar ve atıkları ile nükleer santrallerin güvenliğine ilişkin olarak dünyada yaşanan olumsuz örnekler toplumsal duyarlılıkları arttırmış, ayrıca firmalar arası çekişmelere ve şikayetlere açık yönetim yetersizlikleri sonucunda dönemin iktidarları geri adım atmak zorunda kalmışlardır.

Nükleer Santral tartışmaları geçmişten bugüne hep aynı senaryo ile gündeme getirilmiştir. Mevcut kaynaklarımızın yetersiz olduğu, nükleer santral kurulması yönünde adımlar atılmaz ise mevcut talebin karşılanamayacağı ve enerji krizinin kaçınılmaz olduğu ısrarla vurgulanmıştır.

Nükleer Santral kurulmasını gündeme getiren kesimlerce toplumsal tepkileri güçsüz kılacak temel gerekçe olarak, “Eğer Nükleer Santral yapılmazsa karanlıkta kalacağız” söylemi her tartışmanın önüne bilinçli olarak konulmuştur. Uluslar arası nükleer lobilerin baskılarına kimi

milliyetçi-islamcı reflekslerle, kimi ise yolsuzluklarla beslenen neo-liberal politikalarla evet diyen kesimlerin beklentileri farklı da olsa buluştukları yer ülkemizi sonu olmayan bir felaketin içine sürüklemek olacaktır.

Şimdi Nükleer Santrali yeniden “enerji krizi”nin çözümü olarak öne süren Hükümet, 35 yıldır karanlıkta kalma senaryoları ile kamuoyuna söylenen yalanlara rağmen ülkemizin karanlıkta kalmadığını, bundan sonra da nükleer santral olmadan karanlıkta kalınmayacağını bile bile toplumu yanıltmaya hazırlanmaktadır.

Elektrik üretiminin, hemen hemen tamamı ithal bir yakıt olan doğal-gaza önemli ölçüde bağımlı hale gelmesinden sorumlu olan siyasal iktidarlar, ülkemizin en yaşamsal hizmet alanında IMF ve DB gibi kuruluşların direktiflerine uygun olarak sermayeye karlı alanlar yaratmak adına kendi doğal kaynaklarımızı yok saymışlar, neo-liberal politikaların uygulanması için sektörün merkezi yapısını tahrip etmişler, bu yolla Türkiye’yi bir yandan enerji alanında daha dışa bağımlı hale getirirken milyarlarca dolar zarara uğratılmasına neden olmuşlardır.

Nükleer santral ilk yatırım ve işletim maliyeti çok yüksek, 35-40 yıllık ekonomik ömrü boyunca sıkça arıza ve güvenlik sorunları yaşayan, atık sorunlarına çözüm bulunamamış bir enerji teknolojisidir. Deprem kuşağında olan Türkiye’de yönetimlerin Çernobil kazasında radyasyonlu çayları, fındıkları nasıl sorumsuzca tükettirdikleri, Marmara Depreminde, İkitelli’de ve yakın zamanda “hızlı tren” adı altında yaşanan Pamukova tren faciasındaki sorumlulukları herkesce bilinmektedir. Türkiye’de nükleer santralin yapılması halinde, gerek inşa gerekse işletme döneminde çok ciddi ve geri dönülemeyecek güvenlik sorunları ile karşılaşmak olasılığı son derece yüksektir.

Bilindiği üzere ülkemizde nükleer santral yapılmasını isteyen kesimler tarafından sürekli olarak nükleer santrallerin maliyetler açısından diğer santraller ile rekabet edebilir hale geldiği iddia edilmektedir. Nükleer santraller, doğal gaz kombine çevrim santralleri ve karbon vergisi uygulanmaması halinde, kömür santralleri karşısında daha yüksek ömür boyu maliyetlere (overall lifetime costs) sahiptir. Tablo 19’da, Massachusetts Institute of Technology/ MIT tarafından kullanılan bir modele göre nükleer enerjiden elektrik üretimi maliyetlerinin diğer kaynaklarla karşılaştırılması yapılmakta ve nükleerin hangi koşullarda diğerleriyle rekabet edebilir hale gelebileceği gösterilmektedir. (Bir not olarak eklemekte yarar görülmektedir; Bu tablonun yer aldığı çalışma nükleer santrallerin yapılmasına karşı bir nitelikte olmayıp, tam tersine nükleer santrallerin hangi şartlarda kabul edilebilir hale gelebileceğini irdeleyen bir çalışmadır.)

TMMOB Enerji Raporu 2006

TABLO 19: Karşılaştırmalı Elektrik Maliyetleri

SANTRAL TÜRÜ (2002 YILI \$)	ÜRETİM MALİYETİ (YAPIM VE İŞLETME MALİYETLERİNİN BUGÜNKÜ DEĞERİ/ (LEVELIZED COST) CENT/KW- SAAT
Nükleer (Hafif Sulu Reaktör)	6.7
- (İnşa maliyeti % 25 düşürülürse)	5.5
- (İnşa süresi 5 yıldan 4 yıla inerse)	5.3
- (İşletme-bakım masraflarını 13 mills/kWs'e düşürülürse)	5.1
- (Sermaye maliyetini gaz/kömür seviyesine düşürülürse)	4.2
Pulverize kömür	4.2
Kombine çevrim gaz türbini (gaz fiyatı 3.77\$/Mcf)	3.8
Kombine çevrim gaz türbini (gaz fiyatı 4.42\$/Mcf)	4.1
Kombine çevrim gaz türbini (gaz fiyatı 6.72\$/Mcf)	5.6

Kaynak: "The Future of Nuclear Power: An Interdisciplinary MIT Study" 2003 Mills. Centin onda biri
Mcf: bin ft³

Nükleer santral kurulmasını isteyen kesimler nükleer santral ile nükleer teknolojiyi aynı kavramlarmış gibi gösterip, nükleer santral ihalesini adeta nükleer teknoloji kazanımı şeklinde sunmaya çalışmakta, nükleer santral kurulmasına karşı çıkanları "ileri teknolojiye karşı olmak" ile itham etmektedirler. Öncelikle herhangi bir teknoloji transferi ve geliştirme politikası, bu yönde bir kurumsal altyapısı olmayan bir ülkenin salt "ihale" yolu ile teknoloji kazanması mümkün değildir, tam tersine bu süreç sadece dışa bağımlılığımızı artırmak, son derece sorunlu bir proje yönetimi ve işletmecilik ortaya koymak anlamını taşıyacaktır. Kaldı ki bir ülkenin teknoloji politikasındaki öncelikleri de tartışılmaya açıktır. Ayrıca bilindiği üzere nükleer teknolojinin elektrik üretimi ve askeri amaçlı kullanımı dışında tıpta teşhis ve tedavi, çeşitli ölçümler, malzeme testi ve diğer endüstriyel kullanım alanları vardır; radyoizotop üretmek için düşük kapasiteli araştırma reaktörleri söz konusudur. Ülkemizde bazı kesimlerin nükleer teknolojiyi nükleer santrale indirgeyerek konuyu muğlaklaştırmaları, nükleer santral kurulmasını meşrulaştırmak için gerekçe bulma amacını taşımaktadır.

Çevresel faktörler, yüksek maliyetler ve dışa bağımlılık gibi unsurların yanısıra, önemli bir enerji tasarruf potansiyelimiz ve yeterli yenilenebilir kaynaklarımız varken, dünyada demode olmuş nükleer teknoloji ürünü santrallerin Türkiye'ye pazarlanmasına karşı çıkmak gerekmektedir.

Değerlendirme

Devletin, yeni yatırımlar yapmayarak ve elindeki enerji santrallerini de özelleştirerek terketmekte olduğu enerji sektöründe, tüketim artışına pa-

ralet yeni enerji yatırımları yapılmadığı takdirde ufukta enerji krizlerinin olduğu, bu nedenle şimdiden belli lobilerin ve tröstlerin tek çare olarak nükleer santraller olduğu fikrini yavaş yavaş kamuoyuna empoze etmeye başladığı görülmektedir.

Türkiye'nin, üretilen tüm elektrik enerjisinin 2004 yılında %39'u, 2005 yılında yaklaşık %45'i doğalgazdan üretilerek, al ya da öde gibi ve gaz tedarikçilerinin tek taraflı inisiyatiflerine bırakılmış doğalgaz sözleşmeleri ve uluslararası tahkim kısıncasında, enerjide tamamen dışa bağımlı hale getirildiği ve bu kıskaçtan uzun yıllar kurtulamayacağı anlaşılmaktadır. Norveç gibi dünyanın 4. büyük doğalgaz ihracatçısı bir ülke bile, ürettiği elektrik enerjisinin %99.5 ini HES dan elde ederken, Avrupanın 2. HES potansiyeline sahip Türkiye'nin, ürettiği elektrik enerjisinin %45'ini doğalgazdan üretmesinin hesapsız, bilinçsiz ve kasıtlı enerji politikalarının sonucu olduğu görülmüştür.

Enerji verimliliği ve tasarrufu konusunda hiçbir adım atılmaması kaynak israfının yanı sıra yurttaşları pahalı elektriğe mahkum etmek anlamına gelmektedir.

Enerjinin akılcı kullanımı ile kayıpların en aza indirilmesi, aynı enerji ile daha çok iş yapılması veya aynı iş için daha az enerji kullanılması mümkündür.

Uzun dönemde yapılacak planlama ile sanayiden tarıma her alanda enerji verimliliğini iyileştirecek teknolojilere destek verilmesi, güneş, jeotermal, biyokütle, rüzgâr gibi yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılmasının teşvik edilmesi gelecek için enerji politikalarının esas yaklaşımı olmak zorundadır.

Bilimsel çalışmalar ışığında, ülkemizde % 30'lara varan enerji tasarrufu potansiyelinin yaklaşık % 10~15'lik bir bölümü hiçbir harcama gerektirmeyen, yalnızca bilinçlendirme, yönlendirme çalışmaları ile kazanılabilecek bir oran/büyükölük olarak önümüzde durmaktadır.

Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü tarafından yapılan çalışmalar sonucu, sanayi, bina ve ulaşım sektörlerinde yıllık enerji tasarrufu potansiyelinin yaklaşık 3 milyar dolar olduğu tespit edilmiştir.

Bugün resmi açıklamalara göre elektrik dağıtım şebekelerindeki kayıp ve kaçak oranı yüzde 20'leri bulmaktadır. Başka bir deyişle üretilen elektrik enerjisinin beşte biri bakım onarım ve yenileme yapılmadığından tüketime sunulmadan yok olmaktadır.

Kayıp ve kaçakların azaltılmasına yönelik yapılacak yatırımlarla bu oranın AB ülkelerinin ortalaması olan yüzde 6'lar seviyesine çekilmesi mümkündür. Bu sayede yüzde 15'ler seviyesinde yapılacak bir tasarrufla hem elektrik enerjisi kullanımı bu denli lüks bir tüketim olmaktan çıkacak hem de nükleer santral macerasının gerekçeleri ortadan kalkacaktır.

4-DÜNYADA VE TÜRKİYE'DE NEOLİBERAL POLİTİKALARIN SONUÇLARI

4.1-DÜNYA

Dünyada 1970'lerin ikinci yarısında öne çıkmaya başlayan neoliberal politikaların sonuçları, söz konusu politikaların etkisi altında ticarileşen tüm sosyal ve iktisadi alanlarda ortaya çıkmaya başlamıştır. Enerji de bu alanlardan biridir. Değişik ülkelerin geçirmiş oldukları süreç ve deneyimler, neoliberal politikaların başlangıçtaki iddialarıyla gerçekleşenler arasında bir değerlendirme yapmayı olanaklı kılmaktadır.

-Uluslararası Enerji Ajansının öngörülerine göre, 2001-2030 yılları arasında enerji sektöründe 16 trilyon dolarlık yatırım ihtiyacı olduğu tahmin edilmektedir. Söz konusu yatırım miktarı arz kapasitesinin büyütülmesi ve projeksiyon döneminde ömrü tamamlanacak mevcut tesislerin yerine yapılması gereken yatırımları kapsamaktadır. Projeksiyonlar yıllık % 1.7'lik bir talep artışı ile enerji piyasasının 2030'a kadar üçte iki oranında büyüyeceğini öngörmektedir.

Bu yatırım bedelinin 10 trilyon dolarlık kısmının elektrik sektöründeki yatırımlara gitmesi beklenmektedir. Enerji sektöründe neoliberal politikalar doğrultusunda piyasa uygulamalarına geçildikten sonra ortaya çıkan önemli sorunlardan biri **yatırım yetersizliğidir**. Bugüne kadar elektrik sektöründeki yatırımların finansmanı açısından bir sorunu olmayan OECD ülkelerinde bile rekabete dayalı piyasaya geçildikten sonra yeni kuşkuvarın oluştuğu belirtilmektedir. (*World Energy Investment Outlook 2003*)

Elektrik sektöründeki piyasa uygulamalarından sonra, sektörün doğası gereği birçok sorun ortaya çıkmaya başlamıştır. Özel yatırımcı riski düşük projeler ve makroekonomik istikrar istemektedir. Bilindiği üzere makroekonomik istikrarsızlık gelişmekte olan ülkelerin tipik sorunlarından biridir. Ayrıca ekonomiler, mali sermayenin kontrolsüz bir şekilde dolaşımı ile nerede vuracağı belli olmayan krizlere çok açık hale gelmiştir. Bu durum özel sermayenin nereye gideceği (ya da gitmeyeceği) konusundaki belirsizlikleri arttırmaktadır. Örneğin gelişmekte olan ülkelerdeki elektrik sektöründeki özel yatırımlar, Asya'daki finansal kriz sonrasında 1997'de 46 milyar dolar iken 1999'da 15 milyar doların altına inmiş, daha sonra 2000'de 30 milyar dolara çıkmıştır.¹¹ Gelişmekte olan ülkelerde elektrik enerjisi projelerindeki özel sermaye yatırımları ağırlıklı olarak üretim alanında olmakta, ayrıca sınırlı sayıda ülkede yoğunlaşmaktadır.

¹¹ International Energy Agency World Energy Outlook 2002, Chapter13, "Energy and Poverty"

Enerji alanındaki yabancı doğrudan yatırımların ancak dörtte biri Güney Asya ve Afrika'ya gitmektedir. Buna karşılık 1995'ten beri yabancı hükümetlerden Afrika'ya kalkınma için yapılan resmi yardımlar her yıl ortalama % 6 oranında azalmıştır.

-Piyasa uygulamalarından sonra, yatırımcının hangi sektöre veya hangi ülkeye yatırım yapacağına çeşitli koşullara bağlı olduğu, bu durumda enerji yatırımlarının daha belirsiz hale geldiği kabul edilmektedir.

Yatırımların azalması sonucunda arz yetersizliği ile karşılaşılması, elektrik talebinin yükseldiği zamanlarda fiyatların hızla yükselmesi vb olaylar piyasa uygulamalarına geçmiş olan ülkelerde yaşanan sıkıntılar arasındadır.

-Artan elektrik ticareti **iletim hatlarındaki yatırım ihtiyacını artmakta**, geçmiş dönemlerde Kuzey Amerika ve Avrupa'da görüldüğü üzere bu konuda yeterli yatırım yapılmamaktadır.

-Elektrik üretiminde özellikle puant yüklerin nasıl karşılanacağı, enerji alışverişi açısından giderek daha önemli hale gelen iletim ve dağıtım hatlarına yeterli yatırım yapıp yapılmayacağı, gelişmekte olan ülkelerin özel yatırımı nasıl çekeceği gibi sorun alanları çıkmaya başlamıştır.

-Diğer yandan pik talebin ticarileştirilen elektrik sektöründe nasıl karşılanacağı sorun olarak durmaktadır.

-Doğal gaz alanında kaynakta yapılan yatırımların ancak büyük petrol ve gaz şirketlerinin altından kalkabileceği büyüklükte olduğu kabul edilmektedir. Bu durumda uzun vadeli al ya da öde anlaşmaları devam edecektir. Bazı bölgelerde yatırım riskleri yüksek olacak, bu durumda doğal gaz tedarik zinciri yeterli sürede ve zamanında oluşturulamayacaktır.

Kömür tedarik zincirinin maliyeti doğal gazinkinin altıda biri olarak kabul edilmektedir. Bu durumda santral yapımında doğal gaza dayalı santrallerin kömüre dayalı olan santrallara karşı olan maliyet avantajı azalmakta, hatta doğal gaz fiyatlarının artmasıyla ortadan kalkmaktadır.

Enerji sektöründe piyasa uygulamalarının geçerli olamayacağını ileri süren görüşlerin yanında, piyasa yanlısı çevrelerde de elektrik sektörünün piyasa koşullarında sağlıklı bir şekilde işleyip işlemeyeceği tartışılmaktadır. Bilindiği üzere, elektrik sektöründe arz ve talep sürekli olarak dengede tutulmak zorundadır. Ayrıca elektriğe olan talebin fiyatlar karşısındaki esnekliğinin de çok az olduğu dikkate alınmalıdır.

Pazar mekanizmalarında alışılmış olan davranış biçimi, tüketicinin herhangi bir malın piyasaya sunulmaması halinde ikame mala yönelmesi ya da yüksek fiyatların o mala olan talebi azaltması yönündedir. Halbuki elektrik sektöründe durum farklıdır. Üretim kapasitesi talep karşısında yetersiz olduğunda üretici/satıcının elinde sınırsız piyasa gücü bulunmaktadır.

Bu durumda fiyatlara bir üst sınır getirilmektedir. Ancak bu üst sınırın hangi kriterlere göre göre belirleneceği, ya da söz konusu üst sınırın yatırımcıları piyasada yatırım yapmaya teşvik edici olup olmayacağı ayrıca tartışılan konulardır.

Yatırımcı, risk almadan yatırım yapmak için, puant yük için yapılan santrallerin ne kadar süreyle işletmede olacağını, dolayısıyla yatırımların geri dönüş süresini, aynı zamanda fiyat sıçramalarının sıklığını, süresini ve düzeyini tahmin etmek, ya da kapasite arttırımının planlamasını bilmek istemektedir. Halbuki piyasaya bırakılmış elektrik sektöründe böylesine uzun vadeli seriler artık oluşturulamamaktadır. Ayrıca geçmişe ait veriler, örneğin teknolojik gelişmeleri dikkate almadığından talebin zaman içindeki değişimine yönelik tahminleri de geçersiz kılabilir.

Piyasa anlayışına göre, Düzenleyici Otoritenin kimi kararları, örneğin siyaset kesiminin yüksek elektrik fiyatlarını kabul etmemesi, lisanslama süresinin uzunluğu vb unsurlar, yatırımcı açısından "belirsizlik" yaratan diğer unsurlardır.

En önemlisi bu alanda üretici/satıcı ile tüketici arasında tamamen ters bir durum söz konusudur. Yatırımcı açısından düşük riskli durum optimum üretim kapasitesinin altında kalma halidir. Yani optimum üretim kapasitesinin altında olduğunda daha uzun süreli fiyat artışları ve yatırımcı için daha fazla kazanç oluşmaktadır. Buna karşılık üretim kapasitesinin üzerinde olmak yatırımcı açısından net bir kayıptır. Bu durum toplumsal ihtiyaçlar açısından gerekli olan hizmetin sürekliliği ile doğrudan çelişen bir durumdur.

Ayrıca bu konuda ortaya çıkan bir başka **piyasa arızası** da, yatırımcının yeni kapasite yatırımına ihtiyaç duyulduğu, daha doğrusu bu alandan kar edebileceği net bir şekilde belli olana kadar yatırım yapmak için beklemesi, bir diğer deyişle **yatırımların zamanında yapılmamasıdır.** Bu durumda sektörde yeni yatırım yapılabilmesi için uzun süreli kesintiler ya da fiyat sıçramaları olması beklenmektedir. Arz-talepteki düşük esneklik nedeniyle, ne ölçüde yetersizlik oluşacağı hususunda yeterince erken bir tarihte piyasadaki sinyal alınamamaktadır.

Bunların sonucunda ortaya çıkan tablo, yatırım, diğer deyişle arz yetersizliği, rezerv kapasite yetersizliği, talebin ani artması halinde birden hızla yükselen fiyatlar, kısaca elektrik gibi toplumsal ve iktisadi hayatın sürdürülmesinde temel taşlardan biri olan girdinin durumuna ilişkin belirsizliktir. Bu belirsizliğin maliyetlerinin ağır olacağı açıktır. Nitekim başta Kaliforniya olmak üzere Norveç, İsveç, Brezilya, Yeni Zelanda, İtalya'da elektrik kesintileri ve sistem oturmaları yaşanmıştır.

Piyasa uygulamalarının bir diğer sonucu da rekabet yerine te-kelleşme olgusunun öne çıkmasıdır. Avrupa'da elektrik üretiminin büyük bölümü yedi şirketin elinde bulunmaktadır. EDF (Fransa), E.ON

(Almanya), RWE (Almanya), ENEL (İtalya), Vattenfall (İsveç) , Endesa (İspanya) ve Electrabel (Belçika) şirketleri Avrupa piyasasının % 71'ini kontrol etmektedir. Bu firmaların kendi ülkeleri dışındaki Avrupa ülkelerinde de kurulu güçleri bulunmaktadır.

Avrupa'nın büyük elektrik şirketleri elektrik üretim-ticaret ve pazarlama-iletim-dağıtım alanında dikey entegrasyona yönelmektedir. Verimsizlik- maliyet etkin çalışmama vb gerekçelerle kamu tekelleri ortadan kaldırılırken özel tekellerin oluşması yönünde güçlü eğilimler ortaya çıkmaktadır.

Piyasa uygulamalarının ortaya çıkardığı sorunların önüne geçebilmek için çeşitli piyasa tasarımları ortaya atılmakta, ancak bu tasarımların da çeşitli dezavantajları ortaya çıkmakta, ayrıca piyasanın oluşturulmasının ve sürdürülebilmesinin de önemli maliyetleri olmaktadır. TMMOB V. Enerji Sempozyumunda Kamu Hizmetleri Uluslararası (PSI) adlı Sendikalar Federasyonunun Araştırma Birimi (PSIRU) adına sunulan bildiri **İngiltere'de son beş yılda toptan elektrik piyasasının geliştirilmesi için bir milyar Euro harcama yapıldığı** belirtilmiştir.

Bugüne kadarki deneyimlerin sonucunda elektrik sektöründe verimli bir şekilde çalışan piyasalardan söz etmek mümkün müdür? Bu konuda yine aynı sunuşta yer alan önemli hususların altını çizmekte yarar vardır.

Öncelikle toptan elektrik piyasalarında faaliyet gösteren üretim şirketlerinin amacı, fiyatların düşmesi değil, yaptıkları yatırımın en kısa zamanda geri dönmesidir. Bu nedenle rekabetin azalması firmaların lehinedir. Yapıya bakıldığında üretim ile tedarik arasında dikey entegrasyonun ağırlık kazandığı görülmektedir. Örneğin İngiltere'de piyasanın % 60 kadarlık bir bölümü dikey olarak entegredir. Bu durum toptan elektrik piyasasının fiilen işlemediği anlamına gelmektedir. Alman E.On şirketi dikey entegrasyonu şirket stratejisinin merkez unsurlarından biri haline getirdiğini bildirmiştir. İngiltere'de bağımsız elektrik üreticileri, yani dikey entegre olmamış üreticiler iflas etmiştir. Kısaca dikey yapısı olmayan bir şirket, piyasayı kontrol eden şirketlerin kontrolü altında olmaya mahkum olmaktadır.

Bu durum elektrik üreticilerinin kendi aralarında kartel oluşturma ve fiyatları yukarı çekme riskini de doğurmaktadır. Nitekim İtalya ve İspanya'da toptan elektrik piyasasında şirketler arasında gizli anlaşmalar yapıldığına ilişkin iddia ve araştırmalar vardır.

İngiltere'de 1997 yılında küçük tüketicilerin seçme serbestisinin henüz olmadığı dönemde, Düzenleyici Kurum bu tüketicilerin üretim için diğer tüketicilere nazaran %30 daha fazla ödediklerini belirtmiştir. Perakende satış firmaları sistematik olarak pahalı alımlarını serbest olmayan tüketicilerin pazarına sunmakta,ucuz alımları ise rekabetçi piyasaya sunmaktadır. Öte yandan az sayıda olan entegre yapıdaki firmaların

TMMOB Enerji Raporu 2006

stratejisi fiyatları yüksek tutarak ,fiyat rekabetine yol açmamaktır. Toptan elektrik satış fiyatı 1999 yılından beri %35 oranında düşüş göstermiş olsa da bu fiyat indirimi küçük tüketicilere yansımamıştır. Büyük tüketiciler için fiyatlar %22 oranında düşerken , küçük tüketiciler için fiyatlar % 8 oranında artmıştır.¹²

Ayrıca tüketicinin tedarikçi firmayı değiştirmesi yönündeki eğilimlerin de kısıtlı olduğu ortaya çıkmaktadır. Liberalleşmeye en erken başlayan İngiltere’de tüketicilerin % 60’ının tedarikçi firmalarını hiç değiştirmedikleri görülmektedir. Tüketiciler arasında yapılan araştırmalardan tedarikçi değiştirmenin maliyetli bir işlem olduğu, dolayısıyla yeni firma ile yapılacak anlaşmanın geçiş için ödenen masrafları çıkarabilecek kadar karlı olması gerektiği, tüketici açısından tedarikçi firmayı değiştirmemenin daha rasyonel bir davranış olduğu anlaşılmaktadır.

Piyasa uygulamalarının bir diğer sonucu da şirketlerin maliyetlerini kıs- mak için taşeron kiralamaya yönelmeleri, enerji sektöründeki eğitim ile Ar-Ge alanlarına ayrılan kaynakları azaltmalarınıdır

Elektrik sektöründe gerçekleştirilen veya gerçekleştirilmeye çalışılan özelleştirme politikaları özellikle gelişmekte olan ülkelerde başarılı olamamıştır;örneğin Soweto’da (G.Afrika) abonelerin %61 ‘i artan elektrik faturalarını ödeyemediklerinden elektrik bağlantılarını kapatılmak zorunda kalmışlardır. Bir zamanların ucuz elektrik ülkesi Brezilya uluslar arası elektrik şirketlerinin elinde 2001 yılında elektrik kesintileri ile karşı karşıya kalmıştır.Özelleştirmeyi takiben Rio de Janerio’da elektrik fiyatları % 400 artmış, sektörde çalışanların %40’ı işlerini kaybetmiştir.

1998 Avrupa İstihdam Raporunda,son on yılda diğer sektörler arasında en fazla gaz ve elektrik sektöründe istihdamda azalma olduğu belirtilmiştir. Buna göre 1990 ve 1998 yılları arasında elektrik ve gaz sektöründe 250.000 kişi işten çıkartılmıştır. Son ILO Raporu’na göre, 1990’dan beri ,tüm Batı Avrupa enerji sektöründeki iş kaybının yarısı İngiltere’de görülmektedir.Bu rapora göre 1990-95 yılları arasında Batı Avrupa enerji sektöründe 156.000-212.000 arası kişi işten çıkartılmıştır. Bu veriler bize özelleştirme sürecinin istihdamda azalmaya yol açtığını çok açık bir biçimde göstermektedir.

Rekabet söylemlerine gelince; İngiltere örneğine devam edersek ,serbestleşme başlangıcında mevcut 12 bölgesel elektrik şirketin daha sonra birleşme ve satın almalar sonucunda 5 farklı şirketin kontrolüne geçmiştir. Sektördeki yoğunlaşma rekabetin aksine hakim piyasa gücünün doğmasına neden olabilmektedir. Rekabetin sağlanması yerine küçük ve orta ölçekli bir çok firma sektörden çekilmiştir.

¹²Elektrik Mühendisleri Odası 40. Olağan Genel Kurulu Enerji Komisyonu Rapordan alınmıştır.

Enerji sektöründeki neoliberal uygulamalar çalışan kesimlerden tepki toplamaktadır. Entegre bir Avrupa enerji politikası oluşturma amacı ile Yeşil Bildiri'de (Green Paper) ortaya konan enerji politikasının üç amacı vardır: enerji arz güvenliği, rekabet, ve çevrenin korunması. ETUC (European Trade Union Confederation-Avrupa Sendikalar Konfederasyonu) Yürütme Kurulu, 14-15 Mart 2006 tarihinde Brüksel'de yaptığı toplantı sonrasında, AB'nin enerji politikasının sosyal boyutunun eksik olduğunu, enerji politikalarının şeffaf olması ve yurttaşların aktif katılımına ve demokratik kontrole açık olması gerektiğini vurgulamaktadır. ETUC'un saptamalarına göre enerji sektöründeki yeniden yapılanma istihdam kaybına, yatırımlarda azalmaya ve fiyatlarda istikrarsızlığa neden olmuştur. ETUC, enerji sektörünün uzun vadeli politikaları gerektirdiğini, buna karşılık özel sektör ve piyasanın bunu yapamayacağını belirterek, enerji sektöründe kamu otoritesinin sıkı bir kontrolü olması gerektiği görüşünü savunmaktadır.¹³

4.2-TÜRKİYE

Türkiye'de enerji sektöründeki liberalleşme uygulamalarını iki aşamada ele almak uygun olacaktır. Birinci aşama 04.12.1984 tarih ve 3096 sayılı "Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtımı ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında, Kanun" ile elektrik enerjisi alanında özel sektöre de faaliyette bulunma olanağı tanınmasıyla başlayan süreç olarak belirlenebilir.

Özel sektöre elektrik enerjisi üretim tesisi kurma ve işletme izni veren 3096 sayılı Kanun ve bu Kanun uyarınca ilgili yönetmelikler yayınlanmıştır.

Bu süreçte Yap-İşlet-Devret (YİD) modeline göre kurulan santrallara ilişkin olarak Sayıştay vb. kurumlar tarafından yapılan incelemelerde ortaya çıkan sonuçları irdelemekte büyük yarar vardır:

"-Kanunda ve ilgili yönetmeliklerde YİD modeli çerçevesinde kurulacak santrallerle ilgili olarak belli bir ihale modeli öngörülmemiştir. Bakanlığın da ihale yapmadan ve ilân yoluyla başka firmalardan teklif almadan, pazarlıksız olarak iş yaptırması sonucunda, şirketlerle bütün riskin kamunun üzerinde kaldığı Sözleşmeler akdedilmiştir.

-Bakanlık ile özel şirketler arasında imzalanan anlaşmalara "Gizlilik" yönünde hükümler konularak, sözleşmelerin ve koşullarının ilgili kurum ve kuruluşlar ile kamuoyu tarafından öğrenilmesi engellenmiştir.

¹³ The European Policy, Resolution adapted by etic Executive Committee in tehir meeting held in Brussels on 14-15 march 2006

TMMOB Enerji Raporu 2006

-Zaman içinde YİD modeli ile ilgili olarak görülen aksaklıklar nedeniyle Yİ modeli uygulamaya konulmuştur. Yİ modeli kapsamında santraller kurulması amacıyla 3096 sayılı Kanuna dayanılarak çıkarılan 96/8269 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı eki "Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması ve İşletilmesi Hakkındaki Kararnamenin Uygulama Usul ve Esaslarına İlişkin Tebliğ" in yürütmesinin (Elektrik Mühendisleri Odası'nın dava açması nedeniyle) Danıştay 10. Dairesi tarafından durdurulması üzerine 4283 sayılı "Yap-işlet Modeli ile Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması Ve İşletilmesi İle Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Kanun" ve bu Kanuna bağlı olarak 97/9853 sayılı "Yap-İşlet Modeli İle Elektrik Enerjisi Üretim Tesislerinin Kurulması Ve İşletilmesi İle Enerji Satışının Düzenlenmesi Hakkında Yönetmelik" düzenlenerek yürürlüğe konulmuştur. Bu sistemde, TEAŞ/ (daha sonra)TETAŞ, şirketler tarafından üretilen enerjinin %85'i için alım garantisi vermektedir. Modeli YİD modelinden ayıran en önemli özellik, işletme dönemi sonunda da tesislerin üretim şirketlerinin mülkiyetinde kalmasıdır.

- YİD projelerinde gerekli prosedüre uyulmamıştır. Bakanlık, bazı projeler için hiç Fizibilite Raporu istemeden, bazı projelerde de mevcut yönetmeliklerdeki kriterlere uygun olarak düzenlenmeyen Fizibilite Raporlarına dayanarak proje kabul etmiştir. Bunun sonucunda, kamu, ciddi boyutta zarara uğramıştır.

- Firmaların ilgili projeyi gerçekleştirmesi sonucunda işletme dönemi boyunca özsermayesine sağlayacağı getiri oranı üzerinde herhangi bir çalışma yapılmamış ve projenin toplam maliyeti ile ilgilenilmemiş, Fizibilite Raporları ETKB Enerji İşleri Genel Müdürlüğü bünyesinde sadece teknik açıdan değerlendirilmiştir. Gerekli mali analizler yapılmadan firma tarafından bildirilen hatalı özsermaye getiri oranları aynen kabul edilerek ve yatırım ve işletme dönemi eskalasyonları nedeniyle bir anlam taşımayan ortalama fiyat (tarife) tekliflerine dayanarak projeler kabul edilmiştir.

- Söz konusu özel sektör santralleri yatırım maliyetleri ve yatırım sürelerinin kısıtlılığı gibi nedenlerle ağırlıklı olarak doğalgaza dayalı olmuştur. Ülkemizde elektrik üretiminde doğalgazın payı 2005 yılında %44 civarındadır. Doğalgaz kaynaklarına sahip ülkelerden ABD'nin enerji üretimi içinde bu oran, 2000 yılında %20,2'dir. Ülkemizin hemen hemen tamamı ithal edilen bir kaynağa bu kadar bağımlı hale gelmesi üzerinde düşünülmesi gereken bir konudur.

- Enerji sektörüyle ilgili olarak Hazine tarafından üstlenilen risk sadece "al ya da öde" garantileriyle sınırlı değildir. Enerji sektöründeki KİT'lerin bilanço zararları da yapılan transferlerle Hazine tarafından kapatılmaktadır. Enerji KİT'lerinin alım garantili santrallerden aldığı pahalı enerjiyi daha düşük fiyatlarla satmak zorunda kalması, yüksek kayıp-kaçak oranları, tahsilat oranlarının düşüklüğü ve verimsiz işletilmekten doğan ciddi finansman sıkıntıları gibi sorunları vardır.

-Doğalgaz santrallerinin giderek artmasının ikinci bir sakıncası da doğalgazın yurt dışından "al ya da öde" garantisi verilerek sağlanmasıdır. Arz-talep tahminlerinin gerçeği yansıtmaması durumunda ülkenin satın almadığı doğalgaz için ödeme yapma riski bulunmaktadır. Bugün bu risk gerçekleşmiştir. Talep tahminleri neticesinde, fazla Doğalgaz Anlaşması yapıldığından ülke doğalgazda "al ya da öde" kısıncasına girmiş durumdadır. Bundan kurtulabilmek için Doğalgaz Anlaşmalarının revizyonu, ithal edilen doğalgazın başka ülkelere satılması, kontrat devirleri ve daha çok ısınma amaçlı kullanılması gibi geniş bir yelpazede çözümler aranmaktadır.

2002 yılı sonu itibariyle enerji KİT'lerinden,

- TEDAŞ 682 trilyon TL, -TETAŞ 726 trilyon TL, -EÜAŞ 1,1 katrilyon TL ve

- TEİAŞ 242 trilyon TL olmak üzere toplam 2,75 katrilyon TL tutarında finansman açığı vermişlerdir Bu açık HM tarafından sermaye artırımını yoluyla karşılanmıştır.

-HM KİT Genel Müdürlüğünün Nisan 2003 tarihli Raporunda, "al ya da öde" kapsamındaki 17 yıllık dönem için Hazineye gelecek ilâve yük, Doğalgazdaki arz fazlası nedeniyle 14 Milyar USD ve enerji KİT'lerinden TETAŞ'ın 2003-2019 yılları arasındaki dönem için 19 milyar USD tutarındaki finansman açığı olmak üzere toplam 33 milyar USD olarak öngörülmüştür. HM'nin, iç ve dış borçların çevrilebilirliği yönünden ciddi problemler yaşadığı bir dönemde enerji sektöründe üstlendiği muhtemel yükümlülük ve riskler dikkat çekici boyuttadır.

-Yurt dışından fazla doğalgaz bağlantısı yapılmasının diğer bir vahim sonucu da, "al ya da öde" garantisi ile çalışan doğalgaz santralleri nedeniyle EÜAŞ tarafından işletilen ve düşük maliyetle (ortalama 3 cent civarında) üretim yapan termik ve hidrolik santrallerdeki üretimin kısılması, bunun yerine 10-12 centten elektrik satan YİD santrallerinden elektrik alınmasıdır. Bugün karşı karşıya kalınan bu olumsuzluk DPT tarafından 1993 yılında öngörülmüş ve Bakanlık 10.05.1993 tarihinde yazılan bir yazı ile uyarılmıştır. Söz konusu yazıda;".....Gereksiz derecede yüksek yedekli veya atıl kapasiteye sahip, gayri ekonomik bir sistemin pahalı enerji üreteceği, bu yüksek maliyetli enerji ile çalışan sanayilerin rekabet güçlerini kaybedeceği ve üretimlerinin azalacağı, bu nedenle enerji üretim sistemi genişletilirken, planlı bir yaklaşım içinde optimal sistem arayışına gidilmesi, yeni tesislerin kapasitelerinin, yakıt cinslerinin ve santral tiplerinin bu doğrultuda belirlenmesi gereği olduğu, alım garantili projelerin yaygınlaşması ve sistemde belirli bir oranı geçmesi halinde tercih esnekliğinin kalmayacağı, üretimin tüketiciye en yakın ve en ucuz santrallerden değil alım garantisi verilmiş santrallerden başlayacağı, birçok ekonomik kamu santralinin yedeğe alınacağı ve ekonomilerini yitireceği..." açıkça belirtilmiştir.

-Türkiye hali hazırda ekonomik olarak görünen hidrolik potansiyelinin bile %35'ini kullanmaktadır. Hidroelektrik enerji, ilk yatırım tutarı nispeten yüksek olmasına karşın sonraki yıllarda girdi için para ödenmemesi, işletme ve bakım giderlerinin düşüklüğü, uzun süreli kullanımı ve çok kısa sürede devreden çıkarılabilmesi ve ihtiyaç anında yine çok kısa sürede devreye alınabilmesi gibi üstünlükleri nedeniyle tercih edilmesi gereken bir enerji türü olarak görünmektedir. HES'lerden doğalgaz santrallerine geçişin önemli bir nedeni olarak gösterilen HES'lerin yatırım maliyetinin yüksekliğine karşın doğalgaz santrallerinin yatırım maliyetinin düşük olduğu savı, ülkemizdeki örneklerle bakıldığında doğru bir tespit olarak karşımıza çıkmamaktadır. Uygulamada doğalgazların birim kapasite maliyetleri, HES'lere yaklaşmıştır. Yüksek kapasiteli doğalgaz santrallerine ilişkin yatırım tekliflerinin verildiği 1993 yılında birim kapasite maliyetleri, Belçika örneğinde 854 USD, Fransa örneğinde 707 USD iken, söz konusu tekliflerin kabulü sonucunda ülkemizde bu rakam 1200 -1300 USD'ye ulaşmıştır.

-Elektrik enerjisinde kuruluş maliyetlerinin yanı sıra bir birim elektrik enerjisi üretimi için gerekli girdi miktarının maliyeti de çok önemlidir. Sadece kuruluş aşamasındaki maliyetlere bakılarak değerlendirme yapılması doğru değildir. Üretim maliyetleri açısından en ucuz elektrik üretkenleri sırasıyla HES'ler, ulusal kaynaklara dayalı linyit santralleri, doğalgaz santralleri, rüzgâr santralleri, petrole dayalı santraller ve nükleer santrallerdir.

-Elektrik piyasasında bir arz planlamasının mutlaka öngörülmesi gerekmektedir. Aksi takdirde orta ve/veya uzun vadede sistem güvenliğinin riske girme olasılığı yüksektir. Nitekim, ilk yatırım maliyetleri (özellikle ithal doğalgaza oranla) yüksek olan hidrolik ve linyit gibi yerli kaynaklara dayalı projelerin, serbestleşen piyasalarda yatırımcılar tarafından ilgi görmeyeceği EPDK'ya yapılan üretim lisansı başvurularından da anlaşılmaktadır. Bu nedenle kolektif enerji güvenliğinin sağlanabilmesi amacıyla yerli kaynakların kullanılmasını teminen gerekli tedbirlerin alınması ve kalıcı planlar yapılması yararlı olacaktır."

Elektrik/Doğal Gaz Piyasası Kanunları ve Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu/Kurumu

Türkiye'de elektrik sektöründeki piyasa uygulamalarının ikinci adımı olarak 20.02.2001 tarihinde Elektrik Piyasası Kanunu (EPK), 18.04.2001 tarihinde Doğal Gaz Piyasası Kanunu (DPK) çıkarılmıştır. Bu düzenlemelerle önce elektrik ve doğal gaz alanının, daha sonra petrol ve LPG piyasalarının düzenlenmesi amacıyla Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu oluşturulmuştur. Düzenleme kurulları/kurumlarının görünürdeki amacı söz konusu sektörlerin "siyasi otorite" den bağımsız, piyasa gerekliliklerine göre düzenlenmesidir. Ancak diğer açıdan bakıldığında geniş yetkilerle donatılmış olan bu yapıların, uluslararası piyasaların kurallarını yerine getirmek üzere oluşturulduğu görülmektedir. Bu

yapılarda, **ulusal gereksinimlerden bağımsızlık, uluslararası piyasa kurallarına bağlılık söz konusudur.**

Daha önce de belirtildiği gibi, EPK ile Türkiye Elektrik Üretim İletim A. Ş. (TEAŞ) üç kamu kuruluşuna bölünmüştür.

Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ): Piyasa tasarımına göre iletim faaliyeti tekel ve kamu kurumu olarak kalmıştır. Elektrik iletim faaliyetlerini yürüten bu kamu kuruluşu, yük dağıtım ve frekans kontrolünü yapar, dağıtım şirketlerinin projeksiyonlarını dikkate alarak üretim kapasite projeksiyonunu hazırlar, dengeleme ve uzlaştırma faaliyetini ve uluslararası enterkonneksiyon çalışmalarını yürütür.

Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ): Elektrik üretiminde özel sektör şirketleriyle birlikte faaliyet gösterecek kamu kuruluşudur. Özel sektöre devredilmeyecek olan üretim tesislerini işletir, özel sektörün yatırımları dikkate alınarak gerektiğinde yeni üretim tesisleri kurabilir, kiralayabilir ve işletebilir. DSİ bünyesindeki santralleri devralır, işletme hakkı devredilen santrallerin mülkiyetini muhafaza eder.

Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahüt A.Ş. (TETAŞ): Kanun çıktığı tarihte varolan elektrik alışı ve satış sözleşmelerini TEAŞ ve TEDAŞ'tan devralır, enerji satış taahütleri ile sınırlı kalmak üzere daha ekonomik bir kaynak bulunmadığı takdirde EÜAŞ öncelikli olmak üzere enerji alış anlaşmaları yapar, toptan satış tarifelerini hazırlar, dağıtım şirketleri ve perakende satış şirketleri ile enerji satış anlaşmaları yapar.

EPK ile oluşturulan, kamu tüzel kişiliğini haiz, idari ve mali özerkliğe sahip EPDK'nın düzenleyici işlevleri ana hatlarıyla lisans verme, tarifelerin belirlenmesi, piyasanın izlenmesi ve erişim uzlaşmazlıklarının çözümlenmesidir. Piyasada üretim, iletim, dağıtım, toptan satış ve perakendecilik alanlarında faaliyet gösterebilmek için EPDK'dan lisans almak gerekmektedir.

Elektrik sektöründe piyasada oluşacak bir rekabetten söz edilemeyeceği için, piyasayı oluşturmak ve düzenlemek için çok sayıda yönetmelik-tebliğ çıkarılmış, yine çok sayıda revizyon yapılmıştır. Yapılan düzenlemelerle oluşturulmaya çalışılan piyasanın ana unsurları şu şekildedir:

Elektrik üretim şirketleri, dağıtım şirketleri, toptan satış şirketleri (halen TETAŞ), bağımsız tedarik şirketleri ve serbest tüketicilerle anlaşma yaparak elektrik satabilecektir. Mevcut ve yeni otoprodüktörler ihtiyaç fazlasını, (% 20 ile sınırlı olmak kaydıyla) dağıtım şirketleri ve serbest müşterilere satabilecektir. Toptan satış şirketi niteliğindeki kamu kuruluşu TETAŞ yap-işlet-devret, Yap-işlet, mobil ve otoprodüktör santrallerin sözleşmelerini yürütmektedir. Serbest tüketiciler kendi bölgelerinde bulunan dağıtım/perakendeci şirketlerin yanında doğrudan üretim şirketlerinden de elektrik alabileceklerdir. Serbest olmayan tüketiciler ise görevlendirilmiş dağıtım/perakendeci şirketlerden veya işletme hakkını devralmış şirketlerden almak zorundadır.

TMMOB Enerji Raporu 2006

Söz konusu tasarımda yük tevzi toptan satış piyasasının işleyişinden ayrı tutulmuştur. Gerçekleşen arz ve talebin dengelenmesi TEİAŞ bünyesinde oluşturulan Dengeleme ve Mali Uzlaştırma Merkezi tarafından yapılacaktır.

Söz konusu düzenlemelerle, sektörde “piyasa uygulamalarına” geçildiği iddia edilmekle birlikte, uygulamada enerji piyasasında ETKB tarafından Yİ, YİD ve İHD kapsamında görevlendirilen şirketler, bunlarla yapılan ve tahkim içeren Uluslararası Sözleşmeler ile verilen Hazine garantileri mevcut iken “al ya da öde” garantili santrallerin işletme süreleri sona erene kadar Elektrik Piyasası Kanununun uygulanabilirliği zor bir olasılık olarak gözükmemektedir.

Doğalgaz piyasasında faaliyet gösteren BOTAŞ ta ,08 Şubat 2001 tarih ve 95/6526 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile İDT olmuştur. 18 Nisan 2001 tarih ve 4646 sayılı Doğal Gaz Piyasası Kanunu ile doğalgaz sektörünün de liberalleştirilmesi amaçlanmaktadır. Daha sonra aynı amaçla Petrol ve LPG Piyasa düzenleme yasaları peş peşe çıkartılmıştır. 4646 Sayılı Yasanın geçici 2. maddesi uyarınca, BOTAŞ, ithalatı ulusal tüketimin yüzde yirmisi oranına düşünceye kadar yeni doğal gaz alım sözleşmesi yapmayacak, 2009 yılına kadar toplam yıllık ithalat miktarını yıllık ulusal tüketiminin yüzde yirmisine düşürünceye kadar, mevcut doğal gaz alım veya satış sözleşmelerinin kısmi veya bütün olarak tüm hak ve yükümlülükleri ile birlikte devredecek, 2009 yılından itibaren yeniden yapılanarak sadece iletim konusuyla sınırlı faaliyet gösterecektir.

Bu arada 17 Mart 2004 tarihinde YPK kararı olarak **“Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi”** yayınlanmıştır. Bu belgede,

- Maliyet esaslı tarife yerine ulusal tarifenin bir süre daha uygulanması,
 - 21 dağıtım bölgesi oluşturularak bunların 2006 yılı sonuna kadar 4046 sayılı yasaya göre özelleştirilmesi,
 - Geçiş döneminde EÜAŞ’de sadece bazı hidrolik santrallerin bırakılması, üretim santrallerinin 2006 yılının ikinci yarısında özelleştirme sürecinin başlatılması,
 - Lisans almış üretim şirketlerinin tesislerini öngörülen sürede tamamlama durumlarının EPDK tarafından izlenerek ETKB’ye bildirilmesi,
 - Serbest tüketici sınırının 7,8 GWh olarak 2009 yılına kadar sabit tutulması
- gibi hususlar bulunmaktadır.

Bu belge bile liberalleşme yanlısı kesimler tarafından kamu yönetiminin “piyasa uygulamalarının temsilcisi” EPDK’ya müdahalesi olarak kabul edilmiştir.

EPDK tarafından verilen üretim lisanslarının bolluğuna karşılık üretim

tesislerin yapılma durumunun beklendiği şekilde gelişmediği artık ortaya çıkmaya başlamıştır. Nitekim DPT tarafından ETKB'ye gönderilen yazıda,¹⁴

Elektrik Piyasası Kanunu'nun amaçlarına ulaşamadığı, özel şirketlere üretim, dağıtım ve perakende faaliyetlerinin tümünün verilerek, piyasanın serbestleşmesi hedefinin aksine bölgesel elektrik tekelleri doğmasına yol açıldığı" vurgulanarak, bu yanlış yapılanmanın temel nedeni olarak, Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu'nun (EPDK) çok sayıda lisans vermesine karşın, bunların büyük bir bölümünün yatırıma dönüşmemesi gösterilmiştir.

Özel şirketlerin bölgesel elektrik talep projeksiyonu yapmadığı, EPDK'nın da bu projeksiyonlar çerçevesinde Elektrik Üretim A.Ş'ye (EÜAŞ) yeni yatırım çağrısında bulunmadığı belirtilmiş, böylece EPDK'nın özel sektör yatırımlarının istenen düzeyde gerçekleştiği izlenimi verdiği belirtilmiştir. Devlet Su İşleri (DSİ) ve Türkiye Elektrik İletim A.Ş'nin (TEİAŞ) yeni santallerin işletmeye giriş tarihiyle ilgili tahminlerinin gerçekçi olmadığını vurgularak, özellikle hidrolik enerji projelerinin 2 ila 4 yıl gecikeceğine dikkat çekilmiş, DSİ'nin enerji ödeneklerini sulama projelerinde kullanması nedeniyle baraj projelerinin sürekli ertelendiği kaydedilmiştir.

Bu olumsuz gelişmelere karşılık kamu kuruluşlarınca arz açığını kapatacak tedbirler alınmadığına dikkate çekilen yazıda, EÜAŞ'ın yeni yatırım önerilerinin de mevcutları bile tam kapasiteyle çalıştıramadığı gerekçesiyle reddedildiği, TEDAŞ'ın kayıp-kaçak önleme ve tahsilatı artırma hedeflerinin çok gerisinde kaldığı dile getirilmiştir.

Yazıda son olarak uzun vadeli ve fiyat garantili anlaşmalara girilmemesi ve özelleşecek kuruluşlara yeni yatırım ve anlaşma görevi verilmemesi istenmiştir.

Dünyadaki yaşanan süreçten de görüldüğü üzere gelişmiş ülkelerde dahi piyasa uygulamaları sonucunda yatırımlar riske girmiş görünmektedir. Elektrik sektöründe piyasa uygulamalarının sonuçları yatırım-arz yetersizliği, yatırımların zamanında yapılmaması, bunun sonucunda ani fiyat sıçramaları, elektriksiz kalma, sistem oturmaları, sektörde geleceğe ilişkin belirsizlik, puant yüklerinin nasıl karşılanacağı, gibi bir dizi sorundur. Neoliberal politikaların sözcüsü durumundaki kurumlar tarafından bunun çözümü için "sermayeyi çekecek önlemlerin alınması, siyasal ve ekonomik istikrar konusunda sermayenin güveninin sağlanması" gibi öneriler getirilmekte, sorunlar "piyasa modelleri" ile aşılmaya çalışılmaktadır.

¹⁴ntvmsnbc.ekonomi.10.02.2006

Ancak **elektrik sektörünün yapısal olarak piyasa ve rekabet koşullarına uygun olmadığı, ya da bir diğer deyişle söz konusu sektörü piyasa kuralları içinde işletmeye çalışmanın çok ciddi sosyal ve ekonomik maliyetleri olduğu/ olacağı gözden kaçırılmaya çalışılmaktadır.**

Genel çıkarları kapsayan, uzun vadeli planlama ve bütünlüklü yaklaşımı gerektiren enerji sektörünün, piyasa ve özel sektör eliyle yönetilemeyeceği açıktır.

5-TÜRKİYE VE BÖLGESEL ENERJİ PİYASALARI

Küreselleşme politikalarıyla gündeme gelen bir diğer gelişme de bölgesel pazarların oluşturulmasıdır. AB'nin önyak olmasıyla Birliğe üye olmayan, ancak AB'nin çıkarları açısından önemli olan komşu ülkeleri arasında da bölgesel piyasalar oluşturulmaktadır. Burada altı çizilmesi gereken, söz konusu oluşumların esas itibarıyla AB'nin enerji arz güvenliğini sağlamak amaçlı olmasıdır.

GÜNEY DOĞU AVRUPA ENERJİ TOPLULUĞU (ECSEE/ GDAET)

Güney Doğu Avrupa Enerji Topluluğu (ECSEE/ GDAET) Avrupa Komisyonu ile Güneydoğu Avrupa ülkeleri tarafından bölge ülkeleri arasındaki bölgesel elektrik ticaretinin artırılması için 2007 yılında bölgesel bir enerji piyasasının açılması, ve bu piyasanın AB elektrik piyasasına entegrasyonunun sağlamak üzere müzakereler (Atina süreci) sürdürülmektedir. Koordinasyonu Avrupa Komisyonu tarafından sağlanan GDAET'nun aşağıdaki ülkelerden oluşması beklenmektedir:

AB'ye üye ülkeler: Avusturya, Yunanistan, Macaristan, İtalya; Slovenya

AB'ye aday ülkeler: Arnavutluk, Bosna Hersek, Bulgaristan, Hırvatistan, Makedonya, Romanya, Sırbistan, Türkiye ve Kosova

Gözlemci: Moldova

GDAET ülkeleri 130 milyondan fazla bir nüfusa ve 330 TWH'tan yüksek bir elektrik tüketimine sahiptir.

AB ülkeleri ve 9 Güney Doğu Avrupa ülkesi 25 Ekim 2005 yılında Enerji Topluluğu Anlaşmasını imzalayarak Atina sürecini tamamlamışlardır. Anlaşmanın geri planındaki esas neden AB'nin arz güvenliğinin sağlanmasıdır.

Türkiye anlaşmayı henüz imzalamamıştır. Türkiye, çevre ile ilgili müktesebatı müzakereler başlamadan önce üstlenmek istememesi, AB ile katılım müzakereleri sona erene dek enerji alanında bağımsız hareket edebilme olanağını korumak istemesi gibi nedenlerle bu aşamada anlaşmaya taraf olmayacağını bildirmiştir.

MEDA PROGRAMI

Türkiye'nin dahil olduğu bir diğer bölgesel piyasa MEDA Programıdır. Bu Program, 25 AB ülkesi ile Fas, Cezayir, Tunus, Mısır, Ürdün, İsrail, Filistin, Lübnan, Suriye ve Türkiye'den oluşan 10 Akdeniz ülkesini bir Avrupa-Akdeniz işbirliği programı çerçevesinde biraraya getirmeyi amaçlamaktadır.

MEDA bölgesel piyasa olarak 2004 yılı sonu itibarıyla 97 GW kurulu gücü

TMMOB Enerji Raporu 2006

ve 400 TWh enerji tüketimi olan bir piyasayı ifade etmektedir.

MEDA Programının yasal dayanağı, Barselona sürecine dayanan 1996 tarihli bir Yönetmelikten gelmektedir. Yönetmelik 2000 yılında güncellenmiştir. Bölgesel bir enerji projesi olarak 2001-2005 tarihleri arasında "Enerji Sektörü Yasal ve Kurumsal Reform Çerçevesi" başlıklı proje yürütülmüştür. Proje ile 2010 yılına kadar Avrupa-Akdeniz serbest ticaret bölgesinin oluşması, Akdeniz ülkelerinin enerji sektör yönetimi ile performanslarının AB uygulamalarına yaklaştırılması için gereken reformların ana hatlarının oluşturulması amaçlanmaktadır.

6- ENERJİ VERİMLİLİĞİ

Dünya enerji ihtiyacının önemli bir bölümünü karşılayan fosil yakıtların rezervlerinin kullanım hızı sürekli artmakta ancak bu rezervlerin yerine yenisi konamamaktadır. Dünyada kömürün 164 yıl , Doğal Gaz'ın 67 yıl, petrolün ömrünün yaklaşık 40 yıl, olduğu bilindiğinden, fosil yakıtların bizlere sunduğu olanaklar sınırsız değildir. Dünyada fosil yakıtlar hızla tükenirken bunların yerini alabilecek yeni kaynaklar aranmakta, aynı zamanda mevcut kaynakların daha etkin biçimde değerlendirilmesi de gündeme gelmektedir.

Enerji verimliliği; onun üretiminden- dönüşümüne, iletimine ve tüketimine kadar etkinlik çalışmalarının tümünü kapsamaktadır.

Teknolojinin gelişimiyle birlikte; daha az maliyet ve daha az fosil yakıt kullanımıyla daha çok enerji üretimi sürmektedir. Üretilen bu enerjiyle daha çok iş yapılması yönünde adımlar atılırken, diğer bir yandan da ısı, gaz vs. gibi olabilen enerji kayıpları ile her çeşit atığın değerlendirilmesi yönünde yeni politikalar ve stratejiler üretilmektedir.

Bugün herkes tarafından kabul edilen bir gerçek vardır. En az maliyetli enerjinin, verimli kullanım sonucu tasarruf edilen enerji olduğudur. Enerji tasarrufu ile, kısa ve orta dönemde ülkelerin enerji teminiyle ilgili sorunlarının çözümüne küçümsenemeyecek katkı sağlanabilmektedir.

Dünyada enerji verimli teknolojilerin geliştirilmesi ve yaygınlaştırılması için devlet eliyle yasal düzenlemeler yapılması ve halkın bilgilendirilmesi sürdürülmektedir. Ülkemizde enerji verimliliği konusu bu güne kadar enerji sektörünün arz ve tüketim politikaları arasında yer almadığı gibi enerji sektörü yatırımları arasında da sayılmamıştır. Ancak son yıllarda enerji verimliliğine yönelik "Enerji Verimliliği kanun tasarısı gibi" çalışmalar gündemdedir.

Enerji verimliliğinin artırılması, yeni enerji kaynaklarının devreye sokulması için yapılacak yatırımlardan daha ekonomiktir. Tasarruf edilerek kazanılabilecek enerjiyi üretmek için, çok daha pahalı yatırımlara ve çok daha uzun zamana ihtiyaç vardır. Oysa enerji tasarrufu, daha çabuk ve ucuza elde edilebilen bir enerji kaynağıdır. Gelişmekte olan ülkelerde enerji yatırımları için ayrılabilen kaynakların sınırlı olması, öte yandan ise enerji talebinin hızla büyümesi, enerji verimliliği stratejilerinin önemini bu ülkelerde bir kat daha artırmaktadır. Enerji verimliliğinin bir özelliği de; Enerji üretiminden doğan çevresel kirliliğin ve ekolojik dengenin bozulmasının ortadan kalkmasını sağlayan bir program olmasıdır. Enerji verimliliği tedbirleri, maliyet-etkin oldukları ve çevre korumaya yönelik ekstra maliyet getirmedikleri için çevreyi korumanın en az maliyetli yoludur.

Enerji verimliliğinin arttırılması, atık enerjilerin değerlendirilmesi ve

TMMOB Enerji Raporu 2006

mevcut enerji kayıplarının önlenmesinin; enerji krizi yaşayan ülkelerin sorunlarının çözümünde önemli katkılar sağlayacağı açıktır.

Tablo 20'de uluslar arası alanda, Türkiye'nin sanayide kullandığı enerjinin fiyatının ne kadar yüksek olduğu görülmektedir. Buna göre ülkemizde enerji verimliliğinin ve etkin kullanımının önemi daha çok ortaya çıkmaktadır.

Tablo20. Ülkelerde sanayide kullanılan elektrik fiyatları -2003 yılı

Ülkeler	Cent/kWh
ABD	4.8
Rusya	2.9
Çin(1996)	3.2
Hindistan(2000)	8
Avustralya(2002)	3.6
Almanya	6.5
G. Afrika	1.9
Kazakistan	1.5
Polonya	5.7
Brezilya	3.7
Kolombiya	6.3
Çek Cumhuriyeti	5.6
Endonezya (2000)	4
Yunanistan	5.6
İngiltere	5.5
Romanya	6.8
Türkiye	9.8

Enerji Yoğunluğu

Enerji yoğunluğu, birim GSYİH (Gayri Safi Yurtiçi Hasıla) başına tüketilen birincil enerji miktarını temsil eden ve tüm dünyada kabul edilen bir göstergedir. Genellikle 1000\$'lık hasıla için tüketilen TEP (Ton Eşdeğer Petrol) miktarı, uluslar arası yayınlarda enerji yoğunluğu göstergesi olarak tercih edilir.

Bir ülkenin enerji yoğunluğu ne kadar düşükse, o ülkede birim hasıla üretmek için harcanan enerji de o kadar düşük demektir ki, bu da enerjinin verimli kullanıldığının bir göstergesidir.

Bir ülkenin gelişmişlik düzeyi için iki temel unsur önemli olabilir. Bunlar,

- Kişi başına enerji tüketimi
- Enerji yoğunluğu' dur.

Kişi başına enerji tüketiminin yüksek olması o ülkenin refah düzeyinin yüksekliğini gösterir.

Enerji yoğunluğunun düşüklüğü ise, aynı miktar enerjiyle daha çok katma değer üretilmesini simgeler. Kişi başına enerji tüketimindeki artış kalkınma için önemli bir gösterge olmasına rağmen, enerji yoğunluğundaki artış eğilimi, ters yönde bir göstergenin ifadesidir. Bir ülkede enerji açısından gelişmişlik kişi başına enerji tüketiminin yüksek enerji yoğunluğunun ise düşüktür.

Tablo 21'e bakılırsa, Dünyadaki bazı ülkelerle karşılaştırıldığında Türkiye'nin kişi başına enerji tüketiminde en alt, enerji yoğunluğunda ise en üst sıralarda olduğu görülmektedir.

Tablo 21. Bazı Ülkelerdeki Kişi Başına Enerji Tüketimleri ve Enerji Yoğunlukları (IEA- International Energy Agency)2003

Ülkeler	Nüfus (milyon)	Tüketilen Enerji (M TEP)	Kişi Başına Ener.Tük. (KEP)	GSYİH milyar-\$	Enerji Yoğ. TEP/Bin \$
ABD	285.9	2281.4	7.979	8.977,8	0,25
Almanya	82.3	351.1	4.264	2.703,3	0,13
Arjantin	37.5	57.6	1.536	280	0,21
Avustralya	19.5	115.6	5.939	468	0,25
İngiltere	58.8	235.2	4.000	1.334,8	0,18
Brezilya	172.4	185.1	1.074	798,8	0,23
Fransa	60.9	265.6	4.360	1.804,9	0,15
Hindistan	1032.4	531.5	0.515	492,5	1,08
İsrail	6.4	21.2	3.332	105,5	0,20
İsveç	8.9	51.1	5.736	294	0,17
İtalya	57.9	172	2.969	1.225,3	0,14
Japonya	127.2	520.7	4.093	5.647,7	0,09
Kanada	31.1	248.2	7.985	717,4	0,35
Meksika	99.1	152.3	1.536	371,9	0,41
Rusya	144.8	621.4	4.293	377,6	1,65
Yunanistan	11	28.7	2.619	144,8	0,20
Türkiye	68.6	72.5	1.056	190,3	0,38

Enerji Tasarrufu

Enerji tasarrufu basit bir kısıntı uygulaması değildir. Enerji Tasarrufu, belli davranışları yerleştirerek, iyileştirme yöntemlerini uygulayarak veya yeni teknolojiler kullanarak, üretimi ve kaliteyi düşünmeden, sosyal yaşamın standardını korumak suretiyle, enerjiyi daha etkin kullanmak demektir.

Ülkemizde genel eğilim; enerji talebini azaltmak için yatırımlar yaparak buna karşılık gelecek olan enerji arz yatırımlarını azaltmak yerine, doğrudan enerji arzına karşılamaya yönelik yatırımlara ağırlık vermek şeklinde tezahür etmiştir.

Ülkemiz 2002 yılı birincil enerji tüketimi olan 78,4 milyon TEP'in 58.8 milyon TEP'i nihai tüketim sektörlerinde gerçekleşmiştir. Halen ülkemizde sanayi, konut ve ulaşım en büyük nihai enerji tüketim sektörlerimiz olup, ülke enerji arzının yaklaşık % 90'dan fazlası bu sektörlerde tüketilmektedir.

Buna göre sektörler içinde, sanayi sektörü, nihai enerji tüketiminde en büyük paya sahiptir, ileriye yönelik projeksiyonlarda da; nihai enerji tüketimi içinde sanayi sektörünün payının önemli ölçüde büyüyeceği öngörülmektedir.

Enerji verimliliğinin geliştirilmesinin ilk aşaması hangi sektörde ne tür yaklaşımların olduğunun bilinmesi, bu alanlarda dünyada gelişen teknolojilerin ülkemizde uygulanabilirliğinin araştırılmasıdır.

Sektörlere göre enerji verimliliği ve tasarrufu

Sanayi sektörü

Türkiye'de sanayide enerji tasarrufuna ilişkin ilk çalışma EİE (Ulusal Enerji Tasarrufu Merkezi) tarafından 1996 yılında yapılmıştır. Bu çalışmaya göre sanayide enerji tasarrufu potansiyeli karşılığı 4,2 milyon TEP olarak belirlenmiştir. Bu değer o yıl için sanayinin kullandığı enerjinin %24'ü olarak kabul edilmiştir. Bunun mali değeri de yaklaşık 1 milyar \$ dir. Bu enerjinin tasarruf edilmesi için gerekli yatırım miktarı ise 2,3 milyar \$ olarak öngörülmüş, yatırımların geri ödemesi süresinin ise 1 ile 3 yıl arasında olabileceği tahmin edilmiştir.

Bu gün ise sanayide 6 milyon TEP enerji tasarrufu potansiyeli olduğu tahmin edilmektedir. Bunun mali karşılığı ise 1.2 milyar \$ dir. Sanayideki enerji tüketiminin mali değeri yılda 6 milyar \$ civarındadır. Ve bu tüketimin de % 70'e yakın bir bölümü ithal kaynaklardan karşılanmaktadır. Bu durumda sanayi için enerji tasarrufunun ne kadar önemli olduğunu açıklar.

Resmi bir açıklamaya göre sanayi sektöründe nihai enerji tüketiminin yaklaşık %60'ı Demir Çelik, Çimento, Cam, Seramik gibi enerji yoğun

sektörlerde gerçekleşmektedir. Bu nedenle ülke sanayi, enerji yoğun sanayi olarak adlandırılabilir. Gelecekte enerji yoğun sektörlerdeki kapasite artırımları veya yeni tesis ilaveleri sanayi enerji tüketim miktarını görülür bir şekilde etkileyecektir. Ülke enerji planlamasının, sanayi sektörlerindeki ve özellikle enerji yoğun sanayilerdeki üretim artışlarının paralelinde yapılması gereklidir.

Ülkemiz sanayisinin genel olarak çok enerji tüketen bir yapısı vardır. Enerji yoğun bir üretim süreci ve geri teknolojilere dayanan üretim yapımızda temel yapı değişmeden esaslı bir tasarruftan bahsedilmesi ise mümkün gözükmemektedir.

Enerji yoğun üretim ise ülkenin genel enerji yoğunluğunu da ayrıca yükseltmektedir.

OECD ülkelerinden bir çoğu bu durumu tespit etmiş ve üretimi daha az enerji yoğun sektörlerle kaydırmıştır. Bu da önümüzdeki dönemde ülkemiz sanayisinin yenilenme gereksinimini ortaya koymaktadır. Ayrıca, aşağıdaki tablo 22 incelendiğinde ülkemizde tüketilen elektrik enerjisinin yaklaşık % 45'dan fazlasının sanayide kullanıldığı da görülmektedir.

Tablo 22

Kullanım yerlerine göre elektrik tüketimi	2003		2004	
	Miktar GWh	Pay (%)	Miktar GWh	Pay (%)
Resmi daire	5.017	4.35	5.194	4.46
Sanayi + otoprodüktör	55.292	47.97	53.394	45.81
Ticarethaneler	12.600	10.93	14.728	12.63
Meskenler	24.924	21.63	26.728	22.93
Tarımsal sulama	3.403	2.95	3.099	2.66
Şantiyeler	1.382	1.20	1.367	1.17
Sokak aydınlatması	4.570	3.97	3.732	3.20
Diğer	8.067	7.00	8.319	7.14
Toplam	115.225	100.00	116.561	100.00

DİE verilerinden oluşturulmuştur

Sanayi sektöründe enerji verimliliğine ilişkin tasarılar ve öneriler

Sanayi sektörünün yapısı birbirinden çok farklıdır. Her sanayi kuruluşunun kendine özgün bir yapısı bulunmaktadır. Buna ilişkin enerji tasarrufu potansiyeli sektör bazında değerlendirilmelidir. Sektörü temsil edebilecek somut bir sonucun çıkarılması için, yeterli sayıda, potansiyel örnekleme yapılmalıdır. Sanayinin mevcut teknolojik durumuna göre, ön etüt seviyesinde çalışma yapılması gerekmektedir. Enerji tasarruf imkanları

TMMOB Enerji Raporu 2006

da göz önünde bulundurularak, teknolojik yenilikler sağlanarak, birim ürün başına tüketilen enerji miktarında düşme sağlanabilecektir. Ayrıca her sanayi kuruluşuna ilişkin prosesleri diğer ülkelerin veya ülkemizdeki benzer diğer işletmelerin prosesleri ile de karşılaştırılmalıdır.

-Elektrik tüketen aygıtlar verimli olanlar ile değiştirilmelidir. Veya verimliliğe katkı sağlayacak ek ekipmanlarla donatılmalıdır.

-Enerji tüketimini sağlıklı biçimde izlemek için ölçme ve otomatik kontrol aygıtları devreye sokulmalıdır.

-Arıza ve duruşlara bağlı üretim kayıplarını ve buna bağlı enerji tüketimlerini minimize etmek için, Bilgisayar destekli koruyucu bakım, bakım-onarım sistemlerinin kurulması yaygınlaştırılmalıdır.

-Isıtma, soğutma ve ısı aktarım sistemlerinde, yakma sistemlerinde, atık ısı geri kazanımı iyi ve yeniden kullanımında, elektrik enerjisi kayıplarının önlenmesinde, vb. ilişkin standartların TSE tarafından hazırlanması gereklidir.

-Kamuya ait işletmeler uzun yıllar yatırım yapılmadığı için verimliliği düşük tesislerdir. Bu işletmeler enerji verimliliği açısından revizyondan geçirilmeli ve bu alana ilişkin gerekli yatırımlar yapılmalıdır.

-Kullanılmayan cihazlar kapatılmalıdır. Elektrik sistemine ait bir bakım programı oluşturulmalı ve elektrikli aygıtlar periyodik olarak bakıma alınmalıdır.

-İşletmedeki enerji tüketimindeki pik talep değeri düşürülmelidir. Bunun için çalışma programı projelendirilmelidir.

-1995 Kasım ayında çıkartılan yönetmelik gereğince, "2000 TEP enerji tüketimi olan sanayi kuruluşlarında tasarruf imkan ve odaklarının tespiti, enerji tüketimi (genel ve spesifik) hedeflerinin tespiti ve izlenmesi, mevcut durumdaki enerji tüketimi ve hedef miktarlara yaklaşım için plan ve programlar yapılarak, "Enerji Yönetim" sisteminin kurulması" öngörülmektedir. Bu yönetmeliğin kapsamı yıllık enerji tüketimi 2000 TEP'den de daha aşağı olan işletmelere uygulanacak biçimde değiştirilmelidir.

70'li yıllarda yaşanan enerji krizi ve bununla ilintili olarak gelişen fiyat artışları sanayide enerji verimliliğini tetiklemiştir. Piyasadaki şirketler arasındaki rekabet de bunda önemli bir rol oynamaktadır.

Sanayide genel olarak verimlilik kazançları elde etmek için önemli etmenler olarak şunlar ön görülmektedir.

-Ekipman yenilenerek, yeni teknolojilerin eklenmesi,

-Yeni endüstriyel süreçler (prosesler)

-Daha iyi yönetim, işletme ve bakım pratikleri

-Yüksek verimli motor kullanımı, basınçlı hava sistemlerindeki kaçakların önlenmesi, sıcak ve soğuk yüzeylerin izolasyonu

-İç ve dış yalıtım kaplamalarının yaygınlaştırılması, boşta çalışma süresinin kısaltılması,

- Tahrik motorlarının, fan ve pompaların frekans kontrolü ile hız ayarı, kazan yüzeylerindeki ısı kayıplarının azaltılması, buhar sistemlerinin iyileştirilmesi vs. gibi konular sanayi tesislerindeki ortak konular arasında sayılabilmektedir.

Ancak, her sanayi sektörünün (Demir Çelikten-Çimentoya, Kağıttan-Cam'a) daha önce belirttiğimiz gibi kendine özgü proses özellikleri, koşulları vardır. Ve bu özellikler irdelenerek enerji tasarrufuna yönelmesi gerekmektedir.

-Sanayi kuruluşlarında enerjinin verimli bir şekilde kullanılması için çeşitli sistem ve ekipmanlara yönelik bazı standartlar hazırlanmalıdır.

-Sanayi toplam enerji kullanımı içinde en yüksek paya sahip olan (%30 civarı) Demir Çelik, Metal ana sanayinde enerji verimli yöntemlerin uygulanması gerekmektedir.

Türkiye'de en yüksek enerji tüketen sanayi sektörü olan taş-toprağa dayalı sanayi öncelikli olarak bir program dahilinde ele alınmalıdır.

Konut sektörü

Dünyada binalarda tüketilen enerji, toplam enerji tüketimi içinde önemli bir paya sahiptir.

Binalarda uygulanacak çeşitli teknikler ile önemli bir enerji tasarrufunun sağlanması mümkündür.

Türkiye'de konutlarda kullanılan enerji, toplam enerji tüketiminin %31'ne ve kullanılan elektrik ise, toplam elektrik tüketiminin %43'üne karşılık gelmektedir.

Bir binada çatı, cam, duvar ve döşemeden kaynaklanan ısı kayıplarının binanın toplam ısı kaybının %60-70'ine tekabül ettiği bilinmektedir.

AB ülkelerinde çift cam kullanımı min %50 iken ülkemizde %12 civarındadır. Yine AB ülkelerinde çatı yalıtımı %40 oranında iken ülkemizde bu oran %10'dır.

Türkiye'de çok hızlı bir kentleşme olgusu yaşanmaktadır. Oluşturulan yapılar enerji verimliliği standartlarına göre inşa edilmemektedir. İnşaat ruhsatı verme yetkisi bulunan belediyelerin bu konuyu bilinçli bir şekilde ele almamaktadır.

DPT tahminlerine göre 2003 yılı itibari ile 599 700 olan toplam konut

TMMOB Enerji Raporu 2006

ihtiyacına karşılık, yapı kullanma izni alan konut sayısı 158 392 dir. Yasal konut üretiminin ihtiyaca cevap vermemesi nedeniyle kaçak binaların önemli bir kısmı enerji verimlilik standartlarına uygun olmadan bilinçsizce inşa edilmektedir.

Konutlarda toplam enerji tüketiminin yaklaşık %15'inin elektrik enerjisi olduğu bilinmektedir.

Ülkemizde, ev aletlerinde gelişmiş ülkelerin standartlarında enerji etiketi uygulaması yapılmamıştır. Konutlarımız enerjiyi verimsiz kullanan elektrikli aletler ile donatılmıştır.

Ülkemizde buzdolaplarının verimliliğine ilişkin yapılan bir çalışmadan çıkan sonuca göre ülkede yıllık 1.363 Gwh tasarruf sağlanması mümkündür. Bu değer, yaklaşık 600 000 abonenin elektrik tüketimine eşdeğer olduğu belirtilmektedir.

Bina dış kabuğundan oluşan ısı kayıplarının azaltılması, ısıtma havalandırma ve iklimlendirme tesisatının iyileştirilmesi, kişilerin enerji verimliliği bilincinin yükseltilmesi ile ülkenin enerji dengesine önemli katkı sağlanacaktır. Bu uygulamalarla yılda en az 7-8 milyon TEP civarında ve 2 milyar \$'a yakın tasarruf sağlanması imkanı vardır. Ayrıca; Binaların mevcut standart ve yönetmeliğe uygun yapılmasının sağlanması halinde ise, yakıt tüketimlerinin eskiye oranla ortalama %50 oranında azalacağı varsayılmaktadır.

Konut sektöründe enerji verimliliğine ilişkin tasarılar ve öneriler

-Enerji tüketicilerinin geçmişten gelen kullanım alışkanlıklarının değiştirilmesi gerekmektedir. Piyasada satılan elektrikli ev aletleri üzerinde, enerji verimliliğini gösteren bir etiket bulunmaktadır. Enerji tüketen ekipman ve cihazları satın alırken buna öncelik verilmelidir..

-Binalarda enerji verimliliğinin ilk halkası binanın proje aşamasıdır. Enerji verimliliği göstergelerinin yüksek olması önemli ölçüde doğru tasarlanmış proje ve inşaatla bağlıdır. Bu aşamada binanın konumu, formu ve dış cephesinin fiziksel özellikleri vs. binanın optimum enerji performansını sağlayacak şekilde belirlenmelidir.

-Son teknolojik gelişmelerle birlikte, merkezi sistem verimliliklerinde de önemli artışlar sağlanabilmektedir. Verimlilik artışı üzerinde büyük etkisi olacak tüm sistemlerin ve yeniliklerin Ülkemizde yaygınlaştırılması gereklidir.

-AB ülkelerinde, orta ve uzun vadede enerji arz güvenliğinin temin edilmesi ve Kyoto Protokolü' yükümlülüklerinin karşılanması amacıyla AB parlamentosu ve Konseyi tarafından 2002 yılı sonunda "Binalar için Enerji Performans Direktifi" yayınlanmış ve üye ülkelere gerekli yasal düzenlemeleri yapabilmeleri için üç yıllık bir geçiş süreci tanınmıştır.

Direktifte, binalarda enerji tüketiminin bütüncül bir yaklaşımla değerlendirilmesine olanak sağlayan bir metodolojinin genel çerçevesi belirlenmiştir. Isı yalıtımının yanı sıra, ısıtma, iklimlendirme sistemleri, yenilenebilir enerji kaynakları, binanın tasarım özellikleri ve iklim şartları gibi bütün unsurların bir arada değerlendirilmesine olanak sağlayan metodolojinin kullanılması ile binaların enerji performansı belirlenebilecektir. Söz konusu direktifin, Ülkemiz şartlarına uyumlaştırılması amacı ile çalışmalar başlatılmalı, bu kapsamda yer alan "Bina Enerji Kimlik Belgesi"nin uygulanmasına yönelik yasal düzenlemeler yapılmalı ve kamuoyu bilinçlendirilmelidir. Bu uygulama, konutların ve binaların satın alınması veya kiralanması esnasında kişilere enerji giderleri açısından önceden bilgi sahibi olma olanağı sağlayacaktır. Tüketicilerin tercih kriterlerinin değişmesi; standartlara uygun, çevre dostu bina üretimini etkileyecektir.

-Ülkemizde konutlarda iklimlendirme sistemleri yaygınlaşmaktadır. Bu durum enerji tüketiminin en yüksek olduğu saatlerde enerji dengesini bozmakta ve ciddi sıkıntılara neden olmaktadır.

-İklimlendirme sistemleri, nitelikli elemanlar tarafından düzenli olarak bakıma alınmalı ve ürünlerin şartnamelerine uygun olarak kalibrasyonları yapılmalıdır.

- Binalardaki enerji verimliliğinin artırılması için, yerellerdeki yönetimlerin bilinçlendirilmesi ve ulusal mevzuata göre işlem yapmalarının denetlenmesi gerekmektedir.

- Binaların ısı sertifikası ile alınıp satılması sağlanmalıdır. Bununla ilgili hukuki düzenlemeler Bayındırlık Bakanlığının girişim ve hazırlıklarıyla hayata geçirilmelidir.

- Standartlara uygun binaların satışlarında vergi indirimi, tasarruf sağlayıcı teçhizat ve aletlerin ithaline gümrük muafiyeti, enerji tasarrufu sağlayıcı yapı malzemelerine KDV indirimi gibi basit ve uygulanabilir mali teşvikler çıkarılmalıdır.

-Kamu tarafından kullanılan hizmet binalarına ve konutlara yönelik geniş kapsamlı bir enerji tasarrufu programı başlatılmalıdır.

-Teknolojik alanda olan yeni değişiklikler ışığında ısı tesisatları, sobalarla ilgili mevzuat gözden geçirilmelidir. Sonuçlar üzerinde etkili olabilecek tüm düzenlemeler yapılmalıdır.

-Yeni yapılan ve mevcut binaların tadilatında "TS 825- Isı Yalıtım Kuralları Standartı" ve ilgili "Isı Yalıtım Yönetmeliği" uygulanmalıdır. Aksi halde bu binalara Yapı Kullanım Ruhsatı verilmemelidir.

- Konutların %31'inde, özellikle kırsal alanda ısınma için odun tüketildiği bilinmektedir

TMMOB Enerji Raporu 2006

Kırsal alanlardaki konutlara ilişkin, enerji tasarrufunda, dış kabuğundan ve çatılardan oluşan ısı kayıplarının azaltılması, ısıtma tesisatının iyileştirilmesi vs. gibi önlemler ve yöreye göre detay projelendirmeler yapılmalıdır. Halkımıza oduna alternatif enerji kaynağı sunulmalıdır. Ve bunların yakılmasına ilişkin yöntemler öğretilmelidir. Böylece tüketilen odundan tasarruf sağlanacak ve orman varlığı da korunacaktır.

Ulaşım sektörü

Dünya üzerindeki petrol rezervleri hızla azalmaktadır. BP'nin verilerine göre, dünyada şu an bilinen rezervler (2003 yılı itibariyle) 1.147.800 milyon varil, yıllık petrol tüketimi ise 29 milyar varil civarındadır. Buna göre dünya üzerinde yeni rezervler bulunmaz ise petrolün geleceğine 40 yıllık bir ömür biçilmektedir. Bu hızlı tüketime karşılık, ulaştırma sektöründe ise ciddi bir azalma beklenmemektedir.

Gelecek yıllarda da ulaştırma alanında petrol tüketiminin artacağı varsayılmaktadır.

İEA (International Energy Agency)göre;

“Ekonomik gelişme ve daha yüksek gelir düzeyinin, ürün ve bireylerin daha fazla mobilizasyona ihtiyaç duymalarını beraberinde getirmesinden dolayı, önümüzdeki süreçte ulaştırma sektöründe enerji kullanımının artması beklenmektedir. Ulaştırma sektöründe enerji yoğunluğunun (buradaki anlamıyla bir birim yurt içi hasıla için ulaştırma sektöründe tüketilen enerji miktarı), 20 yıllık periyot içerisinde ulaştırmadaki potansiyel enerji kullanım iyileştirmelerine paralel olarak bütün bölgelerde düşeceği tahmin edilmektedir. OECD ülkelerindeki artış bunu göstermektedir. Buna göre petrol kullanımında 1971 yılındaki %35'lik pay 1997 yılında %54'e çıkmıştır. 2020'de %62'ye ulaşacağı tahmin edilmektedir. Ayrıca kişi başına araç sahipliği de artmıştır. 1999 yılında 1000 adam başına 122 olan araç sahipliğinin, 2020 yılında 1000 adam başına 144 rakamına ulaşacağı tahmin edilmektedir. (Ülkemizde ise 1000 kişiye 77 otomobil düşmektedir) Gelişmekte olan ülkelerde ise bu oranın daha hızlı artacağı sanılmaktadır.”

2002 yılı verilerine göre ülkemizde ulaşım sektörü 11.3 Milyon TEP enerji tüketimi ile ülkemiz nihai enerji tüketiminde % 19.2 gibi önemli bir paya sahiptir.

Ulaşım sektörünün; enerji tüketim yapısına bakıldığında ise, tüketimde karayollarının %93 oranında bir paya sahip olduğu görülmektedir. Ülkemizde toplam taşımacılığın büyük bir kısmı kara ulaştırma sistemleri ile yapılmaktadır. Kara yolu sektörü, 2002 yılında yurtiçi yolcu taşımacılığında %94,8'lik yük taşımacılığında ise %90,8'lik bir paya sahiptir.

1-Ülkemizdeki ulaşım sektöründe enerji tüketiminin % 99'a yakını petrol

ürünleri teşkil etmektedir.

2- 2002 yılında %98'i ithal edilen petrolün % 44.8'i bu sektörde tüketilmekte ve ithalatına her yıl 4 milyar \$'dan fazla ödenen bu ham maddenin yaklaşık 1.8 milyar \$'lık bölümü ulaşım sektörüne kullanılmaktadır.

3- AB tarafından yapılan bir çalışmaya göre 1999 yılı için taşımacılıkta, enerji tüketim değerleri, kamyon için 2760 kJ/ton-km, demiryolu için 300 kJ/ton-km ve denizyolu için 880 kJ/ton-km'dir.

4- Ayrıca 1 litre yakıt ile 1 kilometre mesafeye taşınabilecek yük karayolunda 50 ton, demiryolunda 97 ton, su yolunda ise 127 tondur.

Yolcu taşımada ise enerji verimliliği en yüksek ulaşım demiryoludur. Sonuç olarak en ekonomik taşıma; yükte deniz yolu, yolcuda ise tren ile sağlanmaktadır.

Ülkemizde ise yük ve yolcu taşımacılığı ağırlıklı olarak karayolu ile yapılmaktadır. Demiryolu sektörünün 2002 yılındaki yurt içi yolcu taşımacılığındaki payı %3,2 yük taşımacılığındaki payı ise sadece %4,3 olarak gerçekleşmiştir.

Üç tarafı denizlerle çevrili olan ülkemizde özellikle deniz kenarındaki şehirlerimizin ekonomik aktivite ve nüfus yoğunluğu, bu şehirlerin kendi aralarındaki yoğun mal trafiğini denize kaydırmaları için önemli fırsatlar sunmaktadır.

Ulaştırma sektöründe, yakıt ekonomisi yanında şehir planlamacılığının, toplu taşımacılığının, şehirler arası karayolu güzergahının seçiminin de büyük rolü bulunmaktadır.

Son yıllarda alternatif yakıtlar içerisinde "yakıt pilleri" gündeme gelmektedir. Ancak yakıt pilli araçların yaygınlaşabilmesi, bugünkü benzin istasyonları gibi güçlü bir dağıtım şebekesinin kurulmasını gerektirmektedir. Bu durum alt yapı sorunlarında problemler doğurmaktadır. Mevcut benzin istasyonları ve bunlara yakıt temin eden filolar uzun yıllar içerisinde gerçekleştirilmiştir. Bu alt yapının oluşturulması da uzun yıllar gerektirecektir.

Mevcut alt yapıların, Hidrojen istasyonlarına tedrici biçimde çevrilmesi düşünülmektedir.

Buna ilişkin yapılan çalışmalardan edinen bilgiye göre;

"Bu tür bir çevrimin istasyon başına maliyeti 400 000 \$ tutmaktadır. California Fuel Cell Partnership 1990'ların başından beri sadece 6 hidrojen istasyonu kurmayı başarmıştır."

Alternatif yakıt kullanımlarından birisi olan yakıt pilleri konusunda ülkemizde pilot uygulama olabilecek düzeyde bir gelişme sağlanmamıştır.

Dünyada, demir yolu taşımacılığında geliştirilen teknolojik bir yenilik ise

elektrikli taşıtlarda olmaktadır. Elektromanyetik itme gücüyle hava da asılı bir biçimde hareket eden MAGLEV(Manyetik Kaldırmalı) trenlerin yakın zamanda 500km/h hız değerini aşacağı düşünülmektedir.

Ulaştırma sektöründe enerji verimliliğine ilişkin tasarılar ve öneriler

-Yolcu taşımadaki en ekonomik ulaşım tren ve yük taşımada ise deniz yoludur. Bu nedenle uzun dönemli planlarda taşımacılığının bu alanlara kaydırılması elzemdir.

- Ulaşım altyapı yatırımlarında özel çıkarlardan daha çok kamu yararı ön planda olmalıdır

-Daha az enerji tüketen kentsel kitle taşıma sistemlerinin, özellikle de tramvay ve metronun yaygınlaştırılması gereklidir. Büyük kentlerde ulaşım sebebiyle gereksiz enerji harcanması ve hava kirliliğinin önüne geçilmesi toplu taşımacılıkla mümkündür.

-Demiryoluna göre 2 misli, hızlı su yoluna göre neredeyse 3 misli daha fazla enerji sarf eden, karayoluna yapılmakta olan bütün yeni yatırımlar ve özellikle de can ve mal güvenliğini tehdit eden standart dışı "duble yollar" durdurulmalıdır.

- Malların karayolu dışında ulaştırma yollarıyla taşınması için oluşturulacak bir ulaştırma master planı çerçevesinde alternatif politikalar geliştirilmelidir.

-Yeni yakıt ve araç teknolojilerinin pazara girişi, motorların yakma verimliliğinde ciddi artışların sağlanması, yakıt teknolojilerindeki kayda değer ilerleme, düşük ağırlıklı karasör malzemelerin kullanımı, gövde hava direncini azaltmaya yönelik teknolojiler, lastiklerde sürtünme azaltıcı malzeme ve tasarımlar vs. karayolu ulaşımındaki enerji yoğunluğunda düşme sağlanacağını gösteren yeni gelişmelerdir. Bu gelişmelerin seyri ülkemizde takip edilmeli gerekirse bunlara uygun dönüşümler sağlanmalıdır.

-Ülkemizde üretilen tüm araçların 100 km'deki yakıt tüketimini minimize etmek amacıyla üreticilerin gerekli üretim değişikliklerine gitmeleri istenmelidir.

- İthal edilen araçlarda ise benzer verimlilik değerleri mutlaka aranmalıdır. Verimi düşük araçların ülkeye sokulmaması için gerekli önlemlerin alınması elzemdir.

-Şehir içinde 40-60 km/h'lik sürekli hızın sağlanmasının yakıt tüketimi açısından ideal bir durum olduğu bilinmektedir. Buna göre, şehir içinde trafik sıkışıklıklarının giderilmesine, ışıklı işaretlerin ayarlanmasına ve senkronizasyona yönelik çalışmalar yapılmalıdır. Özellikle şehir içinde insanların can güvenliğini tehdit eden"otoban" uygulamasından derhal vazgeçilmelidir.

Elektrik, üretim, iletim ve dağıtım alanında enerji verimliliği

Bu gün dünya genelinde kabul görmüş elektrik enerjisi maliyetlerine bakıldığında; ortalama maliyetin %50'si üretimden, %20'si iletimden ve %30'u dağıtımdan kaynaklanmaktadır. Üretimde, iletimde ve dağıtımda maliyetleri düşürmek için verimlilik ayrı ayrı değerlendirilmelidir.

Ülkemizdeki elektrik üreten santrallarda, hem iç tüketimler hem de genel yanma verimi açısından, verimliliğin yüksek olduğunu söylemek mümkün değildir. Özellikle kömür yakıtlı santralların düşük verimle çalışması bu alanda yapılacak çok şey olduğunu göstermektedir.

DPT'nin 2001 raporuna göre;

"Linyit santrallarındaki kömür kalitesinin değişkenliği ve genellikle santral dizayn değerinin altında olmasından dolayı, son 5 yılda, yıl bazında ortalama 3 milyar kwh enerji kaybı söz konusudur" denmektedir.

Santrallarda işletme sırasında kullanılan kömürün tasarım kömürü ile uyumlu olmaması, verim düşüklüğüne ve çeşitli sistem veya ekipman sorunlarına neden olmaktadır.

Türkiye'de daha uzun yıllar elektrik üretiminde kömürün rolünün devam edeceği düşünülürse, bu alanda kurulacak olan yeni elektrik santrallarında uygun teknolojilerin seçimi, kömürlerle ilgili gerekli etüdlerin yapılması önem teşkil etmektedir.

Santral veriminin iyileştirilmesi için, kazan ve genel tesis verimi, yanma kontrolleri, kazan dizayn değerlerine uygun yakıt temini, pompa ve fanlardaki frekans kontrolleri, atık ısı geri kazanımı, hava ısıtıcılarındaki kaçaklar vb konularda teknik önlemler alınmalıdır. Ayrıca, temiz kömür yakma teknolojilerinin yerli kömürlerimize adaptasyonu için pilot ölçekte çalışmalar yapılmalıdır.

Elektriğin üretiminden, alıcılara kadar iletim ve dağıtımında kayıpların makul bir oranda olması kaçınılmazdır. Bu kayıpların büyük oranda tellerin ve transformatörlerin dirençlerinden kaynaklandığı bilinmektedir.

İyi tesis edilmiş bir sistemde kayıpların yıllık elektrik üretimin ancak %4 ile %8 'i arasında olması ve puant gücün ise %7 ile %12'si arasında olması varsayılr. Ancak, ülkemizde bu oranlar çok yüksektir. Toplam kayıp %20'leri geçmektedir. Bu kaybın iletimden gelen bir kayıp olmadığı, iletimdeki kayıpların %3'lük bir oran teşkil ettiği bilinmektedir. Türkiye'nin yüzölçümüne bakıldığında ve ana üretim ile tüketim merkezleri arasındaki uzaklık göz önüne alındığında bu oran fazlalık teşkil etmemektedir. Asıl kaybın ise dağıtım hatlarında teknik olmayan nedenlerden dolayı meydana geldiği düşünülmektedir.

- Enerji verimliliği konusunun, sadece ETKB'nın bünyesinde ele alınması

TMMOB Enerji Raporu 2006

mümkün değildir. Bunun yanında ilgili Bakanlıklarla beraber Belediyeleri ve Meslek Odalarını da yakından ilgilendiren bir olgudur. Bu konudaki adımların başarılı biçimde yürütülmesi topyekun bir programı ve çalışmayı gerektirmektedir.

- Enerji verimliliği ile ilgili çalışmaları yürütecek olan EİEİ Genel Müdürlüğünün kurumsal kapasitesinin güçlendirilmesi ve üstlendiği yeni işlevlere göre yeniden yapılandırılması gerekmektedir.

Enerji sektörü, merkezi ve stratejik bir planlama gerektiren bir yapıdır. Elektrik enerjisi depo edilemezliği nedeni ile üretildiği anda tüketilmek zorundadır. Bu yüzden elektrik enerjisi sektörü, üretim sürecinden dağıtım sürecine kadar bir süreklilik ve bütünlük göstermeli, üretim- iletim ve dağıtım tesislerinin bir bütün halinde düşünülüp planlanması, yatırımların her birinin diğerine paralel yürütülüp zamanında bitirilmesi gerekmektedir. Buradan açıkça anlaşılacağı üzere sektör yapısı merkezi planlamayı ve doğal bir tekeli zorunlu kılmaktadır.

7-ENERJİ VE ÇEVRE

Temel yaşamsal ihtiyaçların karşılanması, ekonomik ve sosyal kalkınmanın sağlanması ve sürdürülmesi için vazgeçilmez olan enerji temini aynı zamanda önemli çevre sorunları oluşmasına neden olmaktadır. Canlıların doğal yaşam ortamını ve doğal kaynaklarımızı tehdit eden yerel ve küresel ölçekteki çevre sorunlarının artmaya ve çevre bilincinin oluşmaya başlamasıyla birlikte enerjinin üretimi, dönüşümü ve tüketilmesinden kaynaklanan çevre sorunlarının önlenmesi de enerji politikaları ve programlarının ayrılmaz bir parçası haline dönüşmüştür.

Enerjinin üretimi, dönüşümü ve tüketimi sürecinde enerji verimliliğinin iyileştirilmesi, kirlilik önleyecek arıtma teknolojilerinin devreye sokulması, daha da öncelikli olarak arıtmaya gerek kalmaksızın kirliliğin kaynaktan kontrolü, fosil yakıtlardan kaynaklı kirliliğin bertarafı, çevre açısından kabul edilebilir nitelikteki yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması, planlamaların çevresel etkilerle birlikte ele alınması, vb önlemler enerji alanında çevre sorunlarını en aza indirmeye yönelik olarak devreye sokulan yöntemlerdir. Enerjiden kaynaklı çevre sorunlarının önüne geçilebilmesi ancak enerji ve çevre konusuna bütünsel bir bakış açısıyla mümkündür.

Yerel çevre sorunlarının yanında çevre sorunlarının sınırları aşan özelliği çevre sorunlarına yönelik uluslararası yaklaşımı ve önlem paketlerini de gündeme getirmiştir.

Bu konuda ilk sayılabilecek çalışmalardan biri 1972 yılında Stockholm'de yapılan Birleşmiş Milletler Dünya İnsan Çevresi Konferansıdır. Bundan onbeş yıl sonra 1987 yılında BM Komisyonu tarafından hazırlanan Ortak Geleceğimiz Raporu, çevre sorunlarını sosyal boyutlarıyla da ele alan bir yaklaşımı ortaya koymuş, dünyadaki yoksulluğu da çevre sorunlarının nedenleri arasında ele almış, sürdürülebilir kalkınma kavramını ortaya atmıştır. Stockholm Konferansından yirmi yıl sonra Rio de Janeiro'da 1992 yılında yapılan Birleşmiş Milletler Çevre ve Kalkınma Konferansı 'nda kabul edilen enerji ile ilgili belgeler Gündem 21 ile İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesidir. Gündem 21'de atmosferin kirlenmesinde enerjinin önemine değinilerek, hükümetlere, enerjinin etkin kullanımı, sera gazlarına karşı mücadele, temiz enerjiye ağırlık verilmesi, enerji-çevre –ekonomi kararlarının birlikte alınması yönünde bir dizi öneride bulunulmuştur. Rio Konferansı sonrasında ilerleme sürecini izlemek üzere bir Sürdürülebilir Kalkınma Komisyonu kurulmuş olup bu Komisyonun 9. Oturumunun ana teması sürdürülebilir kalkınma için enerji olarak belirlenmiştir.

Rio Konferansından 10 yıl sonra Johannesburg'da yapılan Dünya Sürdürülebilir Kalkınma Zirvesi'nde en fazla enerji ile ilgili konular tartışılmıştır. ABD ve OPEC'in baskısı sonucunda tüm dünyada yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanılması için somut taahhütlere girilmesi sağlanamamıştır.

TMMOB Enerji Raporu 2006

Ancak, Johannesburg Uygulama Planının maddelerinde enerjiye erişimin kolaylaştırılması, yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının artırılması, iklim değişikliği ve Kyoto Protokolü ile ilgili konular yer almıştır.

Johannesburg'ta somut sonuçların çıkmamasına karşılık AB'nin başı çektiği ve Türkiye'nin de dahil olduğu Johannesburg Yenilenebilir Enerji Koalisyonu oluşturulmuş, bu Koalisyon Haziran 2004'te Bonn'da yapılan Uluslararası Yenilenebilir Enerji Konferansından sonra bir siyasi bildirme ve uygulama planı ortaya koymuştur. Bu yaklaşım enerji sektöründe çevre kaynaklı bir yapısal dönüşüm olarak nitelendirilebilir.

Enerji alanındaki liberalizasyon politikaları ve uygulamaları enerji-çevre ilişkilerini yeni bir boyuta taşımıştır. Neoliberal politikalar doğrultusunda giderek genişlemesi amaçlanan enerji, özellikle elektrik piyasalarında rekabetin oluşmasının engellenmemesi için çevreyi korumaya yönelik düzenlemelerde de eş uygulamalara gitmek gerektiği açıktır. Bu nedenle ülkemizde de AB ya da AB'nin yakın etki alanı içindeki ülkeleri kapsayan Güneydoğu Avrupa Bölgesel Enerji Piyasası gibi birlikler ile taraf olduğumuz uluslararası sözleşmeler, çevre konusundaki düzenlemeler açısından giderek belirleyici hale gelmektedir. Ülkemiz İklim Değişikliği Çerçeve Sözleşmesine 24 Mayıs 2004 tarihi itibarıyla taraf olmuştur. Bu nedenle Sözleşmenin Amaçlar ve Yükümlülükler ile ilgili maddeleri gereğince emisyonlarına etki eden hususların yer aldığı Ülke Raporunu vermesi ve sera gazı alımlarını azaltmak için alacağı önlemleri belirlemesi gerekmektedir.

Ülkemizin de özellikle AB'ye uyum süreci ile bağlantılı olarak çevre ile ilgili yeni düzenlemelerle karşı karşıya olması söz konusudur.

Kısaca LCP (Large Combustion Plants-Büyük Yakma Tesislerinden Kaynaklanan Kirletici Emisyonların Sınırlandırılması) ve IPPC (Integrated Pollution Prevention and Control-Kirliliğin Entegre Olarak Önlenmesi ve Kontrolü) olarak anılan direktifler ısı gücü 50 MW'ın üzerindeki yakma tesislerini de kapsamakta olup, enerji ve elektrik üretim tesisleri tarafından dikkate alınması gereken sınır değerler getirmektedir.

LCP tesislerin işletmeye girme tarihleri, kalan işletme ömürleri, kullanılan yakıt tiplerine ve yakıt karakteristiklerine göre kükürtdioksit, azot oksitler ve toz emisyonları için sınır değerler getirmektedir. Bu direktifte yer alan sınır değerler, ulusal mevzuatımız olan Hava Kalitesinin Korunması Yönetmeliği'ndeki sınır değerlere göre daha düşüktür. Özellikle linyite dayalı santrallarda ek yatırımlar gerektirmektedir.

IPPC direktifinde ise, alıcı ortama verilen kirleticilerin entegre bir şekilde ele alınması ve olabildiğince kaynaktan kontrol edilmesi amaçlanmaktadır. Bu direktif kapsamında varolan ve yeni kurulan tesisler için yetkili otoriteden izin alınması koşulu getirilmektedir. Bu izinlerin verilmesinde tesisin

teknik karakteristikleri, bölgesel ve yerel çevre koşulları dikkate alınarak, ilgili emisyon sınırlarına uyulması koşuluyla Mevcut En İyi Tekniklere (Best Available Techniques-BAT) uyulması öngörülmektedir. Her iki direktife de uyum sağlanması için önemli maliyetler gerektiğinden geçiş süreleri için belirli esneklikler tanınacaktır.

Ayrıca AB bünyesinde hava kalitesinin korunmasına ilişkin bazı düzenlemelerin de enerji üretimi açısından dikkate alınması gerekmektedir. Bunlar 1996 yılında yürürlüğe giren "Hava Kalitesi Değerlendirme ve Yönetimi" hakkındaki direktif ile 1999 tarihli "Havada Bulunan Kükürt-dioksit, Azotdioksit, Azotoksitleri, Partikül maddeler ve Kurşun Değerleri" ile ilgili direktiflerdir. Bu direktifler ülkemizdeki ilgili mevzuata göre daha ileri sınırlamalar getirmektedir.

Bunların dışında, kısaca ÇED direktifi olarak anılan "Kamu ve Özel Sektör Projelerinin Çevre Üzerindeki Etkilerinin Değerlendirilmesi" , "Stratejik Çevresel Değerlendirme Direktifi", "Su Çerçeve Direktifi", "Bazı Sıvı Yakıtlarda Kükürt Oranının Düşürülmesi" ve atık yönetimine ilişkin başka düzenlemeler söz konusudur.

Kapitalist sistem çevre sorunlarını ekonomik sisteme içselleştirmenin mantığını emisyon ticareti vb araçlarda bulmaktadır. Tüketim kalıplarının sorgulanmadığı, daha fazla tüketimin bir refah göstergesi olarak sunulduğu ekonomik/toplumsal sistemde Kyoto Protokolü vb. bu türden araçlarla çevre sorunlarının önlenip önlenemeyeceği tartışmalıdır. Ayrıca Kyoto Protokolü vb anlaşmalar gelişmiş kapitalist merkezler arasındaki rekabetin de aracı olabilmektedir. Fosil yakıtlar açısından büyük ölçüde dışa bağımlı durumdaki AB enerji yoğunluğunu ve karbondioksit salımlarını azaltmayı , yenilenebilir enerjiyi öne çıkarırken, dünyadaki zengin fosil kaynaklara sahip olan bölgelerin kontrolünü askeri güç kullanarak elde tutmayı hedeflediği anlaşılan ABD Kyoto Protokolüne taraf olmayı kabul etmemektedir.

Diğer yandan, dünyada çevre sorunlarına çözüm olarak sunulan belgelerde "piyasa uygulamaları" na sadakat vurgulanmaktadır. Halbuki, dünyanın "zenginleri" ile "yoksulları" nın karşı karşıya kaldığı çevre sorunlarının niteliği açısından önemli farklılıklar bulunmaktadır. Merkez ülkeler açısından "fazla tüketim" in önemli bir sorun olarak ele alınması gerekirken, çevre ülkelerde "temel ihtiyaçların karşılanması açısından yetersizlik ve yoksulluk" söz konusudur. Dünyada bu tür farklılaşmalar varken ve neoliberal uygulamalar sonucunda paylaşım daha da adaletsiz hale gelirken, çevre sorunlarının nasıl adil bir zeminde çözüleceği ciddi bir tartışma konusu olmaktadır.

Ancak sistemin yapısından kaynaklanan bu sorun alanı, gelişmekte olan ülkelerde, ekonomik faaliyetlerin yarattığı çevre sorunlarını "ekonomik

TMMOB Enerji Raporu 2006

kalkınma" adına mazur göstermek için bir gerekçe olmamalıdır. Özellikle ulusötesi şirketlerin faaliyetlerini, maliyetleri düşürmek amacıyla işçi ücretlerinin düşüklüğü yanında, çevre düzenlemeleri yeterli olmayan ülkelere kaydırıldığı, buralardaki doğal kaynakları ve çevreyi sömürme yoluna gittiği gözden kaçırılmamalıdır.

Enerji üretimi dönüşümü ve iletilmesine yönelik her türlü süreç ve tesisin projelendirilmesi belirli bir planlama dahilinde olmalı, çevresel etkileri dikkate alan değerlendirilmeler yapılmalıdır.

8-ENERJİ VE TEKNOLOJİ

Enerji sektöründeki darboğazlar aynı zamanda söz konusu alandaki teknolojik gelişmelerin dinamiklerini de belirlemektedir. Fosil yakıtlara, özellikle petrole olan bağımlılığı en aza indirmek için yeni kaynakların devreye sokulması, fosil yakıtların verimi yüksek teknolojilerle kullanıma sunulması, fosil yakıtlardan kaynaklanan emisyonların, özellikle karbon-dioksit yayılımının azaltılması, karbondioksitin çevreye olan etkilerinin önlenmesi enerji sektöründeki teknolojik gelişmelerin doğrultusunu belirleyen temel motifler olmaktadır. Bilindiği üzere enerji araştırma ve geliştirme projeleri yüksek maliyetli, uzun süreli ve riski yüksek projelerdir. Bu nedenle enerji alanındaki AR-GE projelerinde, ülkeler arasındaki işbirliğinin artması tercih edilebilmektedir. Örneğin UEA araştırma ve geliştirme alanında da bir havuz oluşturma yöntemini benimsemiştir. Halen UEA bünyesinde fosil yakıtlar, yenilenebilir enerji ve hidrojen, nihai kullanım (Sanayi, binalar ve ulaşım) ve füzyon alanlarını da içeren 40 adet Uygulama Anlaşması vardır. Bu çalışmalar enerji teknolojileri alanındaki gelişmelerin konuları ve doğrultusu hakkında bir fikir vermektedir. Bunlar arasında,

- İleri yakıt pilleri
- İleri ulaşım malzemeleri
- İleri motor yakıtları
- Yüksek sıcaklık süperiletkenliğinin elektrik sektöründeki etkilerinin değerlendirilmesi
- Biyoenjerji
- Temiz kömür bilimleri
- İklim Teknolojisi İnisyatifi
- Talep Tarafı Yönetimi
- Enerji tasarrufu ve yanmadan kaynaklanan emisyonların azaltılması
- Akışkan yatak
- Jeotermal
- Hidrojen
- Okyanus enerji sistemleri
- Fotovoltaik güç sistemleri
- Yenilenebilir enerji teknolojilerinin hizmete sunulması
- Güneş enerjisi ile ısıtma ve soğutma
- Füzyon

vb.alanlardaki çalışmaları saymak mümkündür.

TMMOB Enerji Raporu 2006

Konvansiyonel enerji kaynaklarının fiyatları, enerji alanındaki AR-GE çalışmalarını da etkileyen önemli bir faktördür. Dikkat çekici olan bir konu, artan petrol fiyatlarına rağmen ABD'nin enerji alanındaki AR-GE bütçesini küçültmesidir. California/Berkeley Üniversitesinden bazı öğretim üyelerinin açıklamalarına göre 2005 yılında ABD' de federal bütçeden enerji alanındaki AR-GE'ye ayrılan pay, 2004 yılında ayrılan paya göre % 11 oranında daha düşüktür. Ayrıca ABD firmalarının enerji AR-GE yatırımları 1991-2003 yılları arasında % 50 azalmıştır. ABD'nin toplam AR-GE bütçesi içinde enerjiye ait AR-GE payı 1980'den beri % 10'dan %2'ye düşmüştür.¹⁵

Benzer şekilde TMMOB V. Enerji Sempozyumunda PSIRU adına yapılan sunumda da, enerji sektöründeki piyasa uygulamalarından sonra şirketlerin maliyetleri düşürmek için eğitim faaliyetleri yanında, AR-GE yatırımlarını da azalttıkları belirtilmiştir.

Türkiye'de enerji teknolojileri alanında faaliyet alanlarının neler olabileceği hususunda TÜBİTAK tarafından 2003 yılında yapılan Vizyon 2023 çalışmasının Enerji ve Doğal Kaynaklar Paneli bir fikir vermektedir. Bu çalışmaya göre, Türkiye için öncelikli teknolojik faaliyet konuları arasında şunlar yer almaktadır:

- Ülkemiz linyitlerinden elektrik enerjisi üretimi
- Ulaşım araçlarında kullanılacak yakıt pilleri üretimi
- Rüzgar enerjisinden elektrik üretimi
- Güç üretim tesislerinde kullanılacak yakıt pilleri üretimi
- Hidrojen yakma teknolojilerinin geliştirilmesi,
- Güneş enerjisi kullanılarak elektrik üretimi
- Enerjinin depolanması
- Hidrolik kaynaklardan elektrik üretimi
- Nükleer enerji üretimi
- Güç sistemleri kontrolü
- Elektronik cihazlarda kullanılacak yakıt pilleri üretimi

¹⁵ "Reversing the Incredible Shrinking Energy R&D Budget", D.Kamman, G.Nemet, University of California,Berkeley, Real Numbers, <http://www.issues.org/22.1/realnumbers.html>

-Sanayideki proseslerde enerji tasarrufu sağlayan teknolojilerin kullanılması

-Yapıların enerji gereksinimlerinin yenilenebilir kaynaklardan sağlanması

Ayrıca önemli bir not olarak, "Teknolojik faaliyet konularının ayrıntılı bir döküm haline getirilemediği, kalın çizgilerden ibaret kaldığı, zira ülkemizin teknolojik düzeyinin henüz ayrıntılı ve özgün teknolojiler üzerine odaklanabilecek kadar gelişmediği" saptaması yapılmaktadır. Yukarıdaki teknolojik faaliyet alanları söz konusu çalışmanın sonucunda ortaya çıkan konular olup, kuşkusuz ki enerji politikaları, AR-GE alanlarındaki tercihleri ve öncelikleri de belirleyecektir.

Bu konuda, yeni bir enerji kaynağı olarak dünyada araştırma ve geliştirme çalışmaları yapılan hidrojen enerjisini daha detaylı ele almak yararlı olacaktır.

HİDROJEN ENERJİSİ

Yeni enerji kaynakları içinde hidrojenin önemi her geçen gün hızlı bir şekilde artmaktadır. Yıldız ve gezegenlerde serbest halde en çok bulunan element olan hidrojen, dünyada da fazla miktarda bulunmasına rağmen, serbest değildir. Bununla birlikte hidrojen birincil enerji kaynakları ile değişik hammaddelerden üretilebilmekte ve üretiminde dönüştürme işlemleri kullanılmaktadır.

Sınırsız kaynağa sahip olan ve havayı kirletmesi açısından içten yanmalı motorlarda kullanılan diğer alternatif yakıtlara göre pek çok avantajı sahip hidrojenin, içten yanmalı motorlarda kullanım çalışmalarına 1900'lü yıllarda başlanmış olup günümüzde de çok yoğun bir şekilde devam edilmektedir. Gaz haldeki hidrojen renksiz, kokusuz ve tatsızdır. Hafif olan kütlesi nedeniyle çok yüksek yayılma özelliğine sahiptir. Gaz haldeki hidrojen aynı hacimdeki havadan 15 kat daha hafiftir. Hidrojen enerjisi tüm enerji çeşitleri içinde neredeyse en ucuzu durumundadır. **Birim kütle başına diğer bilinen tüm yakıtlardan daha fazla kimyasal enerjiye sahiptir.**

1800'de hidrojen ve oksijenin elektroliz yöntemi ile ilk üretim gerçekleştirilmiş, 1898'de Linde prosesi kullanılarak hidrojenin sıvılaştırılması yapılmış, 1902'de Oerlikon tarafından ilk ticari elektroliz ünitesi kurulmuş, 1929'da saf para-hidrojen üretimi yapılmış, 1931'de hidrojen döteryum izotopu bulunmuş, 1935'te fosforik asitten nötron bombardımanı yoluyla trityum, ağır hidrojen eldesi sağlanmış, 1954'te ilk hidrojen bombası patlatılmış, 1955'te hidrojenin enerji taşınım ortamı olarak tanımlanması ve bu yönde çalışmaların başlaması sağlanmış, 1969'da yararlanılabilir özelliklerini kullanarak hidrojen enerjisi kavramı geliştirilmiş, 1986'da

dünyadaki toplam hidrojen üretimi 500×10^6 m³ (normal sıcaklık ve basınçta) olmuştur.

Kullanım alanları incelendiğinde **hidrojenin, fosil yakıtlara göre çok daha fazla alanda kullanılabileceği** ortaya çıkmaktadır. **Hidrojen alevli yanma, doğrudan buhar üretimi, katalitik yanma, kimyasal dönüştürme, elektrokimyasal dönüştürme uygulamalarında yakıt olarak kullanılabilirken, fosil yakıtlar sadece alevli yanma uygulamalarında kullanılabilmektedirler.**

Hidrojen yüksek basınç altında sıvı ve gaz halinde depolanmaktadır. Yakıt özellikleri incelendiğinde, hidrojenin motorlarda yakıt olarak kullanılması durumunda petrol kökenli motor yakıtlarına oranla birçok avantaja sahip olduğu görülmektedir. **Hidrojenin yakıt olarak kullanılmasında, yanma ürünü olarak su buharı açığa çıkması nedeniyle çevreye hiçbir zararı bulunmamaktadır.**

Hidrojenin boru hatları ile taşınabilmesinin yanında depolanabilmesi de, hidrojeni elektrik enerjisi üretiminde de daha avantajlı kılmaktadır. Hidrojenin boru hatları ile iletiminin maliyeti elektrik dağıtım hatlarının maliyetinin sadece 1/4'ü kadardır. Geleceğin yakıtı hidrojen için en uygun sistem, hidrojenli yakıt pili teknolojisidir.¹⁶

Yakıt pilleri, sisteme dışarıdan sağlanan yakıt ve elektrokimyasal reaksiyonun gerçekleşmesi için gerekli olan oksitleyicinin kimyasal enerjisini doğrudan elektrik ve ısı formunda kullanılabilir enerjiye çeviren güç üretim elemanıdır. Bir yakıt pili, "Yakıt İşleme Ünitesi", "Güç Üretim Sistemi" ve "Güç Dönüştürücü" olmak üzere 3 ana bölümden oluşmaktadır. Komple bir yakıt pili güç üretim sistemi, bir yakıt kaynağı, bir hava kaynağı, bir soğutma ünitesi ve bir de kontrol ünitesi içeren bir otomobil motoruna benzetilebilir. Güç Dönüştürücü ünitesinde hücrede üretilen doğru akım ticari kullanım için alternatif akıma çevrilmektedir.

¹⁶ M. Çetinkaya, F. Karaosmanoğlu, "Hidrojen ve Yakıt Pilleri" başlıklı söyleşi, 25 Mayıs 2003, MMO İstanbul Şube Ölçü Dergisi (Nisan 2003) EMO Enerji Raporu (27/28 Nisan 2002)

Yakıt pili uygulama alanları; **uzay çalışmaları/askeri uygulamalar, evsel uygulamalar, sabit güç üretim sistemi /yüksek güç üretim sistemi uygulamaları, taşınabilir güç kaynağı uygulamaları, atık ve atık su uygulamaları, taşıt uygulamaları** şeklindedir.

Ayrıca **yakıt pilleri otobüs, kamyon, otomobil ve her türlü taşıt için yakıt görevi** yapabilecek özelliklere sahiptir. **Yakıt pilli araçlar, benzin ve motorin ile çalışan araçlara göre daha temiz ve enerji bakımından daha verimli bir uygulamadır. Günümüzde taşıt emisyonlarının çevre kirliliği üzerindeki etkileri düşünüldüğünde, yakıt pili ile çalışan araçlar çevre dostu ve kârlı bir seçimdir. Yakıt pilleri kullanımında taşıt gürültü kirliliği de görülür düzeyde azalmaktadır. Bir diğer avantaj da araçlarda emisyon olarak sadece su oluşmasıdır.**

Hidrojen gazının depolanması üzerinde çalışmalar da son hızıyla devam etmektedir. Çeşitli depolama sistemleri içinde yüksek basınçlı hidrojen en iyi sistem olmakla birlikte, hafif araçlarda gerekli olan hacim ve ağırlık kriterlerini karşılayamamaktadır. Ancak bu konudaki çalışmalar devam etmektedir.

Bu avantajlarından dolayı dünyada yakıt pili ve hidrojen enerjisi alanında birçok çalışma yapılmaktadır. Avrupa'nın Amerika ve Japonya'dan önce hidrojen enerjisine geçmesinin Avrupa'ya büyük teknolojik ve ekonomik avantajlar sağlayacağı öngörülerek, hidrojene geçişin hazırlıklarına yönelik AR-GE çalışmalarına AB tarafından kullanılmak üzere ilk 5 yıl için 5 milyar Euro ayrılmıştır. Amerikan hükümeti ise hidrojenli otomobillerin geliştirilmesi için 1.7 milyar dolarlık bir proje başlatmış ve ardından hidrojen üretimi için de 1.2 milyar dolar fon ayırmıştır. Japonya'nın 1997'de başlattığı WE-NET projesinin ilerlediği ve Japonya'nın bu programla 2020 yılına kadar 4 milyar dolar harcama planlayarak, gerekli hidrojen enerjisi teknolojilerine sahip olmayı hedeflediği bilinmektedir. İzlanda 3 yıl önce kurmuş olduğu uluslararası konsorsiyumla bu ada ülkesini, 2030 yılına kadar tamamen hidrojen enerjisi kullanımına geçirmeyi planlamıştır.¹⁷

Yakıt pillerinin gerek taşıt gerekse güç santralleri uygulamalarında gelecekte çok önemli kullanım alanına ve sektörde büyük bir paya sahip olacağı açıktır. Dünyada önde gelen otomotiv şirketleri ve devletler, yakıt pillerinin geliştirilmesi ve araştırılması için çok yüksek miktarlarda kaynak ayırmaktadır. Çevre faktörünün önem kazandığı bu zamanda çevre dostu olmasının yanında yüksek verime de sahip olan yakıt pilleri, gelecekte uygun fiyat uygulamalarıyla öne çıkacak ve alternatif yakıtlar içinde önemli bir yer alacaktır.

¹⁷ M. Çetinkaya, F. Karaşmanoğlu, "Hidrojen ve Yakıt Pilleri" başlıklı söyleşi, 25 Mayıs 2003, MMO İstanbul Şube Ölçü Dergisi (Nisan 2003) EMO Enerji Raporu (27/28 Nisan 2002)

Ülkemizde yakıt pillerine verilen önem diğer alternatif kaynaklara olduğu gibi düşük düzeydedir. Enerji politikamızda geleceğe dair yatırımlar içinde yakıt pillerinin de yer alması ve dünya ile aynı seviyede araştırma ve geliştirme çalışmalarının yapılması gerekmektedir. Ülkemizde yakıt pili konusunda İstanbul Teknik Üniversitesi (İTÜ), Orta Doğu Teknik Üniversitesi (ODTÜ) ve Yıldız Teknik Üniversitesinde (YTÜ) çalışmalar yapılmaktadır. Konutlarda yakıt pilinin kullanımı ve Türkiye’de yakıt pili üretimi amacıyla, TÜBİTAK-TİDEB tarafından desteklenen bir proje başlatılmıştır. Proje kapsamında, doğrudan hidrojenle çalışan veya bir yakıt işlemci (reformer) ilavesi ile doğal gaz veya LPG ile de çalışabilecek, bir prototip üretilmesi hedeflenmektedir. Ayrıca UNIDO desteği ile İstanbul’da Uluslar arası Hidrojen Enerjisi Teknolojileri Merkezi kurulmuştur.

Günümüzde hidrojen depolama ve taşıma ortamı olarak büyük bir önem kazanmış olan sodyum borhidürü, ülkemiz özel bor kimyasalları içinde de önemli bir potansiyele sahiptir. Sodyum borhidürün benzer amaçlı diğer bileşiklere oranla daha fazla hidrojen depolayabilmesi, yanıcı ve patlayıcı olmaması, kolay kontrol edilebilir bir reaksiyon ile hidrojenini verebilmesi gibi özellikleri, yeni ve temiz enerji politikaları ile birlikte değerlendirildiğinde ülkemizin zengin bor kaynakları için yaygın ve kalıcı bir tüketim alanı yaratabilecektir. Ancak mevcut durumda sodyum bor hidürden hidrojen eldesi basit ancak aynı zamanda en pahalı yöntemdir

Hidrojen enerjisinin kullanımında bor madeninin de yardımcı malzeme olarak teknolojiye dahil olması, bu maden açısından oldukça zengin olan ülkemizi stratejik düzlemde daha da önemli bir konuma getirmektedir. Çeşitli kuruluşlarda konuyla ilgili araştırmalar yapılmaktadır.

Teknolojik yenilenmesini ve sanayi üretim sürecini hızlandırmak ve geliştirmek zorunda olan Türkiye, ilk 10 yılda hidrojen enerjisine geçiş için bütün yasal ve hukuki zeminleri hazırlamalı ve bu ikincil enerji kaynağını temin edeceği birincil sistemleri kurmalıdır.

Daha sonraki aşamada ise bu yakıtın daha verimli depolanabilmesi ve taşınabilmesi için alternatif olarak önerilen hidrür üretim sistemlerini geliştirmeli ve borlu yakıt çözümlerini piyasaya sunacak teknolojiyi hazırlamalıdır. Bu teknolojiler elektrik enerjisine dönüşüm için gerekli yakıt hücre sistemleri ile entegre olmalıdır.

Sonuç olarak çevre kirliliğine yol açmadan çeşitli alanlarda kullanılacak esnek bir yakıt olan hidrojen, 21. yüzyılın yakıtı olarak düşünülmekte; üretimi, taşıma ve depolanması ve kullanılmasına ilişkin teknolojilerin geliştirilmesi için kapsamlı çalışmalar yürütülmektedir. Dünyadaki bu gelişmeler dikkate alınarak, hidrojen enerjisi ile ilgili çalışmalar ülkemizde de öncelikli AR-GE alanları arasında yer almalıdır. Hidrojen programları esas

itibarıyla uzun döneme yönelik olmakla birlikte, mevcut enerji altyapısıyla çalışılabilecek kısa dönemli uygulamalar üzerinde de durulmalıdır.

Teknolojik ilerleme ve gelişmenin enerji alanında kritik bir önemi olduğu bilinmektedir. Yukarıda da belirtildiği üzere piyasa uygulamalarının bir sonucu olarak özel yatırımcı maliyeti ve riski yüksek enerji AR-GE faaliyetlerine girmekten kaçınılmaktadır. Ülkemizde varolan araştırma-geliştirme çalışmaları da zaten son derece sınırlıdır. Neoliberal politikalar sonucunda kamunun politikaları ve entegre programları olmaksızın, enerji sektöründe bilim-teknoloji bazlı bir yenilenme ve teknoloji geliştirme programının nasıl yaşama geçirileceği, bu tür bir yenilenmenin salt teşvik mekanizmalarıyla ve özel sektör eliyle veya dış fonlarla gerçekleşip gerçekleşmeyeceği, belirli ilerlemeler sağlansa da bunun toplumsal bir yarara ne kadar dönüştürülebileceği önemli tartışma konuları olmalıdır.

9-SONUÇ VE ÖNERİLER

Ülkemizde enerji sektöründe ,

-Yeterli ve sürdürülebilir enerji temini,

-Yurttaşlara yeterli ve modern koşullarda enerjiye erişim olanağının sağlanması, bu konuda bölgeler ve gelir grupları arasındaki eşitsizliğin önüne geçilmesi,

-Enerji maliyetleri ve fiyatlar,

-Çevre sorunları,

-Enerji verimliliğinin iyileştirilmesi,

-Bilimsel teknolojik gelişmeler

kritik konular olarak öne çıkmaktadır.

Dünyada da, bir yandan hakim güç odakları arasında zengin petrol ve doğalgaz rezervlerinin kontrolüne yönelik çatışma ve gerilimler artmakta, ABD tarafından dünyanın enerji kaynakları açısından zengin bölgelerinde askeri güç kullanımına gidilmektedir. Diğer yandan küresel ısınmaya ilişkin araştırmalar birbiri ardına yayınlanmakta, fosil yakıtların yerini alabilecek yeni enerji kaynaklarının, yeni enerji dönüşüm süreçlerinin ve enerji etkin teknolojilerin devreye sokulması yönündeki çalışmalar da ilerlemektedir. Ülkemizde de enerji sektöründe, hegemonik güçlerin politikalarına tabi olunması yerine bağımsızlığı öne koyan politikalar izlenmesi, enerji üretim ve dönüşüm süreçlerinde kökten sayılabilecek teknolojik değişim seçeneklerinin açık tutulması, bu konularda üniversiteler ve araştırma kurumları, ilgili sektörler ve yetişmiş eleman açısından hazırlıklı olunması önemlidir.

Dünya Bankası'nın, kamunun küçültülmesini amaçlayan yapısal uyarlama kredileriyle 1980'li yıllardan başlayarak gündeme getirilen neoliberal politika ve uygulamalar doğrultusunda, ülkemiz enerji sektöründeki kamu kuruluşları belirsizlik içine sokulmuş, planlama, koordinasyon, eleman, finans kaynakları vb açılardan geriletilmiş, üretime, teknik hizmetlere ve kamu hizmetlerine yönelik işlevleri yıpratılmış, buna karşılık siyasetçilerin ve firmaların müdahalelerine giderek daha açık hale getirilmiştir. Bu süreçte Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu/Kurumu'nun oluşturulması ve piyasa yasalarının yayınlanması gibi aşamalar geçirilmiş olup, günümüzde AB'ye uyum ve AB merkezli bölgesel platformlar çerçevesinde sektörde ticarileştirme uygulamaları sürdürülmektedir.

Yaklaşık yirmi yıldır sürdürülmekte olan "enerji sektöründeki özelleştirme ve liberalizasyon sürecinin enerji sektöründe ve ülke ekonomisinde doğrudan ya da dolaylı olarak yarattığı tahribat TMMOB ve bağlı odaları

tarafından yıllardır dile getirilmektedir. Bugün bu tahribatın boyutları, soruşturmalar, çeşitli dava süreçleri, Sayıştay raporu, TBMM Araştırma Komisyonu Raporu vb belgeler sonucunda göreceli olarak açıklığa kavuşmuştur.

Enerji sektöründeki sürdürülmekte olan hakim politikaların sonuçları olarak şunlar ortaya çıkmaktadır:

-Türkiye, yeni liberal politikalar doğrultusundaki uygulamalarla enerji sektöründe ulusal ihtiyaçlarının tam tersine gelişen bir sürecin içine sokulmuştur. Ülke ihtiyaçlarına uygun programlar geliştirilmesi yerine, enerji sektöründe her türden uygulama "özeleştirme" amacına tabi kılınmış, sektördeki kamu kurumları bu politikaların yaşama geçirilmesi amacıyla nitelikleri ve işlevleri açısından geriletilmiştir.

Özel sektörün enerji alanına girmesi için önü açılan YİD, Yİ, otoprodüktör anlaşmalarıyla Türkiye'nin doğal gazla olan bağımlılığı hızla arttırılmıştır. Bunun yanına, özellikle ulaşım politikaları nedeniyle varolan petrol bağımlılığı da eklendiğinde Türkiye'nin enerji kaynaklarındaki dışa bağımlılığı kontrolsüz şekilde artmıştır.

-Türkiye enerji sektöründe planlama kavramından uzaklaştırılmış ve planlamanın etkinliği azaltılmaya çalışılmıştır. Bu aynı zamanda enerji sektöründe olması gereken uzun vadeli hedeflerden de uzaklaşma anlamına gelmiştir.

-Özeleştirme uygulamalarının öne çıktığı elektrik sektöründe kamu mali kaynakları yüksek fiyatlı özel sektör anlaşmaları ile özel sektöre tahsis edilmiştir. YİD anlaşmaları ihalesiz yapılan anlaşmalardır. Ölçüsüz biçimde önü açılan doğal gaz anlaşmaları ve özel sektör elektrik santralleri al ya da öde koşulludur. Son ekonomik daralma ile birlikte zorunlu alımlar nedeniyle kamu santralleri kapasitesinin çok altında çalışmaya zorlanmıştır.

-Doğal gaz alım anlaşmaları ve özel sektör elektrik anlaşmaları her yönüyle kamu kaynaklarının yağmalanması anlamına gelmiştir. Dünya Bankası ile başlayan, IMF , AB direktifleri, ile devam eden "de-regulasyon" süreci, kamu kuruluşlarının içinin işlevsizleştirilmesi ortamı içinde sürdürülmüştür. "YOLSUZLUKLAR" söz konusu sürecin bir uzantısıdır. Sıra yeniden düzenleme(re-regulasyon) sürecine geldiğinde, 2003 seçimleri sonucunda hükümet değişikliğinin de sağladığı fırsatla "yolsuzluklarla mücadele" öne çıkmış gibi gösterilmiştir. Ancak doğru olan bu aşamaları tek bir programın parçaları olarak görmek daha doğrudur. Nitekim bu hükümet döneminde de, DanıştayınYİD sözleşmeleriyle ilgili olarak verdiği yürütmeyi durdurma kararına uymak yerine, yargı kararını yok sayan bir yasa ile kamu zararına hükümler içeren sözleşmelerin

sürdürülmesi yoluna gidilmiştir.

Sektördeki özelleştirme/ liberalizasyon uygulamalarının temelinde, sistemin yeni sermaye birikim modeline uygun olarak ortaya koyduğu egemen ekonomik paradigmalardan olduğu görülmekte ve bu yöndeki politikalar/uygulamalar IMF, Dünya Bankası gibi uluslararası kuruluşlar, AB gibi gelişmiş ülkelerin birlikleri, OECD gibi gelişmiş ülkelerin örgütleri ile karşımıza çıkmaktadır.

Özelleştirme ve liberalizasyon politikalarının ortaya çıkardığı belirsizlik, risk ve çözümsüzlükler gözönüne alındığında, enerji altyapısı gelişkin olmayan ve yatırım ihtiyacı olan ülkelerin, önemli ölçüde kendisinin belirleyici olamayacağı dış unsurlara bağımlı hale geldiği görülmektedir. Sürdürülen politikaların değiştirilmemesi durumunda, Türkiye'nin sanayileşme ve kalkınma politikalarının ulusal çıkarılara uygun biçimde çizilebilmesini güçleştiren bu durumun aşılabilmesi olanağı da bulunmamaktadır.

Enerji alanına ilişkin sorunlar, ekonomik olduğu kadar sosyal politikalarla da yakından ilişkilidir. Bu nedenle Türkiye'de "enerji sorunu/sorun alanları"nın piyasa mekanizmalarıyla çözüleceğine ilişkin bir politika bildirimini sorunları çözmeye yönelik bir politikaya karşılık gelmemekte, ancak toplumda sermaye gruplarına ve/veya uluslar arası şirketlere kaynak aktarılması anlamını taşımaktadır.

Bu saptamalar doğrultusunda TMMOB olarak sektöre ilişkin önerilerimiz şunlardır:

1-Enerjinin toplumsal bir hizmet alanı olduğu bilinciyle sektördeki tüm özelleştirmeler durdurulmalı, verilen tüm garantiler/imtiyazlar iptal edilmelidir. **Kamusal planlama, kamusal üretim ve yerli kaynak kullanımını reddeden, bu alandaki yatırımların aksama, gerileme ve gecikmesinin temel nedenini oluşturan özelleştirme uygulamalarından vazgeçilmelidir.**

2- Türkiye aleyhine milyarlarca dolara ulaşan yükler getiren ayrıcalıklı elektrik üretim anlaşmaları iptal edilmeli, ülkenin uğradığı zararlar faizleriyle birlikte, bu şirketlerden tahsil edilmelidir.

3-Türkiye gelinen durumda "piyasa" uygulamalarıyla ortaya çıkan belirsizlikleri/riskleri ortadan kaldırmayı veya azaltmayı hedefleyen bir program izlemelidir. **Bu amaçla başta enerji kaynakları, teknoloji ve finansman açısından dışa bağımlılığını azaltmayı ve ithalatını yönetebilir düzeylere indirmeyi hedefleyen bir geçiş programı hazırlanmalı ve kararlılıkla uygulanmalıdır.**

Geçmişteki ve bugünkü uygulamalar sonucunda kamu kuruluşlarında "olması gerekenler" ile "mevcut durum" arasındaki uçurum çok artmıştır.

Önerilen geçiş programının yaşama geçirilebilmesinin öncelikli koşulu sektördeki kamu yönetiminin güçlendirilmesi ve kamu kuruluşlarının etkinlik düzeyinin yükseltilmesidir.

4-Enerji sektörünün gerek stratejik önemi gerekse kaynakların rasyonel kullanımı açısından düzenleme, planlama, eşgüdüm ve denetleme faaliyetlerinin koordinasyonu açısından merkezi bir yapıya ihtiyacı vardır. Elektrik enerjisi projeleri yüksek maliyetli yatırımlardır. Bu nedenle enerji kaynağı/yakıt temini, elektrik üretim tesisi, gerekli iletim ve dağıtım tesislerinin inşası bir bütünlük içinde ele alınmalı ve tüm yatırım aşamaları bir plan dahilinde eşgüdüm içinde gerçekleştirilmelidir. **Ek olarak, planlama çalışmalarında sorunun tüketim boyutuna yönelik çözümler de yapılmalı ve en düşük maliyetli seçeneklerin uzun vadeli ekonomik, toplumsal ve çevresel sonuçları göz önünde bulundurulmalıdır.**

5- **Sektördeki farklı alanlarda faaliyet gösteren kamu kuruluşları arasında eşgüdüm sağlanmalı; yıllardır çalışmalarını ağırlıklı olarak sektörün ticarileştirilmesi ve özelleştirilmesi uygulamalarına tabi kılınmış olan ETKB, öncelikle ulusal bazdaki politikaları oluşturma ve kurumlar arası eşgüdüm görevine dönmelidir.** Türkiye enerji alanının ticarileştirilmesi sonucu ortaya çıkacak riskleri azaltacak bir altyapıya sahip olmalıdır. Bu nedenle kamu yatırımcı kuruluşlarının piyasanın belirsizliklerini dengeleyen bir işleve sahip olması kaçınılmaz olacaktır.

6-Kamuda kaynakların planlanması ve teknolojik değerlendirilmesi yapılmadan hiçbir projeye başlanmamalı; fizibilite çalışmaları göstermelik belgeler olmaktan öte teknik ve mali gerçeklere uygun olarak hazırlanmalıdır. **Yatırım seçeneklerinin oluşmasında finans grupları ve firmaların baskısı ve etkisi geri çekilmelidir.**

7-**Türkiye'nin enerji konusunda acil önceliklerinin birbirinden bağımsız olarak değil, bir programın alt başlıkları olarak ele alınması gereklidir.**

8-**İthal enerji kaynaklarına olan bağımlılık azaltılmalıdır. Yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları uygun, verimli ve gelişmiş teknolojiler kullanılarak üretime sokulmalıdır.**

9-Enerji sektörüne yönelik politikaların uzun vadeli, ve planlamaya dayalı olması gereklidir. Kaynakların etkin şekilde kullanımının yolu planlamadan geçmektedir.

10-**Türkiye'de enerji verimliliğinin iyileştirilmesi gereklidir.** Verimliliğin ve tasarrufun artırılması için düzenlemeler gerektiği gibi esas itibariyle konu kullanılan teknolojinin gelişkinliğiyle ilişkilidir. Bu konu, hem enerji kaynaklarının elde edilmesi, dönüşüm ve tüketim aşamasında kullanılan teknolojiler hem de sanayi ve ulaşımda kullanılan teknolojiler

TMMOB Enerji Raporu 2006

ve ekipmanlarla bir bütün olarak ele alınmalıdır.

11-Enerji alanında bilim-teknoloji politikalarının oluşturulması, teknolojik yenilenme ve gelişmenin programlanması gereklidir. Bilim ve teknoloji politikalarının oluşturulması ve uygulanmasında her düzeyde toplumsal yarar dikkate alınmalı ve gözetilmelidir.

12-Enerji sektöründeki adımların Türkiye'deki sosyal dengesizliği ve bölgearası eşitsizliği artırıcı yönde olması kabul edilemez. Enerjinin tüm yurttaşlar için temel bir ihtiyaç olduğundan hareketle bu yönde gerekli önlemler alınmalı, sosyal politikalar enerji sektörüne içselleştirilmelidir.

13-Şeffaf bir enerji piyasası oluşturulacağı iddia edilmektedir. Enerji alanı ile ilgili tüm veriler, projeksiyonlar, fiyatlar dahil bir veri bankası oluşturulmalı ve kamuoyuna açık olmalıdır.

14-Arz güvenilirliğinin dünya ve ülke içi boyutları çok iyi incelenmeli ve tanımlanmalıdır.

Eksik ve atıl kapasitelerin ülke ekonomisine olumsuz maliyeti ile karşılaşmamak için uzun dönemde doğru talep tahminlerine dayalı arz planlamaları yapılmalı ve lisans verilirken bu planlamanın gerekleri dikkate alınmalı ve verilen lisansların yatırım gerçekleştirmeleri sıkı bir şekilde denetlenmelidir. Yatırımı gerçekleştirilmeyen lisanslar iptal edilmelidir.

15-Doğalgaza bağımlı enerji politikalarından bir an önce vazgeçilerek **yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarımıza yatırımlar yapılmalıdır**. Yerli ve yenilenebilir enerji kaynakları ülke ihtiyacının büyük bir bölümünü karşılayacak potansiyeldedir. **Yerli, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarımızın kullanımının özendirilmesi, yaygınlaştırılması ve bu kaynakların kullanımı ile elektrik enerjisi üretim sistemlerini oluşturan malzeme, cihaz ve ekipmanların yerli üretim koşullarının oluşturulması** ve bu alanda teknoloji üretebilir bir seviyeye ulaşmamız sağlanmalıdır.

16-İthal edilen ve dışa bağımlı bir enerji kaynağı olan doğalgazın **sektörel kullanım öncelikleri tartışmaya açılmalıdır**. Bu anlamda, ulusal düzeyde tartışmalar yapacak, stratejiyi belirleyecek yetkili kuruluş olarak, oluşum, yönetim ve denetiminde doğalgazla ilgili tüm kesimlerin temsil edildiği **Doğalgaz Enstitüsü'nün** oluşturulması ve bu Enstitü'nün alt kollarının bir an önce çalışmaya başlaması zorunludur.

17-Mevcut **doğalgaz alım sözleşmeleri "takrir-i müzakere"** konusu yapılmalı, anlaşmalarda fiyat, alınmayan gazın bedelinin ödenmesi, ödemelerin nakit olarak yapılması, gazın üçüncü ülkelere satılmasının önlenmesi vb. **Türkiye aleyhine şartlar iptal** edilmelidir.

18-Doğalgazda Rusya'ya bağımlılığın azaltılmasına yönelik çalışmalar yürütülmeli, **arz kaynaklarının çeşitlendirilmesi** sağlanmalıdır.

Doğalgaz temininde Rusya'ya olan bağımlılık mutlaka azaltılmalıdır.

19-**Yerli doğalgaz üretiminin artırılmasına** çalışılmalıdır. Zonguldak taşkömürü sahalarındaki metanın ticari olarak kullanım imkanları sağlanmalıdır. TPAO'nun Karadeniz'deki ve ülkenin bütünündeki doğalgaz ve petrol arama çalışmaları desteklenmelidir. TPAO'nun ürettiği petrol ve doğalgazdan elde ettiği gelirleri, yeni arama çalışmalarına harcamasına imkan veren yasal düzenlemeler yapılmalıdır. Zonguldak taş kömürü sahalarında olduğu bildirilen kaynakların araştırılması sonuçlandırılmalı ve bir an önce üretime geçilmelidir.

20- **BOTAŞ'ın mevcut doğalgaz sözleşmelerinin özel kuruluşlara devrine son verilmelidir.**

21-**Silivri Yeraltı Doğalgaz Depolama Tesisi** yatırımı bir an önce işletmeye alınmalı; 2000 yılından beri sürüncemede kalan **Tuz Gölü Depolama Tesisleri projesi** tamamlanarak yatırımına ivedilikle başlanmalı, yeni doğalgaz depolama alanları araştırılmalıdır.

22-Alım garantisi verilen **doğalgaz yakıtlı Yap-İşlet santrallerine verilen gaz temin ve elektrik alım garantilerini iptal eden Danıştay kararı** ivedilikle uygulanmalıdır.

23-Kentsel dağıtım şebekelerinde, bina servis bağlantılarında, bina iç tesisatlarında, gazın yıllardır kullanıldığı kentlerdeki uygulama ve deneyimler 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 doğalgaz dönüşüm standartları ve şartnameleri,

Meslek Odaları ve uzmanlık örgütlerinin de katılımıyla hazırlanmalı ve bir an önce uygulamaya konulmalıdır.

24- Petrol sektöründe TPAO, aramadan pazarlamaya kadar faaliyet gösterecek şekilde entegre bir yapıya kavuşturulmalıdır.

Kuruluş alanda desteklenmeli ve yatırımlar için gerekli kaynaklar sağlanmalıdır. TPAO'nun, uluslararası firmalarla rekabet edebilmesi için, gerekli teknolojinin sağlanması, teknik eleman açıklarının giderilmesi, personelinin bilgi ve deneyimlerinin artırılması konularında desteklenmesine önem verilmelidir. Petrol ikamesi mümkün olmayan alanlarda kullanılmalıdır.

25-Başta TKİ olmak üzere kömür ile ilgili kamu kuruluşlarımızın

etkinliğine önem verilmeli, Türkiye Taşkömürü Kurumu'nun ihtiyacı olan yatırımlar yapılmalı, taşkömürü üretim seviyesi hızla artırılmalıdır. Üretilen taşkömürünün enerji, çimento ve demir-çelik sektöründe kullanımının artırılmasının sağlanması için gerekli çalışmalar hızla yapılmalıdır.

26-Enerji sektörünün işleyişi ve arz güvenilirliği çok iyi izlenmeli; öz kaynaklarımıza olanaklar çerçevesinde öncelik verilmeli, yerli kaynak aramaları önemle sürdürülmelidir. Kömür aramalarına yeniden başlanılmalı, Neojen sahalarındaki rezerv arama ve geliştirme çalışmaları detay olarak tamamlanmalıdır. Olası jeolojik alanlarda en son arama teknikleri ile kömür rezerv tespit çalışmaları yapılmalı ve bilinen rezervlerin etütlerinin tamamlanarak işletme projelerine geçilmesi sağlanmalıdır.

27-Termik santrallerimizde gerekli bakım, onarım, iyileştirme, kapasite artırım çalışmaları hızla sonuçlandırılmalı çevre kirliliğini önleyecek önlemler alınmalı, bu santraller tam kapasitede çalıştırılmalıdır. 2006 Ocak ayı itibarıyla EÜAŞ'a bağlı toplam 6.081 MW kapasiteli kömür yakıtlı termik santralin yalnızca 3.236 MW'lık bölümü kullanılabilir durumdadır. 150 MW'lık güç revizyonda, 1.665 MW güç arızada, 160 MW güç bakımdadır. 870 MW güç ise soğuk yedek olarak atıl durumdadır. Bu santrallerin revizyon, bakım ve onarım çalışmaları hızla sonuçlandırılmalı, atıl durumdaki kapasiteler devreye alınmalı, **kömüre dayalı termik santrallerin emre amadeliği yükseltilmelidir. Öte yandan kamu kaynakları kullanılarak rehabilite edilen santrallerin özelleştirilmesi uygulamasına son verilmelidir.**

28-En önemli yerli kaynak olan hidrolik enerjiden yararlanma düzeyinin yeterli olmadığı ülkemizde, ulusal enerji politika ve stratejileri oluşturularak, sektörün yerli kaynaklar üretimi ve tüketimi doğrultusunda yönlendirilmesi gerekmektedir.

Çünkü, hidroelektrik, yerli ve yenilenebilir bir kaynak olarak stratejik özelliği ile enerji alanındaki bağımlılığı azaltacaktır. Hidrolik potansiyelimizin % 34'ü kullanılmakta, geri kalan bölümü atıl durumda olup ve DSİ Genel Müdürlüğü hesaplarına göre her yıl 4 milyar dolar boşa akmaktadır. Su potansiyelinin en etkin ve en hızlı şekilde kullanılabilir hale getirilmesi için politikalar geliştirilmelidir.

Mevcut hidrolik santraller, tam kapasitede çalıştırılmalı, yapım sürecinde gerekli kaynaklar aktararak hızla sonuçlandırılması sağlanmalıdır. EPDK lisans verdiği santrallerin yapım çalışmalarının öngörülen süre içinde sonuçlanıp sonuçlanmadığını denetlemelidir. Hali hazırdaki hidrolik potansiyelin 2004 Türkiye üretiminin yarısına denk düşen kullanılmayan kapasitesi devreye alınmalıdır. EİEİ'nin küçük suları da dikkate alan ve hidrolik potansiyelin 190 milyar KWh'e ulaştığını belirleyen çalışmaları göz önüne alınmalıdır

29-Kurulu gücümüzdeki atıl potansiyelin puant saatlerde değerlendirilmesi ve rüzgar/güneş gibi değişken kaynaklardan daha çok yararlanılması amacıyla **pompajlı hidro elektrik santral uygulamaları** başlatılmalıdır. Böylece, farklı yüksekliklerdeki rezervuarlar arasında suyu taşıyarak **pik saatlerdeki talebi karşılamak için elektrik depolamaya imkan veren bir üretim uygulaması** mümkün olabilecektir.

30-Enerji, ekonomi ve çevre arasında bir denge kurulmalı ve çevre faktörünün içsel bir unsur olarak enerji politikalarına entegrasyonu sağlanmalıdır. Enerji ve çevre politikaları ülkemizin kendi ulusal öncelikleri ve özgün koşullarına göre şekillendirilmelidir.

31-Doğal gaza bağımlı enerji politikalarından bir an önce vazgeçilerek yerli ve yenilenebilir enerji kaynaklarımıza yatırımlar yapılmalıdır. Yenilenebilir enerji kaynaklarından ülkemizde güneş, rüzgar ve jeotermal enerji kaynaklarının şu an yeterince değerlendirilemeyen ve ülke ihtiyacının büyük bir bölümünü karşılayacak mevcut potansiyelleri, verimli bir şekilde değerlendirilmelidir. Toplam enerji tüketimi içinde, diğer yenilenebilir enerji kaynaklarının payını artırıcı önlemler alınmalıdır.

32-Jeotermal kaynakların daha fazla değerlendirilmesine yönelik olarak, **Jeotermal Yasa Tasarısı, TMMOB'nin görüşleri doğrultusundaki değişiklikleri içerecek şekilde** yasalaşmalıdır. Jeotermal kaynaklı elektrik üretimi için mevcut 500 MW kapasite değerlendirilmelidir. **Jeotermal su kaynakları değerlendirilerek on binlerce evin jeotermal sıcak su ile ısıtılması** sağlanmalıdır.

33-Enerji tesislerinin projelendirilmesi ve mühendislik hizmetleri ülkemiz mühendislerince sağlanmalıdır. Böylece maliyetler düşerek finansman ihtiyacı azalacak ve Türkiye'de istihdamın artışına katkıda bulunulacaktır. Sektördeki teknik yetenek geliştirilmelidir. Mühendislik hizmetlerinin niteliğinin geliştirilmesine yönelik sürekli eğitim politikaları ve uygulamaları gündeme getirilmelidir.

34-Yenilenebilir enerji kaynakları ile ilgili olarak, bütünlüklü ve uzun vadeli politikaların oluşturulması ve yaşama geçirilmesi, teknik ve kullanılabilir potansiyelin kısa vadede belirlenmesi gerekmektedir. Yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımına yönelik yatırımlar teşvik edilmeli, AR-GE projeleri desteklenmelidir. Yerli, yeni ve yenilenebilir enerji kaynaklarının kullanımının özendirilmesi, yaygınlaştırılması ve bu kaynakların kullanımı ile elektrik enerjisi üretim sistemlerini oluşturan malzeme, cihaz ve ekipmanların yerli üretim koşullarının oluşturulması ve bu alanda teknoloji üretebilir bir seviyeye ulaşmamız sağlanmalıdır.

35-Ülkemizin kalori değeri düşük, kükürt içeriği yüksek linyitlerinin değerlendirilmesi açısından, yakıt olarak linyitin kullanıldığı termik santrallerde akışkan yataklı kazan teknolojilerine geçilmelidir. Yine SO2 emisyonunun

yönetmeliklerle de belirlenen sınır değerlerinin üzerine çıkılmaması yönünde termik santrallerde baca gazı desülfürüzasyon tesisleri kurulmalı ve sürekli devrede tutulmalıdır. Ayrıca temiz yakma için linyit kömürleri ile bitümlü şist vb. malzemelerin karıştırılarak yakılmasına yönelik teknolojik gelişmeler takip edilerek hayata geçirilmelidir.

36-Rüzgar enerjisi potansiyelinin tamamından yararlanılması amacıyla teknik ve ekonomik sorunları, çözümleri ve yol haritalarını ortaya koyan bir Rüzgar Enerjisi Stratejisi Planı hazırlanmalıdır. 20.000 MW kapasitenin devreye girmesine çalışılmalıdır. Çevre dostu ve işletme maliyeti düşük olan rüzgar enerjisinde dünyadaki gelişmelere paralel olarak ülkemiz potansiyelini maksimum düzeyde değerlendirme yönünde ayrıntılı fizibilite çalışmaları yapılmalı, bu konuda gelişmiş teknolojilerle yatırım olanakları sağlanmalıdır.

37-Güneş enerjisinden yararlanma konusunda teşvik edici politika oluşturulmalı, 2010 sonrasında kuruluş maliyetleri düşeceği bilinen fotovoltaik pillerin yerli üretimi için AR-GE çalışmalarına başlanılmalıdır. Bina çatılarında güneş enerjili piller kullanılması teşvik edilmelidir.

39-Konutlarda tüketilen enerjinin % 80'i ısınmaya harcanmaktadır. Bu nedenle güneş mimarisi önemsenerak uygulanmalı, öncelikle büyük şehirlerden başlanarak yeni yapılmakta olan binalarda yönlendirme ve yalıtıma büyük önem verilmeli, ek maliyet getirmeden % 30'lara varan ısı kazancı sağlayan mimari özellikler kullanılmalıdır. Bu konuda ilgili meslek odaları ile işbirliği yapılarak bilinçlendirme kampanyaları düzenlenmelidir. Kırsal alanlarda pişirme amaçlı kullanılan güneş ocaklarının yaygınlaştırılması için çalışmalar yapılmalıdır.

40-Bol güneş alan ülkemizde güneş kolektörlerinin tüm binalarda kullanımının zorunlu hale getirilmesi ve desteklenmesi ile binaların sıcak su ihtiyacının önemli bir bölümü güneş enerjisi ile karşılanmalıdır.

41-Petrol ithalatını azaltacak, yerli yağlı tohum tarımını geliştirecek, kırsal kesimin sosyo ekonomik yapısını ve yerel sanayi olumlu yönde geliştirecek yerli biyoyakıt üretimi ve kullanımını desteklenmelidir.

Türkiye'de taşımacılıkta ve askeri taşıtlarda kullanılan biyodizel veya dizel-biyodizel karışımı yakıtın üretimi ve kullanımını çeşitli yasal teşviklerle desteklenmelidir.

42-Yurt dışından tohum ve biyomotorin girişi engellenmeli ve yurt içi üretim desteklenmelidir. Bu uygulamada biyomotorin ve tohumların değişik isimler altında (örneğin kanola, kolza; biyodizel, yağ asidi metil etil esteri, yağ asidi etil esteri gibi) ülkemize girişini engelleyecek düzenlemelerin yapılması gereklidir.

Yağ oranı yüksek, maliyeti düşük, alternatif tarımsal hammadde

araştırmaları yapılmalıdır.

43-Şeker Fabrikalarındaki alkol üretim teknolojileri rehabilite edilmelidir. Yeni tesislerin kurulması teşvik edilmeli, desteklenmelidir.

44-Ülkemizde emisyon soğuran alanların ormanların artırılması çalışmalarının sistematik bir şekilde başlatılması ile CO2 emisyonunun azaltılması hedeflenmelidir. Odun ile ısınmanın yaygın olduğu ülkemizde ormanların kurtarılması için enerji ormanı uygulamaları gündeme getirilmelidir.

Ekolojik tahribata yol açmayan modern biyokütle enerjisi uygulamalarına geçilmeli, üretimi, yakıtın türü, kullanımı konularında standartlaşmaya gidilmeli, bu yönde kısa, orta ve uzun erimli enerji planlamaları yapılmalıdır.

45-Üç tarafı denizlerle çevrili olan ülkemizde, ilk yatırımından ve bakım giderlerinden başka gideri olmayan, birincil enerjiye bedel ödenmeyen, doğaya her hangi bir kirletici bırakmayan, ucuz, temiz, çevreci ve çok büyük bir enerji kaynağı olan dalga enerjisinin değerlendirilmesi için çalışmalar ve yatırımlar yapılmalıdır.

46-Teknolojik yenilenmesini ve sanayi üretim sürecini hızlandırmak ve geliştirmek zorunda olan Türkiye, ilk 10 yılda hidrojen enerjisine geçiş için bütün yasal ve hukuki zeminleri hazırlamalı ve bu ikincil enerji kaynağını temin edeceği birincil sistemleri kurmalıdır.

Daha sonraki aşamada ise bu yakıtın daha verimli depolanabilmesi ve taşınabilmesi için alternatif olarak önerilen hidrür üretim sistemlerini geliştirmeli ve borlu yakıt çözeltilerini piyasaya sunacak teknolojiyi hazırlamalıdır. Bu teknolojiler elektrik enerjisine dönüşüm için gerekli yakıt hücre sistemleri ile entegre olmalıdır.

47-Enerjinin etkin kullanılması, verimliliğinin artırılması, maliyetlerin düşürülmesi ve tasarrufun sağlanması için Enerji Verimliliği Yasası bir an önce çıkarılmalıdır.

48-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 Enerji verimliliği Yapı Kodu Yönetmeliği; EİEİ, Bayındırlık ve İskan Bakanlığı ve Meslek Odalarının katılımıyla hazırlanarak yürürlüğe koyulmalıdır.

49-Genel olarak enerji tasarrufunu sağlayıcı politika ve zorunlu uygulamalar yürürlüğe konulmalıdır. Elektrikte % 20'leri aşan kayıp ve kaçak oranını azaltacak yatırımlar hızla yapılmalıdır. Enerji tüketiminde tasarrufu teşvik edici uygulamalara gidilmelidir. Tasarruf ve verimlilik konularında gerekli hukuksal düzenlemeler yapılmalıdır.

TMMOB Enerji Raporu 2006

50-Enerji santralleri konusunda ÷lkemize uygun teknoloji transfer politikaları geliştirilmeli, projelendirme ve tasarım konularına destek verilmelidir. ÷lkemizde yeterli ve donanımlı teknik eleman ve iş gücü bulunmasına rağmen projelendirme ve tasarım konularında yabancı firmalara büyük bedeller ödendiği, özellikle hidroelektrik enerji santrallerinin elektromekanik teçhizat bedelinin % 18 ile % 26 arası bir bedelin proje ve tasarım ücreti olarak yabancı firmalara ödendiği gözetilerek enerji yatırımlarındaki rakamlara göre bu tutarlar milyarlarca dolarla ifade edilebilir. Bu durumun açılması için üniversite ve sanayi işbirliği ile proje-tasarım konularında çalışılmalı, gerekli mali destek devlet tarafından sağlanmalı, yatırımlarda yerli sanayinin oranı artırılmalıdır.

51-Enerji üretimine dönük elektromekanik sanayi kuruluşlarında proje geliştirilmeli, teknik hizmetler ve tasarım konularına önem verilmelidir. Üretilen projelerin sonuçlarının irdelenebilmesi açısından üniversitelerle birlikte deney laboratuvarları kurulmalıdır.

52-÷lkemizdeki 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 vasıtası ile de kalite yönünden ilerleme sağlanmalıdır.

53-Kojenerasyon uygulamaları için mümkün olduğunca yüksek verim alacak şekilde ısı/elektrik dengesinin oluştuğu tasarımlar amaçlanmalı, kombine çevrim gibi verim artışı sağlayan ve gelişmekte olan teknolojiler yakından takip edilmelidir.

Kojenerasyon uygulamalarıyla ilgili ÷lke düzeyinde geçerli olacak uygulama kodları ve standartları bir an önce yürürlüğe koyulmalıdır.

54-İthal kömüre fon uygulanmalı, petrolün atık maddesi olan ve kanserojen madde içeren petrokokun ithalatı kesinlikle yasaklanmalıdır. Kömür ithalatçılarında sağlanan haksız ayrıcalık, ithal kömüre fon uygulanarak ortadan kaldırılmalıdır.

55- Enerji yetersizliği hiçbir doğal kaynağın yağmalanması, ekolojik dengenin bozulması hukuk dışı işlemlerin ve muafiyetlerin gerekçesi olmamalı enerji sektörü sosyal boyutları da dahil olmak üzere uzun vadeli planlamalara dayalı olarak yönetilmelidir.

EK-1 2006-2015 Döneminde Enerji Kaynaklarına Göre Kurulu Gücün Gelişimi

Tablo 1-1: Lisans Almış, Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen ve İnşa Halindeki Santrallerin Kurulu Güçlerinin Yakıt Cinslerine Göre Dağılımı

Lisans Almış, Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Santraller (EPDK Mayıs Değerlendirmelerine göre)

YAKIT / KAYNAK	Kapasite (MW)						TOPLAM
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
DOĞAL GAZ	505.9	260.2	92.5				858.6
FUEL ÖL	60.0						60.0
KÖMÜR	136.8			135.0			271.8
LİNYİT	4.0				302.0		306.0
HİDROLİK	78.8	68.7	407.9	457.9	306.5	122.4	1442.2
BIYOGAZ	0.3						0.3
ÇÖP GAZI (LFG)	1.0	15.0					16.0
JEOTERMAL	14.8		52.5				67.3
RES	30.7	207.5	90.0				328.2
TOPLAM	832.3	551.4	642.9	592.9	608.5	122.4	3350.4

İnşa Halindeki Santraller (EÜAŞ ve DSİ Projeleri)

YAKIT / KAYNAK	Kapasite (MW)						TOPLAM
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
LİNYİT	1080.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1080.0
HİDROLİK	51.0	573.0	510.5	1286.1	51.8	199.4	2671.8
TOPLAM	1131.0	573.0	510.5	1286.1	51.8	199.4	3751.8
GENEL TOPLAM							
LİSANS+İNŞA HALİNDE	Kapasite (MW)						TOPLAM
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
TERMİK	1786.7	260.2	92.5	135.0	302.0	0.0	2576.4
HİDROLİK	129.8	641.7	918.4	1744.0	358.3	321.8	4114.0
RES+YENİLENEBİLİR	46.8	222.5	142.5	0.0	0.0	0.0	411.8
TOPLAM	1963.3	1124.4	1153.4	1879.0	660.3	321.8	7102.2

Kaynak: TEİAŞ Web Sayfası

TMMOB Enerji Raporu 2006

Tablo 1-2: Toplam Kurulu Gücün Enerji Kaynağı Türlerine Göre Dağılımı (İşletmede, İnşa Halinde ve Lisans Almış, Öngörülen Tarihlerde Devreye Girmesi Beklenen Santrallerle)

YILLAR	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
LİNYİT	8235	8235	8235	8235	8537	8537	8537	8537	8537	8537
TAŞ KÖMÜRÜ	555	555	555	555	555	555	555	555	555	555
İTHAL KÖMÜR	1788	1788	1788	1923	1923	1923	1923	1923	1923	1923
DOĞAL GAZ	13916	14176	14268	14268	14268	14268	14268	14268	14268	14268
JEOTERMAL	30	30	82	82	82	82	82	82	82	82
FUEL OIL	2470	2282	2011	1748	1748	1748	1748	1748	1748	1748
MOTORİN	214	214	214	214	214	214	214	214	214	214
DİĞER	446	446	446	446	446	446	446	446	446	446
TERMİK TOP.	27653	27726	27599	27472	27774	27774	27774	27774	27774	27774
BİOGAZ+ATIK	15	30	30	30	30	30	30	30	30	30
HİDROLİK	13036	13678	14596	16340	16698	17020	17020	17020	17020	17020
RÜZGAR	51	258	348	348	348	348	348	348	348	348
TOPLAM	40755	41692	42574	44190	44851	45172	45172	45172	45172	45172

Kaynak: TEİAŞ Web Sayfası

EK-2 HİDROELEKTRİK SANTRALLAR

HİDROELEKTRİK SANTRAL PROJELERİ LİSTESİ Tablo. 2.1										
(İşletmede Olan Projeler)										
Sıra No	Hidroelektrik Santralin Adı	Prj. Yapan	Amacı	Üretim			Santralin Bulunduğu Yerin			İşl. Açı
				Kurulu Güç (MW)	Ortalama (GWh)	Güvenilir (GWh)	İl Trafik Kodu ve Adı	İlçe Adı	Havza No ve Adı	
1	İNEGÖL-CERRAH	BELEDİYE	E	0.27	2	1	16 BURSA	İNEGÖL	12 SAKARYA	1952
2	İZNİK-DEREKÖY	BELEDİYE	E	0.30	2	1	16 BURSA	İZNİK	02 MARMARA	1952
3	M.KEMALPAŞA	İLB	E	0.50	1	0	16 BURSA	M.K.PAŞA	03 SUSURLUK	1952
4	DEMİRKÖPRÜ	DSİ	E+S	69.00	192	78	45 MANİSA	SALIHLI	05 GEDİZ	1960
5	BEYKÖY	DSİ	E	15.00	87	87	26 EŞKİŞEHİR	SAKARYA	12 SAKARYA	2000
6	BOZUYUK	BELEDİYE	E	0.36	1	0	11 BİLECİK	-	12 SAKARYA	1938
7	GOKÇEKAYA	DSİ	E	278.40	562	460	26 EŞKİŞEHİR	MERKEZ	12 SAKARYA	1973
8	HENDEK-ARAKLI	BELEDİYE	E	0.33	1	1	54 SAKARYA	-	12 SAKARYA	1953
9	KAYAKÖY	İLB	E	2.56	7	6	43 KUTAHYA	EMET	03 SUSURLUK	1956
10	PAMUKOVA-KAREL	OTOPR	E	9.30	42	7	54 SAKARYA	GEYVE	12 SAKARYA	2000
11	YENİCE	DSİ	E	37.89	122	92	06 ANKARA	NALLIHAN	12 SAKARYA	2000
12	BOZKIR	BELEDİYE	E	0.08	0	0	42 KONYA	-	16 KONYA-KAPALI	1952
13	ÇAMARDI	BELEDİYE	E	0.10	1	0	51 NIĞDE	-	17 D. AKDENİZ	1965
14	DERE	BELEDİYE	E	0.40	2	1	42 KONYA	-	16 KONYA-KAPALI	1972
15	ERMENEK	BELEDİYE	E	1.40	1	0	70 KARAMAN	-	17 D. AKDENİZ	1934
16	GEZENDE	DSİ	E	159.30	528	130	33 MERSİN	MUT	17 D. AKDENİZ	1994
17	GÖKSU-YERKÖPRÜ	İLB	E	10.56	70	60	42 KONYA	HADIM	17 D. AKDENİZ	1959
18	İVRİZ	SMB	E	1.10	4	0	42 KONYA	EREĞLİ	16 KONYA-KAPALI	1986
19	HASANLAR	YİD	E+S	9.35	42	15	14 BOLU	DÜZCE	13 B. KARADENİZ	1991
20	HİRFANLI	DSİ	E+S	128.00	400	178	06 ANKARA	BALA	15 KIZILIRMAK	1960
21	KAPULLUKAYA	DSİ	E+I	54.00	190	150	71 KIRIKKALE	MERKEZ	15 KIZILIRMAK	1989
22	KESİKKÖPRÜ	DSİ	E+S	76.00	250	110	06 ANKARA	BALA	15 KIZILIRMAK	1967
23	SARIYAR-H.POLATKAN	ETİ	E+S	160.00	400	328	06 ANKARA	NALLIHAN	12 SAKARYA	1956
24	ANAMUR	DSİ	E	0.56	3	2	33 MERSİN	ANAMUR	17 D. AKDENİZ	1967
25	ASLANTAŞ	DSİ	E+S+T	138.00	569	360	01 ADANA	KADIRLI	20 CEYHAN	1984
26	BERDAN	YİD	E+S+I+T	10.00	47	10	33 MERSİN	TARSUS	17 D. AKDENİZ	1996
27	BERKE	ÇEAŞ	E	510.00	1 668	921	80 OSMANIYE	DÜZİÇİ	20 CEYHAN	2001
28	BIRKAPILI	OTOPR	E	48.50	57	0	33 MERSİN	MUT	17 D. AKDENİZ	2004
29	BOZYAZI	İLB	E	0.42	2	1	33 MERSİN	ANAMUR	17 D. AKDENİZ	1973
30	ÇATALAN	DSİ	E+I	168.90	596	270	01 ADANA	KARASALI	18 SEYHAN	1997
31	DEĞİRMENDERE-KADIRLI	KÖY HIZ.	E	0.50	1	0	80 OSMANIYE	KADIRLI	17 D. AKDENİZ	1987
32	DERİNÇAY-MUT	BELEDİYE	E	0.88	0	0	33 MERSİN	MUT	17 D. AKDENİZ	1968
33	DÖRTYOLKUZUCULU	-	E	0.27	1	0	31 HATAY	DÖRTYOL	19 AŞI	1954
34	KADINCİK-I	ÇEAŞ	E	70.00	345	190	33 MERSİN	TARSUS	17 D. AKDENİZ	1971
35	KADINCİK-II	ÇEAŞ	E	56.00	320	200	33 MERSİN	TARSUS	17 D. AKDENİZ	1974
36	OSMANIYE-KARAÇAY	-	E	0.40	3	1	80 OSMANIYE	MERKEZ	20 CEYHAN	2000
37	PAMUK	TÜZEL	E	23.70	81	23	33 MERSİN	ÇAMLIYAYLA	17 D. AKDENİZ	2004
38	SEYHAN-I	DSİ	E+S+T	54.00	350	109	01 ADANA	MERKEZ	18 SEYHAN	1956
39	SEYHAN-II	ÇEAŞ	E	7.20	20	0	01 ADANA	MERKEZ	18 SEYHAN	1992
40	SİLİFKE-I	DSİ	E	0.40	2	2	33 MERSİN	SİLİFKE	17 D. AKDENİZ	
41	YUREGİR	DSİ	E+S	6.00	21	19	01 ADANA	MERKEZ	18 SEYHAN	1972
42	ZEYNE	İLB	E	0.30	2	0	33 MERSİN	GÜLNAR	17 D. AKDENİZ	1971
43	ALMUS	DSİ	E+S+T	27.00	99	39	60 TOKAT	ALMUS	14 YEŞİLIRMAK	1966
44	ALTINKAYA	DSİ	E	700.00	1 632	1 236	55 SAMSUN	BAFRA	15 KIZILIRMAK	1988
45	ATAKÖY	DSİ	E	5.50	8	8	60 TOKAT	NIKSAR	14 YEŞİLIRMAK	1989
46	DERBENT	DSİ	E+S	58.30	257	201	55 SAMSUN	BAFRA	15 KIZILIRMAK	1991
47	DURUCASU	DSİ	E	0.80	3	2	05 AMASYA	TAŞOVA	14 YEŞİLIRMAK	1955
48	HASANUĞURLU	DSİ	E	500.00	1 217	820	55 SAMSUN	ÇARŞAMBA	14 YEŞİLIRMAK	1982
49	KÖKLÜCE	DSİ	E	90.00	588	577	60 TOKAT	NIKSAR	14 YEŞİLIRMAK	1988
50	LADIK BÜYÜK KIZOĞLU	KHB	E	0.40	2	1	55 SAMSUN	LADIK	14 YEŞİLIRMAK	2001
51	SUATUĞURLU	DSİ	E	76.00	345	206	55 SAMSUN	ÇARŞAMBA	14 YEŞİLIRMAK	1982

TMMOB Enerji Raporu 2006

52	GİRLEVİK-I	DSİ	E	3.04	17	15	24 ERZİNCAN	ÇAĞLAYAN	21 FIRAT	1963
53	GİRLEVİK-II+MERCAN	YİD	E+S	11.58	42	21	24 ERZİNCAN	ÇAĞLAYAN	21 FIRAT	2001
54	KUZGUN	DSİ	E+S	22.65	36	0	25 ERZURUM	ILICA	21 FIRAT	1999
55	TERCAN	DSİ	E+S	15.00	51	28	24 ERZİNCAN	TERCAN	21 FIRAT	1990
56	TORTUM-I	İLB	E	26.20	85	85	25 ERZURUM	UZUNDERE	23 ÇORUH	1960
57	YUKARI MERCAN	TÜZEL	E	14.00	44	20	24 ERZİNCAN	ÇAĞLAYAN	21 FIRAT	2005
58	ÇEMİŞGEZEK	İLB	E	0.10	1	0	62 TÜNCELİ	ÇEMİŞGEZEK	21 FIRAT	1961
59	DERME-KAPULUK	OTOPR	E	4.50	14	5	44 MALATYA	MERKEZ	21 FIRAT	1951
60	ERKENEK DOĞANŞEHİR	BELEDİYE	E	0.36	2	1	44 MALATYA	DOĞANŞEHİR	21 FIRAT	1972
61	HACILAR (GÖKPINAR)	OTOPR	E+S	13.30	88	0	44 MALATYA	DARENDE	21 FIRAT	2003
62	HAZAR-I	İHD	E+S	19.80	50	0	23 ELAZIĞ	MERKEZ	21 FIRAT	1957
63	HAZAR-II	İHD	E	10.00	0	0	23 ELAZIĞ	MERKEZ	21 FIRAT	1967
64	KEBAN	DSİ	E	1 330.00	6 000	5 820	23 ELAZIĞ	KEBAN	21 FIRAT	1974
65	KERNEK	DSİ	E	0.83	3	0	44 MALATYA	MERKEZ	21 FIRAT	1964
66	MERCAN-OVACIK	DSİ	E+S	19.20	78	48	62 TÜNCELİ	OVACIK	21 FIRAT	2003
67	OZLUCE-PERİ	DSİ	E	170.00	413	290	12 BİNGÖL	KIĞI	21 FIRAT	1999
68	TÖHMA-MEDİK	YİD	E+S	12.50	59	0	44 MALATYA	AĞÇADAĞ	21 FIRAT	1998
69	BATMAN	DSİ	E+S	198.00	483	196	21 DIYARBAKIR	SILVAN	26 DİCLE	2003
70	BOTAN	İLB	E	1.60	6	6	56 SİİRT	MERKEZ	26 DİCLE	1957
71	ÇAĞÇAĞ-III	DSİ	E	14.40	42	32	47 MARDİN	NUSAYBIN	21 FIRAT	1968
72	DİCLE	DSİ	E+S+I	110.00	298	228	21 DIYARBAKIR	MERKEZ	26 DİCLE	1999
73	KARAKAYA	DSİ	E	1 800.00	7 354	6 800	21 DIYARBAKIR	ÇUNGÜŞ	21 FIRAT	1987
74	KRALKIZI	DSİ	E	90.00	142	111	21 DIYARBAKIR	DİCLE	26 DİCLE	1998
75	ULUDERE	DSİ	E	0.70	1	1	73 ŞIRNAK	ULUDERE	26 DİCLE	1976
76	BÜNYAN	-	E	1.36	4	0	38 KAYSERİ	BÜNYAN	15 KIZILIRMAK	1928
77	ÇAMLICA-I	YİD	E	84.00	429	243	38 KAYSERİ	YAHYALI	18 SEYHAN	1998
78	MOLU	OTOPR	E+S	5.00	22	11	38 KAYSERİ	MERKEZ	15 KIZILIRMAK	2000
79	PINARBAŞI	-	E+S	0.09	1	0	38 KAYSERİ	PINARBAŞI	18 SEYHAN	1924
80	YEŞİLLİLER	OTOPR	E	0.50	1	0	40 KIRŞEHİR	-	15 KIZILIRMAK	
81	DODURGALAR-I	OTOPR	E	1.84	6	0	20 DENİZLİ	ACIPAYAM	08 B. AKDENİZ	2005
82	DODURGALAR-II	OTOPR	E	1.82	6	0	20 DENİZLİ	ACIPAYAM	08 B. AKDENİZ	2005
83	FİNİKE-TURUNÇOVA	-	E	0.55	1	0	07 ANTALYA	FİNİKE	08 B. AKDENİZ	1962
84	KARACAÖREN-II	KPZ	E	47.20	206	118	07 ANTALYA	SERİK	09 ANTALYA	1993
85	KEPEZ-I	KPZ	E	26.40	169	130	07 ANTALYA	MERKEZ	09 ANTALYA	1961
86	KEPEZ-II	KPZ	E	5.82	21	0	07 ANTALYA	MERKEZ	09 ANTALYA	1986
87	MANAVGAT	KPZ	E	48.00	220	40	07 ANTALYA	MANAVGAT	09 ANTALYA	1988
88	OYMAPINAR	DSİ	E	540.00	1 620	482	07 ANTALYA	MANAVGAT	09 ANTALYA	1984
89	ATATÜRK	DSİ	E+S	2 400.00	8 900	7 400	63 URFA	BOZOVA	21 FIRAT	1993
90	BİRECİK	YİD	S+E	672.00	2 518	1 801	63 URFA	BİRECİK	21 FIRAT	2000
91	KARKAMIŞ***	DSİ	E	180.00	652	462	63 URFA	BİRECİK	21 FIRAT	1999
92	ADILCEVAZ	-	E	0.40	2	1	13 BITLİS	ADILCEVAZ	25 VAN KAPALI	1967
93	AHLAT	-	E	0.20	1	0	13 BITLİS	AHLAT	25 VAN KAPALI	1950
94	ENGİL	DSİ	E	4.60	14	12	65 VAN	EDREMİT	25 VAN KAPALI	1968
95	ERCIŞ	DSİ	E	0.80	2	2	65 VAN	ERCIŞ	25 VAN KAPALI	
96	KOÇKÖPRÜ	DSİ	E	8.50	25	16	65 VAN	ERCIŞ	25 VAN KAPALI	1993
97	MALAZGİRT	-	E	1.20	3	2	49 MUŞ	MALAZGİRT	21 FIRAT	1966
98	OTLUCA-HAKKARI	-	E	1.28	3	1	30 HAKKARI	MERKEZ	26 DİCLE	1970
99	VARTO	-	E	0.30	1	0	49 MUŞ	VARTO	21 FIRAT	1968
100	ZERNEK-HOŞAP	DSİ	E	4.50	13	6	65 VAN	GÜRPINAR	25 VAN KAPALI	1989
101	ÇAYKÖY-AKSU	YİD	E	13.80	36	0	32 İSPARTA	EĞİRDİR	08 B. AKDENİZ	1989
102	DINAR-II	YİD	E	3.00	16	5	03 AFYON	DINAR	07 B. MENDERES	2000
103	KARACAÖREN-I	DSİ	E	32.00	142	84	15 BURDUR	BUCAK	09 ANTALYA	1990
104	KOVADA-I	İLB	E	8.25	35	19	32 İSPARTA	EĞİRDİR	09 ANTALYA	1960
105	KOVADA-II	DSİ	E	51.20	222	121	32 İSPARTA	EĞİRDİR	09 ANTALYA	1971
106	SÜTCÜLER	YİD	E	2.00	12	2	32 İSPARTA	SÜTCÜLER	09 ANTALYA	1998
107	AHIKÖY-I	YİD	E+S	2.10	11	0	58 SİVAS	DİVRİĞİ	21 FIRAT	1999
108	AHIKÖY-II	YİD	E+S	2.50	11	0	58 SİVAS	DİVRİĞİ	21 FIRAT	2000
109	ÇAMLIGOZE	DSİ	E+S	32.00	102	77	58 SİVAS	SUŞEHİRİ	14 YEŞİLIRMAK	2000
110	KILIÇKAYA	DSİ	E+S	124.00	332	277	58 SİVAS	SUŞEHİRİ	14 YEŞİLIRMAK	1990

TMMOB Enerji Raporu 2006

111	SIZIR	İLB	E	6.78	50	35	58 SIVAS	GEMEREK	15 KIZILIRMAK	1961
112	BESNI	-	E	0.30	0	0	02 ADIYAMAN	-	21 FIRAT	1956
113	CEYHAN-MARAŞ	İLB	E	3.60	20	12	46 K. MARAŞ	MERKEZ	20 CEYHAN	1958
114	KARGILIK	YID	E	24.00	71	10	46 K. MARAŞ	ANDIRIN	20 CEYHAN	2005
115	KISIK	YID	E	9.60	35	0	46 K. MARAŞ	GÖKSUN	20 CEYHAN	1993
116	MENZELET	DSİ	E+S+T	124.00	515	435	46 K. MARAŞ	MERKEZ	20 CEYHAN	1993
117	SIR	ÇEAŞ	E	283.50	725	408	46 K. MARAŞ	MERKEZ	20 CEYHAN	1991
118	SUÇATI	YID	E	7.00	28	8	46 K. MARAŞ	GÖKSUN	20 CEYHAN	2000
119	SÜLEYMANLI	OTOPR	E	4.60	19	7	46 K. MARAŞ	SÜLEYMANLI	20 CEYHAN	2004
120	ADIGÜZEL-I	DSİ	E+S	62.00	280	15	20 DENİZLİ	GÜNEY	07 B. MENDERES	1996
121	AŞ DALAMAN BEREKET	OTOPR	E	45.00	249		48 MUĞLA	DALAMAN	08 B. AKDENİZ	2001
122	BAGCI(BEYOBASI)	OTOPR		0.30	3	1	48 MUĞLA	KÖYCEGİZ	08 B. AKDENİZ	1999
123	BEREKETI-II	OTOPR		3.15	12	0	20 DENİZLİ	HONAZ	07 B. MENDERES	1998
124	ÇAL	YID	E+S	2.20	12	3	20 DENİZLİ	BEKİLİ	07 B. MENDERES	2001
125	EŞEN-II-GÖLTAŞ	OTOPR	E	43.50	203	0	48 MUĞLA	FETHİYE	08 B. AKDENİZ	2002
126	FESLEK-BEREKET	OTOPR	E	8.84	41	20	09 AYDIN	KUYUCAK	07 B. MENDERES	2004
127	FETHİYE	YID	E	16.50	90	27	48 MUĞLA	FETHİYE	08 B. AKDENİZ	1999
128	KEMER	DSİ	E+S	48.00	143	62	09 AYDIN	BOZDOĞAN	06 K. MENDERES	1958
129	BAYBURT	-		0.40	1	0	69 BAYBURT	-	22 D. KARADENİZ	1950
130	DOĞANKENTI-II	DSİ	E	70.80	314	62	28 GİRESUN	DOĞANKENT	22 D. KARADENİZ	1971
131	İKİZDERE-I	İLB	E	15.12	110	100	53 RİZE	İKİZDERE	22 D. KARADENİZ	1961
132	KÜRTÜN	DSİ	E	85.00	198	95	29 GÜMÜŞHANE	TORUL	22 D. KARADENİZ	2003
133	MURATLI***	EIE	E	115.00	444	253	08 ARTVİN	BORÇKA	23 ÇORUH	2005
134	MURGUL	OTOPR		4.70	9	5	08 ARTVİN	BORÇKA	23 ÇORUH	1951
135	KAYADIBI	-		0.50	3	3	74 BARTIN		13 B. KARADENİZ	1950
136	ARPAÇAY-TELEK	-		0.10	0	0	36 KARS	-	24 ARAS	1966
137	ÇILDIR-I	DSİ	E+S	15.36	30	20	75 ARDAHAN	ÇILDIR	24 ARAS	1975
138	GAZİLER	YID	E	11.10	50	21	36 KARS	TUZLUCA	24 ARAS	2002
139	KARS-DEREİÇİ	İLB	E	0.40	1	0	36 KARS	-	24 ARAS	1949
140	KITI	DSİ	E+S	2.76	12	10	76 İGDIR	MERKEZ	24 ARAS	1966
141	GÖNEN	YID	E+S+T	10.60	48	26	10 BALIKESİR	GÖNEN	02 MARMARA	1998
142	ESENDAL	KÖY HIZ.	E	0.30	1	0	08 ARTVİN	-	23 ÇORUH	1984
142	Toplam			12 788.21	45 930	33 560				

(İnşaa Olan Projeler)

Sıra No	Hidroelektrik Santralin Adı	Prj. Yapan	Amacı	Üretim			Santralin Bulunduğu Yerin			İşl. Açılış Yılı
				Kurulu Güç (MW)	Ortalama (GWh)	Güvenilir (GWh)	İl Trafik Kodu ve Adı	İlçe Adı	Havza No ve Adı	
1	BOĞAZKÖY	DSİ	E+S	10.00	20	20	16 BURSA	YENİŞEHİR	12 SAKARYA	2006
2	ULUBAT-ÇINARCIK	DSİ	E+S	120.00	548	422	16 BURSA	M.K.PAŞA	03 SUSURLUK	2008
3	ERMENEK***	EIE	E	309.00	1 048	837	70 KARAMAN	ERMENEK	17 D. AKDENİZ	2007
4	ÖBRUK	DSİ	E+S	200.00	473	337	19 ÇORUM	OSMANCIK	15 KIZILIRMAK	2006
5	KALELTI	OTOPR	E	15.00	52	11	80 OSMANIYE	KADIRLI	18 SEYHAN	2007
6	LAMAŞ-GÖKLER	YID	E	1.60	9	4	33 MERSİN	ERDEMLİ	17 D. AKDENİZ	2006
7	MENTAŞ	OTOPR	E	41.70	163	50	01 ADANA	İMAMOĞLU	18 SEYHAN	
8	KUMKÖY	DSİ	E+S	10.00	65	39	55 SAMSUN	ÇARŞAMBA	14 YEŞİLIRMAK	2006
9	SÜREYYABEY	DSİ	E+S	14.40	50	35	66 YOZGAT	ÇEKEREK	14 YEŞİLIRMAK	2010
10	TOPÇAM	DSİ	E+T	60.00	200	146	52 ORDU	MESUDİYE	22 D. KARADENİZ	2006
11	KEBANDERESİ	YID	E	5.20	32	20	23 ELAZIĞ	KEBAN	21 FIRAT	
12	KIĞI	EIE	E	140.00	450	337	12 BİNGÖL	MERKEZ	21 FIRAT	2008
13	SEYRANTEPE	OTOPR	E	34.00	188	150	23 ELAZIĞ	KARAKOÇAN	21 FIRAT	2009
14	UZUNÇAYIR	DSİ	E	74.30	317	214	62 TUNCELİ	MAZGİRT	21 FIRAT	2006

TMMOB Enerji Raporu 2006

15	BAHÇELİK	OTOPR	E+S+I	4.20	28	25	38 KAYSERİ	PINARBAŞI	18 SEYHAN	
16	YAMULA	YİD	E	100.00	422	345	38 KAYSERİ	MERKEZ	15 KIZILIRMAK	2006
17	AKSU-ŞAHMALLAR	OTOPR		14.00	27	0	07 ANTALYA	GAZİPAŞA	17 D. AKDENİZ	2005
18	DİM	DSİ	E+S+I	38.25	123	72	07 ANTALYA	ALANYA	09 ANTALYA	2007
19	SUGÖZÜ-KIZILDUZ	OTOPR		16.00	32	3	07 ANTALYA	GAZİPAŞA	17 D. AKDENİZ	2006
20	ŞANLIURFA-TÜNEL	DSİ	E	50.00	124	0	63 URFA	MERKEZ	21 FIRAT	2006
21	ALPASLAN-I	DSİ	E	160.00	488	418	49 MUŞ	VARTO	21 FIRAT	2006
22	KOVADA-III	YİD	E	2.75	14	6	32 İSPARTA	EĞİRDİR	09 ANTALYA	
23	ANDIRIN	YİD	E	24.00	83	14	46 K. MARAŞ	ANDIRIN	20 CEYHAN	2007
24	ERKENEK	OTOPR	E	12.00	52	16	02 ADIYAMAN	ERKENEK	21 FIRAT	2007
25	KILAVUZLU	DSİ	E+S+T	57.20	100	7	46 K. MARAŞ	MERKEZ	20 CEYHAN	2006
26	AKÇAY	OTOPR	E+S	27.80	95	20	09 AYDIN	BOZDOĞAN	07 B. MENDERES	2007
27	AKKÖPRÜ	DSİ	E+S	115.00	343	176	48 MUĞLA	DALAMAN	08 B. AKDENİZ	2006
28	CİNDERE	DSİ	E+S	29.30	88	5	20 DENİZLİ	GÜNEY	07 B. MENDERES	2008
29	ÇİNE	DSİ	E+S+T	39.50	118	18	09 AYDIN	ÇİNE	07 B. MENDERES	2006
30	GÖKYAR	OTOPR	E	11.60	43	23	48 MUĞLA	DALAMAN	08 B. AKDENİZ	
31	AKKOY-I	YİD	E	65.00	200	174	28 GİRESUN	TİREBOLU	22 D. KARADENİZ	
32	ATASU	DSİ	E+I	40.00	130	48	61 TRABZON	MAÇKA	22 D. KARADENİZ	2007
33	BORÇKA***	EİE	E	300.00	1 039	600	08 ARTVIN	BORÇKA	23 ÇORUH	2006
34	DERİNER***	EİE	E	670.00	2 118	1 212	08 ARTVIN	MERKEZ	23 ÇORUH	2007
35	DİLEK-GÜROLUK	YİD	E	180.00	593	168	53 RİZE	ÇAMLIHEMŞİN	22 D. KARADENİZ	2011
36	TÖRUL	DSİ	E	100.00	322	131	29 GÜMÜŞHANE	TÖRUL	22 D. KARADENİZ	2006
37	KIRAZLIKÖPRÜ	DSİ	E+S+T	8.00	41	22	74 BARTIN	MERKEZ	13 B. KARADENİZ	2007
38	KÖPRUBAŞI	DSİ	E+S+T	74.00	203	174	67 ZONGULDAK	DEVREK	13 B. KARADENİZ	2008
39	ÇAYGÖREN	OTOPR	E+S	3.70	19	15	10 BALIKESİR	SINDIRGI	03 SUSURLUK	2006
40	MANYAS	DSİ	E+S+T	19.50	59	44	10 BALIKESİR	MANYAS	03 SUSURLUK	2006
40	Toplam			3 197.00	10 518	6 358				

(Kati Projesi Hazır)

Sıra No	Hidroelektrik Santralin Adı	Prj. Yapan	Amacı	Üretim			Santralin Bulunduğu Yerin			İşl. Açı Yılı
				Kurulu Güç (MW)	Ortalama (GWh)	Güvenilir (GWh)	İl Trafik Kodu ve Adı	İlçe Adı	Havza No ve Adı	
1	KÜRSÖĞÜT***	EİE	E	279.00	322	189	26 ESKİŞEHİR	MIHALICCIK	12 SAKARYA	
2	KARGI(SAKARYA)***	EİE	E	214.20	281	170	26 ESKİŞEHİR	MIHALICCIK	12 SAKARYA	
3	MANSURLARI-II	DSİ	E	12.60	61	16	54 SAKARYA	AKYAZI	12 SAKARYA	
4	BOYABAT-KEPEZ	YİD	E	513.00	1 468	925	57 ŞİNOP	BOYABAT	15 KIZILIRMAK	
5	CİZRE***	EİE	E	240.00	1 208	947	73 ŞİRİNAK	CİZRE	26 DICLE	
6	İLİSU***	EİE	E	1 200.00	3 833	2 459	73 ŞİRİNAK	İDİL	26 DICLE	
7	AYŞEHATUN	DSİ	E	60.00	276	263	13 BITLİS	MUTKI	26 DICLE	
8	KÖPRÜLER-GEM	DSİ	E	2.20	14	9	65 VAN	GÜRPINAR	25 VAN KAPALI	
9	MURSAK	DSİ	E+S	6.70	32	25	58 SİVAS	DİVRİĞİ	21 FIRAT	
10	ARTVIN***	EİE	E	332.00	1 026	662	08 ARTVIN	MERKEZ	23 ÇORUH	
11	BAĞLIK***	EİE	E	67.00	238	128	08 ARTVIN	MERKEZ	23 ÇORUH	
12	BAYRAM***	EİE	E	81.00	265	145	08 ARTVIN	ŞAHSAT	23 ÇORUH	
13	YUSUFELİ***	EİE	E	540.00	1 705	1 129	08 ARTVIN	YUSUFELİ	23 ÇORUH	
14	ÇILDIR-II	DSİ	E+S	8.70	23	22	36 KARS	ÇILDIR	24 ARAS	
	T oplam			3 556.40	10 752	7 089				

(Planlama Raporu Hazır)

Sıra No	Hidroelektrik Santralin Adı	Prj. Yapan	Amacı	Üretim			Santralin Bulunduğu Yerin			İşl. Açı Yılı
				Kurulu Güç (MW)	Ortalama (GWh)	Güvenilir (GWh)	İl Trafik Kodu ve Adı	İlçe Adı	Havza No ve Adı	
1	GOZEDE	TUZEL	E	2.00	10		16 BURSA	KESTEL	03 SUSURLUK	

TMMOB Enerji Raporu 2006

2	KARYAĞMAZ	DSI	E	80.00	219	164	16 BURSA	M.K.PAŞA	03 SUSURLUK	
3	KIZKALE	TÜZEL	E	0.40	1	0	41 IZMIT	YUVACIK	02 MARMARA	
4	MARMARA	DSI	E+S	21.00	42	0	45 MANISA	SALİHLİ	05 GEDİZ	
5	AKÇAKÖY	DSI	E+S	0.45	1	0	43 KUTAHYA	ALTINTAŞ	12 SAKARYA	
6	BEŞKARIŞ	DSI	E+S	1.00	3	0	43 KUTAHYA	ALTINTAŞ	12 SAKARYA	
7	DOĞANÇAY	DSI	E	16.89	148	94	54 SAKARYA	GEYVE	12 SAKARYA	
8	GÖKÇEKİSİK	DSI	E	2.00	9	2	26 ESKİŞEHİR	MERKEZ	12 SAKARYA	
9	PAZARKÖY	DSI	E	17.00	78	27	54 SAKARYA	AKYAZI	12 SAKARYA	
10	PORSUK	DSI	E+S+I +T	3.90	14	8	26 ESKİŞEHİR	MERKEZ	12 SAKARYA	
11	SAKARYA N.ALÇAK DÜŞ.	TÜZEL	E	10.60	68		11 BİLECİK	SÖĞÜT	12 SAKARYA	
12	TARAKLI	OTOPR	E	5.00	18	2	54 SAKARYA	GEYVE	12 SAKARYA	
13	UÇÇAMLITEPE	TÜZEL	E	9.45	37	11	14 BOLU	MUDURNU	12 SAKARYA	
14	YÜRSE	DSI	E	9.50	36	11	14 BOLU	MUDURNU	12 SAKARYA	
15	BOZKIR	DSI	E	15.00	36	0	42 KONYA	BOZKIR	17 D. AKDENİZ	
16	BUCAKKIŞLA	EIE	E	23.00	125	57	70 KARAMAN	BOZKIR	17 D. AKDENİZ	
17	DİNEKSARAY	DSI	E+S	10.60	30	0	42 KONYA	DİNEK	16 KONYA-KAPALI	
18	KEPEZKAYA	EIE	E	15.00	77	44	70 KARAMAN	K. KARABEKİR	17 D. AKDENİZ	
19	MAVİ	DSI	E+S	25.00	84	0	42 KONYA	BOZKIR	16 KONYA-KAPALI	
20	TAŞKENT	TÜZEL	E	5.00	17	0	42 KONYA	TAŞKENT	17 D. AKDENİZ	
	ÇAKMAKLI	DSI	E+I	82.00	233	0	06 ANKARA		12 SAKARYA	
21								KIZILCAHAMAM		
22	KARGI(KIZILIRMAK)	EIE	E	98.00	450	131	19 ÇORUM	OSMANCIK	15 KIZILIRMAK	
23	TIMARLI	DSI	E+S	8.00	61	57	18 ÇANKIRI	MERKEZ	15 KIZILIRMAK	
24	YAZI	TÜZEL	E	1.50	7		18 ÇANKIRI	ORTA	15 KIZILIRMAK	
25	ALAKÖPRÜ	EIE	E	26.00	116	60	33 MERSİN	ANAMUR	17 D. AKDENİZ	
26	AZMAK-KIRPILIK	TÜZEL	E	15.50	42	9	33 MERSİN	MUT	17 D. AKDENİZ	
27	B.KARAÇAY	DSI	E+S+I +T	3.30	15	5	31 HATAY	SAMANDAĞ	19 AŞİ	
28	ÇAKIT	TÜZEL	E	12.80	42		01 ADANA	POZANTI	18 SEYHAN	
29	GOKTAŞ	DSI	E	270.00	1 160	586	01 ADANA	ALADAĞ	17 D. AKDENİZ	
30	GÜVENÇ	DSI	E+S	18.00	45	0	31 HATAY	HASSA	19 AŞİ	
31	GUZELCE	DSI	E+S	16.00	42	0	31 HATAY	HASSA	19 AŞİ	
32	İMAMOĞLU	DSI	E+S	14.00	43	0	01 ADANA	İMAMOĞLU	18 SEYHAN	
33	KARAKUZ(KÖRKÜN)	EIE	E	96.00	444	278	01 ADANA	POZANTI	18 SEYHAN	
34	KAYRAKTEPE	DSI	E+T	290.00	768	407	33 MERSİN	SİLİFKE	17 D. AKDENİZ	
35	LAMAS-I	DSI	E	13.00	82	35	33 MERSİN	ERDEMLİ	17 D. AKDENİZ	
36	LAMAS-II	DSI	E	13.00	83	34	33 MERSİN	ERDEMLİ	17 D. AKDENİZ	
37	LAMAS-III	YİD	E	16.00	84	40	33 MERSİN	ERDEMLİ	17 D. AKDENİZ	
38	LAMAS-IV	YİD	E	22.00	109	47	33 MERSİN	ERDEMLİ	17 D. AKDENİZ	
39	MUT***	EIE	E	91.00	270	249	33 MERSİN	MUT	17 D. AKDENİZ	
40	OTLUCA	EIE	E	49.00	254	72	33 MERSİN	ANAMUR	17 D. AKDENİZ	
41	SABUNSUYU-II	DSI	E+S	6.50	26	13	80 OSMANİYE	DÜZİÇİ	20 CEYHAN	
42	SİLİFKE-II	EIE	E	41.00	81	59	33 MERSİN	SİLİFKE	17 D. AKDENİZ	
43	TOROS	TÜZEL	E	45.00	200		01 ADANA	POZANTI	18 SEYHAN	
44	YEDİĞÖZE	YİD	E	250.00	969	459	01 ADANA	İMAMOĞLU	18 SEYHAN	
45	DARICA-I	DSI	E	79.00	293	181	52 ORDU	MESUDİYE	22 D. KARADENİZ	
46	ERBAA	DSI	E	49.00	412	346	60 TOKAT	ERBAA	14 YEŞİLIRMAK	
47	İNCESU	DSI	E	13.00	48	14	19 ÇORUM	ORTAKOY	14 YEŞİLIRMAK	
48	ORDU	DSI	E+I	70.00	193	138	52 ORDU	MERKEZ	22 D. KARADENİZ	
49	AKSU(ANAKOL)	EIE	E	120.00	344	237	25 ERZURUM	İSPİR	23 ÇORUH	
50	ARKUN	EIE	E	222.00	788	610	25 ERZURUM	İSPİR	23 ÇORUH	
51	AYVALI(ÇORUH)	EIE	E	125.00	409	248	25 ERZURUM	OLTU	23 ÇORUH	
52	EŞENDURAK	TÜZEL	E	5.20	30		25 ERZURUM	TORTUM	23 ÇORUH	
53	GÜLLUBAĞ	EIE	E	84.00	285	198	25 ERZURUM	İSPİR	23 ÇORUH	
54	İSPİR	EIE	E	54.00	328	311	25 ERZURUM	İSPİR	23 ÇORUH	
55	LALELİ***	EIE	E	99.00	245	204	25 ERZURUM	İSPİR	23 ÇORUH	
56	ÖLÜR	EIE	E	65.00	242	126	25 ERZURUM	OLTU	23 ÇORUH	
57	SÖYLEMEZ	DSI	E+S	36.00	209	204	25 ERZURUM	KÖPRÜKOY	24 ARAS	
58	TORTUM-II	EIE	E	11.00	51	20	25 ERZURUM	UZUNDERE	23 ÇORUH	

TMMOB Enerji Raporu 2006

59	GÖKÇE REG. VE HES	TUZEL	E	2.00	16		12 BINGÖL	SANCAK	21 FIRAT	
60	KEKLUCEK	YİD	E+S	17.00	42	0	44 MALATYA	YEŞİLYURT	21 FIRAT	
61	KONAKTEPEL-II***	DSİ	E	138.00	579	525	62 TUNCELİ	OVACIK	21 FIRAT	
62	PEMBELİK	DSİ	E	108.00	367	272	23 ELAZIĞ	MERKEZ	21 FIRAT	
63	SUÇATI HES	TUZEL	E	3.00	15		44 MALATYA	AKÇADAĞ	21 FIRAT	
64	TAGAR	TUZEL	E	2.00	11		62 TUNCELİ	ÇEMİŞGEZEK	21 FIRAT	
65	ALKUMRU	EİE	E	222.00	812	350	56 SİRT	MERKEZ	26 DİCLE	
66	KULP-1	TUZEL	E	18.26	54	58	21 DIYARBAKIR	KULP	26 DİCLE	
67	KULP-4	TUZEL	E	7.80	28	28	21 DIYARBAKIR	KULP	26 DİCLE	
68	PERVARI***	EİE	E	192.00	635	281	56 SİRT	PERVARI	26 DİCLE	
69	SILVAN	DSİ	E+S	160.00	681	641	21 DIYARBAKIR	SILVAN	26 DİCLE	
70	BAYRAMHACILI	DSİ-EİE	E+S	45.00	170	119	50 NEVŞEHİR	AVANOS	15 KIZILIRMAK	
71	DEVELİ	DSİ	E+S	6.70	25	17	38 KAYSERİ	DEVELİ	15 KIZILIRMAK	
72	TALAS	DSİ	E+I	2.00	14	-	38 KAYSERİ	TALAS	15 KIZILIRMAK	
73	AKSU-AKDENİZ	TUZEL	E	8.90	36	9	07 ANTALYA	SERİK	09 ANTALYA	
74	ALARA	TUZEL	E	76.00	300	97	07 ANTALYA	GÜNDOĞMUŞ	09 ANTALYA	
75	BEŞKONAK	DSİ	E	96.00	452	143	07 ANTALYA	MANAVGAT	09 ANTALYA	
76	BOLASAN	EİE	E	72.00	275	133	07 ANTALYA	SERİK	09 ANTALYA	
77	BUCAKKOY	TUZEL	E	5.70	29		07 ANTALYA	ALANYA	09 ANTALYA	
78	BURGULAR-GEBEŞ	DSİ	E	4.60	41	41	07 ANTALYA	KAŞ	08 B. AKDENİZ	
79	FİNİKE	DSİ	E	10.10	89	0	07 ANTALYA	FİNİKE	08 B. AKDENİZ	
80	KIZILGAÇ-KARAÇAY1,2	TUZEL	E	23.40	65	2	07 ANTALYA	KAŞ	08 B. AKDENİZ	
81	SINANHOCA	EİE	E	40.00	231	0	07 ANTALYA	AKSEKİ	09 ANTALYA	
82	TINAZTEPE	TUZEL	E	6.38	33		07 ANTALYA		09 ANTALYA	
83	UZUMDERE	TUZEL	E	21.50	75	0	07 ANTALYA	AKSEKİ	09 ANTALYA	
84	ALPAŞLAN-II***	DSİ	E+S+T	200.00	714	520	49 MUŞ	MERKEZ	21 FIRAT	
85	BAĞIŞLI	EİE	E	23.60	122	65	30 HAKKARİ	MERKEZ	26 DİCLE	
86	BAHÇESARAY-BEĞENDİK	TUZEL	E	45.00	175	98	65 VAN	BAHÇESARAY	26 DİCLE	
87	HAKKARİ***	EİE	E	208.00	625	463	30 HAKKARİ	MERKEZ	26 DİCLE	
88	ANAMAS	TUZEL	E	2.50	13	2	32 İSPARTA	AKSU	09 ANTALYA	
89	ÇUKURÇAYI ÜZER. HES	TUZEL	E	2.20	10		32 İSPARTA	MERKEZ	09 ANTALYA	
90	GÖKBEL I-II	TUZEL	E	18.00	47		32 İSPARTA	AĞLASUN	09 ANTALYA	
91	GÖKSU	DSİ	E	6.50	28	10	32 İSPARTA	SÜTÇÜLER	09 ANTALYA	
92	KASIMLAR	EİE	E	87.00	291	183	32 İSPARTA	SÜTÇÜLER	09 ANTALYA	
93	YAPRAKLI	TUZEL	E	4.00	9	-	15 BURDUR	GÖLHİSAR	08 B. AKDENİZ	
94	ALTINTIPE-SUŞEHİRİ	YİD	E+S	3.66	18	10	58 SİVAS	AKINCILAR	14 YEŞİLIRMAK	
95	BEYPINARI-SUŞEHİRİ	YİD	E+S	3.38	18	9	58 SİVAS	GÖLOVA	14 YEŞİLIRMAK	
96	ÇORAKÇIĞI	DSİ	E	7.00	29	15	58 SİVAS	ZARA	15 KIZILIRMAK	
97	GÖLBAŞI REG. VE HES	TUZEL	E	4.30	21		58 SİVAS	-	14 YEŞİLIRMAK	
98	İMRANLI	DSİ	E+S	3.00	11	5	58 SİVAS	İMRANLI	15 KIZILIRMAK	
99	KAYIBENDİ	TUZEL	E	9.60	37	15	58 SİVAS	-	14 YEŞİLIRMAK	
100	KONAK-SUŞEHİRİ	YİD	E+S	3.54	19	10	58 SİVAS	GÖLOVA	14 YEŞİLIRMAK	
101	MÜSLİMBABAT	DSİ	E	6.80	28	15	58 SİVAS	İMRANLI	15 KIZILIRMAK	
102	ÇATALOLUK	TUZEL	E	7.20	23	10	46 K. MARAŞ	-	20 CEYHAN	
103	DEĞİRMENÜSTÜ	TUZEL	E	38.00	119	2	46 K. MARAŞ	ANDIRIN	20 CEYHAN	
104	FIRNIS	YİD		7.30	36	18	46 K. MARAŞ	GÖKSUN	20 CEYHAN	
105	HANÇERİRMAĞI	TUZEL	E	5.60	22	10	46 K. MARAŞ	-	18 SEYHAN	
106	KARASU HES	TUZEL	E	2.20	17		46 K. MARAŞ	ANDIRIN	20 CEYHAN	
107	KARTALKAYA	TUZEL	E	9.00	39		46 K. MARAŞ	PAZARCİK	20 CEYHAN	
108	KAYRAN	TUZEL	E	3.20	12	4	46 K. MARAŞ	ANDIRIN	20 CEYHAN	
109	KÖRSÜLUEN.GRUBU	TUZEL	E	83.00	232	-	46 K. MARAŞ	ANDIRIN	20 CEYHAN	
110	OKKAYASI REG.VE ŞEHİTLİK HES	TUZEL	E	21.00	70		46 K. MARAŞ	SÜLEYMANLI	20 CEYHAN	
111	TAHTA REG. VE HES	TUZEL	E	15.00	40		46 K. MARAŞ	ANDIRIN	20 CEYHAN	
112	ZEYİN	TUZEL	E	5.00	21	9	46 K. MARAŞ	SÜLEYMANLI	20 CEYHAN	
113	ADIGÜZEL-II	DSİ	E	22.00	86	7	20 DENİZLİ	GÜNEY	07 B. MENDERES	
114	BAŞARAN	DSİ	E	0.60	5		09 AYDIN		07 B. MENDERES	
115	ÇALDERE	YİD	E	8.00	35	22	48 MUĞLA	FETHİYE	08 B. AKDENİZ	

TMMOB Enerji Raporu 2006

116	EGE1,2,3,4	TÜZEL	E	4.40	25	10	20 DENİZLİ	MERKEZ	07 B. MENDERES	
117	ERENLER	DSİ	E+S	4.23	22	3	20 DENİZLİ	ÇAL	07 B. MENDERES	
118	EŞEN-I-GOLTAŞ	OTOPR	E	43.50	203	0	48 MUĞLA	FETHİYE	08 B. AKDENİZ	
119	GOKBEL	DSİ	E+S	5.60	24	6	09 AYDIN	ÇİNE	07 B. MENDERES	
120	SIRMA	DSİ	E	7.00	27	5	09 AYDIN	BOZDOĞAN	07 B. MENDERES	
121	YANIKLAR1,2	TÜZEL	E	8.50	30	16	48 MUĞLA	FETHİYE	08 B. AKDENİZ	
122	YENİCEKENT	DSİ	E+S	23.90	76	5	20 DENİZLİ	BULDAN	07 B. MENDERES	
123	AKKOY-II	YİD	E	190.00	604	400	28 GİRESUN	TİREBOLU	22 D. KARADENİZ	
124	AKOCAK	DSİ		75.00	227	51	61 TRABZON	ARAKLI	22 D. KARADENİZ	
125	ALTIPARMAK	EİE	E	50.00	200	122	08 ARTVIN	YUSUFELİ	23 ÇORUH	
126	ARALIK	YİD	E	16.00	51	11	08 ARTVIN	BORÇKA	23 ÇORUH	
127	ASLANCIK	DSİ	E	90.00	363	128	28 GİRESUN	TİREBOLU	22 D. KARADENİZ	
128	AYDER	DSİ	E	35.00	185	63	53 RİZE	ÇAMLIHEMŞİN	22 D. KARADENİZ	
129	AYVADERE	EİE	E	10.00	40	26	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ	
130	BÜYÜKDÜZ***	DSİ		60.00	174	91	29 GÜMÜŞHANE	TORUL	22 D. KARADENİZ	
131	CANSU	TÜZEL	E	9.60	47		08 ARTVIN	MURGUL	23 ÇORUH	
132	CEVİZLİK	DSİ	E	90.00	395	133	53 RİZE	KALKANDERE	22 D. KARADENİZ	
133	ÇAMBAŞI BARAJI VE HES	DSİ	E	40.00	180	103	61 TRABZON	ÇAYKARA	22 D. KARADENİZ	
134	ÇAMLIHEMŞİN	YİD	E	42.00	195	120	53 RİZE	ÇAMLIHEMŞİN	22 D. KARADENİZ	
135	ÇAMLIKAYA	TÜZEL	E	7.00	27		61 TRABZON	ÇAYKARA	22 D. KARADENİZ	
136	ÇANKAYA BARAJI VE HES	EİE	E	70.00	248	180	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ	
137	ÇAT	DSİ	E	60.00	236	60	53 RİZE	ÇAMLIHEMŞİN	22 D. KARADENİZ	
138	ÇIRAKDAMI	DSİ		45.00	128	23	28 GİRESUN	DERELİ	22 D. KARADENİZ	
139	DEMİRKAPI-DEREKÖY***	DSİ		105.00	366	131	53 RİZE	İKİZDERE	22 D. KARADENİZ	
140	DERELİ	DSİ		45.00	144	25	28 GİRESUN	DERELİ	22 D. KARADENİZ	
141	DIKKAYA	DSİ	E	25.00	118	53	53 RİZE	ÇAMLIHEMŞİN	22 D. KARADENİZ	
142	DÜZENLİ	TÜZEL	E	0.50	4		08 ARTVIN	BORÇKA	23 ÇORUH	
143	ERENLER	EİE	E	19.00	89	8	08 ARTVIN	BORÇKA	23 ÇORUH	
144	HISARCIK	DSİ	E	15.00	72	32	53 RİZE	ÇAMLIHEMŞİN	22 D. KARADENİZ	
145	İKİSU	DSİ	E+I	40.00	134	72	28 GİRESUN	DERELİ	22 D. KARADENİZ	
146	KUŞLUK	TÜZEL	E	5.60	15		61 TRABZON	ARAKLI	22 D. KARADENİZ	
147	OGDEM REG.	EİE	E	18.00	69	13	08 ARTVIN	YUSUFELİ	23 ÇORUH	
148	RUZGARLI REG. VE HES	TÜZEL	E	6.75	44		53 RİZE	İKİZDERE	22 D. KARADENİZ	
149	SAMAN	DSİ	E	20.00	56	8	61 TRABZON	MERKEZ	22 D. KARADENİZ	
150	SARMAŞIK	TÜZEL	E	22.00	55		61 TRABZON	HAYRAT	22 D. KARADENİZ	
151	TİREBOLU	DSİ	E	60.00	114	48	28 GİRESUN	TİREBOLU	22 D. KARADENİZ	
152	TOZKOY	DSİ	E	120.00	347	147	53 RİZE	İKİZDERE	22 D. KARADENİZ	
153	TOZKOYII	TÜZEL	E	31.40	60	17	53 RİZE	İKİZDERE	22 D. KARADENİZ	
154	UZUNGÖL-II	DSİ	E	9.00	31	15	61 TRABZON		22 D. KARADENİZ	
155	UZUNGÖLOF-SOLAKLI	TÜZEL	E	380.00	1 000	213	61 TRABZON	ÇAYKARA	22 D. KARADENİZ	
156	YOKUŞLU-KALKANDERE	DSİ	E	34.00	131	44	53 RİZE	İKİZDERE	22 D. KARADENİZ	
157	YUK. MANAHOZ R.VE HES	TÜZEL	E	22.86	79		61 TRABZON		22 D. KARADENİZ	
158	ANDIRAZ	DSİ	E+T	36.00	57	33	37 KASTAMONU	ARAÇ	13 B. KARADENİZ	
159	BARTIN	DSİ	E	9.00	37	3	74 BARTIN	MERKEZ	13 B. KARADENİZ	
160	ÇAY	DSİ	E+T+I	33.00	128	105	67 ZONGULDAK	DEVREK	13 B. KARADENİZ	
161	KIZILCAPINAR-I	DSİ	E+S	1.50	9	3	67 ZONGULDAK	EREĞLİ	13 B. KARADENİZ	
162	OBRUCAK	DSİ	E	3.00	14	6	37 KASTAMONU	TAŞKÖPRÜ	15 KIZILIRMAK	
163	TAŞKÖPRÜ	DSİ	E+S+T	14.00	46	37	37 KASTAMONU	TAŞKÖPRÜ	15 KIZILIRMAK	
164	YALNIZCA	TÜZEL	E	15.90	48		78 KARABÜK	MERKEZ	13 B. KARADENİZ	
165	BOZTEPE	EİE	E	13.43	44	33	36 KARS	-	24 ARAS	
166	ÇATMA HES	DSİ	E+S	2.70	19	0	36 KARS	-	24 ARAS	
167	DEĞİRMENDERE	EİE	E	14.01	46	35	36 KARS	-	24 ARAS	
168	DEMİRKAPI	EİE	E	14.81	49	37	36 KARS	-	24 ARAS	
169	KALEBAŞI	EİE	E	12.60	42	31	36 KARS	-	24 ARAS	

TMMOB Enerji Raporu 2006

170	KARAKURT	EİE	E	110.00	342	262	36 KARS	SARIKAMIŞ	24 ARAS	
171	KOTANLI	DSİ	E	44.10	192	157	75 ARDAHAN	ÇİLDİR	24 ARAS	
172	KULOĞLU	EİE	E	33.40	114	88	36 KARS	KAĞIZMAN	24 ARAS	
173	TUZLUCA	EİE	E	20.00	117	73	36 KARS	-	24 ARAS	
174	BAYRAMIÇ	OTOPR	E	1.80	9	4	17 ÇANAKKALE	BAYRAMIÇ	04 KUZEY EGE	
175	MADRA	TUZEL	E	4.40	10		10 BALIKESİR	SELIYİYE	04 KUZEY EGE	
Toplam				7 305.60	26 562	13 305				

(Master Plan Raporu Hazır)

Sıra No	Hidroelektrik Santralin Adı	Prj. Yapan	Amacı	Kurulu Güç (MW)	Üretim		Santralin Bulunduğu Yerin			İşl. Açı Yılı
					Ortalama (GWh)	Güvenilir (GWh)	İl Trafik Kodu ve Adı	İlçe Adı	Havza No ve Adı	
1	DEVEÇIKONAGI	DSİ	E	12.00	33	17	16 BURSA	M.K.PAŞA	03 SUSURLUK	
2	KIZKAYASI	DSİ	E	130.00	360	217	16 BURSA	M.K.PAŞA	03 SUSURLUK	
3	ORHANELİ	EİE	E	48.00	161	134	16 BURSA	ORHANELİ	03 SUSURLUK	
4	YAHYAKÖY	DSİ	E+S	3.75	11	1	10 BALIKESİR	SUSURLUK	03 SUSURLUK	
5	B.MELEN	DSİ	E+I	30.00	151	160	54 SAKARYA	KARASU	13 B. KARADENİZ	
6	DAMLAPINAR	EİE	E	7.00	35	34	70 KARAMAN	K.KARABEKİR	17 D. AKDENİZ	
7	AKSU(DÜZCE)	EİE	E	41.00	144	37	14 BOLU	DÜZCE	13 B. KARADENİZ	
8	HAMZALI	DSİ	E+S	13.80	100	64	71 KIRIKKALE	SULAKYURT	15 KIZILIRMAK	
9	AŞAĞIKÖRKÜN	DSİ	E+S+I	7.00	40	37	01 ADANA	KARAIŞALI	18 SEYHAN	
10	EĞLENCE	DSİ	E	32.00	115	70	01 ADANA	KARAIŞALI	18 SEYHAN	
11	FEKE	DSİ		170.00	426	223	01 ADANA	FEKE	18 SEYHAN	
12	KADINCİK-III	DSİ	E	40.00	148	73	33 MERSİN	ÇAMLIYAYLA	17 D. AKDENİZ	
13	KADINCİK-IV	DSİ	E	50.00	186	92	33 MERSİN	ÇAMLIYAYLA	17 D. AKDENİZ	
14	KAŞAKBENDİ	DSİ	E	120.00	564	256	01 ADANA	KOZAN	18 SEYHAN	
15	KOPRÜ	DSİ	E	189.00	481	249	01 ADANA	KOZAN	18 SEYHAN	
16	MENGE	DSİ	E	33.00	113	58	01 ADANA	FEKE	18 SEYHAN	
17	PAMUKLUK	DSİ		15.00	72	25	33 MERSİN	TARSUS	17 D. AKDENİZ	
18	YAMANLI-I	DSİ	E	22.00	101	34	01 ADANA	TUFANBEYLİ	18 SEYHAN	
19	YAMANLI-II	DSİ	E	120.00	393	120	01 ADANA	SAIMBEYLİ	18 SEYHAN	
20	YAMANLI-III	DSİ	E	30.00	175	76	01 ADANA	SAIMBEYLİ	18 SEYHAN	
21	AKINCI	DSİ	E	77.49	250	196	60 TOKAT	REŞADİYE	14 YEŞİLIRMAK	
22	DARICA-II	DSİ	E	75.00	202	106	52 ORDU	MERKEZ	22 D. KARADENİZ	
23	KOYULHIŞAR	DSİ	E	38.20	311	304	60 TOKAT	KOYULHIŞAR	14 YEŞİLIRMAK	
24	KOZBUKÜ	DSİ	E	66.00	239	165	52 ORDU	MERKEZ	22 D. KARADENİZ	
25	NIKSAR	DSİ	E	29.90	234	209	60 TOKAT	NIKSAR	14 YEŞİLIRMAK	
26	REŞADİYE	DSİ	E	52.70	444	427	60 TOKAT	REŞADİYE	14 YEŞİLIRMAK	
27	ŞAHINKAYA	DSİ	E	72.00	276	263	52 ORDU	AKKUŞ	14 YEŞİLIRMAK	
28	BAGIŞTAŞ	EİE	E	122.00	431	254	24 ERZİNCAN	İLİÇ	21 FIRAT	
29	BAGIŞTAŞ II	EİE	E	60.00	200	118	24 ERZİNCAN	İLİÇ	21 FIRAT	
30	DOĞUBEYAZIT	DSİ	E	4.50	30	27	04 AĞRI	D.BEYAZIT	24 ARAS	
31	ERİÇ***	EİE	E	170.00	703	433	24 ERZİNCAN	KEMAH	21 FIRAT	
32	FINDIKLI	EİE	E	30.00	87	78	24 ERZİNCAN	TERCAN	21 FIRAT	
33	KEMAH	EİE	E	135.00	494	349	24 ERZİNCAN	KEMAH	21 FIRAT	
34	SANSA	EİE	E	44.00	302	88	24 ERZİNCAN	MERKEZ	21 FIRAT	
35	AKYAYIK	DSİ	E	7.00	22	20	62 TUNCELİ	OVACIK	21 FIRAT	
36	BOZKAYA	DSİ	E	30.00	109	85	62 TUNCELİ	MERKEZ	21 FIRAT	
37	KALETEPE	DSİ	E	60.00	215	166	62 TUNCELİ	MERKEZ	21 FIRAT	
38	PULUMUR	DSİ	E	30.00	119	88	62 TUNCELİ	MERKEZ	21 FIRAT	
39	TATAR(GEDİK)	DSİ	E	100.20	377	260	23 ELAZIĞ	KARAKOÇAN	21 FIRAT	
40	ARMAĞAN	TUZEL	E	6.80	17	10	39 KIRKLARELİ	-	01 MERİÇ	
41	BALABAN	TUZEL	E	9.10	27	-	39 KIRKLARELİ	-	01 MERİÇ	
42	KAYALIKÖY-II	TUZEL	E	5.50	17	13	39 KIRKLARELİ	-	01 MERİÇ	
43	KIRKLARELİ	TUZEL	E	2.50	7	5	39 KIRKLARELİ	-	01 MERİÇ	
44	AVANOS-CEMEL	TUZEL	E	9.55	79	65	50 NEVŞEHİR	AVANOS	15 KIZILIRMAK	
45	ÇAMLICA-II	DSİ	E	26.00	133	57	38 KAYSERİ	YAHYALI	18 SEYHAN	
46	ÇAMLICA-III	DSİ	E	25.00	123	56	38 KAYSERİ	YAHYALI	18 SEYHAN	
47	GELINGULLU	TUZEL	E	2.00	13	12	66 YOZGAT	OSMANPAŞA	15 KIZILIRMAK	

TMMOB Enerji Raporu 2006

48	GICIK	DSI	E	1.00	5	2	38 KAYSERI	DEVELI	18 SEYHAN	
49	GÜMÜŞÖREN	DSI	E+S	5.00	12	0	38 KAYSERI	DEVELI	18 SEYHAN	
50	İNDERE	DSI	E	62.00	236	181	38 KAYSERI	YAHYALI	18 SEYHAN	
51	TATLAR	DSI		60.00	291	146	38 KAYSERI	YAHYALI	18 SEYHAN	
52	TOPAKTAŞ	DSI	E	7.00	34	12	38 KAYSERI	YAHYALI	18 SEYHAN	
53	BAŞKALE	EIE	E	5.70	19	15	30 HAKKARI	DICLE	26 DICLE	
54	ÇUKURCA***	EIE	E	244.92	796	437	30 HAKKARI	ÇUKURCA	26 DICLE	
55	DOĞANLI***	EIE	E	461.60	1 327	850	30 HAKKARI	MERKEZ	26 DICLE	
56	GEÇİTLİ	EIE	E	8.00	49	35	30 HAKKARI	ÇUKURCA	26 DICLE	
57	MURADIYE-AYRANCILAR	DSI	E+S+T	34.00	133	86	65 VAN	MURADIYE	25 VAN KAPALI	
58	BAŞAK	EIE	E	46.50	128	86	32 İSPARTA	SÜTÇÜLER	09 ANTALYA	
59	AKTEPE	TÜZEL	E	16.50	77	13	02 ADIYAMAN	TUT	21 FIRAT	
60	BULAM	TÜZEL	E	7.00	24	1	02 ADIYAMAN	ÇELİKHAN	20 CEYHAN	
61	BÜYÜKÇAY	DSI	E+S	30.38	84	0	02 ADIYAMAN	KAHTA	21 FIRAT	
62	KANDİLEN.GRUBU	DSI		294.20	1 120	562	46 K. MARAŞ	ELBİSTAN	20 CEYHAN	
63	KARAPUR BRJ. VE HES	TÜZEL	E	7.00	27	6	46 K. MARAŞ	-	20 CEYHAN	
64	KOCALI	DSI	E+S	40.00	120	0	02 ADIYAMAN	ÇELİKHAN	21 FIRAT	
65	SİRİMTAŞ	DSI	E	28.39	87	47	02 ADIYAMAN	ÇELİKHAN	21 FIRAT	
66	NARLI	DSI	E	130.00	402	202	48 MUĞLA	DALAMAN	08 B. AKDENİZ	
67	SAMIŞOYDAM-SANDALCIK	DSI	E	175.00	515	272	48 MUĞLA	KOYCEGİZ	08 B. AKDENİZ	
68	ÇANKAYA	EIE	E	29.25	134	66	61 TRABZON	ARAKLI	22 D. KARADENİZ	
69	ÇİTAKLI	EIE	E	1.05	5	1	61 TRABZON	ŞALPAZARI	22 D. KARADENİZ	
70	GÜRPINAR	DSI	E	50.00	128	86	53 RİZE	ÇAYELİ	22 D. KARADENİZ	
71	İKİZKAVAK	EIE	E	20.00	73	16	08 ARTVIN	YUSUFELİ	23 ÇORUĞ	
72	KARDAKLI	EIE	E	1.31	6	1	61 TRABZON	BEŞİKDÜZÜ	22 D. KARADENİZ	
73	KAYACAN (KÖSEÇİK)	EIE	E	8.60	32	5	61 TRABZON	VAKFIKEBİR	22 D. KARADENİZ	
74	KAYALAR	DSI	E	85.00	176	149	53 RİZE	ÇAYELİ	22 D. KARADENİZ	
75	KOVANLIK	DSI	E	75.00	207	137	28 GİRESUN	BULANCAK	22 D. KARADENİZ	
76	ORTAKOY-FOLDERE	EIE	E	1.61	8	1	61 TRABZON	VAKFIKEBİR	22 D. KARADENİZ	
77	VARLIK REG.	EIE	E	3.73	15	2	61 TRABZON	VAKFIKEBİR	22 D. KARADENİZ	
78	AKTAŞ BARAJI VE HES	DSI	E+T	12.50	38	26	78 KARABÜK		13 B. KARADENİZ	
79	ARIT	YİD	E	9.00	46	18	74 BARTIN	MERKEZ	13 B. KARADENİZ	
80	CİDE	DSI	E	40.00	148	97	37 KASTAMONU	CİDE	13 B. KARADENİZ	
81	CÜRÜMÖREN	DSI	E	6.00	13	11	37 KASTAMONU	DEVREKANI	13 B. KARADENİZ	
82	İLİCA	DSI	E	70.00	190	14	37 KASTAMONU	AZDAVAY	13 B. KARADENİZ	
83	SUÇATI	DSI	E	10.50	69	43	78 KARABÜK	MERKEZ	13 B. KARADENİZ	
84	TEFEN	DSI	E	13.50	81	45	78 KARABÜK	YENİCE	13 B. KARADENİZ	
85	TOR	DSI	E	115.00	321	173	37 KASTAMONU	PINARBAŞI	13 B. KARADENİZ	
86	AKINCI	DSI	E	77.50	250	196	75 ARDAHAN	ÇİLDİR	24 ARAS	
87	ARDANUÇ-I	DSI	E+S	37.20	79	39	75 ARDAHAN	ARDANUÇ	24 ARAS	
88	ARDANUÇ-II	DSI	E+S	20.90	59	26	75 ARDAHAN	ARDANUÇ	24 ARAS	
89	GÜLEÇ	DSI	E+S	140.00	310	245	75 ARDAHAN	ARDANUÇ	24 ARAS	
90	GÜRTÜRK	DSI	E	44.80	161	133	75 ARDAHAN	KURTKALE	24 ARAS	
91	HARMANLI	DSI	E+S	173.50	440	304	75 ARDAHAN	ARDANUÇ	24 ARAS	
92	ZEYİTLİ	DSI		1.50	9	10	10 BALIKESİR	EDREMIT	04 KUZZEY EGE	
	Toplam			5 115.63	17 754	10 618				

(İlk Etüdü Hazır)

Sıra No	Hydroelektrik Santralin Adı	Prj. Yapan	Amacı	Kurulu Güç (MW)	Üretim		Santralin Bulunduğu Yerin			İşl. Açıl Yılı
					Ortalama (GWh)	Güvenilir (GWh)	İl Trafik Kodu ve Adı	İlçe Adı	Havza No ve Adı	
1	AKÇAY	EIE	E	2.46	11	1	16 BURSA	-	07 B. MENDERES	
2	GÖK	EIE	E	1.91	9	0	16 BURSA		03 SUSURLUK	
3	GÖKTAŞ-EIE	EIE	E	48.00	156	134	16 BURSA	ÖRHANELİ	03 SUSURLUK	
4	GÜVERCİNLİK	EIE	E	2.18	10	0	16 BURSA		03 SUSURLUK	
5	BARAK-AFŞAR-II	DSI	E+S	4.00	8	0	45 MANİSA	ALKAŞEHİR	05 GEDİZ	

TMMOB Enerji Raporu 2006

6	KALINHARMAN	EIE	E	5.31	23	11	64 UŞAK		05 GEDİZ	
7	KARAAĞAÇ	EIE	E	0.91	4	1	35 İZMİR	-	05 GEDİZ	
8	KOCAYATAK	EIE	E	2.00	8	1	35 İZMİR	-	05 GEDİZ	
9	ORTAKÖY	EIE	E	27.00	108	65	35 İZMİR	-	05 GEDİZ	
10	APA	TÜZEL	E	5.00	-	-	42 KONYA	-	16 KONYA-KAPALI	
11	BALKUSAN	EIE	E	38.00	117	77	70 KARAMAN	-	17 D. AKDENİZ	
12	GÖKDERE REG. VE HES	EIE	E	20.00	113	44	70 KARAMAN	ERMENEK	17 D. AKDENİZ	
13	YIĞIT	TÜZEL	E	0.30	3	-	42 KONYA	HALKAPINAR	16 KONYA-KAPALI	
14	DEREDİBİ	EIE	E	0.47	2	1	14 BOLU		13 B. KARADENİZ	
15	DÜZCE	TÜZEL	E	5.20	22	-	14 BOLU	DÜZCE	13 B. KARADENİZ	
16	HASANLAR-KANAL	TÜZEL	E	5.20	22	8	14 BOLU	DÜZCE	13 B. KARADENİZ	
17	KARAKOYUNLU	TÜZEL	E	11.00	22	-	06 ANKARA	SINCAN	12 SAKARYA	
18	YAYLACIK	EIE	E	0.63	4	2	14 BOLU		13 B. KARADENİZ	
19	ASMACA	EIE	E	22.00	72	62	01 ADANA	FEKE	18 SEYHAN	
20	DİNÇ	EIE	E	1.00	4	3	33 MERSİN	MUT	17 D. AKDENİZ	
21	DÖRTYOL	DSİ	E+S	16.00	63	41	31 HATAY	DÖRTYOL	19 ASI	
22	EFRENK	DSİ	E	26.00	90	51	33 MERSİN	MERKEZ	17 D. AKDENİZ	
23	KAMIŞLI	EIE	E	61.00	174	150	01 ADANA	KAMIŞLI	18 SEYHAN	
24	MERİH	TÜZEL	E	2.50	20	18	01 ADANA	KOZAN	18 SEYHAN	
25	NURI-II-III	TÜZEL	E	30.10	144	121	01 ADANA	KOZAN	18 SEYHAN	
26	SARIKAVAK BAR. VE HES	EIE	E	12.00	32	31	33 MERSİN	MUT	17 D. AKDENİZ	
27	TAŞLİBEL-MUSLUK	TÜZEL	E	12.00	40	21	33 MERSİN	MUT	17 D. AKDENİZ	
28	AĞKOLU	EIE	E	3.81	22	6	52 ORDU	-	22 D. KARADENİZ	
29	AYANCIK	DSİ		12.00	25		57 SİNOP	AYANCIK	13 B. KARADENİZ	
30	BAŞKÖY	DSİ		12.70	37		52 ORDU	ÜNVE	22 D. KARADENİZ	
31	BOLAMAN	DSİ	E	14.50	57	32	52 ORDU	FATSA	22 D. KARADENİZ	
32	ÇAVUŞLU	DSİ	E	11.00	47	23	52 ORDU	FATSA	22 D. KARADENİZ	
33	DİBECİK	EIE	E	1.44	8	1	55 SAMSUN	-	22 D. KARADENİZ	
34	ILICA	EIE	E	1.46	8	3	52 ORDU	-	22 D. KARADENİZ	
35	IRMAKIÇI	EIE	E	1.39	8	1	55 SAMSUN	-	22 D. KARADENİZ	
36	KARASAY	DSİ	E	4.80	22	9	52 ORDU	FATSA	22 D. KARADENİZ	
37	KARATAŞ	DSİ	E	10.30	43	19	52 ORDU	FATSA	22 D. KARADENİZ	
38	KARTAL	DSİ		6.30	18		52 ORDU	ÜNVE	22 D. KARADENİZ	
39	KAVŞAK	DSİ	E	36.60	160	94	52 ORDU	FATSA	22 D. KARADENİZ	
40	KAYACIK	DSİ		8.50	23		52 ORDU	ÜNVE	22 D. KARADENİZ	
41	KAYADIBİ	EIE	E	1.06	6	1	55 SAMSUN	-	22 D. KARADENİZ	
42	KOZBUKÜ	EIE	E	0.63	3	1	52 ORDU	-	22 D. KARADENİZ	
43	KÖPRUBAŞI	DSİ		9.00	27		52 ORDU	ÜNVE	22 D. KARADENİZ	
44	MELET-I	EIE	E	2.03	9	2	52 ORDU	-	22 D. KARADENİZ	
45	MELET-II	EIE	E	2.32	10	2	52 ORDU	-	22 D. KARADENİZ	
46	ORTAKOY	DSİ	E	9.00	36	19	52 ORDU	FATSA	22 D. KARADENİZ	
47	OSKARA	EIE	E	1.48	8	2	52 ORDU	-	22 D. KARADENİZ	
48	PELİTLİ	DSİ		11.80	33		52 ORDU	ÜNVE	22 D. KARADENİZ	
49	PIRO	EIE	E	3.21	17	4	52 ORDU	-	22 D. KARADENİZ	
50	TEKATAN	EIE	E	1.97	11	1	52 ORDU	-	22 D. KARADENİZ	
51	AKSU(YANKOL)	EIE	E	21.00	94	44	25 ERZURUM	İSPIR	23 ÇORUH	
52	ARDIÇLI	EIE	E	6.25	20	0	25 ERZURUM		23 ÇORUH	
53	AŞAĞIMAHALLE	DSİ	E	5.20	29	23	24 ERZİNCAN	KEMAH	21 FIRAT	
54	BAYRAKTAR	DSİ	E	12.00	66	-	25 ERZURUM	TORTUM	23 ÇORUH	
55	ÇAYAŞAN	EIE	E	17.00	84	24	25 ERZURUM	UZUNDERE	23 ÇORUH	
56	GÖKÇEŞİH	DSİ	E	34.00	119	83	25 ERZURUM	ÇAT	21 FIRAT	
57	HAYDAR I VE HAYDAR II	DSİ	E	22.50	76	-	24 ERZİNCAN	TERCAN	21 FIRAT	
58	KALETEPE REG. VE HES	TÜZEL	E	6.30	18	-	25 ERZURUM	TORTUM	23 ÇORUH	
59	ÖZLÜCE(ÇORUH)	EIE	E	18.00	61	16	25 ERZURUM	İSPIR	23 ÇORUH	
60	SARIKONAK I	EIE	E	11.40	41	30	24 ERZİNCAN	İLİÇ	21 FIRAT	
61	SIRAKONAKLAR	EIE	E	11.00	43	16	25 ERZURUM	İSPIR	23 ÇORUH	
62	TORTUMKALE-I	TÜZEL	E	10.50	30	-	25 ERZURUM	TORTUM	23 ÇORUH	
63	TORTUMKALE-II	TÜZEL	E	6.30	22	-	25 ERZURUM	TORTUM	23 ÇORUH	
64	YEDİGÖL	EIE	E	11.00	42	26	25 ERZURUM	İSPIR	23 ÇORUH	

TMMOB Enerji Raporu 2006

65	ABDALAN	DSİ	E	6.00	21	2	12 BİNGÖL	KİGİ	21 FIRAT	
66	BAŞKOY(FIRAT)	DSİ	E	24.00	105	73	12 BİNGÖL	KİGİ	21 FIRAT	
67	BEYHANİ***	EİE	E	300.00	1 435	1 085	23 ELAZIĞ	PALU	21 FIRAT	
68	ÇATALBAHÇE	EİE	E	58.50	157	126	44 MALATYA	AKÇADAĞ	21 FIRAT	
69	DENİZBAĞ	DSİ	E	25.50	143	0	44 MALATYA	HEKİMHAN	21 FIRAT	
70	EKİT(KARAKAYA)	EİE	E	29.40	117	61	44 MALATYA	AKÇADAĞ	21 FIRAT	
71	İLİCA(FIRAT)	DSİ	E	7.38	26	13	12 BİNGÖL	KİGİ	21 FIRAT	
72	KALEKOY***	EİE	E	293.00	1 293	641	12 BİNGÖL	SOLHAN	21 FIRAT	
73	KARATAŞ(FIRAT)	DSİ	E	40.00	175	122	12 BİNGÖL	KİGİ	21 FIRAT	
74	KAYNARCA	EİE	E	35.70	128	108	44 MALATYA	DARENDE	21 FIRAT	
75	KAZAN	DSİ	E	28.00	97	60	12 BİNGÖL	KİGİ	21 FIRAT	
76	KESİKKÖPRÜ(FIRAT)	DSİ	E	62.00	355	248	44 MALATYA	HEKİMHAN	21 FIRAT	
77	PALU	EİE	E	20.00	84	9	23 ELAZIĞ	PALU	21 FIRAT	
78	PULLUR	DSİ	E	3.82	13	0	12 BİNGÖL	MERKEZ	21 FIRAT	
79	PÜLÜMÜRREGÜLATÖRÜ	DSİ	E	26.00	114	0	62 TUNCELI	MERKEZ	21 FIRAT	
80	SARSAP	DSİ	E	15.20	133	0	44 MALATYA	HEKİMHAN	21 FIRAT	
81	YAZIHAN-I	DSİ	E	9.40	53	0	44 MALATYA	HEKİMHAN	21 FIRAT	
82	YAZIHAN-II	DSİ	E	7.20	40	0	44 MALATYA	HEKİMHAN	21 FIRAT	
83	YAZIKOY	EİE	E	41.90	129	104	44 MALATYA	DARENDE	21 FIRAT	
84	BAYKAN	EİE	E	55.00	284	238	56 SIIRT	BAYKAN	26 DICLE	
85	BAYKAN-II	EİE	E	35.00	164	142	56 SIIRT	BAYKAN	26 DICLE	
86	ÇETİN***	EİE	E	350.00	1 237	425	56 SIIRT	PERVARI	26 DICLE	
87	DİPİNİ	DSİ	E+S	80.00	265	220	21 DIYARBAKIR	DICLE	26 DICLE	
88	ERUH	DSİ	E	38.00	134	90	56 SIIRT	ERUH	26 DICLE	
89	GARZAN	DSİ	E+S	90.00	170	96	72 BATMAN	KOZLUK	26 DICLE	
90	HEZİL	DSİ	E+S	55.00	155	66	73 ŞIRNAK	SİLOPI	26 DICLE	
91	HİZAN	DSİ	E	8.50	37	22	56 SIIRT	ŞIRVAN	26 DICLE	
92	KESKİN	EİE	E	164.00	740	359	56 SIIRT	PERVARI	26 DICLE	
93	KIRKEMİR	DSİ	E+S	48.00	172	126	73 ŞIRNAK	SİLOPI	26 DICLE	
94	KIZILSU	DSİ	E+S	12.40	43	30	73 ŞIRNAK	CIZRE	26 DICLE	
95	NARLI	EİE	E	36.00	168	79	56 SIIRT	PERVARI	26 DICLE	
96	ORAN	EİE	E	40.00	189	90	56 SIIRT	PERVARI	26 DICLE	
97	ŞIRVAN	DSİ	E	28.00	98	65	56 SIIRT	ŞIRVAN	26 DICLE	
98	TARİHLER	DSİ	E	20.00	85	60	56 SIIRT	ŞIRVAN	26 DICLE	
99	DAMLACIK	DSİ	E+S	15.00	92	68	40 KIŞSEHIR	MERKEZ	15 KIZILIRMAK	
100	TUZKOY	DSİ	E+S	11.00	54	12	50 NEVŞEHİR	GÜLŞEHİR	15 KIZILIRMAK	
101	ALAKIR	DSİ	E+S	1.50	12	11	07 ANTALYA	KUMLUCA	08 B. AKDENİZ	
102	ALAKIR-1	EİE	E	7.29	38	5	07 ANTALYA	-	08 B. AKDENİZ	
103	ALAKIR-2	EİE	E	7.15	36	4	07 ANTALYA	-	08 B. AKDENİZ	
104	ALARAHAN	EİE	E	115.00	310	152	07 ANTALYA	-	08 B. AKDENİZ	
105	ANTALYA	TÜZEL	E	3.70	13	-	07 ANTALYA	-	09 ANTALYA	
106	AYKIRCA	DSİ	E	7.30	64	0	07 ANTALYA	FİNİKE	08 B. AKDENİZ	
107	BALIR	EİE	E	5.09	18	0	07 ANTALYA	-	09 ANTALYA	
108	BAYIR	EİE	E	0.61	4	2	07 ANTALYA	-	09 ANTALYA	
109	CELLE	EİE	E	2.33	9	3	07 ANTALYA	-	09 ANTALYA	
110	ÇANDIR-1	EİE	E	2.82	12	3	07 ANTALYA	-	09 ANTALYA	
111	ÇANDIR-2	EİE	E	0.59	3	1	07 ANTALYA	-	08 B. AKDENİZ	
112	ÇANDIR-3	EİE	E	1.59	8	2	07 ANTALYA	-	09 ANTALYA	
113	ÇATAK	EİE	E	0.60	2	1	07 ANTALYA	-	08 B. AKDENİZ	
114	ÇAYAĞZI	DSİ	E	4.47	39	25	07 ANTALYA	KUMLUCA	08 B. AKDENİZ	
115	DEĞİRMEN	EİE	E	9.32	37	0	07 ANTALYA	-	09 ANTALYA	
116	ELMALI	TÜZEL	E	2.60	8	-	07 ANTALYA	ELMALI	08 B. AKDENİZ	
117	GÜNDOĞMUŞ	EİE	E	50.00	199	115	07 ANTALYA	GÜNDOĞMUŞ	09 ANTALYA	
118	KARGI - KARGIÇAYI	EİE	E	4.03	14	0	07 ANTALYA	-	09 ANTALYA	
119	KORKUTELİ	EİE	E	2.05	11	3	07 ANTALYA	-	09 ANTALYA	
120	KOZDERE	DSİ	E	4.40	39	0	07 ANTALYA	KUMLUCA	08 B. AKDENİZ	
121	MANAVGAT-1	EİE	E	16.49	63	0	07 ANTALYA	-	09 ANTALYA	
122	MANAVGAT-2	EİE	E	13.63	53	0	07 ANTALYA	-	09 ANTALYA	
123	OBAÇAYI	TÜZEL	E	4.40	20	-	07 ANTALYA	-	09 ANTALYA	

TMMOB Enerji Raporu 2006

124	OĞUZ	EİE	E	3.13	17	9	07 ANTALYA		09 ANTALYA	
125	SALAMUR	TÜZEL	E	2.70	14	-	07 ANTALYA	KORKUTELİ	09 ANTALYA	
126	SAPA	EİE	E	1.34	5	0	07 ANTALYA	-	08 B. AKDENİZ	
127	ŞAHAPKÖPRÜ	EİE	E	30.00	146	0	07 ANTALYA		08 B. AKDENİZ	
128	ULUPINAR	EİE	E	1.04	5	1	07 ANTALYA		09 ANTALYA	
129	ZİNCİRLİ	DSİ	E	16.30	72	0	07 ANTALYA	MANAVGAT	09 ANTALYA	
130	BITLİS	EİE	E	60.00	228	51	13 BITLİS	MERKEZ	26 DİCLE	
131	DİLEKTAŞI	EİE	E	125.00	328	210	30 HAKKARI	MERKEZ	26 DİCLE	
132	ESENYAMAÇ	EİE	E	9.00	25	14	30 HAKKARI	MERKEZ	26 DİCLE	
133	GÜZELDERE	DSİ	E	73.00	168	121	13 BITLİS	MERKEZ	26 DİCLE	
134	KARASU	EİE	E	22.00	57	33	30 HAKKARI	MERKEZ	26 DİCLE	
135	KOR	DSİ	E	33.30	187	120	13 BITLİS	MUTKI	26 DİCLE	
136	PIRAHMET	DSİ	E	10.00	55	0	13 BITLİS	MERKEZ	26 DİCLE	
137	KAPLANBÜKÜ	EİE	E	2.11	10	4	32 ISPARTA		09 ANTALYA	
138	YAYLABEL	TÜZEL	E	5.00	35		32 ISPARTA	SÜTÇÜLER	09 ANTALYA	
139	AKÇAKALE	DSİ	E	2.00	10		58 SIVAS	KANGAL	21 FIRAT	
140	ÇERMİKLER	DSİ	E	4.85	30	17	58 SIVAS	ŞARKIŞLA	15 KIZILIRMAK	
141	ÖMERLERDUZU	DSİ	E	1.30	10	7	58 SIVAS	MERKEZ	15 KIZILIRMAK	
142	SARACBENDİ	DSİ	E	2.40	18	13	58 SIVAS	ŞARKIŞLA	15 KIZILIRMAK	
143	SIVAS	TÜZEL	E	19.00	-	-	58 SIVAS	-	15 KIZILIRMAK	
144	ANDIRINSUYU	TÜZEL	E	5.20	23	-	46 K. MARAŞ	-	20 CEYHAN	
145	AŞAĞIFIRNİS	TÜZEL	E	4.00	13	6	46 K. MARAŞ	-	20 CEYHAN	
146	AVCILAR	TÜZEL	E	8.00	29		46 K. MARAŞ	AVCILAR	20 CEYHAN	
147	K.MARAŞ	TÜZEL	E	10.00	27	-	46 K. MARAŞ	-	20 CEYHAN	
148	AKÇAYI	EİE	E	15.00	65	42	20 DENİZLİ	-	07 B. MENDERES	
149	AKÇAYII	EİE	E	10.00	42	26	20 DENİZLİ	-	07 B. MENDERES	
150	ÇAL	EİE	E	3.48	16	4	48 MUĞLA	-	08 B. AKDENİZ	
151	GÖKPINAR	EİE	E	0.92	5	1	20 DENİZLİ	-	07 B. MENDERES	
152	KILCAN	EİE	E	0.89	4	2	48 MUĞLA	-	08 B. AKDENİZ	
153	KIZILAĞAÇ	EİE	E	27.00	110	72	48 MUĞLA	-	08 B. AKDENİZ	
154	KIZILÇAĞIL	EİE	E	1.33	6	1	20 DENİZLİ	-	08 B. AKDENİZ	
155	KIRAZLI	EİE	E	0.81	3	1	20 DENİZLİ	-	08 B. AKDENİZ	
156	NAMNAM	EİE	E	1.50	5	0	20 DENİZLİ		07 B. MENDERES	
157	SARIKAVAK	TÜZEL	E	2.00	15	-	20 DENİZLİ	ÇAMELİ	07 B. MENDERES	
158	TAŞÇILAR	TÜZEL	E	0.40	3	-	20 DENİZLİ	ÇAMELİ	07 B. MENDERES	
159	ULUBEY	EİE	E	28.00	78	63	20 DENİZLİ	-	07 B. MENDERES	
160	YUKARILAKÇAY	YİD		2.00	15	9	48 MUĞLA	FETHİYE	08 B. AKDENİZ	
161	YUVARLAKÇAY	DSİ	E	5.90	16	1	48 MUĞLA	KÖYCEĞİZ	08 B. AKDENİZ	
162	ADACAMI	DSİ	E	20.00	101	41	53 RİZE	MERKEZ	22 D. KARADENİZ	
163	AKHİSAR	EİE	E	1.47	9	27	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ	
164	AKKÖY	EİE	E	6.74	36	10	28 GİRESUN	GÖRELE	22 D. KARADENİZ	
165	AKKÖY-ESPIYE	DSİ	E	12.00	80	24	28 GİRESUN	ESPIYE	22 D. KARADENİZ	
166	ALADEREÇAM	DSİ	E	7.00	18	12	29 GÜMÜŞHANE	TORUL	22 D. KARADENİZ	
167	ANGÜTLÜ	EİE	E	14.51	85	32	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ	
168	AŞIKLAR	EİE	E	1.24	7	3	53 RİZE	-	22 D. KARADENİZ	
169	AVLUCA	DSİ	E	45.00	125	87	28 GİRESUN	TİREBOLU	22 D. KARADENİZ	
170	BALLICA	EİE	E	6.65	44	16	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ	
171	BATLAMA REG.	EİE	E	1.77	10	3	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ	
172	BAYRAKTAR	EİE	E	1.23	8	5	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ	
173	BİBAT (Derive)	EİE	E	1.84	10	4	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ	
174	BÜYÜK	EİE	E	1.56	10	5	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ	
175	CİNALI	EİE	E	3.17	18	8	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ	
176	ÇANAKÇI	EİE	E	9.22	54	7	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ	
177	ÇATALÇAM	EİE	E	1.09	6	2	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ	
178	ÇAYKARA	DSİ	E	30.00	83	31	61 TRABZON	ÇAYKARA	22 D. KARADENİZ	
179	ÇİLEKLİTEPE	DSİ	E	20.00	85	49	28 GİRESUN	TİREBOLU	22 D. KARADENİZ	
180	DEĞİRMEN	EİE	E	0.69	4	1	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ	
181	DOĞANAY	DSİ	E	2.00	8	3	53 RİZE	ARDEŞEN	22 D. KARADENİZ	
182	DUMANKAYA	EİE	E	2.48	14	7	53 RİZE	-	22 D. KARADENİZ	

TMMOB Enerji Raporu 2006

183	DURAK***	DSİ		132.00	411	234	53 RİZE	ÇAMLIHEMŞİN	22 D. KARADENİZ
184	FINDIKLI-ARHAVI***	DSİ		120.00	435	212	53 RİZE	ARHAVI	22 D. KARADENİZ
185	GECUR	EİE	E	0.92	5	1	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ
186	GÖCEN	DSİ	E	45.00	166	122	28 GİRESUN	TİREBOLU	22 D. KARADENİZ
187	GÜNEYCE BAR. VE HES	DSİ	E	60.00	241	109	61 TRABZON	OF	22 D. KARADENİZ
188	HAKO	EİE	E	0.73	5	2	53 RİZE	-	22 D. KARADENİZ
189	HÖLÖ	EİE	E	2.08	10	1	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ
190	HORYAN	EİE	E	2.61	17	10	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ
191	İFTELAN	EİE	E	7.09	41	16	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ
192	KADIRALAK	EİE	E	3.75	22	3	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ
193	KAHRAMAN	EİE	E	1.00	6	2	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ
194	KAYAKÖPRÜ	DSİ	E	55.00	157	129	28 GİRESUN	ESPIYE	22 D. KARADENİZ
195	KIRAN	EİE	E	5.00	29	11	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ
196	KIRIKLI	EİE	E	0.69	5	1	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ
197	KIZILEV	EİE	E	6.75	32	9	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ
198	KOÇLU	DSİ	E	65.00	184	153	28 GİRESUN	ESPIYE	22 D. KARADENİZ
199	KONACIK	EİE	E	14.00	65	8	08 ARTVİN	MERKEZ	23 ÇORUH
200	KÖRÜ	DSİ	E	16.00	42	28	29 GÜMÜŞHANE	TORUL	22 D. KARADENİZ
201	KOYUNHAMZA	EİE	E	1.50	10	3	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ
202	KULETAŞI	DSİ	E	30.00	60	33	29 GÜMÜŞHANE	TORUL	22 D. KARADENİZ
203	KUTULU	EİE	E	6.22	38	19	53 RİZE	-	22 D. KARADENİZ
204	KÜÇÜKDERE	EİE	E	2.32	14	7	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ
205	MANAHOZ	EİE	E	2.84	17	5	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ
206	ORTAÇAĞ	EİE	E	2.73	17	10	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ
207	OSMANIYE	EİE	E	0.93	6	4	08 ARTVİN	-	22 D. KARADENİZ
208	ÖREN	EİE	E	13.65	63	17	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ
209	PAŞALAR	DSİ		30.00	139	56	53 RİZE	FINDIKLI	22 D. KARADENİZ
210	SELİMOĞLU	EİE	E	2.80	16	7	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ
211	SERPİN	EİE	E	12.09	60	17	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ
212	SEYDİOĞLU	EİE	E	1.47	9	3	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ
213	SÖĞÜKPINAR	DSİ	E	12.00	43	33	28 GİRESUN	TİREBOLU	22 D. KARADENİZ
214	SOLAKLI	EİE	E	1.97	10	1	61 TRABZON	-	22 D. KARADENİZ
215	SÖĞÜTOZU	EİE	E	0.81	5	1	08 ARTVİN	-	22 D. KARADENİZ
216	ŞAŞAT	EİE	E	11.00	41	5	08 ARTVİN	-	23 ÇORUH
217	TAŞLICA	EİE	E	23.00	114	15	08 ARTVİN	MERKEZ	23 ÇORUH
218	TOKMADIN	EİE	E	2.52	14	3	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ
219	TURHAN REG. VE HES	EİE	E	4.72	28	10	53 RİZE	-	22 D. KARADENİZ
220	VANAZİT	EİE	E	1.63	10	5	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ
221	YAĞLIDERE	EİE	E	11.63	48	27	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ
222	ZEKERE	EİE	E	2.12	13	4	28 GİRESUN	-	22 D. KARADENİZ
223	DEĞİRMENÖNÜ	EİE	E	3.00	14	2	37 KASTAMONU	KÜRE	13 B. KARADENİZ
224	EĞERCİ REG. VE HES	EİE	E	1.36	8	3	67 ZONGULDAK	DEVREK	13 B. KARADENİZ
225	GÜREN	EİE	E	0.63	4	1	37 KASTAMONU	-	13 B. KARADENİZ
226	KAYA BARAJI	EİE	E	29.00	100	82	37 KASTAMONU	İNEBOLU	13 B. KARADENİZ
227	KIZILCAPINAR-II	DSİ	E	1.30	9	5	67 ZONGULDAK	EREĞLİ	13 B. KARADENİZ
228	KIZILÇAM	EİE	E	3.17	16	3	37 KASTAMONU	-	13 B. KARADENİZ
229	KUZKOY REG. VE HES	EİE	E	1.04	7	3	37 KASTAMONU	ÇATALZEYİN	13 B. KARADENİZ
230	ÖRENALTI	EİE	E	1.55	7	1	37 KASTAMONU	-	13 B. KARADENİZ
231	SABOLU BARAJI VE HES	EİE	E	43.00	139	128	37 KASTAMONU	-	13 B. KARADENİZ
232	ARPAÇAY	TUZEL	E	10.00	-	-	36 KARS	-	24 ARAS
233	GEÇİT	DSİ	E	20.00	74	45	36 KARS	ARPAÇAY	24 ARAS
234	ARDIÇTEPE	DSİ		0.70	4		10 BALIKESİR	İVRİNDİ	03 SUSURLUK
235	AYVACIK	DSİ		0.55	3		17 ÇANAKKALE	AYVACIK	04 KUZYEĞE
236	BAKACAK	DSİ		0.65	4		17 ÇANAKKALE	BİGA	02 MARMARA

TMMOB Enerji Raporu 2006

237	CÜNEYT	DSİ		4.06	16	1	10 BALIKESİR	SINDIRGI	03 SUSURLUK	
238	ÇOKAL	DSİ		1.26	7	-	17 ÇANAKKALE	GELIBOLU	02 MARMARA	
239	DURSUNBEY	DSİ		1.46	6		10 BALIKESİR	DURSUNBEY	03 SUSURLUK	
240	EMET	EİE	E	28.00	78	65	43 KÜTAHYA	-	03 SUSURLUK	
241	GÖNEN II	DSİ		5.00	16		10 BALIKESİR	GÖNEN	02 MARMARA	
242	HAVRAN	DSİ		0.64	6		10 BALIKESİR	HAVRAN	04 KUZEY EGE	
243	İKİZCETEPELER	DSİ		0.67	4		10 BALIKESİR	MERKEZ	03 SUSURLUK	
244	KIZILKEÇİLİ	DSİ		0.69	4	1	10 BALIKESİR	EDREMIT	04 KUZEY EGE	
245	KOCADERE (YAĞCILAR)	DSİ		1.00	4	0	10 BALIKESİR	BİGADIÇ	03 SUSURLUK	
246	KOVANLIKDERE (LİNLİN I-II-III)	DSİ		1.64	7	1	17 ÇANAKKALE	YENİCE	02 MARMARA	
247	MANASTIR (FINDIKLI)	DSİ		0.83	4	1	10 BALIKESİR	EDREMIT	04 KUZEY EGE	
248	MANYAS II	DSİ		1.59	5		10 BALIKESİR	MANYAS	03 SUSURLUK	
249	MIHLI	DSİ		2.35	12	4	10 BALIKESİR	EDREMIT	04 KUZEY EGE	
250	REŞİTKÖY	DSİ		0.55	3		10 BALIKESİR	BURHANIYE	04 KUZEY EGE	
251	SUSURLUK ÇAYI	DSİ		4.37	19	5	10 BALIKESİR	SUSURLUK	03 SUSURLUK	
252	TAŞOLUK	DSİ		1.24	7		17 ÇANAKKALE	BİGA	02 MARMARA	
253	UMURBEY	DSİ		0.98	5		17 ÇANAKKALE	LAPSEKI	02 MARMARA	
253	Toplam			4 735.19	18 330	9 382				
	Genel Toplam			36 698.03	129 846	80 311				

EK-3**ELEKTRİK ENERJİSİ TALEP TAHMİNLERİ**

Türkiye’de elektrik enerjisi talep tahminleri ve buna göre yapılan üretim planları ciddi tartışmalara neden olmaktadır. Bu çerçevede TEİAŞ tarafından yapılan 2005-2020 dönemine ilişkin elektrik enerjisi üretim planını ve buna baz teşkil eden talep tahminlerinin ele almakta yarar görülmektedir.¹⁸

1. Planlama periyodu: Planlama periyodu olarak 2005 – 2020 yılları arası alınmıştır. Ancak mevcut, işletmeye girmesi öngörülen inşa halindeki ve EPDK’dan lisans almış projelerle enerji talebinin karşılandığı ve kurulu güç yedeğinin %50’nin üzerinde olduğu hesaplandığı için 2005 ve 2006 yılları model çalışmasına dahil edilmemiş, 2007 – 2020 dönemi planlama dönemi olarak kabul edilmiştir.

2-Talep tahminleri: 2005 – 2020 dönemini kapsayan Uzun Dönem Üretim Planlama Çalışması iki talep serisi üzerinden yapılmıştır.İncelenen Talep Tahmin Serileri MAED Modeli sonuçlarından alınmıştır. Bu model kullanılarak ETKB enerji talep serilerini, TEİAŞ ise elektrik enerjisi talep tahmininden ve ülke elektrik enerjisi tüketim eğrilerinden (yük eğrisi) hareketle puant güç talep serilerini hazırlamıştır.

Talep tahmin serileri olan Senaryo 1 ve Senaryo 2 ve yıllara göre artışları sırasıyla Tablo 1, ve Tablo 2’de verilmektedir.

2005 yılına ait puant güç ve enerji talebi değerleri için MAED modeli sonucu kullanılmamış olup bu yıl için hazırlanan üretim programında öngörülen değerler alınmıştır. Bu nedenle her iki senaryoda da 2005 yılı değerleri aynıdır. 2005-2020 döneminde elektrik enerjisi talebinde yıllık ortalama artış Senaryo 1’e göre %7.9, Senaryo 2’ye göre %6.4’tür.

¹⁸ (TEİAŞ web sayfası)

TMMOB Enerji Raporu 2006

Tablo 3.1: Talep Tahmini (Senaryo 1)

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2005	25000	-	159650	-
2006	28270	13,1	176400	10,5
2007	30560	8,1	190700	8,1
2008	33075	8,2	206400	8,2
2009	35815	8,3	223500	8,3
2010	38785	8,3	242020	8,3
2011	41965	8,2	262000	8,3
2012	45410	8,2	283500	8,2
2013	49030	8,0	306100	8,0
2014	52905	7,9	330300	7,9
2015	57050	7,8	356200	7,8
2016	60845	6,6	383000	7,5
2017	65245	7,2	410700	7,2
2018	69835	7,0	439600	7,0
2019	74585	6,8	469500	6,8
2020	79350	6,4	499490	6,4

Tablo 3.2: Talep Tahmini (Senaryo 2)

YIL	PUANT TALEP		ENERJİ TALEBİ	
	MW	Artış (%)	GWh	Artış (%)
2005	25000	-	159650	-
2006	27555	10,2	169517	6,2
2007	29299	6,3	180248	6,3
2008	31157	6,3	191677	6,3
2009	33132	6,3	203827	6,3
2010	35232	6,3	216747	6,3
2011	37521	6,5	230399	6,3
2012	39891	6,3	244951	6,3
2013	42407	6,3	260401	6,3
2014	45077	6,3	276799	6,3
2015	47969	6,4	294560	6,4
2016	51384	7,1	313599	6,5
2017	54775	6,6	334297	6,6
2018	58413	6,6	356500	6,6
2019	62346	6,7	380503	6,7
2020	66611	6,8	406533	6,8

Kaynaklar:

- 1-World Energy Investment Outlook International Energy Agency 2003
- 2-Key World Energy Statistics, International Energy Agency
- 3-Research Symposium European Electricity Markets, The Hague-September 2003
- 4-TMMOB V. Enerji Sempozyumu, 21-23 Aralık 2005
- 5-DEK TMK Enerji Sektörü Raporları Aralık 2004
- 6-N.Tamzok, M.Torun, "Türkiye Enerji Politikaları İçerisinde Kömürün Önemi", TMMOB Maden Mühendisleri Odası
- 7- TMMOB Makina Mühendisleri Odası Enerji Politikaları, Yerli, Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Raporu
- 8-TMMOB Makina Mühendisleri Odası Doğal Gaz Raporu
- 9-TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası, Enerji Komisyonu Raporu, 2006
- 10-TMMOB Kimya Mühendisleri Odası Ank.Şb, "Alternatif Enerji Kaynakları ve Türkiye Paneli", 2005
- 11-TMMOB Enerji Çalışma Grubu bildirisini TMMOB IV: Enerji Sempozyumu, 2003
- 12-TMMOB Enerji Çalışma Grubu bildirisini TMMOB V. Enerji Sempozyumu, 2005
- 13-Dünya Enerji Konseyi Türk Milli Komitesi, Enerjide Sürdürülebilirliğin Sağlanması. Enerji Verimliliği ve Talep Tarafı Yönetimi, 2004.
- 14- "TMMOB Halkımıza enerji tasarrufu için diyor ki; Enerjiyi etkin ve verimli kullanalım !" broşürü, 2005
- 15- "Ham Petrol ve Doğal gazın Türkiye'deki Bulunuşu, TMMOB Petrol Mühendisleri Odası
- 16-Hidrolik Enerji ile ilgili Bilgi Notu, TMMOB Jeoloji Mühendisleri Odası
- 17-TUBİTAK, Vizyon 2023, Enerji ve Doğal Kaynaklar Paneli, 2003