

TÜRKİYE KALKINMA BANKASI A.Ş.

**TÜRKİYE'DE ELEKTRİK
ENERJİSİ ÜRETİMİ
VE
KULLANILAN KAYNAKLAR**

**Leyla DOLUN
Kd.Uzman**

SA – 02-6-18

ARAŞTIRMA MÜDÜRLÜĞÜ

**Aralık 2002
ANKARA**

İÇİNDEKİLER

	Sayfa No
Giriş	1
I- Türkiye’de Elektrik Enerjisi Sektörünün Tarihçesi.....	2
A. Cumhuriyet Öncesi Dönem (1902-1923).....	2
B. Cumhuriyetin İlk Dönemleri(1923-1970).....	2
C. Türkiye Elektrik Kurumu Dönemi(1970-1984).....	4
D. 1984 Sonrası.....	4
II- Elektrik Üretiminde Rol Alan Kuruluşlar.....	4
A Enerji Ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı.....	4
B. TEAŞ-TEDAŞ.....	5
C. İmtiyazlı Şirketler.....	5
D. Yap-İşlet- Devret Modeli İle Üretim Yapan Kuruluşlar.....	7
E. Yap-İşlet Modeli İle Üretim Yapan Kuruluşlar.....	9
F. İşletme Hakkı Devir Olan Özel Şirketler.....	10
G. Otoprodüktör Şirketler.....	12
III- Elektrik Enerjisi Kurulu Güç ve Üretim Gelişimi-Üretim Değerleri.....	18
IV. Elektrik Tüketimi.....	22
V. Elektrik İthalatı Ve İhracatı.....	23
VI. Elektrik Üretiminde Maliyetler.....	26
VII. Ortalama Elektrik Satış Fiyatları Ve Tarifeler.....	28
VIII. Dünyada Elektrik Enerjisi Sektörünün Mevcut Durumu.....	30
IX. Dünya Elektrik Enerjisi Sektörünün Gelişimi.....	34
X. Türkiye’de Elektrik Enerjisi Talebinin Gelişimi.....	38
XI. Türkiye’de Elektrik Enerjisi Arz Planlaması.....	41
XII. Elektrik Enerjisi Üretiminde Kullanılan Kaynaklar Ve Teknoloji.....	43
A. Fosil Yakıt Kullanılarak Elektrik Enerjisi Üretimi	45
a. Kömür	45
b. Doğal Gaz Ve Petrol.....	47
B. Nükleer Yakıt Kullanılarak Elektrik Enerjisi Üretimi.....	48
C. Hidrolik Kaynaklarla Elektrik Enerjisi Üretimi.....	49
D. Yeni Ve Yenilenebilir Kaynaklardan Elektrik Enerjisi Üretimi.....	50
a. Rüzgar Enerjisi.....	51
b. Güneş Enerjisi.....	52
c. Hidrojen Enerjisi.....	54
d. Jeotermal Enerji.....	55
e. Biokütle Enerjisi.....	56
XIII. Ülkemizde Elektrik Enerjisi Üretiminde Kullanılan Kaynakların Mevcut Durumu.....	57
A. Türkiye’nin Fosil Yakıt Rezervleri.....	57
a. Linyit, Asfaltit ve Taşkömürü Rezervleri.....	57
b. Doğal Gaz Petrol.....	58
B. Türkiye’nin Nükleer Yakıt Rezervleri.....	58
C. Türkiye’nin Hidrolik Kaynak Potansiyeli.....	58
D. Türkiye’nin Yeni ve Yenilenebilir Kaynaklar Potansiyeli.....	59
a. Türkiye’nin Rüzgar Enerjisi Potansiyeli.....	59
Türkiye’nin Güneş Enerjisi Potansiyeli.....	61

	Sayfa No
b. Türkiye’de Hidrojen Enerjisi Potansiyeli.....	62
c. Türkiye’de Jeotermal Enerji Potansiyeli.....	62
d. Türkiye’de Biokütle Enerji Potansiyeli.....	63
XIV-Sonuç ve Öneriler.....	63
Raporda Kullanılan Bazı Birimler ve Kısaltmalar.....	67
Kaynakça.....	68

TABLolar LİSTESİ

	Sayfa No
TABLO 1: Otoprodüktör Sektöründe Kapasite Artışı Beklentileri, 1999-2005.....	13
TABLO 2: Otoprodüktörlerin Kullandığı Yakıt Tipi.....	14
TABLO 3: Otoprodüktör Santralleri(2000 yılı).....	15
TABLO 4: Türkiye’de Kurulu Gücün Yıllar İtibarıyla Gelişimi (MW).....	19
TABLO 5: Türkiye’de Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynaklarına Göre Üretici Kuruluşlara Dağılımı 2000 (MW).....	19
TABLO 6: Türkiye Elektrik Enerjisi Üretiminin Yıllar İtibarıyla Gelişimi (GWh)	21
TABLO 7: Türkiye Elektrik Enerjisi Üretiminin Üretici Kuruluşlara göre Yıllar İtibarıyla Gelişimi (GWh).....	22
TABLO 8: Türkiye’de Brüt Üretim ve Talep, Arz ve Net Tüketimin Yıllar İtibarıyla Gelişimi.....	22
TABLO 9: Yıllar İtibarıyla Türkiye Elektrik Enerjisi Kullanımının Tüketici Gruplara Dağılımı Yüzdesi (%).....	23
TABLO 10: Ülkeler İtibarıyla İthal ve İhraç Edilen Elektrik Enerjisi (1990-2000).....	25
TABLO 11: Türkiye’de Elektrik Üretim Ve Tüketimi (Milyon Kwh).....	25
TABLO 12: 2000 Yılı TEAŞ Santrallerinde Birincil Kaynaklar İtibarıyla ve Maliyet Unsurlarına göre Üretim Maliyeti(TL/kWh)(Cent/kWh).....	26
TABLO 13: Maliyet Unsurlarına göre 2000 yılı Birim İletim ve Toplam Maliyet.....	27
TABLO 14: Dışarıdan Alınan Enerji Miktarları ve Ödemelerin Dağılımı 2000.....	27
TABLO 15: TEAŞ Maliyet ve Satışları.....	28
TABLO 16: TEDAŞ Maliyet ve Satışları.....	28
TABLO 17: TEDAŞ 2000 Yılı Tarife Kategorileri.....	29
TABLO 18: OECD ve Avrupa Birliği Ülkelerinde Kurulu Güç.....	31
TABLO 19: OECD ve Avrupa Birliği Ülkelerinde Elektrik Enerjisi Üretimi-1998.....	32
TABLO 20: OECD Ülkelerinde Elektrik Satış Fiyatları(\$/kWh).....	33
TABLO 21: OECD Ülkelerinde Brüt Üretim-Kayıplar-Net Tüketim 1998.....	34
TABLO 22: Elektrik Enerjisi Sektör Bazında Talep Tahmini (GWh).....	39
TABLO 23: Yıllar İtibarıyla Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri.....	39
TABLO 24: Türkiye’de Kurulu Kapasitenin Arz-Talep Dengesi (MW).....	40
TABLO 25: Enerji Kaynaklarına Göre Türkiye’nin Elektrik Üretim Kapasitesi ve Üretimi (%).....	41
TABLO 26: Üretim Tüketim Dengesi(2000-2020).....	43

	Sayfa No
TABLO 27: İlk Kuruluş Maliyetlerini Karşılaştırılması (Kilovat başına Kuruluş Maliyeti).....	44
TABLO 28: Marjinal Maliyetlerin Karşılaştırılması (Bir kilovat başına Girdi Maliyeti).....	44
TABLO 29: Termik Elektrik Santrallerinin Net Verimi.....	46
TABLO 30: Yakıt Hücre Tipleri.....	55
TABLO 31: EİE Rüzgar Enerjisi Gözlem İstasyonları Aylık Ortalama Hızları (m/s).....	60
TABLO 32: Aylık Ortalama Güneş Enerjisi Değerleri(cal/cm ² gün).....	61
TABLO 33: Aylık Ortalama Güneşlenme Süreleri (saat/gün)	61

GİRİŞ

Bir ülkenin ekonomik ve sosyal kalkınmışlık düzeyini doğrudan etkileyen, sanayide önemli bir girdi-maliyet unsuru olan elektrik enerjisi ile ilgili olarak çeşitli kaynaklardan derlenerek yapılan bu çalışmada özellikle elektrik üretimi üzerinde durulmuştur. Sektörün mevcut durumu, ilgili kuruluşları, üretim ve tüketim seviyeleri, üretimde kullanılan kaynaklar ve teknoloji raporun ana başlıklarıdır. Elektrik iletimi ve dağıtımı ile ilgili bilgiler detaylı olarak incelenmemiş, sadece kısaca değinilmiştir. Dünyadaki enerji kaynak rezervlerinin azalması, yaratılan çevre sorunları çerçevesinde; raporda ağırlıklı olarak elektrik enerjisi üretiminde kullanılan kaynaklar konusu üzerinde durulmuş, özellikle yeni ve yenilenebilir kaynaklar hakkında bilgi verilmeye çalışılmıştır.

Tarihsel gelişim içinde 2000'li yıllara gelindiğinde, Türkiye'nin elektrik ihtiyaçlarını karşılamak ve mevcut elektrik üretim tesisleri ve iletim ve dağıtım hatlarının performansını artırmak için her yıl yaklaşık 3-4 milyar ABD \$'lık yatırım gerekiyor. Bununla birlikte, uzun dönem yüksek bütçe açıkları, bu yatırımların tek başına devletin yapamayacağını ve gittikçe artarak hem yerli ve hem de yabancı özel sermayenin enjekte edilmesi gerektiğini ifade ediyor. Enerji sektörüne özel sektörün katılımını özendirmek için, Türkiye Elektrik Kurumu'ndan başka yasal kuruluşların elektrik üretim, iletim, dağıtım ve dağıtım ve ticaretine girişmek isteyen tüzel kişilere imkân vermek için 1984 yılında 3096 Sayılı Yasa onaylandı. Diğer yasalar bunu takip etti ve Yap-İşlet-Devret (YİD), Yap-İşlet (Yİ) ve İşletme Haklarının Devrini (İHD) içeren finansman modelleri geliştirildi.

İHD modelinin son zamanlarda itibardan düştüğü görülmektedir. Daha önce modeli destekleyen IMF ve Dünya Bankası, şimdi belli bir işletme süresi sonunda varlıkların tekrar kamuya devredilmesi düşüncesini benimsememektedir. Onlar bunun serbest bir elektrik piyasasının kurulmasını önleyeceğine inanmakta ve bunun yerine varlıkların tamamen satışını tercih etmektedirler.

Son zamanlarda Dünya Bankası'nın enerji sektöründeki yatırımlar için kredi tahsis edeceği ve aracı bankalar arasında Türkiye Kalkınma Bankası'nın da yer aldığı belirtilmektedir. Söz konusu kredi tahsisi gerçekleşirse, bu çalışmanın Bankamızdaki çalışmalara ışık tutacağına inanıyoruz. Bu çalışma bankamız çalışanlarına ve sektörle ilgilenenlere faydalı olduğu ölçüde hedefine ulaşmış olacaktır.

I. TÜRKİYE’DE ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNÜN TARİHÇESİ

A. Cumhuriyet Öncesi dönem (1902-1923)

Türkiye’de ilk defa 1902 yılında bir su değirmeninden 2 kW’lık bir dinamo ile Tarsus’a elektrik verilmiştir.

Cumhuriyet öncesi dönemde elektrik hizmetleri hükümetçe verilen imtiyazlarla özel şirketler eliyle yürütülmüştür. 1910 yılında “kamu yararına ilişkin imtiyazlar” konusunda bir kanun çıkarılmış ve aynı yıl İstanbul şehrinin elektrik hizmetlerinin yapılması için 50 yıl süre ile Macar Ganz Elektrik Ortaklığına imtiyaz verilmiştir. Ortaklık bir yıl sonra bir Macar ve Belçika Bankası ile birlikte “Osmanlı Anonim Elektrik Şirketi” adıyla kurulmuş ve 1914’te 13.4 MW güç veren 3 turbo-jeneratör işletmeye açmıştır. İzmir’de ise Çamaltı tuzlasında 118 kW’lık üretim tesisi kurulmuştur. 1912 yılında İzmir’de; İzmir DDY Atölyesinde 82 kW’lık, İzmir Tekel Şarap Fabrikasında 54 kW’lık, Yün Mensucat Fabrikasında 80 kW’lık üç tesis açılmıştır. 1914 yılında Kuvarsam Bakır İşletmeleri 3x185 kW’lık tesisleri, 1919 yılında Hereke Mensucat Fabrikası 3x140 kW’lık tesisleri devreye sokulmuştur. Böylece Cumhuriyet öncesi dönemde, Türkiye’nin elektrik kurulu gücü 33 MW , yıllık üretim 50 milyon kWh dolayında olmuştur.

B. Cumhuriyetin ilk dönemleri - (1923-1970)

Kurtuluş savaşından sonra özel ortaklıklar imtiyaz sözleşmelerinden doğan haklarını yeni hükümete de kabul ettirmişlerdir. Bu imtiyaz sözleşmeleriyle, şirketler paranın değerinin düşüşüne veya mal ve işçilik giderlerinin artışına karşı, elektrik satış fiyatlarını altın esasına göre belirleyerek korumak hakkını elde etmişlerdir. Bu durum birçok sanayii kuruluşunu kendi elektriğini üretme yoluna götürmüş ve elektrik sektöründe otoprodüktör sanayinin ortaya çıkışına yol açmıştır. Örnek olarak Karabük Demir-Çelik, İzmit SEKA ve SÜMERBANK otoprodüktör sanayii kuruluşları olarak gösterilebilir.

Daha sonraki yıllarda, imtiyaz alan yeni şirketlerin sayısındaki artış, bu şirketlerin yükümlülük ve anlaşmalara aykırı hareket etmeleri, hükümetleri yeni bir çözüm aramaya itmiştir. Sonunda bu işletmelerin satın alınmasına ve yapılan özel kanunlarla belediyelere bırakılmasına karar verilmiştir.1938 yılından 1944 yılına kadar İstanbul, Ankara, Adana, Bursa, Mersin, Balıkesir, Gaziantep, Tekirdağ,

Edirne, İzmir, Antalya, Trabzon, Malatya şehirlerindeki işletmeler, çıkarılan kanunlarla satın alınmışlardır. Diğer taraftan elektrik hizmetlerinin merkezi bir yönetim altında yürütülmesi için kanunlar çıkartılmaya başlanmıştır. Bu çerçevede 1935 yılında çıkarılan kanunlarla Etibank maden ve elektrik enerjisi alanında, EİEİ elektrik sektöründe araştırma alanında, MTA ise madenlerin bulunması ve işletilmesi alanlarında görev yapmak üzere kurulmuşlardır. Kuruluşlarını takip eden yıllarda Etibank ve EİEİ Zonguldak Çatalağzı'nda termik santral kurulması için çalışmalara başlamış ancak ilk bölge santrali olarak ancak İkinci Dünya Savaşı sonrasında 1948 yılında faaliyete geçebilmiştir.

1945 yılında, 190'nı belediyelerce, kalan 84'ü otoprodüktör kuruluşlarca işletilen 274 adet küçük tesisin toplam kurulu gücü 245.9 MW tır.

1950 yılına gelindiğinde hükümet politikasında değişikliğe gidilmiş ve imtiyazlı elektrik işletmeciliğine yeniden dönülmüştür. Bu yıllarda Kuzeybatı Anadolu Elektriklendirme Türk Anonim Ortaklığı, Ege Elektrik Türk Anonim Ortaklığı, Çukurova Elektrik Anonim Şirketi ve Kepez ve Antalya Havalisi Elektrik Santralleri Türk Anonim Şirketleri kurulması kararlaştırılmış ve özel sektörün sermaye temininde karşılaştığı zorluklar nedeniyle bu şirketlerin en büyük ortağı Etibank olmuştur. Ancak bu şirketlerden Kuzeybatı Anadolu Elektriklendirme A.Ş kurulamamış, Ege Elektrik T.A.O ise başarılı olamayarak tasfiye edilmiştir. Diğer iki şirket günümüzde de faaliyetlerine devam etmektedirler.

1953 yılında ilk defa İstisari Enerji Kongresi toplanmış ve bu kongrenin sonucunda Türkiye'de elektrik enerjisi üretim, iletim ve dağıtım işlerinin bir merkezde toplanmasının yararlı olacağı sonucuna varılmıştır.

1955 yılında ise esas görevi selden koruma, sulama ve bataklıkları kurutma olan ve bu görevlerinin yanında sudan ve zaruret halinde diğer kaynaklardan enerji üretmek olan Devlet Su İşleri Genel Müdürlüğü kurulmuştur.

1957 yılında enerji sektöründe çalışan çeşitli kuruluşlar arasında koordinatör görevini yerine getirmesi için Enerji ve Tabii Kaynaklar Dairesinin kuruluş Kanunu çıkarılmıştır. Bu daire Türkiye Elektrik Kurumunun kurulması amacıyla kanun tasarisını hazırlamış, ancak kanun Türkiye Büyük Millet Meclisinde görüşülürken bazı maddelerin değiştirilmesi amacıyla Hükümetçe geri alınmıştır. 1970 yılında Türkiye Elektrik Kurumu kuruluş kanunu kabul edilene kadar elektrik üretim, iletim ve dağıtım

Etibank, DSİ, İller Bankası, EİEİ, özel imtiyazlı şirketler, belediyeler, otoprodüktör sanayi kurumları tarafından yapılmıştır. 1967 yılında DSİ Genel Müdürlüğünün işletmekte olduğu Hidroelektrik santrallerin işletmeciliği Etibank'a devredilmiştir.

C. Türkiye Elektrik Kurumu Dönemi (1970-1984)

1970 yılında 1312 sayılı Kanun ile kurulan Türkiye Elektrik Kurumu, Türkiye'nin elektrik enerjisinin üretimi, iletimi ve dağıtımından sorumlu, tüzel kişiliğe sahip, faaliyetlerinde özerk ve sorumluluğu sermayesi ile sınırlı bir iktisadi devlet teşekkülüdür ve 1975 yılında faaliyete geçmiştir. Daha önce DSİ tarafından işletilen ve Etibank'a devredilmiş bulunan hidroelektrik santraller ile, Etibank bünyesindeki diğer işletmeler TEK bünyesine geçmiştir. 1982 yılında yürürlüğe giren 2705 sayılı kanunla ise Belediyelere ait dağıtım tesisleri de TEK'e devredilmiştir.

D. 1984 yılı sonrası

1984 yılında çıkarılan 3096 sayılı yasa ile enerji politikasında tekrar bir değişikliğe gidilmiş, ve genel ekonomik düzen içinde uygulamaya konulmak istenen özelleştirme politikası doğrultusunda tekrar özel sektörün elektrik üretim, iletim, dağıtımı ve ticaretinde rol alabilmesi sağlanmıştır.

Bu durumda Türkiye'de elektrik enerjisi üretimi, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının koordinasyonu ve denetiminde aşağıdaki kuruluşlarca yapılmaktadır.

- Üretim ve iletiminden sorumlu TEAŞ (2001 yılından sonra TEİAŞ VE EÜAŞ)
- Dağıtımdan sorumlu olan TEDAŞ (2001 yılından sonra TETAŞ)
- Üretim ve iletimden sorumlu imtiyazlı şirketler olan ÇEAŞ ve KEPEZ
- Dağıtımdan sorumlu olan imtiyazlı şirketler
- Yap İşlet Devret ya da Yap İşlet modeli ile üretim yapan üretim şirketleri
- İşletme hakkı devir olan özel şirketler
- Otoprodüktör üreticiler

II. ELEKTRİK ÜRETİMİNDE ROL ALAN KURULUŞLAR

A. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Türkiye'nin genel enerji politikası içinde elektrik enerjisi üretimi, iletimi ve dağıtımı Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının yetki ve sorumluluğundadır. Bakanlık

- elektrik enerjisi ile ilgili hedef ve politikaların saptanması ve uygulanmasından,
- enerji kaynaklarının üretimi, iletimi ve dağıtımının bu politikalara uygun şekilde kurulması ve işletilmesi için gerekli tedbirlerin alınmasından,
- enerji fiyatlandırma esaslarının tespitinden,
- enerji kaynak ve tesislerinin işletilmesine ilişkin hakların verilmesi, sözleşmeler yapılması ve gerekli denetiminden,

sorumludur. Bu yetki ve sorumluluklarını APK kurulu, Genel Müdürlükleri, ilgili ve bağlı kuruluşlar ile birlikte yerine getirir.

B. (TEAŞ) Türkiye Elektrik Anonim Şirketi

(TEDAŞ) Türkiye Elektrik Dağıtım Anonim Şirketi

TEK 1993 yılına kadar elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı ve ticaretinden sorumlu tek kamu kuruluşu iken 12.8.1993 tarih ve 93/4789 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile ikiye ayrılmış ve elektrik üretim ve iletimi TEAŞ tarafından, dağıtımın ise TEDAŞ tarafından yapılması kararlaştırılmıştır. 2001 yılına kadar elektrik üretimi ve iletimi gerek TEAŞ, gerek TEAŞ'a bağlı ortaklıklar tarafından sabit veya mobil santrallerle yapılmaktadır.

2001 yılında ise, 2.3.2001 tarihli Resmi Gazetede yayımlanan 5.2.2001 tarih 2001/2026 sayılı Bakanlar Kurulu Kararı ile yeniden yapılanmaya gidilmiş; Türkiye Elektrik İletim Anonim Şirketi (TEİAŞ), Elektrik Üretim Anonim Şirketi (EÜAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt Anonim Şirketi (TETAŞ) adı altında üç ayrı İktisadi Devlet Teşkilatı kurulmuştur. Diğer taraftan ise 3.3.2001 tarihli Resmi Gazete de yayımlanan 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulu kurulması kararlaştırılmış bulunmaktadır.

Elektrik Piyasası Kanunu; elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı, toptan satışı ve perakende satışı, perakende satış hizmeti, ithalat ve ihracatı ile bu faaliyetlerle ilişkili tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülüklerini düzenlemekte; Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulunun kurulması ile ilgili çalışma usul ve esaslarını belirlemekte ve elektrik üretim ve dağıtımının özelleştirilmesi için izlenecek usulü kapsamaktadır.

C. İmtiyazlı şirketler

1950'li yıllarda artan ihtiyaca cevap verebilmek için devlet ve özel sektör ortaklıkları şeklinde santraller kurulmaya başlanmıştır. Günümüzde Adana ve İçel yöresine elektrik veren Çukurova Elektrik AŞ (ÇEAŞ) ile Antalya yöresine elektrik veren Kepez AŞ imtiyazlı şirketler olarak faaliyet göstermektedir. Bu şirketler kendi görev bölgelerinde elektrik üretim, dağıtım ve ticareti yapmakla görevlendirilmişlerdir. 1999 yılında özelleştirilme kapsamına alınmış olan bu şirketlerin kamu payları satışa sunulmuştur.

Elektrik üretiminin yanında elektrik dağıtım alanına da imtiyaz sözleşmeleri yapılmıştır. Bu sözleşmelerin ilk yapılanları AKTAŞ ve Kayseri Elektrik TAŞ firmaları ile olan sözleşmelerdir. 1984 yılında yürürlüğe giren 3096 sayılı yasaya dayanarak 1990 yılında imzalanan imtiyaz sözleşmeleri doğrultusunda adı geçen firmalar kurulmuşlardır. İmtiyaz sözleşmeleriyle gerekli devirler sonucu, AKTAŞ İstanbul Anadolu yakasında, Kayseri Elektrik TAŞ ise Kayseri ve civarında elektrik dağıtım ile ilgili tesislerin işletilmeleriyle görevlendirilmişlerdir. Bu kuruluşlar tarafından elde edilen elektrik tahsilatının TEDAŞ Genel Müdürlüğüne ödenmesinde " mahsuplaşma" sistemi benimsenmiştir. Bu sisteme göre karşılıklı taraflar arasında yıl başında geçici bir bütçe yapılmakta enerji alış fiyatları belirlenmekte, daha sonra da yıl sonunda fiili gelir ve gider kalemleri tespit edilerek taraflar arasında mahsuplaşma yapılmaktadır. Ancak görevli kuruluşların işletme giderleri ve yatırım masraf kalemlerinde üst sınır konulmadığından taraflar, yargıya başvurmak zorunda kalmışlardır. Sorunu çözmek amacıyla, 1999 yılında yapılan yeni düzenlemeyle görevli firmaların; işletme giderleri, yatırım masrafları, kayıp ve kaçak kalemleri ve talep ettikleri makul temettü miktarını da içeren toplam işletme giderlerini bir taahhüt olarak 30 yıllık bir süre için her yıl için Bakanlığa bildirme zorunluluğunun getirilmiştir. Kayseri Elektrik TAŞ'a ait yeni sözleşme Danıştay onayından da geçerek yürürlüğe girmiş, AKTAŞ'a ait sözleşme davanın devamı nedeniyle sonuçlandırılmamıştır.

Ayrıca 24.11.1996 tarihinde yayınlanan Bakanlar Kurulu Kararı ile TEDAŞ Genel Müdürlüğüne bağlı orta ve alçak gerilim dağıtım sistemi 29 görev bölgesine ayrılmış, bunun on dördü için aşağıda adı veren kuruluşlara görev verilmiş, geriye kalan görev bölgeleri için yapılan tekliflerin Bakanlıkça uygun bulunmaması veya hukuki sorunlar nedeniyle görevlendirme yapılamamış, imtiyaz sözleşmeleri gerçekleştirilememiştir.

1999 yılında İmtiyaz Sözleşmesi Danıştay onayından geçen dağıtımla görevli firmalar:

ÇEDAŞ-Kocaeli, Gebze bölgesi

SBD-Sakarya, Bolu

AKEDA-Ankara, Kırıkkale

ANDAŞ-Kırşehir, Nevşehir, Niğde, Aksaray

KIZILIRMAK-Sivas, Tokat, Yozgat

GAP-Malatya, Elazığ, Tunceli, Bingöl

AKEDAŞ-Kahramanmaraş, Adıyaman

ŞUREDAŞ-Şanlıurfa

BATI KARADENİZ-Zonguldak, Çankırı, Bartın, Karabük

PARKUR-Samsun, Ordu, Sinop

TEKAŞ-Tekirdağ, Edirne, Kırklareli

BURYAL-Bursa, Yalova

ZİGANA-Trabzon, Rize, Artvin, Giresun, Gümüşhane

İSEDAŞ-İstanbul Avrupa yakası

olarak sayılabilir.

İmtiyaz sözleşmelerinden sonra, firmaların TEDAŞ Genel Müdürlüğü (2001 yılından sonra TETAŞ) ile Elektrik Satış Anlaşması, Devir Anlaşması yapmaları ve Elektrik Enerjisi Fonuna İşletme Hakkı Devir bedellerini ödemeleri gerekecektir.

D. Yap-İşlet-Devret Modeli ile üretim yapan kuruluşlar

3096, 3996, 4047, 4446, 4492, 4493 ve 4501 sayılı yasalara dayalı olarak sektörde yap-işlet devret modeli ile üretim yapılabilmektedir.

Bu modele göre yatırım yapmak isteyen firma Bakanlığa başvurur. Bakanlık Devlet Planlama Teşkilatı ve diğer ilgili kuruluşların görüşünü aldıktan sonra başvuruda bulunan firmaya fizibilite raporunu hazırlaması için bir süre tanır. Fizibilite raporu teslim tarihi esas alınarak aynı proje için diğer firmalar da fizibilite raporlarıyla Bakanlığa başvurabilir. Firmalardan alınan fizibilite raporları ilgili kuruluşların da

görüşü oluştuktan sonra Bakanlık Müsteşarı başkanlığında ilgili kuruluş genel müdürlerinin oluşturduğu bir üst komisyon tarafından değerlendirilerek, firma belirlenir.

Firma gerek Bakanlık ile gerek ilgili kuruluşlarla çeşitli anlaşmalar yapmak, bir takım belgeleri hazırlamak durumundadır. Bunlar, Bakanlık ile firma arasında yapılan Uygulama Anlaşması, Tesis Performans Raporu, TEAŞ Genel Müdürlüğü ile Enerji Satış Anlaşması, BOTAŞ ile Gaz satış sözleşmesi, TKİ veya TTK İle Kömür Satış Anlaşması veya TÜPRAŞ ile Akaryakıt Anlaşması, Hazine Müsteşarlığı ile Hazine Garantisi Belgesi, ilgili kuruluşlarla Mutabakat Zaptı ve benzer anlaşma ve protokoller olarak sayılabilir.

Bu modelde tesis kamu malı olarak kabul edilir ve sözleşme süresinin sonunda tesisin iyi ve çalışır durumda tekrar kamuya devri söz konusudur. Sözleşme süresi ticari işletme tarihinden sonra en az 20 yıl olarak belirlenmektedir.

Hali hazırda 18 YİD projesi tamamlandı ve çalışıyor, bunlardan 12 tanesi hidroelektrik, 4 tanesi doğal gaz ve 2 tanesi de rüzgar enerjisi santralı olup toplam kapasitesi 1.985 MW'dir.YİD modeline göre bir karara bağlanmamış 250 başvuru vardır. 250 projeden 35 tanesi DPT'nin onayını bekliyor. Mevcut yasal düzenleme bu projeler için Hazine garantilerine izin vermiyor.

2001 yılı itibarıyla İşletmede olan Yap İşlet Devret Modeli ile yapılmış üretim tesislerinin görevli firma, tesisin yeri, tesisin tipi, ve kurulu güç bilgileri aşağıda verilmiştir:

1. Ova Elektrik AŞ (Gebze Dilovası)- Doğal gaz Kombine Çevrim-258.4 MW
2. Enron-Trakya Elektrik (Marmara Ereğlisi)- Doğal gaz kombine Çevrim-498.7 MW
3. Doğa Elektrik (İstanbul)-Doğal gaz kombine Çevrim-188.5 MW
4. Unimar (Marmara Ereğlisi)Doğal gaz Kombine Çevrim-504.0 MW
5. Ares (Çeşme-Alaçatı)-Rüzgar- 7,2 MW
6. Bores (Çanakkale)-Rüzgar-10.2 MW
7. Aksu (Burdur)-Hidroelektrik-16,0 MW
8. Hasanlar (Bolu)-Hidroelektrik-9.6MW
9. Ayen Enerji (Kısık)(K.Maraş)-Hidroelektrik-9.6MW

- 10 .Berdan (İçel)-Hidroelektrik-10.0MW
11. Ayen Enerji (Çamlıca) (Kayseri)-Hidroelektrik-84,0MW
12. Ahiköy (Sivas)-Hidroelektrik-4,2MW
13. Fethiye (Muğla)-Hidroelektrik-16,5MW
14. En-da (Gönen-Balıkesir) Hidroelektrik-10.6MW
15. Suçatı (K.Maraş)-Hidroelektrik-7,0MW
16. Sütçüler (Isparta)-Hidroelektrik-2,3 MW
17. Tohma Medik (Malatya) Hidroelektrik-12,5MW
18. Birecik (Şanlı Urfa)- Baraj-336 MW

2001 yılı itibarıyla sözleşmesi imzalanmış ve yap-işlet devret modeli ile inşa edilecek olan üretim tesisleri ise;

1. Atam Elektrik(Karadeniz Ereğlisi)-Doğal gaz kombine çevrim-206MW
2. Esel Enerji(Eskişehir)-Doğal gaz kombine çevrim-199MW
3. Alarko-Altek(Kırklareli)-Doğal gaz kombine çevrim-74.5MW
4. Akenerji(Yalova)-Doğal gaz kombine çevrim-303.7 MW
5. Ilgın Termik AŞ-PSGE(Konya-Ilgın)-Termik-Linyit-425MW
6. Birecik (Şanlı Urfa)-Baraj-336MW

tesisleridir.

Devlet Planlama Teşkilatından görüş alınmış ve sözleşmesi Danıştay'a gönderilmiş bulunan tesisler ise;

1. As Makinsan-(Kocadağ)-Rüzgar-50.4MW
2. As Makinsan(Çanakkale)-Rüzgar-30.0
3. Demirer Holding(Mazıdağ)-Rüzgar-39.0MW
4. Demirer Holding(Datça)-Rüzgar-28.8MW
5. İnterwind Ltd.(İntepe)-Rüzgar-30MW
6. Atlantis(Bandırma)-Rüzgar-15.0MW
7. olarak sayılabilir.

E. Yap-İşlet modeli ile üretim yapan kuruluşlar

4283 sayılı yasaya dayanarak, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının hazırladığı Uzun Dönem Üretim Sistemi Gelişim Planında yer almış santraller arasından bu model ile gerçekleştirilecek tesisler belirlenmektedir. Bu modelde santral firmanın kendi malı olup, tesis ticari işletmeye geçtikten sonra en fazla 16 yıl boyunca, tesis tarafından üretilen enerji miktarının %85' i için alım garantisi verilmektedir.

Bu modele uygun olarak inşa edilecek olan, sözleşmesi imzalanmış olan üretim tesislerinin görevli firmaları, kuruluş yerleri, tipleri ve kurulu güçleri aşağıda verilmektedir:

- 1.İntergen-Enka-(Adapazarı) Doğal gaz kombine çevrim-770MW
- 2.National Power-Bayındır-Mimag (Ankara)Doğal gaz kombine çevrim-770 MW
- 3.İntergen-Enka (Gebze) Doğal gaz kombine çevrim-1540 MW
- 4.İntergen-Enka (İzmir) Doğal gaz kombine çevrim- 1520 MW
- 5.Siemens-Steag (İskenderun)İthal kömür- 1210 MW

F. İşletme Hakkı Devir olan özel şirketler

1984 yılında uygulamaya başlanan özelleştirme çerçevesinde, santrallerin yenilenmesi, kapasitelerinin artırımı, bilgisayar destekli yeni üretim ve kontrol teknolojilerinin getirilmesi ve uygulanması, verimliliğin artırılması amacıyla kamunun yeterli olmayan kaynaklarını desteklemek üzere; var olan tesislerin belli bir işletme hakkı devir bedeli karşılığında ve belli bir işletme süresi için özel sektöre devredilmesi ve süre sonunda tesisin kamuya tekrar devri üzerine kurulmuş bir modeldir. Bu modelde firma işletme hakkı devir bedeli ödemekte, buna karşılık garanti edilen üretimine karşılık aylık taksitler halinde kapasite bedeli ve üretim bedeli almaktadır. Bu modele göre, 2000 yılı itibarıyla 29.8 MW gücündeki Hazar I, II Küçük Hidroelektrik Santralinin işletme hakkı Bilgin Elektrik AŞ'ne ve 300 MW gücündeki Çayırhan termik santrali Park Termik Elektrik Sanayii ve Ticaret Ltd. Şirketine devredilmiştir. Bu modele göre işletme hakkı devredilmesi düşünülen ve imtiyaz sözleşmeleri inceleme aşamasında olan 180 MW gücündeki Aliağa Termik santrali ve 600 MW gücündeki Seyitömer termik santrali bulunmaktadır. İmtiyaz sözleşmeleri imzalanmış ve işletme hakkı devredilecek termik santral santrallerini isimleri, kurulu güçleri, ve görevli firmaların isimleri aşağıdadır:

1. Çatalağzı-B Termik santrali-(300MW)-Çatalağzı Elektrik Üretim AŞ
2. Soma-A Termik Santrali (44MW)-Sorel-Süzer Soma Elektrik Üretim LTD. Şirketi
3. Soma-B Termik Santrali (990MW)-Sorel-Süzer Soma Elektrik Üretim LTD. Şirketi
4. Orhaneli Termik Santrali (210MW)-Sorel-Süzer Soma Elektrik Üretim LTD. Şirketi
5. Yatağan Termik Santrali (630 MW)-Güney Ege Elektrik İşletme LTD. Şirketi
6. Kangal Termik Santrali (300 MW)-Kanel-Kangal Elektrik LTD. Şirketi
7. Kangal III Termik Santrali (157.3 MW)-Kanel-Kangal Elektrik LTD. Şirketi
8. Tunçbilek Termik Santrali- (429 MW)Temzet Elektrik Üretim AŞ
9. Çayırhan III –IV-Termik Santrali (320 MW) Park Termik Elektrik Sanayii ve Ticaret AŞ
10. Yeniköy Termik Santrali (420MW)-Güney Ege Elektrik İşletme LTD.Şirketi
11. Kemerköy Termik Santrali (630MW)-Güney Ege Elektrik İşletme LTD.Şirketi
12. Afşin Elbistan (A ve 5 ve 6.ncı üniteleri) Termik Santrali-(2064MW)-Erg AŞ ve Verbund Ortaklığı

Yap İşlet Devret (YİD) ve Yap İşlet (Yİ) modelleri arasında temel farklar

- YİD modelinde olduğu gibi sözleşme döneminin sonunda devlete devretmekten ziyade, proje firması fabrikanın sahibi olmaktadır.
- YİD modeli elektrik üretimi, dağıtımı ve iletimine olduğu kadar diğer önemli altyapı projelerine de uygulanıyor. Yap işlet modeli sadece elektrik üretimine ve ondan sonra sadece termik santral fabrikalarına uygulanıyor.
- Yİ modeline göre, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığında izin alınmasından sonra özel yatırımcı TEAŞ ile ticari bir sözleşme imzalıyor. Bu sözleşme elektrik satışının koşullarını ve uygulamasını belirliyor. Uygun kamu kuruluşundan yakıt satın alınması için bir sözleşme daha imzalanıyor. YİD modeli için firma Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı ile bir uygulama mukavelesi ve bir Fon Sözleşmesi ve TEAŞ ile Elektrik Satış Sözleşmesi imzalar.
- İki model arasında temel yasal fark şudur: Yİ modeli bir lisans sistemi tasarlamakta iken, YİD modeline göre bir imtiyaz verilmesi planlanıyor. Bu nedenle, sadece ticaret kanunu hükümlerine tabidir ve Danıştay kararını

gerektirmiyor. YİD projeleri için bunun dezavantajları Tahkim Yasasının yürürlüğe girmesiyle büyük ölçüde hafifletilmiştir.

- YİD'nin aksine, Yİ firmaları elektrik satışları konusunda kısıtlı değildir ve TEDAŞ'a, dağıtım firmalarına veya doğrudan nihaî kullanıcılara elektrik satabilir.
- Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı nerelerde Yİ projelerine ihtiyaç olduğuna karar verir ve Devlet Planlama Teşkilatı ile Hazinesinin görüşü alınır. Gerekli olduğunda yasalar Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na Resmi Gazete'de bir ilân vermesine imkân vermesine rağmen, Bakanlığın herhangi bir ilânı veya çağırısı olmadan özel firmalar doğrudan doğruya yeni bir YİD projesi geliştirmek için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'na başvurabilir. Eğer diğer başka bir firma aynı projeye ilgi duyarsa, birinci firmaya verilen son teslim tarihine kadar onların bir fizibilite raporu hazırlama hakkı vardır.

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı, 20 milyar \$'lık bir yatırım gerektiren, toplam kurulu kapasitesi 10.700MW olan ve doğal gaz ve ithal kömürle çalışan Yİ modeli termik santral projelerini planladı. Bunlardan 13 tanesi Resmi Gazetede ilân edildi. Ankara (770MW) Gebze (1.540MW), Adapazarı (770MW) ve İzmir'deki (1.540MW) doğal gazla çalışan dört elektrik santrali için yapılan ihalelerin ardından 8 Ekim 1998'da ve İskenderun'daki (1.210MW) bir tane kömürle çalışan elektrik santralının 24 Mart 1999'da sözleşmeleri imzalandı. Toplam yatırım tutarı 5 milyar \$ idi ve fabrikaların 2003 yılına kadar işletmeye açılması planlandı. Bu beş tesisin toplam ortalama yıllık elektrik üretim kapasitesi yaklaşık 46 milyar kWh olacaktır.

G. Otoprodüktör Şirketler

Otoprodüktör, esas olarak kendi elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak üzere elektrik üretimi ile iştigal eden tüzel kişiyi, otoprodüktör grubu da esas olarak ortaklarının elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak üzere elektrik enerjisi üretimi ile iştigal eden tüzel kişiyi ifade eder. 19 Aralık 1984'de yürürlüğe giren 3096 Sayılı yasa elektrik sektöründe özel yatırımları düzenliyor. Yasaya göre, bir otoprodüktör bir enerji santrali kurmak veya kapasitesini artırmak için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'ndan onay almak zorundadır. Bir otoprodüktör ayrıca her yeni ortak için de onay almak zorundadır.

Eğer bir otoprodüktör ulusal şebekeye bağlıysa, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın onayladığı gibi, üretilen fazla elektriği TEAŞ'a, TEDAŞ'a veya diğer

kamu kuruluşlarına satabilir. Otoprodüktörler elektrik dağıtımı için TEDAŞ veya TEAŞ'ın hatlarını kullandığı zaman, TEDAŞ ve TEAŞ'ın onlardan belirli bir hat ücreti toplama hakkı vardır. En son düzenlemeye göre, TEDAŞ otoprodüktörlerden TEDAŞ tarifelerinin %6,5'unun ödenmesini ister. TEAŞ da buna ek olarak %3'ünün ödenmesini ister.

Otoprodüktör modeli YİD ve İHD modellerinden fazla birkaç avantaja sahiptir ki, bu avantajlar gelecek yıllarda onun güçlü büyümesini destekleyecektir. Otoprodüktör modelinde onay işlemleri daha basittir; şirket ve devlet arasında bir imtiyaz sözleşmesine ihtiyaç yoktur (ve bu yüzden Danıştay'dan görüş alınmasına da ihtiyaç yoktur ve nihayet belirli bir zaman periyodundan sonra tesislerin devlete devrine gerek yoktur. Bu nedenle, otoprodüktör modeli yeni Elektrik Piyasası Kanunu ile uzlaşmada dört modelin (Yİ, YİD, İHD ve otoprodüktör) en kolay olmalıdır. Böyle olmak sıfatıyla otoprodüktör modelinin serbest bir elektrik piyasasına geçişte en az uygulama problemleriyle karşılaşacağı tahmin ediliyor.

Tüzel kişilerin kendi ihtiyacı için yaptığı elektrik üretimi (otoprodüktör üretimi) Geçtiğimiz 10 yıl içinde yükselen bir trend izleyerek, 2001 sonu itibariyle toplam kurulu kapasite 3.374 MW'ye ulaşmış olup Türkiye'nin toplam kurulu kapasitesinin %12'sidir. Ortak-Elektrik Üretim Birliği'ne (Cogeneration Association) göre, Türkiye'nin toplam kurulu kapasitesi 1999 ve 2005 yılları arasında %51 artacak, oysa otoprodüktörlerin toplam kurulu kapasitesi %205 gibi çok büyük oranda artacaktır.

TABLO 1: Otoprodüktör Sektöründe Kapasite Artışı Beklentileri, 1999-2005

Yıl	Toplam Kapasite (MW)	Otoprodüktör Kapasitesi (MW)	Toplam Türkiye Kurulu Kapasitesindeki Payı (%)
1999	26.124	2.079	8,0
2000	27.264	2.734	10,0
2001	28.332	3.374	11,9
2002T	31.810	3.848	12,1
2003T	34.040	4.548	13,4
2004T	38.170	5.348	14,0
2005T	39.490	6.348	16,1

Kaynak: Cogeneration Association

Toplam elektrik üretiminde otoprodüktörlere yaklaşık %14,6 paya sahip olup, Avrupa Birliği ortalamasının hayli altındadır. Ortak-Elektrik Üretim Birliği, 2005 yılına kadar otoprodüktörlerin Türkiye'de toplam elektrik üretiminin %16'sını üreteceğini tahmin ediyor, oysa daha iyimser tahminler bu payın %40'a kadar çıkacağını bekliyor.

Türkiye’de otoprodüktörlerin %80’i oldukça sanayileşmiş Marmara ve Ege bölgelerinde toplanıyor. Otoprodüktörlerin yaklaşık %70’i yakıt olarak doğal gaz kullanıyor ki çevreye daha az zararlı ve daha ucuzdur.

Tablo 2: Otoprodüktörlerin Kullandığı Yakıt Tipi

Yakıt	Kapasite (MW)	Payı (%)	1999 Üretimi (GWh)	Payı (%)
Doğal Gaz	1.335	64,2	7.264	67,0
Fuel Oil	455	21,9	1.895	17,5
Yenilenebilir	93	4,5	838	7,7
Nafta	63	3,0	237	2,2
LPG	63	3,0	343	3,2
Kömür	35	1,7	182	1,7
Hidro	19	0,9	20	0,2
Dizel	10	0,5	64	0,6
Linyit	6	0,3	5	0,0
Toplam	2.079	100,0	10.848	100,0

Kaynak: TEAŞ, Cogeneration Association & JBS

Kamu tarafından yapılan yatırımların eksikliği ve YİD ve Yİ projelerinin uygulamasındaki gecikmeler yüzünden, otoprodüksiyon projeleri için başvuru geçen 1-2 yıl içinde önemli ölçüde arttı. Ekonomik kriz ve 2006 yılından itibaren elektrikte beklenen kapasite fazlası nedenleriyle bu tür projelerin onayını enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı geçici olarak durdurduğu için, bu projelerin gerçekleşmesiyle ilgili gelişme durmuştur.

2000 yılı itibarıyla otoprodüktör firmalar tarafından kurulan santrallerin adları, buldukları iller ve kurulu güçleri aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

TABLO 3: Otoprodüktör Santralleri (2000 yılı)

Santral adı	Bulunduğu il	Kurulu Güç (MW)
KARDEMİR	ZONGULDAK	35,0
TAŞKÖMÜR TOPLAM		35,0
AMASYA ŞEKER	AMASYA	7,8
SUSURLUK ŞEKER	BALIKESİR	10,2
ÇORUM ŞEKER	ÇORUM	4,8
ERZİNCAN ŞEKER	ERZİNCAN	4,0
ERZURUM ŞEKER	ERZURUM	5,4
K.MARAŞ ŞEKER	K.MARAŞ	9,6
KASTAMONU ŞEKER	KASTAMONU	7,3
KAYSERİ ŞEKER	KAYSERİ	5,4
KONYA EREĞLİ ŞEKER	KONYA	9,6
KONYA ILGIN ŞEKER	KONYA	14,4
KONYA ŞEKER	KONYA	4,6
KÜTAHYA ŞEKER	KÜTAHYA	2,6
MARMARA KAĞIT	BİLECİK	2,5
NİĞDE BOR ŞEKER	NİĞDE	10,1
SAMSUN ŞEKER	SAMSUN	9,6
TOKAT ŞEKER	TOKAT	1,4
TURYAĞ	İZMİR	1,6
UŞAK ŞEKER	UŞAK	2,0
YOZGAT ŞEKER	YOZGAT	6,0
LİNYİT TOPLAMI		118,9
ÇOLAKOĞLU	KOCAELİ	145,0
İTHAL KÖMÜR TOPLAM		145,0
AĞRI ŞEKER	AĞRI	9,6
AMYLUM NIŞASTA	ADANA	6,2
ATAŞ RAFİNERİ	İÇEL	9,4
BİRKO	ANKARA	11,5
ÇINKUR	KAYSERİ	30,0
ÇORUM ŞEKER	ÇORUM	4,8
DENİZLİ ÇİMENTO	DENİZLİ	13,9
ELAZIĞ ŞEKER	ELAZIĞ	3,6
ETİ ALÜMİNYUM	KONYA	12,0
GÜL ENERJİ	GAZİANTEP	12,5
ISPARTA MENSUCAT	ISPARTA	11,0
KARS ŞEKER	KARS	6,0
KIRKA BORAKS	ESKİŞEHİR	8,2
KONYA ŞEKER	KONYA	12,8
MALATYA ŞEKER	MALATYA	6,2
MEDUNION	İZMİR	3,4
MUŞ ŞEKER	MUŞ	9,6
ORS RULMAN	ANKARA	7,4
PETKİM ALİAĞA	İZMİR	140,0
POLINAS	MANİSA	10,0
SEKA AKSU	GİRESUN	8,0
SEKA İZMİT	KOCAELİ	18,0
SÜMER ADANA	ADANA	3,0
SÜMER ESKİŞEHİR	ESKİŞEHİR	1,8
SÜMER MERİNOŞ	BURSA	6,3
TİRE KUTSAN	İZMİR	8,0

TÜPRAŞ BATMAN RAFİNERİ	BATMAN	10,3
TÜPRAŞ İZMİR RAFİNERİ	İZMİR	44,0
TÜPRAŞ İZMİR RAFİNERİ	KOCAELİ	45,0
TÜPRAŞ O.A RAFİNERİ	KIRIKKALE	24,0
VAN ERCİŞ ŞEKER	VAN	4,8

TABLO 3'ün Devamı

Santral adı	Bulunduğu il	Kurulu Güç (MW)
FUEL-OİL TOPLAM		501,3
ALPULLU ŞEKER	KIRKLARELİ	0,2
AFYON ŞEKER	AFYON	1,0
AĞRI ŞEKER	AĞRI	0,8
ÇORUM ŞEKER	ÇORUM	0,8
K.MARAŞ ŞEKER	K.MARAŞ	0,8
KONYA EREĞLİ ŞEKER	KONYA	0,8
KONYA İLGİN ŞEKER	KONYA	0,6
KÜTAHYA ŞEKER	KÜTAHYA	0,1
MALATYA ŞEKER	MALATYA	0,3
SAMSUN ŞEKER	SAMSUN	0,8
TÜPRAŞ BATMAN RAFİNERİ	BATMAN	8,0
MOTORİN TOPLAM		14,2
AK ENERJİ ALAPLI	ZONGULDAK	6,3
AK ENERJİ ÇERKEZKÖY	TEKİRDAĞ	98,0
AKIN ENERJİ	KIRKLARELİ	4,7
BAYDEMİRLER	İSTANBUL	1,0
BEY ENERJİ	TEKİRDAĞ	4,9
BİS ENERJİ	BURSA	174,0
CAMIŞ ELEKTRİK TOPKAPI	İSTANBUL	12,0
CAMIŞ ELEKTRİK TRAKYA	KIRKLARELİ	31,0
ÇOLAKOĞLU METALURJİ	KOCAELİ	123,4
DOĞUŞ	TEKİRDAĞ	1,0
ERDEMİR	ZONGULDAK	77,0
ESKİŞEHİR SANAYİ ODASI	ESKİŞEHİR	37,0
KALEBODUR	ÇANAKKALE	14,4
NUR YILDIZ	ANAKARA	0,8
PİRELLİ	KOCAELİ	24,5
SARUYSAN	KOCAELİ	7,7
ŞAHİNLER	TEKİRDAĞ	12,0
TOPRAK ENERJİ	ESKİŞEHİR	9,0
TRAKYA İPLİK	TEKİRDAĞ	4,2
TÜGSAŞ GEMLİK	BURSA	8,0
YALOVA ELYAF	İSTANBUL	12,3
DOĞAL GAZ TOPLAM		663,2
DENTAŞ	DENİZLİ	5,0
GOODYEAR ADAPAZARI	SAKARYA	9,6
MOPAK	İZMİR	4,6
SÖKTAŞ	AYDIN	4,5
LPG TOPLAM		23,7
AKÇA TEKSTİL	DENİZLİ	10,0
ATAER ENERJİ	İZMİR	43,2
DESA	İZMİR	9,0
TOROS ENERJİ CEYHAN	ADANA	4,7
TOROS ENERJİ MERSİN	İÇEL	4,7
NAFTA TOPLAM		71,6
AKSA	BURSA	1,4
BELKA	ANKARA	3,2
İZAYDAŞ	KOCAELİ	5,4
BAGFAŞ	BALIKESİR	10,0

BANDIRMA AŞİT	BALIKESİR	3,8
YENİLENEBİLİR+ATIK TOP.		23,8

TABLO 3'ün Devamı

Santral adı	Bulunduğu il	Kurulu Güç (MW)
TEK YAKITLI TOPLAMI		1596,7
ADAPAZARI ŞEKER	SAKARYA	10,4
AFYON ŞEKER	AFYON	12,8
ALPULLU ŞEKER	KIRKLARELİ	5,4
BANDIRMA BORAKS	BALIKESİR	10,7
BURDUR ŞEKER	BURDUR	9,7
ERDEMİR	ZONGULDAK	50,0
ISDEMİR	İSKENDERUN HATAY	220,0
PETLAS	KIRŞEHİR	6,0
SEKA AKDENİZ	İÇEL	20,0
SEKA BALIKESİR	BALIKESİR	8,2
SEKA ÇAY	AFYON	8,0
SEKA ÇAYCUMA	ZONGULDAK	10,0
SEKA DALAMAN	MUĞLA	26,2
TOKAT TURHAL ŞEKER	TOKAT	12,8
KATI+SIVI TOPLAMI		410,2
AK ENERJİ	BİLECİK	127,0
AK ENERJİ YALOVA	İSTANBUL	59,5
ALTIN YILDIZ	İSTANBUL	4,7
ANKARA ŞEKER	ANKARA	8,8
ARÇELİK ÇAYIROVA	KOCAELİ	6,5
ARÇELİK ESKİŞEHİR	ESKİŞEHİR	6,3
ATLAS HALICILIK	TEKİRDAĞ	1,0
BESLER	İSTANBUL	10,0
BİL ENERJİ	ANKARA	41,0
BOSEN	BURSA	75,0
CAMIŞ ELEKTRİK ÇAYIROVA	KOCAELİ	12,0
CAN TEKSTİL	ÇORLU	5,2
EDİP İPLİK	KIRKLARELİ	4,9
EGE BİLEŞİK ENERJİ	İZMİR	13,0
ENERJİ SA	KOCAELİ	120,0
ENTEK	BURSA	129,9
ESKİŞEHİR ŞEKER	ESKİŞEHİR	12,8
GOODYEAR İZMİT	KOCAELİ	4,2
İGSAŞ	KOCAELİ	8,8
İSKO	BURSA	9,6
KARTONSAN	KOCAELİ	19,8
KAS.ENTEG.(YONGAPAN)	KASTAMONU	5,2
MAKSİ ENERJİ	İSTANBUL	7,7
MODERN ENERJİ	TEKİRDAĞ	20,0
NUH ÇİMENTO	KOCAELİ	38,4
ORTA ANADOLU MENSUCAT	KAYSERİ	10,0
PAK GIDA	BOLU	4,8
PAKMAYA	KOCAELİ	4,8
STARWOOD	BURSA	17,3
SÜMER GEMLİK	BURSA	2,5
TÜP.MERSERİZE	TEKİRDAĞ	5,7
YILDIZ SUNTA	KOCAELİ	5,2
ZORLU ENERJİ BURSA	BURSA	90,0
ZORLU ENERJİ LÜLEBURGAZ	KIRKLARELİ	56,7

SIVI+DOĞAL GAZ TOPLAMI		948,3
ÇOK YAKITLI TOPLAM		1358,5

TABLO 3'ün Devamı

Santral adı	Bulunduğu il	Kurulu Güç (MW)
OTOP. TERMİK TOPLAM		2955,2
BEREKET DENİZLİ	DENİZLİ	3,7
BEREKET DALAMAN	MUĞLA	15,0
KAREL ENERJİ PAMUKOVA	SAKARYA	9,8
MURGUL BAKIR	ARTVİN	4,7
SÜMER DERME	MALATYA	4,5
SÜMER İVRİZ	KONYA	1,0
YEŞİLLER	KIRŞEHİR	0,5
OTOP. HİDROLİK TOPLAM		39,2
DELTA PLASTİK	İZMİR	1,5
RÜZGAR TOPLAM		1,5
OTOPRODÜKLER TOPLAMI		2995,9

Kaynak- Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri-2000-TEAŞ

Tablodan da görüleceği üzere otoprodüktör firmalar daha çok termik kaynaklı santraller kurmuşlar ve ağırlıklı olarak fuel-oil ve doğal gazı tercih etmişlerdir. Atıklar, yenilenebilir kaynaklar, hidrolik kaynaklar ve rüzgar santrallerin işletilmesinde çok az kullanılmaktadır. Çevre sorunlarının gündeme gelmesi ve petrol ürünlerinin temininde yaşanabilecek güçlüklerin ortaya çıkması, fiyatlarının artışları ile birlikte yenilenebilir kaynakların otoprodüktör firmalar tarafından daha fazla kullanılması gündeme gelebilecektir.

III. ELEKTRİK ENERJİSİ KURULU GÜÇ VE ÜRETİMİNİN GELİŞİMİ

Yukarıdaki tarihçe bölümünde de söz edildiği gibi ülkemizde ilk elektrik enerjisi santrali 1902 yılında Tarsus'ta kurulan 2 kilovat (kW) gücündeki su değirmeni ile çalışan dinamodur. Türkiye Cumhuriyetinin kuruluş yılı 1923'te ise kurulu gücümüz 33 Megavat(MW) ve toplam elektrik enerjisi üretimi 45 milyon Kwh'dır.

Cumhuriyetin ilk yıllarında elektrik enerjisi için termik ve hidroelektrik kaynaklar kullanılırken, 1985 yılından sonra jeotermal ve rüzgar santralleri de devreye girmeye başlamıştır. Yıllar itibarıyla Türkiye'deki kurulu gücün gelişimi Tablo 4' de verilmiştir.

1984 yılına kadar sadece kamu sektörü tarafından gerçekleştirilen elektrik enerjisi üretimi, 1984 yılından sonra çıkarılan yasalarla birlikte özel sektöre de açılmıştır. 1999 yılı sonu itibarıyla elektrik enerjisi üretiminde kamu (TEAŞ)Türkiye Elektrik Anonim Şirketinin yanında, özel üretim şirketleri ve otoprodüktörler, ÇEAŞ ve KEPEZ ayrıcalıklı

şirketler ve kiralama yöntemiyle hizmet alınan mobil santraller faaliyette bulunmaktadır. 2000 yılı itibarıyla Türkiye’de kurulu gücün birincil enerji kaynaklarına göre üretici kuruluşlara dağılımı Tablo 5’de yer almaktadır.

TABLO 4: Türkiye’de Kurulu Gücün Yıllar İtibarıyla Gelişimi (MW)

YIL	TERMİK	HİDROLİK	JEOTER+RÜZ.	TOPLAM	YILLIK ARTIŞ %
1984	4569,3	3874,8	17,5	8461,6	-
1985	5229,3	3874,8	17,5	9121,6	7,8
1986	6220,2	3877,5	17,5	10115,2	10,9
1987	7474,3	5003,3	17,5	12495,1	23,5
1988	8284,8	6218,3	17,5	14520,6	16,2
1989	9193,4	6597,3	17,5	15808,2	8,9
1990	9535,8	6764,3	17,5	16317,6	3,2
1991	10077,8	7113,8	17,5	17209,1	5,5
1992	10319,9	8378,7	17,5	18716,1	8,8
1993	10638,4	9681,7	17,5	20337,6	8,7
1994	10977,7	9864,6	17,5	20859,8	2,6
1995	11074,0	9862,8	17,5	20954,3	0,5
1996	11297,1	9934,8	17,5	21249,4	1,4
1997	11771,8	10102,6	17,5	21891,9	3,0
1998	13021,3	10306,5	26,2	23354,0	6,7
1999	15555,9	10537,2	26,2	26119,3	11,8
2000	16052,5	11175,5	36,4	27264,1	4,4

KAYNAK-Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri 2000 TEAŞ

TABLO 5: Türkiye’de Kurulu Gücün Birincil Enerji Kaynaklarına göre Üretici Kuruluşlara Dağılımı 2000(MW)

Birincil Enerji Kaynağı	TEAŞ	TEAŞ’ın Bağlı Ortak.	Ayrıcalıklı Şirketler	Üretim Şirket.	İşletme Hakkı Devir	Otopr.	Mobil Santral	Türkiye	
								Toplam	%
Kömür	4306,0	2084,0	-	-	300,0	298,9	-	6988,9	23,9
Sıvı yakıtlar	884,2					610,8	90,6	1585,6	5,8
Doğal gaz	2782,9	1200,0		258,4		663,2		4904,5	18,0
Yenilenebilir+atık						23,8		23,8	0,09
Tek yakıtlı top.	7973,1	3284,0		258,4	300,0	1596,7	90,6	13502,8	49,5
Çok yakıtlı top.				1191,2		1358,5		2549,7	9,4
Termik toplam	7973,1	3284,0		1449,6	300,0	2955,2	90,6	16052,5	58,9
Hidrolik toplam	9977,3		610,3	518,3	30,1	39,2		11175,2	41,0
Jeotermal	17,5							17,5	0,06
Rüzgar				17,4		1,5		18,9	0,07
Genel TOPLAM	17967,9	3284,0	610,3	1985,31	330,1	2995,9	90,6	27264,1	100
%	65,9	12,0	2,2	7,3	1,2	11,0	0,3	100	

KAYNAK-Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri 2000TEAŞ

Tablodan da görüleceği üzere 2000 yılı itibarıyla elektrik enerjisi üretiminde termik kaynaklar % 58,9’luk bir paya sahip iken, hidrolik kaynaklar % 41’lik bir paya sahiptir. Çevreye duyarlı olarak bilinen jeotermal kaynaklar ve rüzgar ,elektrik üretiminde ancak %0.13 oranında kullanılmaktadır. Güneş enerjisinin ise su ısıtma amaçlı kullanımı daha

yaygın olmakla beraber, elektrik üretiminde kullanılması ancak deney safhasında kalmıştır. Ayrıca katı atık ve biogaz santrallerinin de kurulmasına başlanmış bulunmaktadır. Nükleer santral kurulması için ilk çalışmalar 1967 yılında başlanmış olmakla birlikte bu konuda sonuç alınamamıştır.

Türkiye’de elektrik üretiminde; Afşin Elbistan Termik Santrali (1360 MW), Soma Termik Santrali (1034 MW), Seyitömer Termik Santrali (600 MW), Yatağan Termik Santrali (630 MW), Yeniköy Termik Santrali (420 MW), Kemerköy Termik Santrali (630 MW), Kangal Termik Santrali (457MW), önemli termik santraller olarak sayılabilir. Bu santrallerde linyit yakıt olarak kullanılmakta ve kurulu gücün %23,9’ünü oluşturmaktadırlar.

Doğal Gaz yakıtlı santrallerin en önemlileri olarak;Ambarlı Santrali (1350.9 MW), Hamitabat Santrali (1200 MW), Bursa Doğalgaz Santrali (1432 MW) sayılabilir. Bu santraller kurulu gücün %18’ini oluşturmaktadır.

Rüzgar enerjisi ile çalışan ilk santral ise 1.5 MW kurulu güce sahip Çeşme-Germiyan’da kurulmuş olan otoproduktör santraldir. Diğerleri ise Çeşme-Alaçatı’daki 7.2 MW’lık ile Çanakkale’de kurulan 10.2 MW’lık santrallerdir. Kurulu gücün ancak %0.07’ini oluşturmaktadır.

Denizli-Kızıldere jeotermal santrali ise 2000 yılında 17,5 MW kurulu güce sahiptir. Kurulu gücün% 0.06 jeotermal kaynaklıdır.

Katı atık ve biogaz santrallerinin kurulması içinde çalışmalar başlatılmıştır. Adana Çöp santrali 45 MW güçte olacaktır. Bunun dışında 10 MW güçte Mamak Çöp gazı Santrali,

5.4 MW gücünde İzmit Endüstriyel Tehlikeli Atık ve 3.2 MW’lık Ankara Çöp santralleri,

18.8 MW’lık Mersin ve 12.5 MW’lık Tarsus çöp santralleri kuruluş çalışmaları devam etmektedir.

Hidroelektrik santrallerinin en önemlileri ise; 2.405.000 MW gücündeki Atatürk Hidroelektrik santrali, 1.800.000 MW gücündeki Karakaya Hidroelektrik santrali, 1330.000 MW gücündeki Keban Hidroelektrik santrali, 702.000 MW gücündeki Altınkaya Hidroelektrik santrali olarak sayılabilir. 2000 yılı itibarıyla 98 adet TEAŞ tarafından işletilen hidroelektrik santral, toplam 9977,25 MW gücündedir. Ayrıcalıklı şirketler tarafından işletilen toplam 610,3 MW gücünde 22 adet hidroelektrik santral

bulunurken, üretim şirketlerince 518,3 MW gücünde 26 ünite ve işletme hakkı devredilen 30,1 MW gücünde 2 ünite hidroelektrik santral bulunmaktadır. Kurulu gücün %41'i hidrolik kaynaklıdır.

Üretim Değerleri

Türkiye'de 2000 yılı itibarıyla toplam 27264,1 MW 'a ulaşan kurulu gücün yıllar itibarıyla birincil enerji kaynaklarına göre GWh olarak üretim değerleri aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

TABLO 6: Türkiye Elektrik Enerjisi Üretiminin Yıllar İtibarıyla Gelişimi (GWh)

YILLAR	TERMİK	HİDROLİK	JEOTER+ RUZGAR	TOPLAM	ARTIŞ
1984	17165,1	13426,3	22,1	30613,5	
1985	22168,0	12044,9	6,0	34218,9	11,8
1986	27778,6	11872,6	43,6	39694,8	16,0
1987	25677,2	18617,8	57,9	44352,9	11,7
1988	19030,8	28949,6	68,4	48048,8	8,3
1989	34041,0	17939,6	62,6	52043,2	8,3
1990	34314,9	23148,0	80,1	57543,0	10,6
1991	37481,7	22683,3	81,3	60246,3	4,7
1992	40704,6	26568,0	69,6	67342,2	11,8
1993	39779,0	33950,9	77,6	73807,5	9,6
1994	47656,7	30585,9	79,1	78321,7	6,1
1995	50620,5	35540,9	86,0	86247,4	10,1
1996	54302,8	40475,2	83,7	94861,7	10,0
1997	63396,9	39816,1	82,8	103295,8	8,9
1998	68702,9	42229,0	90,5	111022,4	7,5
1999	81661,0	34677,5	101,4	116439,9	4,9
2000	93934,2	30878,5	108,9	124921,6	7,3

Kaynak:Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri 2000 –TEAŞ

Elektrik üretiminde hidroelektrik santrallerden elde edilen üretim o yıl ki su kaynaklarının durumuyla yakından ilişkilidir. Kurulu güç her yıl artmasına rağmen 1988 yılında ulaşılan hidroelektrik üretime ancak 1992-1993 yıllarında tekrar ulaşılabilmektedir.

Rüzgar enerjisi ile çalışan santraller için de hava koşulları önemlidir. Termik santraller için ise üretimde kullanılan kaynağın maliyeti daha fazla önem kazanmaktadır. Üretim yılındaki ekonomik koşullar üretim rakamının artış hızını etkilemiştir. Örneğin 1998 yılında yaşanan ekonomik krizin etkisi ile termik santrallerden elde edilen üretimin artışı %16 dan % 8'e gerilemiştir.

Tablo 7'de ise Türkiye elektrik enerjisi üretiminin üretici kuruluşlara göre yıllar itibarıyla gelişimi verilmiştir. Türkiye de elektrik enerjisi üretiminde TEAŞ'nin payı 1984 yılında % 87.2 civarında iken bu oran %60'lara düşmüş, yıllar itibarıyla

uygulanen özelleştirme politikası doğrultusunda üretim şirketlerinin ve otoprodüktör şirketlerin payları giderek artmıştır.

TABLO 7: Türkiye Elektrik Enerjisi Üretimini Üretici Kuruluşlara Göre Yıllar İtibarıyla Gelişimi (GWh)

Yıllar	Teaş	Ayrıcalıklı Şirketler	Otoprodüktörler	Teaş'ın Ortaklıkları	Üretim Şirketleri	Mobil Santral	İşletme Hakkı Devredilen Santraller	Toplam
1984	26685,7	1691,1	2233,4					30613,5
1985	30248,9	1592,2	2377,8					34218,9
1986	35470,1	1454,0	2770,7					39694,8
1987	39679,3	1591,7	3081,9					44352,9
1988	43013,6	1857,9	3177,3					48048,8
1989	47454,1	1316,9	3267,4		4,8			52043,2
1990	52854,2	1304,5	3361,3		23,0			57543,0
1991	55460,7	1369,5	3369,1		47,0			60246,3
1992	61533,3	2014,8	3727,1		67,0			67342,2
1993	67099,8	2466,6	4171,9		69,2			73807,5
1994	71942,5	1686,2	4619,3		73,7			78321,7
1995	71544,1	2301,4	5624,9	6650,8	126,2			86274,4
1996	69123,6	2907,6	6070,6	16291,1	468,8			94861,7
1997	72486,8	2213,8	7753,9	18432,3	2409,0			103295,8
1998	78580,9	2299,2	10131,3	17493,9	2517,1			111022,4
1999	74401,6	2169,2	12529,0	17910,9	9224,0	205,2		116439,9
2000	73941,8	1902,9	15962,0	19292,2	12038,6	643,5	1140,6	124921,6

Kaynak-Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri 2000 –TEAŞ.

IV. ELEKTRİK TÜKETİMİ

Türkiye de giderek artan nüfus, sanayileşme ve gelişen hizmet sektörü ile birlikte elektrik tüketimi artmış ve yıllar itibarıyla aşağıda yer alan tabloda verilen değerlere ulaşmıştır.

TABLO 8: Türkiye de Brüt Üretim ve Talep, Arz ve Net Tüketimin Yıllar İtibarıyla Gelişimi

Yıllar	Kişi Başına Brüt Üretim (Kwh)	Brüt Üretim (Gwh)	Kişi Başına Arz (Kwh)	Arz (Net Üretim +İthalat-İhracat) (Gwh)	Brüt Talep Brüt Üretim+ İthalat-İhracat (Gwh)	Kişi Başına Net Tüketim (Kwh)	Net Tüketim Yıllık Artış (%)	Net Tüketim (Arz-Şebeke Kaybı) (Gwh)
1984	624	30613,5	639	31375,8	33266,5	563		27635,2
1985	675	34218,9	672	34054,5	36361,3	586	7,5	29708,6
1986	772	39694,8	732	37656,4	40471,4	626	8,4	32209,7
1987	844	44352,9	805	42317,3	44925,0	698	13,9	36697,3
1988	895	48048,8	857	46030,0	48430,0	736	8,2	39721,5
1989	948	52043,2	899	49367,2	52601,7	786	8,6	43120,0
1990	1019	57543,0	947	53500,3	56811,7	829	8,6	46820,0
1991	1055	60219,1	996	56844,1	60499,3	864	5,3	49282,9
1992	1162	67342,2	1087	62979,5	67216,8	932	9,5	53984,7
1993	1255	73807,5	1182	69488,6	73431,7	1007	9,7	59237,0
1994	1312	78321,7	1227	73243,9	77783,0	1028	3,7	61400,9
1995	1423	86247,4	1339	81162,7	85551,5	1112	9,8	67393,9
1996	1542	94861,7	1463	90011,4	94788,6	1206	10	74156,6
1997	1643	103295,8	1598	100466,9	105517,1	1303	10,4	81885,0

1998	1750	111022,4	1710	108499,5	114022,7	1382	7,1	87704,6
1999	1808	116439,9	1751	112746,9	118484,9	1417	4,0	91201,9
2000	1913	124921,6	1869	122051,6	128275,6	1512	7,8	98295,7

Kaynak-Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri-2000 TEAŞ

Tablodan da görüleceği üzere yıllar itibarıyla kişi başına net elektrik tüketiminde ve arzında 1984 yılına kıyasla üç misli bir artış gözlenmektedir. Ekonomik kriz dönemlerinde ise, yıllık tüketim artış hızlarının belirgin ölçüde yavaşladığı gözlenmektedir. Ayrıca şebeke kayıpları nedeniyle ise önemli kayıplar gözlenmektedir. Özellikle son yıllarda şebeke kayıpları yanında kaçak elektrik kullanımı önemli bir sorun olmaya başlamıştır.

Elektrik tüketiminin tüketici gruplarına göre dağılımı, yıllar itibarıyla Tablo 9'da verilmiştir.

TABLO 9: Yıllar İtibarıyla Türkiye Elektrik Enerjisi Kullanımının Tüketici Gruplara Dağılım Yüzdesi(%)

Yıllar	Mesken %	Ticarethane %	Resmi Daire %	Sanayi %	Genel Aydınlatma %	Köy % *	Diğer %	Toplam GWh
1990	19,4	5,5	3,1	62,4	2,6	0,2	6,8	46820,0
1991	22,0	6,2	3,8	57,9	2,9	0,0	7,3	49282,9
1992	21,3	6,1	3,7	58,4	3,4		7,1	53984,7
1993	21,2	6,1	3,8	57,8	3,8		7,2	59237,0
1994	21,9	6,0	5,4	55,6	4,1		7,0	61400,9
1995	21,5	6,2	4,5	56,4	4,6		6,8	67393,9
1996	22,1	7,7	4,0	54,8	4,2		7,1	74156,6
1997	22,6	8,4	4,6	53,1	4,0		7,2	81884,9
1998	22,8	8,8	4,9	52,6	4,2		6,7	87704,6
1999	24,8	9,0	4,1	51,0	4,6		6,5	91201,9
2000	24,3	9,5	4,2	49,7	4,6		7,7	98295,7

*Not- 1984 yılından itibaren 2705 sayılı yasa ile köyler dağıtım müesseselerine devir olunmaya başlamış ve devredilen köylerin aboneleri tüketim koduna göre bireysel aboneliğe dönüştürülmüştür.

Kaynak- TEDAŞ Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri 2000- TEDAŞ-APK 2001

Tablodan görüleceği üzere 1990 yılında elektrik kullanımında sanayinin payı % 62.4 iken bu pay 2000 yılına gelindiğinde %49.7 seviyesine inmiş, meskenlerde kullanım % 19.4 ten % 24.3 seviyesine çıkmıştır. Hizmet sektörünün gelişimi ile beraber, elektriğin kullanımının sanayi payı inerken ticarethanelerde kullanım oranı artmış ve oran %5.5 tan % 9.5 seviyesine çıkmıştır. Diğer başlığı altında yer alan köy ve halk hizmetlerinin oranı 1990 yılındaki % 6,8 oranından 2000 yılında %7.7 ye yükselmiş, ve 1990 yılında 35 olan elektriksiz köy sayısı 2000 yılında bire inmiştir.

V. ELEKTRİK İTHALATI VE İHRACATI

Türkiye Bulgaristan, eski Sovyet Sosyalist Cumhuriyet Birliği ülkelerine, Gürcistan, Azerbaycan ve İran'dan elektrik enerjisi ithal ederken, Bulgaristan, Arnavutluk,

Romanya, Gürcistan Azerbaycan ve Irak'a elektrik enerjisi ihraç etmektedir. Elektrik enerjisi ithal ve ihracatı çeşitli ülkelerle olan enterkoneksiyonlar aracılığı ile yapılmaktadır. Mevcut enterkoneksiyonlara ilişkin bilgiler aşağıdadır.

Türkiye-Azerbaycan –

İki ülke arasında 34.5Kv 10 MW taşıma kapasiteli ve 154 Kv çift devre 100 MW taşıma kapasiteli elektrik iletim hattı (EİH) mevcuttur. Azerbaycan'a bölge yük koşullarına bağlı olarak 30-40 MW güç ile ayda 35-40 milyon kWh elektrik enerjisi verilmiş, 2000 yılında 437,3 milyon kWh enerji ihraç edilmiştir.

Türkiye-Gürcistan-

Hopa ile Batum arasında 220 Kv 300 MW taşıma kapasitesine sahip EİH bulunmaktadır. Bu hat üzerinden 2000 yılında yapılan enerji alım sözleşmesi uyarınca 100 MW güçle ayda ortalama 70 milyon kWh enerji transferi yapılmaktadır. 2000 yılında 204.7 milyon kWh enerji ithal edilmiştir.

Türkiye-Bulgaristan-

İki ülke arasında 400 Kv 500 MW taşıma kapasiteli EİH vardır. 1986 yılına kadar Trakya bölgesini besleyen bu hat, daha sonraki yıllarda Bulgaristan üzerinden Romanya'ya ve Bulgaristan ve Yugoslavya üzerinden Arnavutluk'a enerji transferi için kullanılmıştır.

Bulgaristan hükümeti ile yapılan sözleşmeler uyarınca Türkiye bu hat üzerinden 2000-2008 yılları arasında toplam 33.7 milyar kWh enerji transferi yapmayı öngörmüştür. 2000 yılı içinde 3296,9 GWh enerji ithali yapılmıştır.

Türkiye-İrak-

İki ülke arasında 500 MW taşıma kapasiteli 400 Kv hat tesis edilmiş ve 154 Kv'la çalıştırılmaya hazırdır. 1995 yılında insani yardım kapsamında 22.9 milyon kWh elektrik enerjisi verilmiştir.

Türkiye-İran-

İki ülke arasında 154 Kv 100 MW taşıma kapasiteli EİH ile İran'dan Türkiye'ye 40 MW güçle ayda 10 milyon kWh elektrik enerjisi alınmaktadır. 2000 yılında İran'dan toplam 289,7 GWh elektrik enerjisi ithal edilmiştir.

Türkiye- Ermenistan-

220 Kv, 300 Mw taşıma kapasiteli olan bu EİH bugüne kadar kullanılmamıştır.

Bu elektrik iletim hatlarının yanında ülkemiz ile Yunanistan, Mısır, Irak, Lübnan, Suriye, Türkmenistan, güneydoğu Avrupa ülkeleri, Karadeniz ülkeleri, Akdeniz ülkeleri ile elektrik iletim hatları yapılması için projeler ve görüşmeler devam etmektedir.

1990-2000 döneminde ithal ve ihraç edilen elektrik enerjisine ait veriler aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

TABLO 10: Ülkeler İtibarıyla İthal ve İhraç Edilen Elektrik Enerjisi (1990-2000) GWh

ÜLKELER	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
BULGARİSTAN	0,2	568,	0,0	0,0	0,0	0,0	25,6	1863,1	2317,0	1798,4	3296,9
SSCB	53,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GÜRCİSTAN	121,8	191,0	188,8	12,9	31,4	0,0	16,	459,4	779,3	239,2	204,7
AZERBAYCAN	0,0	0,0	0,0	200,0	0,0	0,0	173,8	0,0	0,0	0,0	0,0
İRAN	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	54,6	169,8	202,2	292,7	289,7
TOPLAM İTHALAT	175,5	759,3	188,8	212,9	31,4	0,0	270,0	2492,3	3298,5	2330,3	3791,3
BULGARİSTAN	506,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0,
ARNAVUTLUK	83,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ROMANYA	195,0	261,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
GÜRCİSTAN	121,8	244,9	301,4	279,7	201,8	178,3	71,8	0,0	0,0	0,0	0,0
AZERBAYCAN	0,0	0,0	12,8	309,0	346,5	494,7	271,3	271,0	298,2	285,3	437,3
İRAK	0,0	0,0	0,0	0,0	21,8	22,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOPLAM İHRACAT	906,8	506,3	314,2	588,7	570,1	695,9	343,1	271,0	298,2	285,3	437,3

Kaynak- Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri 2000 TEAŞ

TABLO 11: Türkiye'de Elektrik Üretim Ve Tüketimi (Milyon Kwh)

Yıl	Brüt Üretim	İç Tüketim	Net Üretim	İthalat	Brüt Tüketim	Şebeke Kayıpları	Net Tüketim	İhracat
1980	23275	1394	21881	1341	23222	2825	20398	-
1981	24673	1328	23345	1616	24961	2931	22030	-
1982	26552	1421	25131	1773	26904	3318	23587	-
1983	27347	1680	25667	2221	27888	3422	24565	-
1984	30614	1891	28723	2653	31376	3741	27635	-
1985	34219	2307	31912	2142	34054	4346	29709	-
1986	39695	2815	36880	777	37657	5447	32210	-
1987	44353	2608	41745	572	42317	5620	36697	-
1988	48049	2400	45649	381	46030	6309	39722	-
1989	52043	3235	48808	559	49367	6247	43120	-
1990	57543	3311	54232	176	54408	6680	46820	907
1991	60246	3655	56591	759	57350	7562	49283	507
1992	67342	4237	63105	189	63294	8995	53985	314
1993	73808	3943	69865	213	70078	10252	59237	589
1994	78322	4539	73783	31	73814	11843	61401	570
1995	86248	4389	81859	-	81859	13769	67394	696
1996	94862	4777	90084	270	90355	15855	74157	343
1997	103296	5050	98246	2492	100738	18582	81885	271
1998	111022	5523	105500	3299	108799	20795	87706	298
1999	116439	5738	110701	2330	113031	21524	91222	285
2000	124922	6200	118700	3791	128280	25716	99337	437
2001	122725			4579	126871	22942	100211	433
2005T	190000		180000		180000	40000	140000	

VI. ELEKTRİK ÜRETİMİNDE MALİYETLER

Sektörde ana üretici olan TEAŞ'nin, birincil kaynaklar itibarıyla ve maliyet unsurlarına göre üretim maliyetleri gerek TL bazında gerek Dolar bazında aşağıdaki tabloda verilmiştir.

TABLO 12: 2000 yılı TEAŞ Santrallerinde Birincil Kaynaklar İtibarıyla ve Maliyet Unsurlarına göre Üretim Maliyeti – (TL/ kWh)(Cent/kWh)

	Taş Kömürü	Linyit	Fuel Oil	Motorin	Doğal Gaz	Jeo Termal	Termik Toplam	Hidrolik Toplam	TEAŞ Toplam
	TL	TL	TL	TL	TL	TL	TL	TL	TL
Yakıt	19559	12265	24809	102735	23737		20500		12364
İşçilik	3477	3488	1104	2111	254	14241	1890	785	1451
Malzeme	194	597	140	600	114	215	330	32	212
Çeşitli Gid.	568	1245	217	688	360	1623	730	250	540
Amortisman	4542	3975	25	1020	1848	1263	2663	195	1684
Vergi	24	15	9	2	6	107	11	1,62	7
Toplam	28363	21584	26304	107156	26319	17450	26125	1264	16257
	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
Yakıt	3,137	1,967	3,979	16,479	3,807	-	3,288	-	1,983
İşçilik	0,558	0,559	0,177	0,339	0,041	2,284	0,303	0,126	0,233
Malzeme	0,031	0,096	0,022	0,096	0,018	0,034	0,053	0,005	0,034
Çeşitli Gid.	0,091	0,200	0,035	0,110	0,058	0,260	0,117	0,040	0,087
Amortisman	0,729	0,638	0,004	0,164	0,296	0,203	0,427	0,031	0,270
Vergi	0,004	0,002	0,001	0,000	0,001	0,017	0,002	0,000	0,001
Toplam	4,550	3,462	4,219	17,188	4,222	2,799	4,191	0,203	2,608

KAYNAK- Türkiye Üretim-iletim İstatistikleri 2000 -TEAŞ

Tablo incelendiğinde TEAŞ'ın birincil kaynak itibarıyla en düşük üretim maliyetinin 0,20cent/kwh ile hidrolik kaynaklardan elde edilen elektrik üretiminde gerçekleştiği, en yüksek maliyetin ise 17,19 cent/kwh ile motorinden elde edilen elektrik için olduğu, ortalama maliyetin ise 2,61 cent/kwh olduğu görülmektedir. Maliyet unsurları içinde yakıtın en önemli maliyet unsuru olduğu, işçilik açısından ise jeotermal enerji kaynaklarından elde edilen elektrik enerjisi için işçilik maliyetinin en yüksek olduğu gözlenmektedir.

TEAŞ tarafından üretilen elektriğin yanında diğer üretici kuruluşlardan alınan elektrik enerjisinin maliyeti eklendiğinde toplam sınai maliyet 4,309 cent/Kwh çıkmakta ile tüketiciye yansıyan ticari maliyet ise diğer gider kalemlerinin katılmasıyla 4,60 cent/Kwh varmaktadır. Ticari maliyete ilişkin tablo aşağıda yer almaktadır.

TABLO 13: Maliyet Unsurlarına Göre 2000 Yılı Birim İletim Ve Toplam Maliyet

	Milyon TL	1000 \$	TL/kWh	Cent/kWh	
İŞÇİLİK	58492401,2	93825	556,79	0,089	
MALZEME	2500247,6	4011	23,80	0,004	
ÇEŞİTLİ GİDERLER	17765438,3	28497	169,11	0,027	
VERGİ	216759,1	348	2,06	0,00	
AMORTİSMAN	93438248,2	149880	889,44	0,143	
TOPLAM HARCAMA	172413094,4	276561			
BİRİM İLETİM MALİYETİ			2551,20	0,409	
DÖNEM GİDERLERİ	44682026,7	71673			
DIŞARDAN ALINAN ENERJİ*	1389687060,9	2229138			
TOPLAM HARCAMA(ÜRETİM+İLETİM)	2724753048,3	4370661	26862,33	4,309	BİRİM SİNAİ MALİYET
TRT PAYI	3861132,8	6193			
FAİZ	121337751,4	194633			
KUR FARKI	101638004,9	163033			
FAALİYETDIŞI GELİR GİDER FARKI	-44590079,5	-71525			
ENERJİ FONU	977701,0	1568			
İŞÇİ DESTEKLEME FONU	0	0			
TOPLAM TOPLAM GİDERLER	183224510,7	293903	28668,67	4,599	BİRİM TİCARİ MALİYET

Kaynak –Türkiye elektrik üretim-iletim istatistikleri-2000

*Dışarıdan alınan enerjinin alınan kuruluşlara bağlı olarak maliyeti ise aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

TABLO 14: Dışarıdan Alınan Enerji Miktarları ve Ödemelerinin Dağılımı –2000

	Santralin Tipi	Alınan Enerji	Toplam ödeme		Birim Ödeme		Toplam Üretilen Enerji İçindeki Payı	Toplam Giderler İçindeki Payı
			Mil. Tl	Mil.\$	TL/Kwh	Cent/Kwh		
Üretim Şirketi	Termik	10,759,8	715619198,1	1147,9	66509	10,67	8,6	26,9
	Hidrolik	678,6	38989700,2	62,5	57456	9,22	0,5	1,5
	Toplam	11,438,4	754608898,3	1210,4	65972	10,58	9,2	28,4
TEAŞ'ın Bağlı Ortak.	Termik							
	Toplam	17805,5	408864300,2	655,8	22963	3,68	14,3	15,4
Mobil Santral	Termik							
	Toplam	629,5	50232042,9	80,6	79797	12,80	0,5	1,9
İşletme Hakkı Devri. Santralleri	Termik	912,0	37182762,4	59,64	40771	6,54	0,7	1,4
	Hidrolik	67,3	2030747,6	3,26	30175	4,84	0,1	0,1
	Toplam	979,3	39213510,0	62,90	40042	6,42	0,8	1,5
Ayrıcalıklı Şirket	Hidrolik							
	Toplam	291,7	7242758,4	11,6	24829	3,98	0,2	0,3
Otoproduk.	Toplam	1402,5	43962934,0	70,5	31346	5,03	1,1	1,7
İthalat	Toplam	3791,3	85562617,1	137,2	22568	3,62	3,0	3,2
Toplam		36338,2	1389687060,9	2229,1	38243	6,13	29,1	52,3

Kaynak-Türkiye elektrik üretim-iletim istatistikleri –2000

Tablo incelediğinde daha çok fuel-oil kullanan mobil santrallerle üretim şirketlerinin en yüksek maliyetle enerji ürettikleri ve bunu satın alan TEAŞ'ın birim sinai maliyetini

arttırdığını gözlenmektedir. Birim sını maliyete eklenen TRT payı, Enerji Fonu ve faiz ve kur farkları ticari birim maliyetinin artışına neden olmaktadır. Maliyetin fiyatlara nasıl yansıdığı ise aşağıdaki bölümde incelenmektedir.

VII. ORTALAMA ELEKTRİK SATIŞ FİYATLARI VE TARİFE

1994 yılından itibaren üretim-iletim ve dağıtım hizmetleri ayrı kuruluşlarca yapılmaktadır. Üretim ve iletim hizmetlerini veren TEAŞ'a ait maliyet ve satış rakamları aşağıdaki tabloda verilmiştir.

TABLO 15: TEAŞ Maliyet ve Satışları

Yıllar	Ortalama Brüt Maliyet Tl/Kwh	Ortalama Brüt Maliyet Cent/Kwh	Toplam Elektrik Satış Ve Hizmet Geliri Milyon Tl	Toplam Elektrik Satış Ve Hizmet Geliri 1000 \$	Toplam Elektrik Enerjisi Satışı Gwh	Ortalama Satış Fiyatı Tl/Kwh	Ortalama Satış Fiyatı Cent/Kwh
1984	9,94	2,72	408188	1118323	26425,4	15,45	4,23
1985	19,27	3,72	809405	1562559	27583,8	29,34	5,66
1986	37,65	5,63	1155643	1727418	30051,1	38,46	5,75
1987	40,44	4,72	1340405	1565894	33917,2	39,52	4,62
1988	55,66	3,92	1869530	1315644	36787,0	50,82	3,58
1989	98,66	4,65	3469093	1635593	39883,7	86,98	4,10
1990	179,65	6,89	7383534	2831110	44620,6	165,47	6,34
1991	425,56	10,21	12675619	3039717	46933,6	270,08	6,48
1992	608,41	8,86	25387053	3695888	50613,8	501,58	7,30
1993	893,30	8,13	51419723	4680477	55419,6	927,83	8,45
1994	1242,95	4,18	71435772	2404921	65906,2	1083,90	3,65
1995	1522,69	3,33	114071989	2495832	72571,6	1571,85	3,44
1996	2549,53	3,14	217660145	2682625	79727,7	2730,04	3,36
1997	4623,02	3,05	427855540	2825472	88216,1	4850,08	3,20
1998	8835,46	3,40	819752399	3152409	93711,5	8747,62	3,36
1999	16608,56	3,98	1504590688	3603111	91259,0	16487,04	3,95
2000	28668,67	4,60	2569719098	4121978	101434,0	25333,90	4,06

Kaynak- Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri-2000 TEAŞ

TEAŞ kendi üretimi yanında, çeşitli kuruluşlarca üretilen elektriği satın alması ile maliyeti 2.61 cent/kwh' ten 4,60 cent/kwh'e çıkmakta, dağıtım maliyetleri eklenerek nihai tüketiciye TEDAŞ ve imtiyazlı şirketlerce satılmaktadır. TEDAŞ'a ait maliyet ve satış rakamları ise Tablo 16'da verilmektedir.

TABLO 16: TEDAŞ Maliyetleri ve Satışlar

Yıllar	Dağıtım Maliyeti Milyon Tl	Brüt Satış Hasılatı Milyon Tl	Satış Gwh	Ortalama Satış Fiyatı Tl/Kwh	Ortalama Satış Fiyatı Cent/Kwh
1994	74542,7	84012,0	47579,6	1765,7	5,94
1995	118770,3	137333,1	51022,5	2691,6	5,89
1996	213617,9	309994,7	55616,0	5573,8	6,87
1997	427685,3	570972,1	60792,6	9392,1	6,20
1998	840531,3	1010305,3	64034,7	15777,5	6,07
1999	1562503,7	1720259,6	65364,3	27083,3	6,49
2000	2668461,7	2779080,0	69548,2	40312	6,47

Kaynak: TEDAŞ Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri

TEDAŞ elektrik dağıtımında çeşitli tarifeler uygulamaktadır, yukarıda verilen ortalama satış fiyatıdır. TEDAŞ'ın 2000 yılı için, uyguladığı tarife kategorileri Tablo 17'de verilmiştir.

TABLO 17: TEDAŞ 2000 Yılı Tarife Kategorileri

A.ÇİFT TERİMLİ TARİFE		YIL ORTALAMASI
SANAYİİ	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	33142
	DİĞER İLLER	36400
ENDÜKSİYON VE ARK OCAKLARI		31395
İÇME VE KULLANMA SUYU	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	30144
	DİĞER İLLER	33030
ARITMA TESİSLERİ	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	16592
	DİĞER İLLER	18219
B.TEK TERİMLİ TARİFE		
SANAYİİ	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	38725
	DİĞER İLLER	42512
İÇME VE KULLANMA SUYU	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	34315
	DİĞER İLLER	37705
ARITMA TESİSLERİ	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	19395
	DİĞER İLLER	21290
MESKENLER	KALKINMADA ÖNCELİKLİ İLLER	39304
	DİĞER İLLER	43134
TİCARETHANE-RESMİ DAİRE-YAZIHANE ŞANTİYE VE GEÇİCİ ABONELER		51346
TARIMSAL AMAÇLI SOĞUK HAVA DEPOLARI		39171
HAYIR KURUMLARI, DERNEKLER, VAKIFLAR, MÜZELER, RESMİ KURS, RESMİ SAĞLIK KURULUŞU, SPOR TESİSLERİ, KÜLTÜR BALIKÇILIĞI		32680
BAKANLIK VE TEŞEKKÜL PERSONELİ		25912
TARIMSAL SULAMA		24150
ORTALAMA		40312

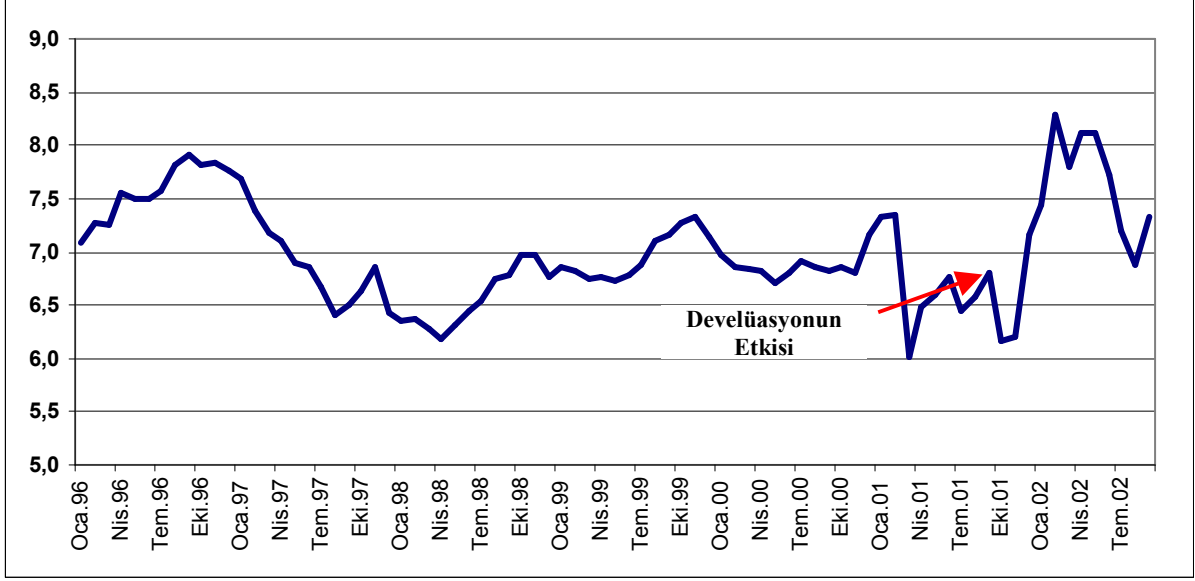
Kaynak-TEDAŞ Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri 2000

TEDAŞ tablodan da görüldüğü üzere en yüksek satış fiyatını geçici aboneler için uygularken, en düşük fiyatı arıtma tesisleri için uygulamaktadır. Her ay her bir abone grubu için fiyatlar açıklanmaktadır. Tabloda yer alan fiyatlar 2000 yılına ait on iki ayın ortalamasıdır.

Elektrik Fiyatları

Önceki yapıya göre elektrik fiyatlarını TEDAŞ belirliyordu. Fiyatlar ekseriya hükümetin ekonomik politikaları ile belirlendi ve üretim maliyetleri ile hiçbir ilişkisi yoktu. Fiyat artışları çoğunlukla hedeflenen enflasyon oranlarına ve/veya TL/US\$ kurundaki hareketlere indekslendiği için, fiyatlar oldukça önceden öngörülebilir ve istikrarlı idi. Bu durum aşağıdaki grafikten görülebilir, 1996-2000 döneminde 6,5-7,3 USc gibi dar bir bant içinde hareket ederken sanayici kullanıcılar için US\$ tarifelerini anlatıyor.

AYLIK SANAYİ ELEKTRİĞİ TARİFESİ (Ocak 1995-Eylül 2002) US\$/kWh



Bununla birlikte, elektrik fiyatları 2001 yılının başlarında dalgalı döviz kuru rejiminin yürürlüğe girmesinden sonra oynak hale geldi. 2001 yılında sanayi elektriği US\$ cinsinden %10 ve TL cinsinden %130 arttı. Bu artış oranı aynı dönemde hem enflasyon ve hem de devalüasyon oranlarını geçiyor. Ocak–Ağustos 2002 döneminde TL cinsinden elektrik fiyatları %11 arttı, bu artış aynı dönemdeki enflasyon oranının altında kalıyor (aynı dönem için TÜFE: %16, TEFE: %18)

Hali hazırda iki temel elektrik tarife tipi vardır; birisi hanehalkı için ve diğeri sanayi kullanımı için. Diğer ülkelerden farklı olarak bu ikisi arasında sadece çok küçük bir fark vardır. Diğer ülkelerde sanayi elektriğinin tarifesi daha yüksek hanehalkı elektriğine göre sübvansiyonla desteklenir. Aşağıdaki tablolarda görüldüğü gibi, Türkiye'nin elektrik tarifeleri sanayici kullanıcılar için uluslararası ortalamaların üzerindedir. Satınalma Gücü Paritesi ile düzeltilen tarifeleri kullanan analiz Türkiye'de elektrik tarifelerinin hem sanayici ve hem de hanehalkı kullanıcıları için uluslararası ortalamaların üzerindedir.

VIII. DÜNYADA ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNÜN MEVCUT DURUMU

Dünyada elektrik enerjisi üretimi halen ağırlıklı olarak termik kaynaklara dayalı olarak yapılmaktadır. Ancak son yıllarda termik kaynakların temininde sorunlarla karşılaşılma olasılığı arttığından ülkeler hem çevreye zarar vermeyecek ve hem de tükenmesi daha zor olan kaynakları elektrik enerjisi üretiminde kullanma yollarını araştırmakta ve uygulamaya koymaktadırlar. 1998 yılı itibarıyla OECD Ülkeleri ve

Avrupa Birliği ÷lkelerinde kurulu g¼c¼n kullanılan kaynak bazında dağılımina ilişkin tablo aşağıdadır.

TABLO 18: OECD ve Avrupa Birliği ÷lkelerinde Kurulu G¼c Birim(GW)

÷lkeler	K¼m¼r	%	Sıvı	%	Gaz	%	Yeni.	%	Termik Top.	%	N¼k.	%	Hid.	%	Diğ.	%	Top.
ABD	261	%33	54,5	%7	258	%33	10,9	%1	584	%74	97,1	%12	98,6	%13	5,1	%1	785
ALMANYA	51	%45	9,2	%8	18	%16	1,6	%1	79,8	%70	22	%19	8,8	%8	2,7	%2	113
AVUSTURALYA	26	%66	1,2	%3	4,7	%12		%0	31,9	%81		%0	7,5	%19		%0	39,4
AVUSTURYA	1,8	%10	0,5	%3	3,5	%20	0,3	%2	6,1	%35		%0	11,4	%65		%0	17,5
BELÇİKA	3,1	%20	0,9	%6	4,1	%27	0,2	%1	8,3	%54	5,7	%37	1,4	%9		%0	15,4
ÇEK CUM.	11,1	%74		%0		%0		%0	11,1	%74	1,8	%12	2	%13		%0	14,9
DANİMARKA	6,8	%54	1,8	%14	2,3	%18	0,2	%2	11,1	%89		%0		%0	1,4	%11	12,5
FINLANDIYA	5,2	%32	1,4	%9	2,5	%15	1,6	%10	10,7	%66	2,6	%16	2,9	%18		%0	16,2
FRANSA	12,6	%11	11,5	%10	0,9	%1	0,5	%0	25,5	%23	61,7	%55	25,1	%22	0,3	%0	113
HOLLANDA	4,2	%21	3,7	%18	11,4	%56		%0	19,3	%96	0,4	%2	0,1	%0	0,4	%2	20,2
İNGİLTERE	33,8	%47	5,4	%7	16,1	%22	0,4	%1	55,7	%77	12,6	%17	4,3	%6	0	%0	72,6
İRLANDA	1,3	%29	0,8	%18	1,8	%40		%0	3,9	%87		%0	0,5	%11	0,1	%2	4,5
İSPANYA	11	%22	9,4	%19	4,8	%10	0,1	%0	25,3	%51	7,3	%15	16,6	%33	0,8	%2	50
İSVEÇ	0,7	%2	4,3	%13	0,3	%1	1,1	%3	6,4	%19	10,1	%31	16,3	%49	0,2	%1	33
İSVİÇRE		%0	0,8	%5	0,1	%1	0,3	%2	1,2	%7	3,1	%19	12	%74		%0	16,3
İTALYA	10,9	%15	15,4	%21	24,9	%34	0,4	%1	51,6	%71		%0	20	%28	0,9	%1	72,5
İZLANDA		%0	0,1	%8	1	%83		%0	1,1	%92		%0		%0	0,1	%8	1,2
JAPONYA	26,2	%12	51,8	%23	54,9	%25		%0	133	%60	45,1	%20	43,9	%20	0,5	%0	222
KANADA	17,7	%16	8,6	%8	4,9	%4	1,1	%1	32,3	%29	10,6	%10	67	%61	0,1	%0	110
KORE	32,8	%68		%0		%0		%0	32,8	%68	12	%25	3,2	%7		%0	48
LUKSEMBURG		%0		%0	0,1	%8		%0	0,1	%8		%0	1,1	%92		%0	1,2
MACARİSTAN	1,8	%23	0,5	%6	3,7	%47		%0	6	%76	1,8	%23	0,1	%1		%0	7,9
MEKSIKA	2,6	%7	15,8	%41	8,4	%22		%0	26,8	%69	1,3	%3	9,7	%25	0,8	%2	38,6
NORVEÇ	0,1	%0		%0	0,1	%0	0,1	%0	0,3	%1		%0	28	%99		%0	28,3
POLONYA	28	%93		%0		%0		%0	28	%93		%0	2,1	%7		%0	30,1
PORTEKİZ	1,8	%18	2,5	%26	0,7	%7	0,2	%2	5,2	%53		%0	4,5	%46	0,1	%1	9,8
T¼RKİYE	6,6	%28	1,9	%8	4,5	%19		%0	13	%56		%0	10,3	%44		%0	23,3
YENİ ZELENDA	0,3	%4	0,1	%1	2	%24	0,2	%2	2,6	%32		%0	5,2	%63	0,4	%5	8,2
YUNANISTAN	4,5	%45	2	%20	0,5	%5	0,1	%1	7,1	%71		%0	2,9	%29		%0	10
OECD	563	%29	204	%11	434	%22	19,3	%1	1220	%63	296	%15	406	%21	14	%1	1935
AVRUPA BİRLİĞİ	149	%26	68,8	%12	91,9	%16	6,7	%1	316	%56	123	%22	116	%21	7	%1	562

Diğer-(Jeotermal+g¼neř+r¼zgar+dalga)

Yeni-Yenilenebilir+atık

Hid-Hidroelektrik

KAYNAK- IEA Statistics, Electricity Information 2000 With 1999 Data

÷lkeler incelendiğinde, elektrik üretiminde kullanılan kaynaklar bazında Polonya'nın elektrik üretiminde k¼m¼re dayalı üretimi %93 ile en y¼ksek ÷lke olduğu, Polonya'yı %74 ile Çek Cumhuriyetinin takip ettiği g¼r¼lmektedir. N¼kleer enerjinin Fransa ve Belçika'nın elektrik üretiminin sırasıyla%55 ve %37'sini oluşturduğu ve Norveç ve L¼ksemburg'un % 99 ve %92 oranında hidrolik kaynaklara dayalı elektrik üretimi

yaptığı, yenilenebilir kaynaklara dayalı elektrik üretiminin henüz yaygınlaşmadığı gözlenmektedir. Görüldüğü üzere, ülkeler mevcut doğal kaynaklarına bağlı olarak elektrik enerjisi üretmektedirler. Ülkelerin elektrik üretim rakamları aşağıda verilmektedir.

TABLO 19: OECD Ve Avrupa Birliği Ülkelerinde Elektrik Enerjisi Üretimi 1998 (Birim-TWh)

Ülkeler	Kömür	Sıvı	Gaz	Yeni+ Atık	Termik Toplam	Nükleer	Jeoter.	Güneş+ Rüzgar+ Dalga	Hidro.	Toplam
ABD	2006,3	147,2	557,8	65,9	2777,2	714,1	15,4	3,8	322,1	3832,6
ALMANYA	299,5	6,4	54,3	8,7	368,9	161,6		4,7	21,2	556,4
AVUSTURALYA	155,6	2,2	17,4	3,3	178,5				16,3	194,8
AVUSTURYA	5,1	3,1	8,8	1,7	18,7				38,7	57,4
BELÇİKA	16,9	2,6	15,0	1,1	35,6	46,2			1,5	83,3
ÇEK CUMHURİYETİ	46,3	0,6	2,1	0,6	49,6	13,2		0,4	1,9	65,1
DANIMARKA	23,6	5,0	8,2	1,4	38,2			2,9		41,1
FINLANDIYA	13,5	1,2	8,8	9,7	33,2	21,9			15,1	70,2
FRANSA	37,3	11,7	5,0	2,3	56,3	388,0		0,6	66,0	510,9
HOLLANDA	27,3	3,5	52,0	3,6	86,4	3,8		0,9	0,1	91,2
İNGİLTERE	123,0	5,7	116,0	5,7	250,4	100,1		0,2	6,9	358,3
İRLANDA	8,4	4,9	6,4	0,1	19,8			1,3	1,2	21,2
İSPANYA	63,2	17,5	16,2	2,3	99,2	59,0		0,3	35,8	195,3
İSVEÇ	3,2	3,3	0,4	3,1	10,0	73,6			74,4	158,3
İSVİÇRE		0,4	0,8	1,2	2,4	25,8			34,6	62,8
İTALYA	27,8	107,3	70,9	1,2	207,2		4,2	1,0	47,4	259,8
İZLANDA					0,0		0,7		5,6	6,3
JAPONYA	198,0	170,0	218,3	21,5	607,8	332,4	3,5		102,6	1046,3
KANADA	107,4	18,4	26,1	6,3	158,2	71,5		0,1	332,0	561,8
KORE	100,8	14,3	26,3		141,4	89,7			6,1	237,2
LÜKSEMBURG			0,2	0,1	0,3				1,0	1,3
MACARİSTAN	9,7	6,0	7,4		23,1	13,9			0,2	37,2
MEKSİKA	17,8	101,0	24,0		142,8	9,3	5,7		24,6	182,4
NORVEÇ	0,2		0,2	0,3	0,7				116,3	117,0
POLONYA	135,6	1,9	0,4	0,6	138,5				4,3	142,8
PORTEKİZ	12,1	10,7	2,0	1,0	25,8		0,1	0,1	13,0	39,0
TÜRKİYE	35,7	7,9	24,8	0,3	68,7		0,1		42,2	111,0
YENİ ZELANDA	1,5		8,7	0,5	10,7		2,5	0,1	24,4	37,7
YUNANİSTAN	32,4	8,1	1,7	0,2	42,4			0,1	3,9	46,4
OECD	3508,2	660,9	1280,2	142,7	5592,0	2124,1	32,3	17,4	1359,4	9125,1
AVRUPA BİRLİĞİ	693,3	191,0	365,9	42,2	1292,4	854,2	4,3	13,0	326,2	2490,1

Kaynak- IEA Statistics Electricity Information 2000 with 1999 data.

Ülkelerin ürettikleri elektriğin sanayi ve meskenlerde kullanımında uyguladıkları satış fiyatları 1996,1997,1998 ve 1999 yılları için Tablo 20’de verilmiştir.

TABLO 20: OECD Ülkelerinde Elektrik Satış Fiyatları (\$/KWh)

ÜLKELER	SANAYİ FİYATI				MESKEN FİYATI			
	1996	1997	1998	1999	1996	1997	1998	1999
ABD	0,046	0,044	0,040	0,039	0,084	0,085	0,083	0,082
ALMANYA	0,086	0,072	0,067	0,05	0,180	0,159	0,159	0,12
AVUSTURALYA	0,063	0,056			0,083	0,080		
AVUSTURYA	0,081	0,081	0,078	0,07	0,194	0,169	0,168	0,13
BELÇİKA	0,065	0,055		0,04	0,191	0,168		0,13
ÇEK CUMHURİYETİ	0,059	0,052	0,052	0,048	0,039	0,037	0,050	0,051
DANİMARKA	0,073	0,064	0,068	0,066	0,215	0,195	0,213	0,207
FİNLANDIYA	0,062	0,052	0,050	0,046	0,111	0,100	0,098	0,091
FRANSA	0,057	0,049	0,047	0,047	0,164	0,134	0,129	0,10
HOLLANDA	0,072	0,063	0,062	0,061	0,148	0,130	0,128	0,132
İNGİLTERE	0,065	0,065	0,065	0,064	0,125	0,125	0,121	0,117
İRLANDA	0,066	0,063	0,060	0,057	0,135	0,131	0,123	0,117
İSPANYA	0,080	0,065	0,059	0,056	0,190	0,163	0,154	0,143
İSVEÇ	0,045	0,034		0,03	0,110	0,101		0,08
İSVİÇRE	0,120	0,102	0,101	0,096	0,160	0,136	0,135	0,131
İTALYA	0,101	0,094	0,095	0,086	0,178	0,159	0,159	0,147
JAPONYA	0,157	0,146		0,16	0,230	0,207		0,23
KANADA				0,03				0,05
KORE	0,071	0,063	0,048	0,058	0,108	0,094	0,068	0,080
LÜKSEMBURG					0,142	0,124	0,123	0,119
MACARİSTAN	0,048	0,054	0,056	0,055	0,060	0,068	0,070	0,073
MEKSİKA	0,038	0,055	0,049	0,042	0,048	0,055	0,055	0,059
NORVEÇ					0,081	0,078	0,067	0,063
POLONYA	0,040	0,036	0,037	0,037	0,065	0,062	0,067	0,064
PORTEKİZ	0,112	0,098	0,094	0,081	0,176	0,156	0,154	0,141
TÜRKİYE	0,085	0,077	0,075	0,079	0,087	0,080	0,080	0,084
YENİ ZELANDA	0,044	0,040	0,035	0,035	0,083	0,085	0,071	0,071
YUNANİSTAN	0,059	0,054	0,050	0,049	0,114	0,103	0,099	0,090
ÜLKELER ORTALAMASI	0,074	0,068	0,051	0,05	0,121	0,114	0,099	0,10

(Avustralya ve ABD için vergiler hariç fiyat)

KAYNAK-IEA Statistics, Electric Information 2000 with 1999 data

Ülkelerin uyguladıkları satış fiyatları incelendiğinde meskenlere verilen elektrik için satış fiyatının sanayiye uygulanan fiyattan daha yüksek olduğu, 1996 yılından 1999 yılına gelindiğinde satış fiyatlarının bir düşüş eğilimi içinde olduğu gözlenmektedir. Meksika'nın ülkeler arasında, son yıllarda kaldırılmış olsa dahi satış fiyatına uyguladıkları hükümet desteği nedeniyle en düşük satış fiyatını verebildiği görülmektedir. Diğer düşük fiyat uygulayabilen ülkelerin, elektrik üretimlerinde kullandıkları kaynakları kolaylıkla ve ucuza temin edebilmeleri imkanları yanında, uyguladıkları özelleştirme projelerinin düşük fiyat verebilmelerinde etkili olduğu söylenebilir. Türkiye'nin satış fiyatları diğer ülkelerle karşılaştırıldığında, meskenlere uygulanan fiyatın ülke ortalamalarının üzerinde olduğu, sanayi için uygulanan fiyatın ise ülke ortalamalarının altında olduğu görülmektedir.

Ülkelerin Brüt Üretim, Kayıplar ve Net Tüketimleri ise Tablo 21'de yer almaktadır.

TABLO 21: OECD Ülkelerinde Brüt Üretim –Kayıplar-Net Tüketim 1998 Birim(TWh)

Ülkeler	Brüt Üretim	Net Üretim	İthalat	İhracat	Şebekeye Verilen	Şebeke Kaybı	Net Tüketim
ABD	3832,6	3606,6	39,5	12,7	3604,5	256,7	3347,8
ALMANYA	556,4	517,6	38,3	39,0	511,5	24,1	487,4
AVUSTURALYA	194,8	183,5			182,8	12,6	170,2
AVUSTURYA	57,4	55,9	10,3	10,5	54,1	3,3	50,8
BELÇİKA	83,3	79,6	7,8	6,4	79,5	3,9	75,6
ÇEK CUMHURİYETİ	65,1	60,3	8,4	10,8	57,2	5,0	52,2
DANİMARKA	41,1	39,2	3,3	7,6	34,9	2,3	32,6
FİNLANDİYA	70,2	67,4	9,6	0,3	76,6	3,0	73,6
FRANSA	510,9	487,5	4,6	62,2	424,3	31,1	393,2
HOLLANDA	91,2	87,7	12,2	0,4	99,5	3,9	95,6
İNGİLTERE	358,3	340,5	12,6	0,2	350,3	27,1	323,2
İRLANDA	21,2	20,0	0,2	0,1	19,7	1,9	17,8
İSPANYA	195,3	187,4	9,0	5,6	188,2	18,6	169,6
İSVEÇ	158,3	153,8	6,1	16,8	13900	10,5	128,5
İSVİÇRE	62,8	60,9	23,6	29,6	53,3	3,8	49,5
İTALYA	259,8	247,0	41,6	0,9	279,3	18,5	260,8
İZLANDA	6,3	6,2			6,1	0,4	5,7
JAPONYA	1046,3	986,5			970,0	33,4	936,6
KANADA	561,8	544,1	17,3	44,7	516,5	39,1	477,4
KORE	237,2	227,8			225,4	16,6	208,8
LÜKSEMBURG	1,3	1,2	6,3	0,9	5,4	0,1	5,3
MACARİSTAN	37,2	34,3	4,0	3,3	35,0	4,9	30,1
MEKSİKA	182,4	172,8	1,7	0,3	174,2	26,5	147,7
NORVEÇ	117,0	116,1	8,0	4,4	118,7	8,8	109,9
POLONYA	142,8	130,3	4,6	8,1	124,0	15,3	108,7
PORTEKİZ	39,0	37,5	4,0	3,7	37,7	3,2	34,5
TÜRKİYE	111,0	105,5	3,3	0,3	108,5	20,8	87,7
YENİ ZELANDA	37,7	36,6			36,6	5,0	31,6
YUNANİSTAN	46,4	42,8	2,5	0,9	44,2	3,2	41,0
OECD	9125,1	8636,6	278,8	269,7	8557,0	603,6	7953,4

Kaynak-IEA Statistics Electricity Information 2000 with 1999 data

Ülkeler incelendiğinde, şebekeye verilen toplam elektrik enerjisinin en çok ülkemizde %19'luk bir oranda kayba uğradığı, ülkeler ortalamasının %7 civarında olduğu en düşük şebeke kaybının Lüksemburg ve Japonya'da olduğu görülmektedir. Ülkelerin yüzölçümleri, nüfusları dikkate alındığı takdirde en yoğun elektrik enerjisi tüketiminin Japonya, ABD, İsveç, İsviçre, Almanya, Fransa gibi gelişmiş ülkelerde olduğu görülmektedir.

IX. DÜNYA ELEKTRİK ENERJİSİ SEKTÖRÜNÜN GELİŞİMİ

1997 yılında Uluslar arası Enerji Ajansı (EIA) tarafından yapılan çalışmada yer alan bilgilere göre, dünyadaki elektrik enerjisi tüketiminin 1995 yılında 11.4 trilyon kWh iken, 2015 yılına gelindiğinde 20 trilyon kWh bulması beklenmektedir.

Tüketimde beklenen 8,6 kWh'lık bu artışın; 3.7 kWh'lık kısmının gelişmiş ülkelerdeki ekonomik ve teknolojik gelişmeye paralel olarak artan elektrik ve elektronik eşya tüketiminden kaynaklanabileceği; 4.3 kWh'lık kısmının gelişmekte olan ülkelerin köy

elektrifikasyonu, artan iletişim, soğutma projeleri ile bağlantılı olabileceği; bakiye kalan kısmın ise Doğu Avrupa ve eski Sovyetler Birliği ülkelerinin mevcut ekonomik sıkıntıları nedeniyle üretimlerini ve dolayısıyla tüketimlerini fazla artıramamaları beklentisi ile 0.5 kWh olarak sınırlı olması düşünülmektedir.

Artacak olan elektrik talebini karşılamak üzere yapılacak yeni yatırımlarda üretimde kullanılacak kaynaktan çok, finansman kaynağı sorun olmaktadır. Talebi karşılamak üzere yapılacak alt-yapı yatırımları için 2010 yılına kadar ülkeler, Gayri Safi Milli Hasıllarının yaklaşık % 0,1 ila % 1.6'sı oranında bir kaynağı tahsis etmek zorunda kalabileceklerdir.

Diğer taraftan, elektrik üretiminde halen kömür, ağırlıklı olarak kullanılmakla beraber, doğal gaz gerek daha az sermaye yoğun yatırım gerektirmesi gerek çevreye daha az zarar vermesi nedeniyle tercih edilir hale gelecektir. Nükleer enerji ise daha önceki yıllarda ucuz enerji üretimi için umut vaat ederken, son yıllarda yüksek kuruluş maliyetleri, atık saklama sorunları nedeniyle eskisi kadar tercih edilmemektedir. Büyük hidroelektrik santrallerinin ise, hem büyük sermaye gerektirmeleri hem de bazı çevre sorunlarına yol açtıkları söylenmektedir Bu koşullar altında özellikle gelişmiş olan ülkelerde, küçük ölçekli yenilenebilir kaynaklara (güneş, rüzgar gibi) dayalı santrallerin yapımına hız verileceği söylenebilir.

Ülkeler bazında sektörün gelişimi incelenirse, Amerika Birleşik Devletleri'nde elektrik satışlarının 2015 yılına kadar yıllık %1.5 oranında artacağı söylenebilir. Meskenlerde giderek artan elektrikli aletler, ısıtma ve soğutma sistemleri kullanımının bu artışta rol oynayacağı, 2015 yılına geldiğinde toplam elektrik tüketiminin 50 milyar kWh'a ulaşacağı tahmin edilmektedir. Bu talebi karşılamak için üretimde kömürün halen önemini koruyacağı, ancak 1995 yılında toplam üretim içinde %20 oranında kullanılan nükleer kaynağın 2015 yılına gelindiğinde %11'lere düşeceği, buna karşılık doğal gaz kullanımının % 10'lardan % 20'lere çıkacağı söylenmektedir.

Kanada'da ise hidroelektrik santrallerin elektrik üretiminde önemini koruması, fazla elektriği Amerika Birleşik Devletlerine ihraç edebilmek için gerekli çalışmaları yapması beklenmektedir.

Meksika'da ise 2015 yılına gelindiğinde elektrik üretiminde petrolün payının 1995 teki % 50'lerden %41'lere düşeceği, diğer taraftan yenilenebilir kaynakların kullanımının artacağı söylenmektedir. Meksika'da kırsal kesim elektrifikasyonunu önemini

korumakta ve ekonomik büyüme beklentileri ile beraber yapılması gereken yeni yatırımlar için yabancı sermayeyi ülkeye çekmek için yollar aranmaktadır. Bu amaçla Meksika hükümeti, sektöre özel kuruluşların da girmesini planlamaktadır. Son yıllarda elektrik fiyatları üzerindeki hükümet desteğini çekerek, fiyatın piyasa mekanizması içinde oluşmasına izin vermişlerdir. Bu ilk aşamada fiyatların son beş yıl içinde % 35 oranında artışına neden olmuştur. Ancak araştırmacılar bu artış eğiliminin tersine çevrileceğini ve önümüzdeki 20 yıl içinde azalacak yatırım ve kaynak maliyetleri ile beraber fiyatların düşeceğini beklenmektedirler.

Batı Avrupa ülkelerinde elektrik üretiminin 2015 yılına gelindiğinde 3,8 trilyon kWh olacağı beklenmektedir. Üretimde kullanılan kaynaklar açısından bu ülkeler incelendiğinde; doğal gaz kullanımının 1995 yılındaki % 10'lardan 2015 yılında %25'lere varacağı; petrol, kömür ve nükleer kaynakların kullanımının azalması buna karşılık yenilenebilir kaynakların artması beklenmektedir. Fransa'da kamu sektörü elektrik üretiminde hakim iken; Hollanda, Norveç, Finlandiya ve İngiltere gibi ülkeler uyguladıkları programlar ile özel sektöre açılmışlardır.

Japonya'da son yıllarda yaşanan ekonomik gerilemeye rağmen, ekonomisinin tekrar büyümeye başlayacağı beklenmekte, buna bağlı olarak elektrik tüketiminin 1995 yılında 865 milyar kWh olan seviyesinin 2015 yılına gelindiğinde 1,385 milyar kWh ulaşacağı tahmin edilmektedir. Bu talep artışını karşılamak amacıyla yapılacak üretimde doğal gaz kaynaklı üretimin önemli bir yer tutacağı, buna karşılık petrol ürünlerine dayalı üretimde bir azalma yaşanacağı, nükleer, kömür ve yenilenebilir kaynakların kullanımında fazla bir artış olmayacağı beklenmektedir.

Avustralya ve Yeni Zelanda da ise elektrik tüketiminde ciddi bir artış beklenmektedir. 1995 yılında 201 milyar kWh olan tüketimin 2015 yılında 402 milyar kWh olacağı tahmin edilmektedir. Avustralya'da bu artışın ucuz kömür kaynaklarını kullanarak yapılacak üretim ile karşılanması, Yeni Zelanda'nın ise yüksek kaliteli kömür kaynaklarının yanında zengin su kaynaklarının kullanılması ile elektrik üretiminin arttırması olası gözükmektedir.

Doğu Avrupa ve eski Sovyetler Birliği ülkelerinde ise yaşanan ekonomik krizler elektrik üretiminde artışı, yavaşlatması beklenmektedir. 1995 yılında 1,5 trilyon kWh olan üretimin 2015 yılında 2,1 trilyon kWh olacağı tahmin edilmektedir. Bu ülkelerde

üretimde kömürün payının azalması, doğal gaz ve hidrolik kaynaklarının payının artması beklenmektedir.

Çin, köy elektrifikasyonu ve ekonomik büyüme beklentileri ile elektrik enerjisi üretiminde atılımlar yapması beklenmektedir. Üretim büyük ölçüde kömüre dayalı olmakla beraber, inşaatı devam eden hidroelektrik santrallerle artan talep karşılanmaya çalışılacaktır. Ancak yeni yatırımlar için bir trilyon Dolardan fazla sermayeye ihtiyaç olduğu söylenmektedir.

Hindistan'da 1995-2000 yılları arası elektrik üretiminde yıllık %7'lik, 2000-2015 yılları arası %5'lik bir kapasite artışı beklenmektedir. Bu artışın önemli bir kısmının ülkenin kömür kaynaklarından karşılanması, ve doğal gazın üretimdeki payının % 4'lerden % 12'lere çıkması beklenmektedir.

Güney Kore, Tayland, Filipin, Endonezya, Tayvan gibi diğer Asya ülkelerinde 1995-2015 yılları arası elektrik talebinde yıllık % 4.3'lük bir artış beklenmektedir. Bu talebi karşılamak amacıyla elektrik üretiminde kullanılacak kaynaklar arasında, 2015 yılı için, kömür % 31 (1995 yılında %30) civarında paya sahip olması beklenirken, doğal gazın önem kazanarak %28'lik (1995 yılında %19), petrolün %20 (1995 yılında % 22), nükleer % 10 (1995 yılında %13) ve yenilenebilir kaynakların % 11'lik (1995 yılında %17)paylara sahip olması beklenmektedir.

Afrika kıtasında ise 1995-2015 yılları arası yıllık % 3,9'luk bir elektrik talebi artışı beklenmektedir. Afrika kıtasında çoğu kırsal alanda elektrik yoktur, ve kıta ülkeleri aralarında işbirliği yaparak kıtada mevcut su kaynaklarının elektrik üretiminde kullanılması için ortak projeler geliştirmeye çalışmaktadırlar. Ancak bu ülkelerde yaşanan siyasi belirsizlikler, projeler için gereken yabancı ve özel sermayeyi düşündürmektedir.

Ortadoğu ülkelerinde ise önümüzdeki yirmi yıllık dönem içinde yıllık %2.1'lik bir elektrik talebi artışı beklenmektedir. Bu 1990'larda yaşanmış olan yıllık % 6.7'lik talep artışına kıyasla düşüktür. Bunun nedenleri olarak bölgede yaşanan savaşların mevcut alt-yapıyı bozması ve bölgenin en büyük tüketicisi olan Suudi Arabistan'ın elektrik fiyatları üzerindeki desteğini çekerek fiyatın artışına sebep olması söylenebilir. Kuveyt ve İran, Irak ile olan savaşta tahrip olan elektrik sistemlerini yeniden kurmaktadırlar. Suudi Arabistan ise yeni yatırımlarla elektrik üretimini arttırmayı planlamaktadır.

Orta ve Güney Amerika ülkelerinde ise 1995-2015 yılları arasında yıllık % 3.5'lik bir talep artışı beklenmektedir. Bu ülkelerde talebi karşılamak için su kaynakları ve doğal gazın önemli bir oranda kullanılması beklenmektedir. Bölge ülkelerinde uygulanmaya başlayan özelleştirme çalışmalarlarıyla yeni yatırımların yapılması için gereken sermayenin sağlanması planlanmaktadır.

X. TÜRKİYE'DE ELEKTRİK ENERJİSİ TALEBİNİN GELİŞİMİ

Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporunda yer alan talep tahmin raporunda yer alan bilgiler çerçevesinde; Türkiye de 2020 yılına gelindiğinde 555.690 GWh'lık bir elektrik talebi oluşacağı öngörülmektedir. MAED (Model for Analysis of Energy Demand) Modeline göre yapılmış olan bu çalışmada aşağıda yer alan veriler ve kabuller yapılmıştır.

1. Kalkınma (GSYİH artış hızı %)

1990/1995	1995/2000	2000/2005	2005/2010	2010/2020
3,2	4,1	4,7	5,0	5,7

2. GSYİH'nın Sektörler itibarıyla yapısı(%)

	1995	2000	2005	2010	2020
TARIM	14,4	13,1	11,0	9,2	6,1
İNŞAAT	6,9	6,8	6,7	6,9	7
MADEN	1,5	1,5	1,6	1,7	1,8
İMALAT	25,2	27,1	27,8	28,5	29,7
ENERJİ	2,2	2,3	2,4	2,5	2,7
HİZMETLER	49,8	49,3	50,5	51,2	52,7

3. Nüfus

	NÜFÜS (MİLYON KİŞİ)
1995	60614
2000	65311
2005	69825
2010	74119
2020	81793

4. Kırsal nüfusun toplam nüfus içindeki payı 1990 yılında %41, 2000 yılında %36, 2010 yılında %32, 2020 yılında %30

5. Aktif nüfusun toplam nüfus içindeki payı 1990 yılında %63, 2000 yılında %64,9, 2010 yılında %65,5 , 2020 yılında %66;

6. İstihdam oranı 1990 yılında %53, 2000 yılında %74, 2010 yılında %81, 2020 yılında %97 olacağı varsayımları yapılmıştır.

Bu varsayımlara göre, kurulan model sonucu ortaya çıkan elektrik enerjisinin sektör bazında talep tahminleri Tablo 22’de, ve yıllar itibarıyla elektrik enerjisi talep tahminleri Tablo 23’de yer almaktadır.

TABLO 22: Elektrik Enerjisi Sektör Bazında Talep Tahmini(GWh)

	2000	2005	2010	2020
Sanayi/ İnş Mad	54384	86933	143925	295161
Tarım	2421	3276	4428	7069
Ev/ Hizmetler	43430	69616	99326	175790
Ulaştırma	1012	1779	2663	5442
NET TALEP	101247	161604	250342	483462
BRÜT TALEP	127240	196610	294530	555690
Kişi Başına Enerji Talebi (KWh)	1948	2816	3974	6794

Kaynak: ETKB(APKK,PDF)

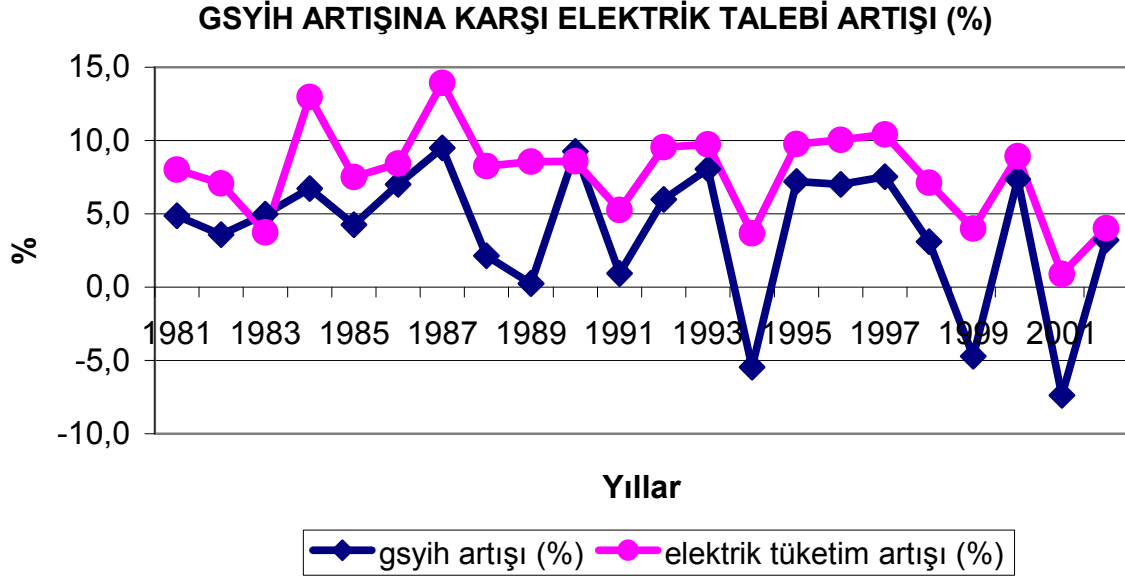
TABLO 23: Yıllar İtibarıyla Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri

YILLAR	ENERJİ TALEBİ GWh	Artış (%)
2000	126800	
2001	138810	9,5
2002	151430	9,1
2003	165200	9,1
2004	180225	9,1
2005	196610	9,1
2006	213160	8,4
2007	231110	8,4
2008	250565	8,4
2009	271660	8,4
2010	294530	8,4
2011	313835	6,6
2012	334405	6,6
2013	356320	6,6
2014	379675	6,6
2015	404560	6,6
2016	431075	6,6
2017	459325	6,6
2018	489430	6,6
2019	521510	6,6
2020	555690	6,6

KAYNAK: ETKB(APKK,PDF)

Yukarda yer alan varsayımların 2000 yılında yaşanan kriz nedeniyle gerçek koşulları yansıtmadığı göz önüne alınarak, ilk yıllardaki %9.5’luk talep artışı tahminin aşağı çekilmesi gerekeceği ve çalışmanın tekrar gözden geçirilmesinin faydalı olacağı düşünülmektedir.

Yüksek nüfus artışı ve kentleşme oranı ile Türkiye’nin devam eden endüstriyel gelişmesi nedeniyle, elektrik sektörü Türkiye’de en hızlı büyüyen sektörlerden biridir. Son 20 yıl içinde ortalama olarak elektrik talebi yıllık %8 arttı, aynı dönem için GSYİH artışının neredeyse iki katıdır.



Türkiye'nin elektrik tüketimi 2000 yılına göre %1 azalarak, 2001 yılında 126.8 milyar kWh'ye ulaştı. Bununla birlikte, 2002 yılında, ekonomide öngörülen %3,2 ekonomik büyüme oranına uygun olarak, tüketimin %4 artarak 132 milyar kWh'ye ulaşması bekleniyor. Elektrik tüketiminin 2002 yılından sonra %7-8'lik bir artışla 2005 yılına kadar yüksek büyüme trendine yeniden başlayacağı öngörülüyor. Artan talebe rağmen, Türkiye'de kişi başına elektrik tüketimi gelişmiş ülkelerle karşılaştırıldığında hâlâ çok düşüktür. 2000 yılında gelişmiş ülkelerde kişi başına tüketim 6.000 kWh olmasına karşın Türkiye'de 1.964 kWh idi.

Son yıllarda Türkiye'de elektrik talebi arzdan daha hızlı büyüyordu ve sonuç olarak Türkiye elektrik ithal etmeye başladı. Elektrik yetersizliğinin temel nedenleri özel sektör yatırımlarının eksikliği, elektrik santralleri kurmak için uzun yatırım dönemlerine gerek olması, elektrik üretim kapasitesinde rehabilitasyon ve genişleme için devlet bütçesinin yetersizliği ve doğal gaz santralleri için doğal gaz temininde problemlerdir.

Bununla birlikte, Türkiye'de 2002-2004 döneminde üretime geçmesi planlanan yeni Yap İşlet (Yİ) tesisleri (5,830 MW) sayesinde, 2002 yılından 2006 yılına kadar elektrikte bir fazlalık olması bekleniyor.

TABLO 24: TÜRKİYE'DE KURULU KAPASİTENİN ARZ-TALEP DENGESİ (MW)

Yıllar	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Gerekli	28.000	28.000	30.240	32.660	35.270	38.090	41.138
Planlanan	27.300	28.900	31.810	34.040	38.170	39.490	40.490
Fazla(Açık)	-700	900	1.570	1.380	2.900	1.400	-648

Kaynak: Cogeneration Association, ABD

Türkiye'nin elektrik üretimi 2002'nin birinci çeyreğinde (32,2 milyar kWh) 2001'in birinci çeyreğine göre %2,7 oranında bir artış gösterdi, oysa elektrik tüketimi aynı dönemde %1,5 azaldı. 2001'in ikinci çeyreğinde termik (kömürlü) ve doğal gaz santrallerinin elektrik üretiminde payı %69 iken, hidroelektrik santrallerinin (HES) payı %20,8 idi.

2002'nin birinci çeyreğinde hidroelektrik santrallerinden elde edilen elektrik 2001'in aynı dönemi ile karşılaştırıldığında %27'lik bir artış göstererek 6.694 milyon kWh'ye ulaşmış olup, bunun nedeni bu yıl barajlara daha fazla su dolması sayesinde. Sektör uzmanlarına göre, geçen yıl 16.2 milyar kWh olan HES elektrik üretimi barajlardaki su seviyesinin yüksekliği nedeniyle, 2002 yılında 24 milyar kWh'a çıkabilir.

Aşağıdaki Tablo'da enerji kaynaklarına göre Türkiye'nin kurulu kapasitesi ve elektrik üretiminin dağılımı verilmektedir. Tablo'dan açıkça görüldüğü gibi önümüzdeki dönemde Türkiye'nin alternatif enerji kaynaklarına öncelik vermesi lazımdır.

TABLO 25: Enerji Kaynaklarına Göre Türkiye'nin Elektrik Üretim Kapasitesi Ve Üretimi (%)

Enerji Kaynakları	Kurulu Kapasite		Elektrik Üretimi	
	2000	2001	2000	2001
Hidroelektrik	%41	%41	%25	%18
Kömür & Linyit	%26	%25	%31	%32
Doğal Gaz	%26	%25	%37	%41
Petrol Ürünleri	%7	%9	%8	%9
Jeotermal ve Rüzgar	%0,1	%0,1	%0,1	%0,1

Kaynak: TEAŞ, * Sonuçlar kesin değildir.

XI. TÜRKİYE'DE ELEKTRİK ENERJİSİ ARZ PLANLAMASI

Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı, Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporunda yer alan elektrik enerjisi arz planlamasına göre, 1999 yılı verilerine dayalı olarak yapılan çalışmaların sonucunda 2020 yılına gelindiğinde kurulu gücün 104893 MW'a ulaşacağı tahmin edilmiştir. Arz çalışması; Uluslar arası Atom Enerji Ajansı (UEEA) tarafından geliştirilen WASP III (Wien Automatic System Planning Package) üretim-yatırım optimizasyon modeli kullanılarak yapılmıştır.

Bu modelde aşağıda yer alan veriler ve kabuller yapılmıştır.

1. Ekim 1999 yılında yapılmış olan ve elektrik enerjisi talebi olarak Onuncu bölümde yer alan MAED modeli kullanılarak hazırlanan talep tahminleri kullanılmıştır.

2. Mevcut ve aday üretim tesislerin işletme maliyetleri ile sağlanamayan enerjinin maliyeti hesaplamalarda kullanılmıştır.
3. Bütün maliyetlerde 1999 yılı sabit fiyatları kullanılmıştır.
4. Bugüne indirgeme oranı % 8'dir.
5. Mevcut ve inşa halindeki santrallerimize ek olarak;
 - 10850 MW gücünde linyit ve taşkömürüne dayalı termik santral
 - 17343 MW gücünde hidroelektrik santral
 - 500 MW gücünde ithal kömüre dayalı termik santraller
 - 700 MW gücünde doğal gaz dayalı termik santraller
 - 150 MW gücünde fuel-oil'e dayalı termik santraller
 - 100 MW gücünde nükleer santraller

aday üretim tesisleri olarak göz önüne alınmıştır. Böylece kendi ulusal kaynaklarımızın yanında ekonomik olduğu sürece ithal kaynak kullanılabileceği varsayımı yapılmıştır. Ayrıca doğal gaz yakıtlı santraller diğer aday termik santrallere göre daha ekonomik oldukları kabul edilmekle beraber ithal kaynağa dayalı olduklarından elektrik üretimindeki paylarının % 35 ile sınırlandırılması koşulu getirilmiştir. Rüzgar ve jeotermal gibi yenilenebilir kaynaklar hidrolik potansiyele dahil edilmiştir.

6. Ayrıntılı veriler temin edilemediği için entegre kömür gazlaştırma, kombine çevrim gibi yeni teknolojiler çalışma yer almamıştır

Bu varsayımlara göre ortaya çıkan üretim tüketim dengesi sonuçları Tablo 26 da yer almaktadır.

TABLO 26: Üretim Tüketim Dengesi 2000-2020 (İthalat Dahil Optimum Çözüm Sonuçlarına Göre)

		2000	2001	2002	2003	2004	2005	2010	2015	2020	
Kurulu Güç (Mw)	Termik	16154	16154	18554	20954	23054	25654	40954	55904	76304	
	Hidrolik	11246	11918	11918	11918	12825	14242	19536	25262	28589	
	Toplam	27400	28072	30472	32872	35879	39896	60490	81166	104893	
	Talep(Mw)	20000	22000	24000	26240	28657	31295	46338	63104	85936	
	Yedek(%)	37.0	27.6	27.0	25.3	25.2	27.5	30.5	28.6	22.1	
Enerji (Gwh)	Proje	Termik	98753	98753	115403	131353	145703	163303	266903	368578	507878
		Hidrolik	39630	42148	42148	42148	44335	48397	65387	83605	97456
		Toplam	138383	140901	157551	173501	190038	211700	332290	452183	605334
	Güvenilir	Termik	98753	98753	115403	131353	145703	163303	266903	368578	507878
		Hidrolik	30627	32428	32428	32428	33830	36302	46532	57756	65304
		Toplam	129380	131181	147831	163781	179533	199605	313435	426334	573182
	Talep(Gwh)		126800	138810	151430	165200	180225	196610	294530	404560	555690
	Yedek(%)	Proje	11,2	4,4	6,7	7,4	7,7	9,7	12,8	11,8	8,9
		Güvenilir	4,1	-2,6	0,3	1,6	1,8	3,6	6,4	5,4	3,1
	İthalat		2965	4000	4000	4000	4000	4000			
İhracat		360									

Kaynak- Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Raporu s.5-7

2000 yılında, 27264.1 MW (tahmin 27400 MW) kurulu güç ve 124921.6 GWh (tahmin 129380 GWh) tutarındaki üretimin %24.7'si hidrolik, %37'si doğal gaz, %30,6'sı kömüre dayalı olarak gerçekleştirilmiştir. Tahminlerde ise, 2001 yılı için hidrolik kaynakların oranı %42, doğal gaz %27, kömür %25 olarak hesaplanmıştır. Çalışma sonuçlarına göre 2020 yılında hidrolik santrallerin payının %27, doğal gaz santrallerin payının %33, nükleer santrallerin payının %9, ithal kömür santrallerin payının %10 ve yerli kömür santrallerin payının %17 olacağı tahmin edilmektedir. Çalışmada, kuraklık ihtimali göz önüne alınarak 2001 yılında elektrik üretiminin talebi karşılayamayacağı tahmin edilmiş, daha sonraki yıllarda üretimin talebin üstünde gerçekleşeceği ve ülkemizde nükleer santraller kurulacağı varsayımı yapılmıştır.

Yukarda özetlenen çalışmanın, ülkemizin ekonomik koşulları, mevcut kaynakları, dışa bağımlılığın yaratabileceği sorunları, yeni teknolojilerin uygulanabilme olasılıkları, çevre sorunları dikkate alınarak, gözden geçirilmesinin yararlı olacağı düşünülmektedir.

XII. ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİNDE KULLANILAN KAYNAKLAR VE TEKNOLOJİ

Elektrik enerjisi diğer enerji kaynaklarının kullanımından elde edilir. Kömür, doğalgaz, petrol, su ,nükleer, rüzgar, güneş , hidrojen, biogaz, evsel ve sanayii atıkları mevcut teknolojiler aracılığı ile elektrik enerjisine dönüşürler. Genelde bu kaynakların yakılması sonucu elde edilen ısı enerjisi veya rüzgar ve sudan elde edilen hareket enerjisi büyük jeneratörler aracılığı ile elektrik enerjisine dönüştürülür. Jeneratörler mekanik enerjiden elektrik üreten makinelerdir. Jeneratörlerde fosil

yakıtların, atıkların ,doğal gaz veya petrol ürünlerinin yanması veya nükleer tepkimeler sonucu ortaya çıkan buharın basıncı ,türbin şaftını döndürerek mekanik enerji elde edilir, bu da jeneratörün içindeki elektromıknatısını döndürür ve elektrik üretimini sağlar. Rüzgar veya hidroelektrik santrallerinde türbin şaftı suyun veya rüzgarın hareket gücü ile döndürülerek elektrik üretilir. Güneşten elde edilen elektrik enerjisi, ya güneş enerjisi toplayıcılarında yoğunlaşan yüksek ısı sonucu ya da silisyumdan yapılan fotovoltaik piller aracılığı ile oluşmaktadır.

Farklı kaynaklardan üretilen elektrik enerjisi, kaynakların cinsine göre farklı yapıların inşasını gerektirmektedir. Hidroelektrik santraller büyük baraj inşaatını gerektirirken, nükleer santraller denetim mekanizmasının çok gelişmiş olmasını gerektirmekte, buna karşılık güneş santralleri enerji depolama sorunlarının çözümünü bulmaya çalışmaktadır. Dolayısıyla kullanılan kaynaklara bağlı olarak , santrallerin gerek ilk kuruluş maliyetleri gerek marjinal maliyetleri farklılık göstermektedir. İlk kuruluş maliyetlerini karşılaştırılması Tablo 27’de yer alırken, marjinal maliyetlerin; yani bir birim elektrik enerjisi için gerekli girdi miktarının maliyetlerinin, karşılaştırılması Tablo 28’ de verilmiştir.

TABLO 27: İlk Kuruluş Maliyetlerinin Karşılaştırılması(Kilovat Başına Kuruluş Maliyeti)

Hidroelektrik santraller (baraj gövdesine bağlı olarak değişir)	750-1,200 US\$
Linyite dayalı Termik santraller	1,600 US\$
İthal Kömüre dayalı termik santraller	1,450 US\$
Doğal gaz dayalı termik santraller	680 US\$
Nükleer santraller	3,500 US\$
Rüzgar santralleri	1,450 US\$
Petrole dayalı Termik santraller	2,000 US\$
Fotovoltaik piller (güneş enerjisine dayalı santraller , henüz rekabet edebilir bir teknoloji geliştirilmedi)	

KAYNAK: Ülkemizde Elektrik enerjisi raporu-Elektrik Mühendisleri Odası

TABLO 28: Marjinal Maliyetlerin Karşılaştırılması (Bir Kilovat Başına Girdi Maliyeti)

Hidroelektrik santrallerde	0,0005 US\$
Linyite dayalı Termik santrallerde	0,0250 US\$
İthal Kömüre dayalı termik santrallerde	0,0350 US\$
Doğal gaz dayalı termik santrallerde	0,0300 US\$
Nükleer santrallerde	0,0750 US\$
Rüzgar santrallerinde	0,0450 US\$
Petrole dayalı Termik santrallerde	0,0600 US\$
Fotovoltaik piller	0,2500 US\$

KAYNAK: Ülkemizde Elektrik enerjisi raporu-Elektrik Mühendisleri Odası

A. Fosil Yakıt Kullanarak Elektrik Enerjisi Üretimi-

Fosil yakıtlar olarak kömür, petrol (sıvı yakıt) ve doğal gaz elektrik santrallerinde kullanılmaktadır. Fosil yakıtların dünyada 1998 yılı itibarıyla rezerv durumu sırasıyla kömür için 984,2 milyar ton, petrol için 143,4 milyar ton ve doğal gaz için 146,3 trilyon m³ olarak ifade edilmektedir. Bu durumda dünyada rezervlerin kömür için 200 yıllık, petrol için 40-45 yıllık ,doğal gaz için 50 yıllık bir süre için yeterli olabileceğinden söz edilmektedir. Kömür ayrıca ,petrol ve doğal gaza göre daha kolay ulaşılabilir ve daha güvenli depolanabilmektedir. Dolayısıyla dünya genelinde halen kömüre dayalı elektrik üretiminin payı, toplam elektrik enerjisi üretiminde yüksekliğini korumaktadır.

a . Kömür-

Kömür milyonlarca yıl önce yaşamış olan bitkilerin oluşturduğu bir fosil yakıttır. Yanması sonucu kükürt dioksit, nitrojen oksit ve hidrokarbonlar açığa çıkar. Dünyada elektrik enerjisi üretiminde kullanılan kömürlerin orijinal ısı değerleri 800 kCal/kg ile 5000-7000 kcal/kg seviyeleri arasında değişmektedir. Bu kömürlerin içerdikleri kül oranı ise ağırlık olarak %6-7 den %30-40'lara kadar çıkmaktadır. Taş kömürlerin ısı değerleri 5000-7000 kcal/kg ve kül oranları %6-12 arasındadır. Linyit kömürlerinin ise ısı değerleri 1000-4000 kcal/kg ve kül yüzdeleri %20-40 arasındadır. Türkiye'de termik santrallerde kullanılan kömürler genellikle linyittir. Bunların ısı değerleri 1000-3500 kcal/kg civarında olup, içerdikleri kül miktarları %15-35 arasında değişmektedir. Termik santrallerde kullanılan kömürün kalori değerine bağlı olarak santrallerin kazan ünitelerinin dizayn edilmesi gerekmektedir; bu yapılmadığı takdirde düşük kalori seviyesine göre dizayn edilen bir kazanda yüksek ısı değerine sahip kömürün yakılması durumunda kazanda aşırı ısınma sorunu yaşanacak ve soğutma için daha çok enerji harcanacaktır.

Termik santraller de genellikle iki sistem vardır. Birinci sistem, sadece elektrik üretecek şekilde türbinin kondensereye bağlı olduğu kondenseli santrallerdir. İkinci sistem kombine çevrim sistemi denilen ve elektrik gücü yanında 15 bar'a kadar proses buharı ve ısıtma amaçlı sıcak su da elde edilebilen ısıtma ve güç santralleridir. İkinci tip sistemlerde yakıttan elde edilen verim %60-70'lere hatta karşı basınçlı türbin kullanıldığında %85'lere kadar çıkabilmektedir. Birinci tip sistemlerde ise kömürün yakılması sonucu ortaya çıkan enerjinin en fazla %47'si elektrik enerjisine

dönüşebilmektedir. Termik elektrik santrallerinin gücüne göre net verim yüzdeleri aşağıdaki tabloda yer almaktadır.

TABLO 29: Termik Elektrik Santrallerin Net Verimi

Termik elektrik santrali gücü(MW)	Ana yakıt cinsi	Net verim(%)
2x820	Linyit kömürü	40,6
2x931	Linyit kömürü	42,3
2x907	Linyit kömürü	41,7
1x1025	Linyit kömürü	43
1x414	Taş kömürü	47
1x750	Taş kömürü	46,3

KAYNAK- Türkiye enerji sempozyumu*-TMMOB s. 144

***(Kömüre Dayalı Termik Elektrik Santrallerinde Verim ve Kapasite Kullanım Oranı Düşüklüğünün Nedenleri ve Bunların Yükseltmeleri İçin Alınması Gerekli Tedbirler-Hıdır ASLAN)**

Termik santrallerde yapılan işlemler şöylece özetlenebilir.-

- i. Kömür kırılır, elenir, öğütülür ve taşıma bantlarıyla kazanlara taşınır.
- ii. Kazanlarda yanan kömürden elde edilen ısı sonucu oluşan buhar basınçlı borularla buhar kızdırıcılarından, buhar türbinlerinin bulunduğu yüksek basınca dayanıklı silindirlere verilir. Diğer taraftan kömürün yanması sonucu oluşan kül, su ve cüruf kazandan atılır. Bacadan ise SO₂(Sülfür Dioksit), NO(Nitrojen Oksit), CO ve CO₂(Karbon Monoksit ve dioksit), Hidrokarbon gazları dışarı verilir.
- iii. Oluşan yüksek ısı ve basınçtaki buhar türbin kanatları vasıtasıyla türbin şaftını hızla döndürür. Burada oluşan yüksek ısı buhar kondansatörler vasıtasıyla su ile soğutulur ve oluşan su tekrar buhar olmak üzere yeniden buhar kazanına pompalanır.
- iv. Türbin şaftı sabit tel sargının(statör) içinde dönen elektromıknatıs(rötar) doğrudan bağlıdır; elektromıknatıs hızla dönerek elektrik üretir.

Kömürle çalışan santralarda ortaya çıkan sülfür dioksit gazının çevreye zarar vermemesi için baca gazı desülfirizasyonu tesisleri kurulmaktadır. Diğer taraftan, ayrı bir tesise gerek duymadan kömürün daha iyi yanmasını sağlayarak kükürt dioksit gazının azaltılması amacıyla akışkan yatakta yakma teknolojisi geliştirilmiştir. Bu teknolojiye kömür sıcak akışkanlaştırılmış kireçtaşı, kum kül ve/veya tutucu yatağında yakılır. Dağıtıcı plakadan geçen primer hava yatak malzemesini akışkanlaştırır ve yatağa alttan veya üstten beslenen kömürün daha verimli yanmasını ve kireçtaşı aracılığıyla kükürdün tutulmasını sağlar. Yatak sıcaklığı yatak içine yerleştirilen soğutma borularıyla kontrol edilir. Yanma sonucu oluşan kül tekrar yakılmak üzere sisteme geri verilir. Bu teknolojiye düşük kaliteli kömürün yanında, kömür madenciliği atıkları, kent çöpleri, ağır yağlar, biomas katı yakıtlar da

kullanılabilir. Akışkan yatakta yakma teknolojisiyle sadece elektrik enerjisi üretildiğinde verim %47'lere çıkabilmekte, kojenerasyon olarak çalıştırıldıklarında ise verim % 60'lara çıkabilmektedir.

Kömüre dayalı santrallarda diğer bir teknoloji ise entegre kömür gazlaştırma kombine çevrim teknolojisidir. Bu teknoloji kömürün gazlaştırılması ve üretilen gazın gaz türbinlerinde yakıt olarak kullanılması ilkesine dayanır. Bu tip santrallarda basınçlı kömür gazlaştırma ünitesi, gaz türbinleri ve buhar türbinleri bulunur. Kömür gazlaşma sonucu karbon monoksit ağırlıklı ve hidrojen karışımlı sentetik gaz yakıtta dönüşür. Pulverize kömür yakma sistemlerinde verim %40'ın üzerine çıkmaz iken bu teknoloji ile %45 verim ve %99 sülfür dioksit arıtma verimi elde edilmekte ve Nitrojen Oksit emisyonu 50 ppm'nin altına indirilebilmektedir.

b. Doğal gaz ve petrol

Bir zamanlar denizlerde yaşamış bitki ve hayvan kalıntıları, büyük basınç ve yüksek sıcaklık ile milyonlarca yıl çamur ve kayaların altında kalarak petrol ve doğal gaza dönüşmüşlerdir.

Doğal gaz %85-95 oranında metan ve etan, bütan ve propan gibi birçok hidrokarbondan oluşmaktadır. Isıl değeri 8,300-9,400 Kcal/m³ arasında değişmektedir. Kükürt içermemektedir. Doğal gaz, fosil yakıtlar içinde çevre kirliliğine yol açmaması nedeniyle tercih edilmektedirler. Elektrik üretiminin yanında, ısınma amaçlı ve gübre üretiminde girdi olarak kullanılmaktadır. Petrol türevleri olan fuel-oil, motorin, sıvılaştırılmış petrol gazı, nafta gibi ürünler ise 9,600-10,600 Kcal/kg arasında ısıl değerlere sahiptirler. Isınma amacı dışında ulaşım araçlarında yakıt olarak kullanılmaktadırlar. Taşınmaları ve depolanmaları aşamalarına dikkatli olunması gerekmekte, sızıntı olması halinde çevre kirliliklerine yol açmaktadırlar.

Doğal gaz veya sıvılaştırılmış petrol türevleri kullanan elektrik santralleri kömür santrallerine benzer bir sistemle çalışmaktadır. Sıvılaştırılmış şekilde taşınan doğal gazın veya petrol türevi yakıtların yakılması ile elde edilen ısının buhara dönüşmesi prensibine dayanır. Ancak bu sistemde yanma sonucu ortaya çıkan gazlar tekrar ısıtmada kullanıldığı için santralin verimi artmaktadır. Özellikle ısı ve elektrik enerjisi üretiminin aynı tesiste yapıldığı birleşik ısı-güç üretim tesisleri veya kojenerasyon sistemlerinde verimlilik oranları %85-90'lara kadar çıkmaktadır.

B. Nükleer Yakıt Kullanarak Elektrik Enerjisi Üretimi

Uranyum, plutonyum, toryum gibi ağır atom çekirdeklerinde bulunan proton ve nötronları bir arada tutan enerjinin , çekirdeğin bölünmesi (filyon) ile ortaya çıkması sonucu büyük bir ısı oluşur. Nükleer santraller atom çekirdeğinin bölünmesi sonucu açığa çıkan ısı enerjisini, termik santrallere benzer şekilde, önce mekanik enerjiye sonra elektrik enerjisine çevrildiği sistemlerdir.

Nükleer santraller reaktörün soğutma sistemlerine göre üç grupta toplanabilirler.

1. su soğutmalı reaktörler-basınçlı su reaktörleri

- su soğutmalı ve su yavaşlatıcılı reaktörler
- ağır su soğutmalı ve ağır su yavaşlatıcılı reaktörler
- kaynar sulu reaktörler
- su soğutmalı ve su yavaşlatıcılı reaktörler
- su soğutmalı ve grafit yavaşlatıcılı reaktörler

2. Gaz soğutmalı reaktörler

3. Sıvı metal soğutmalı reaktörler

Bu reaktörlerde nükleer yakıt olarak genellikle uranyum kullanılmaktadır. Uranyum madeni önce arıtılır. Daha sonra özel bir uranyum atomu eklenerek zenginleştirilir. Zenginleştirilmiş uranyumdan küçük topaklar yapılır, bu topakların bir araya getirilmesi ile uranyum çubukları oluşturulur. Oluşturulan bu çubuklar, nükleer filyon tepkimelerinin olduğu reaktör korunda yüksek ısı meydana getirir. Oluşan yüksek ısı reaktör korunun soğutulması için verilen basınçlı suyun buharlaşmasını ve yüksek basınçlı buharda türbinleri döndürerek elektrik üretimini sağlar. Türbinlerden gelen buhar soğuk su ile soğutulmuş olarak tekrar suya dönüştürülür, bu su tekrar buhar jeneratörüne pompalanır. Bir nükleer santral ekonomik ömrünü tamamladıktan sonra işletilmesine son verilerek sökülür. Mevcut teknolojide nükleer santraller 30-40 yıllık bir işletme için tasarlanabilmektedirler. Yeni teknolojilerde bu sürenin 60 yıla çıkabileceği söylenmektedir. Nükleer santrallerde kullanılan yakıtların radyoaktif olması en önemli sorunu oluşturmaktadır.

Santrallerin tipine ve teknolojisine bağlı olarak çeşitlilik göstermekle beraber nükleer santrallerde radyoaktif atıklar, uranyum parçalanması sırasında meydana gelen katı, sıvı ve gaz halindeki atıklardır.

Katı atıklar-kuru ya da ıslak olarak sınıflandırılırlar. Islak atıklar sıvı atıkların arıtımı sırasında ortaya çıkan iyon değiştirici reçineler, buharlaşma ve süzme kalıntılarıdır. Kuru katı atıklar ise nemi alınmış giysiler, havalandırma sistemi filtreleri, yer döşemeleri, aletler gibi radyoaktivite içeren atıklardır. Bunlar özel kaplar içinde saklanırlar. Özellikle tesisin sökülmesi aşamasında radyoaktivite bulaşmış parçaların depolaması, saklaması önemli bir sorundur.

Sıvı atıklar-Nükleer yakıtın içinde meydana gelen parçalanma ürünleri yakıt çubuklarının içinde kalırlar. Yakıt çubuklarında oluşabilecek arızalar nedeniyle soğutma suyuna karışan parçalanma ürünleri radyoaktivite temizleme filtrelerinde tutulular, bu maddeler katılaştırıldıktan sonra özel kaplar içine doldurulup yer altı depolama yerlerine bırakılırlar.

Gaz atıklar-Ksenon,kripton,iyot gibi parçalanma ürünleri olup yakıt çubuklarının içinde bulunurlar,nadirde olsa soğutma suyuna karışabilirler. Bu durumda çeşitli filtrelerden geçirilip radyoaktivitelerini kaybetmeleri için yeterli süre bekletildikten sonra atmosfere bırakılırlar.

Radyoaktif atıklar yanında, tesisin güvenli çalışmaması, aşırı ısınma sonucu reaktörün patlama olasılığı yeni nükleer santrallerin yapım kararlarını olumsuz yönde etkilemektedir. Nitekim Çernobil kazasından sonra bazı Batı Avrupa ülkeleri nükleer santral inşalarını durdurmuşlardır. Bu sorunu çözmek için değişik teknolojiler geliştirilmeye çalışılmaktadır. Örneğin uranyum yerine daha güvenilir olduğu söylenen toryumun nükleer santrallerde kullanılması, veya yakıt çubukları yerine yakıt toplarının reaktörlerde kullanılması yoluyla ısınma sonucu erimelerinin ve patlamanın engellenmesi önerilen yeniliklerden ikisidir.

Ülkemizde nükleer santral bulunmamakta ve yapım tartışmaları sürmektedir.

C. Hidrolik Kaynaklarla Elektrik Enerjisi Üretimi

Suyun hızı ve basıncının tribünleri döndürmesi sonucu jeneratörlerden elektrik üretilmesi esasına dayanır. Akarsuların önü barajlarla kesilerek, gel-git olduğu bölgelerdeki suyun hareketinden yararlanılarak veya dalgaların hareketinden yararlanmak suretiyle hidrolik kaynaklardan elektrik enerjisi üretilmektedir.

Akarsulardan barajlarla elektrik ¼retilmesi en yaygın uygulama Őeklidir. Barajın b¼y¼kl¼g¼ne g¼re kuruluş maliyeti y¼kselmekte, geniş bir alan gerektirmekte, bazı durumlarda yerleŐik alanların sular altında kalmasına yol a¼makta ve inŐası uzun yıllar s¼rmektedir. Diğer taraftan baraj g¼l¼, akarsuyun getirdiği toprak nedeniyle dolmakta ve barajın ekonomik ¼mr¼n¼ kısıltmaktadır. İklim koşulları da barajın verimliliğini etkilemektedir, kurak ge¼en yıllarda baraj g¼l¼n¼n yeterli seviyede dolmaması nedeniyle elektrik ¼retimi kesintiye uğrayabilmektedir. Bu olumsuzluklara karşılık hidrolik santraller hava kirliliğine yol a¼mamakta, kaynak maliyeti işletme sırasında ¼ok d¼Ő¼k olmakta ve ayrıca sulama, balıkçılık gibi farklı ama¼lar i¼in de kullanılabilmektedir.

Gel-git olduğu b¼lgelerde, kabarma ve al¼alma hareketinden kanatları ters y¼nde de d¼nebilen t¼rbinler yoluyla elektrik ¼retilebilmektedir. D¼nyada en ¼nemli ¼rneđi Fransa'da Rance ırmağının halicinde kurulmuş olan 750 m uzunluğundaki 240 MW g¼c¼ndeki gel-git barajıdır. 1966 yılında inşa edilen bu barajda 24 pervane t¼rbin bulunmaktadır.

Bazı ¼lkelerde okyanus dalgalarının hareketinden elektrik enerjisi elde etmek i¼in araŐtırmalarına devam etmektedir. Norveç'te Bergen yakınlarında salınan dalga s¼tunu inşa edilmiş ancak 1988 yılında fırtınada dalgalar s¼tunu alıp g¼t¼rm¼Őt¼r. S¼tun i¼inde dalgalar yukarı doğru hareket ederken i¼erdeki havayı t¼rbine doğru itmekte, t¼rbin kanatlarının hareketiyle de jenerat¼rden elektrik ¼retilmektedir. Ancak bu sistemde deniz kenarındaki Őiddetli r¼zgarlar ve ¼ok y¼ksek dalgalara ¼öz¼m aranmaktadır.

D. Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarından Elektrik Enerjisi ¼retimi

Fosil yakıtı dayalı enerji ¼retiminde ithalata bağlı ¼retim yapılmasının yanında, fosil yakıt rezervlerinin d¼nyada azalması sorunu ve yaratılan ¼evre kirliliği; d¼nya genelinde enerji ¼retimi i¼in yeni kaynaklar aranmasına yol a¼mıŐtır. Yenilenebilir kaynaklar i¼inde sayılan hidrolik kaynaklara dayalı ¼retimde, bu sorunlar olmamasına rağmen barajların ekonomik ¼m¼rleri, baraj g¼llerinin yarattığı sorunlar yeni teknoloji araıŐılarını hızlandırmıŐtır. Diğer taraftan n¼kleer kaynaklara dayalı enerji ¼retiminde yaşanan santral kazaları nedeniyle kamuoyunda bu tip santrallere karşı bir g¼vensizlik oluŐmuŐtur. Dolayısıyla r¼zgar, g¼neŐ, hidrojen, jeotermal gibi yeni kaynaklar gibi t¼kenme sorunu olmayan kaynaklardan enerji ¼retimi d¼nyada ¼nem

kazanmaya başlamıştır. Bu kaynakların yanında kentsel atıkların değerlendirilmesi, biokütle kullanımı ile enerji üretimi mevcut kaynağın yeniden kullanımını sağlayarak daha ekonomik enerji üretimi ve atıkların depolanma ve çevre kirliliği sorunlarına bir ölçüde yardımcı olmaktadır.

a. Rüzgar Enerjisi

Rüzgar, güneşin dünyanın değişken olan yüzeyini, farklı ısıtmasından dolayı sıcaklık, yoğunluk ve basınç farklarından oluşur. Oluşan bu atmosferik akımlar hareket enerjisi olarak kullanılabilir. Rüzgar değirmenleri kullanarak rüzgarın gücünden yararlanılması milattan önceki yıllara gitmektedir. Rüzgar gücünden ilk elektrik üretimi ise 1890 yıllarında Danimarka'da gerçekleşmiştir. Sistem, jeneratöre bağlı türbin milinin rüzgarla döndürülmesi esasına dayanır. Rüzgardan sağlanacak güç ,rüzgar hızına ve kullanılacak rüzgar türbinin rotor kanatlarının süpürme alanının büyüklüğüne bağlıdır. Aynı yerde ihtiyaca bağlı olarak 1 MW'lık rüzgar santrali da 100 MW'lık veya daha büyük rüzgar santrali da kurulabilmektedir. Ayrıca denizlerde daha kesintisiz ve daha güçlü rüzgar olması nedeniyle denizüstü rüzgar santralleri kurulmaya başlanmıştır. İlk uygulama 5 MW güçle çalışan Danimarka'daki Lolland adası yakınındaki Vindeby rüzgar çiftliğidir.

Rüzgar elektrik sistemleri şebekeden bağımsız kurulabildiği gibi şebekeye bağlı olarak ta kurulabilir. Şebekeden bağımsız rüzgar sistemleri genellikle 30 kW'i aşmamakta; jeneratör, üç palli bir çark, transmisyon sistemi, DC jeneratör, yönetici kuyruk ve fren sisteminden oluşmaktadır. Makine çoğunlukla direk tipi pilon üzerine yerleştirilir ve elde edilen DC elektrik, akü ile depolanabilmektedir. Şebekeden bağımsız güçlü sistemlerde yedek enerji kaynağı da kullanılmaktadır. Yedek enerji olarak dizel kullanıldığında dizel jeneratörün rüzgardan yararlanarak %40-50 yakıt tasarrufu sağlanması mümkün olmaktadır. Rüzgar-dizel sistemlerde DC/AC invertör kullanılarak AC elektrik tüketilmektedir. Rüzgarla beraber güneş enerjisinin kullanıldığı sistemler DC karakterli ve akülüdürler. Ancak bu sistemler pahalı olmaları nedeniyle yaygın olarak kullanılamamaktadır.

Şebekeye bağlı rüzgar santralleri genellikle birden çok türbin içeren rüzgar çiftlikleri şeklinde kurulmaktadır. Bu santraller genelde elektrik iletim hatlarına yakın yörelerde kurulması ve yöredeki trafo kapasitesinin santrale uygun olması gerekmektedir. Bu tip santrallerde kullanılan türbinler genellikle yatay eksenli kanatlı türbinler olup, rotor

kanat sayıları bir ile üç arasında değişmekte, kanatlar kompozite malzemeden yapılmakta, ve rüzgar kuleden önce rotora çarpılmaktadır. Türbin rotor çapları 18-70m, rotor süpürme alanları 255-3850 m², rotor dönüş hızları 28-60 rpm arasında değişmektedir. Kule yükseklikleri 75 metreye kadar olabilmektedir. Sistemin çalışabilmesi için rotor göbeği (hub) yüksekliğinde gerekli rüzgar hızının 3-4 m/s ve nominal güç üretim koşulu için 11-14 m/s rüzgar hızının olması gerekmektedir. Türbinler mikro işlemcili akıllı kontrol-kumanda sistemli, stall güç ayarlı ve disk frenlidir. Senkron veya asenkron jeneratörlü olmaktadır. Transmisyon sistemi bulunmayan değişken hızlı senkron jeneratörlü tipleri de vardır. Rotor kütleleri 3-26 ton, tüm donanımı ile gövde kütleleri 10-56 ton, kule kütleleri 12-88 ton arasında değişmektedir. İnşaatları büyüklüklerine göre iki beş aylık süre içinde tamamlanabilmektedir.

b. Güneş Enerjisi

Dünyada güneş enerjisi elektrik üretiminden çok ısıtma amaçlı kullanılmaktadır. Elektrik üretiminde kullanılması mevcut teknolojinin pahalı olması nedeniyle çok yaygın değildir; daha çok mevcut şebekeye bağlı olarak yedek elektrik enerji üretimi amacıyla kullanılmaktadır. Ancak çevreye zarar vermemesi, kaynağın tükenme sorunu olmaması, araştırmacıların güneş enerjisi kullanarak elektrik üretimi konusu üzerinde çalışmalarına devam etmelerine ve hükümetlerin kullanımı özendirme amacıyla teşvik sistemlerini geliştirmelerine neden olmaktadır. Amerika ve Avrupa da hükümetler finansal ve uygulamaya dönük teşvikler uygulamaktadırlar.

Güneş enerjisinin kullanılabilmesi için öncelikle toplanabilmesi gerekmektedir. Bu işlem ya ısı ya da elektriksel yöntemlerle yapılabilmektedir. Basit ve ucuz olması nedeniyle ısı yöntemi tercih edilmektedir.

Düz yüzeyli ve yoğunlaştırmasız ısı kolektörler 100°C aşmayan uygulamalar için kullanılırken, odaklı ve yoğunlaştırmalı ısı kolektörler 3000°C derece için kullanılabilir. Düşük ısılarda büyük miktarda ısı toplamak için ise güneş havuzları kullanılmaktadır. En yaygın kullanılan sistem ise düz yüzeyli yoğunlaştırmasız kolektörlerdir. Toplanan ısı bir akışkana aktararak kullanım alanına veya depoya taşınır.

Elektriksel güneş kolektörleri güneş pilleri olarak adlandırılmaktadır. Bu pillerin yapımı yüksek elektronik teknoloji gerektirmekte ve güneş ışığının fotonlarından

yararlanmak suretiyle elektrik üretilmesi esasına dayanmaktadır. Yarı iletken malzemeler kullanılarak güneş pilleri imal edilmektedir. Bu malzemelerden en yaygın kullanılanı silisyumdur, bu malzemenin yanında kristal silisyum, galyum arsenit, kadmiyum tellurid, bakırindiyum-diselenid de kullanılmaktadır.

Güneş enerjisinin elektrik üretiminden çok ısı amaçlı kullanımı yaygındır. Güneş enerjisinden elektrik üretimi ise doğrudan ve dolaylı olarak iki yöntemle yapılabilmektedir. Doğrudan yöntemde fotovoltaik (PV), termoelektrik ve termoiyonik çeviriciler kullanılmaktadır. Mevcut teknolojide büyük çapta elektrik üretimi için ancak fotovoltaik çeviriciler kullanılabilen ancak bu bile diğer elektrik santrallerinin yanında küçük kalmaktadır.

Dolaylı yöntemde ise güneş termik elektrik santralleri kullanılmaktadır. Güneş termik santrallerinde toplanan ısı enerjisi suyu buharlaştırarak termik santrallerdeki benzer bir sistemle elektrik üretmektedir. Dünyada ilk fotovoltaik sistemle elektrik üretimi 1954 yılında gerçekleşmiş, ilk güneş termik santrali ise 1970'lerin sonuna doğru kurulmuştur.

Güneş fotovoltaik sistemler şebekeden bağımsız kurulabileceği gibi mevcut şebekeye bağlı olarak ta kurulabilir. Şebekeden bağımsız olan sistemlerde güneş pili bataryası modülünden (güneş pili veya PV modülü de denilmektedir) DC elektrik akımı üretilir. Sistemde bulunan invertör yardımıyla akım AC dönüşür, sistemde ayrıca akü ünitesi bulunur. Şebekeden bağımsız sistemlerin güçleri 25 kWp'a kadar çıkabilir ve pil ve modüllerin verimleri en çok % 15 kadardır. Türkiye gibi güneşli bir ülkede 1 metrekare alanda üretilebilecek elektrik gücü öğle saatlerinde 125 W, 1 kWp fotovoltaik güç için gerekli alan 8 metrekaredir.

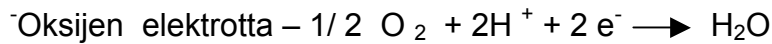
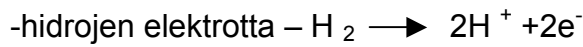
Şebekeye bağlı sistemler ise daha kullanışlıdır. Zira o zaman sistemde süreklilik sağlanabilmekte ve akü gurubu yani depolama ünitesi yerine gerektiğinde devreye girebilen yedek kaynak bulunmaktadır. Bu sistemlerde akım ve gerilim isteklerine bağlı olarak düzenlenmiş PV modül, DC/AC dönüşümünü sağlayan invertör, değişik yük ve ışınım koşullarına uyum sağlayan elektronik kontrol alt sistemi, şebekeden çekilen ve şebekeye verilen elektrik için iki ayrı sayaç, sistemde meydana gelebilecek arızaların diğer aboneleri etkilememesi için sistemi izole edebilen emniyet ve kontrol cihazları bulunmaktadır. Bu sistemler 1-50 kWp arasında güce sahiptirler.

PV güç sistemlerinin maliyetleri sistemin büyüklüğüne, verimine, sistemin şebekeye bağlı olup olmamasına ve ülkeye göre değişmektedir. Maliyetler 4100 ABD \$/kW ile 10 000 ABD\$/kW arasında değişmekte ve genelde birim enerji maliyeti 15 cent/kWh düzeyini aşmaktadır.

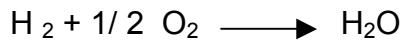
Güneş termik santralleri ise kolektörlerine göre sınıflandırılabilirler. Güneş termik elektrik santralleri heliostat tarlalı ve merkezi güç kuleli, parabolik oluk tipi odaklı kolektör tarlalı ve dağınık parabolik çanak tipi kolektör tarlalı olabilmektedir. Şebekeye bağlı PV sistemleri gibi güneş termik santrallerinin de bir başka enerji kaynağını da devreye sokarak daha etkin kullanılması düşünülmüş ve 1985 yılında Amerika da California da güneş-doğal gaz hibrid termik santralı kurulmuştur. Sistemde güneşle üretilen buharın kızdırılması için doğal gaz kullanılmaktadır. Kuruluş aşamasında maliyet 2850-300 ABD \$/kW iken , bugün maliyetin 160-200 MW'lık üniteler için 1800-2000 ABD \$/kW olabileceği söylenmektedir. İlk güneş termik santrallerinden elde edilen enerjinin maliyeti 20 cent/kWh aşarken hibrid termik santrallerinde maliyet 5-7 cent/kWh'a inmektedir.

c. Hidrojen enerjisi

Hidrojen enerjisi, 1839 yılında William Robert Grove tarafından icat edilmiş olan yakıt hücreleri yoluyla elektrik üretiminde kullanılmaktadır. Yakıt hücrelerinin kullanımlarının yaygınlaşması ise 1960 yıllarında, uzay yolculuklarında ısı ve elektrik ihtiyacının karşılanması için yapılan çalışmalarla olmuştur. Yakıt hücresinde hidrojen ve oksitleyicinin kimyasal enerjisi elektrik ve ısı formuna dönüşür. Yakıt hücresinin çalışma prensibi, suyun elektrolizinin tam tersidir. Reaksiyon formülü –



Toplam reaksiyon



Yakıt hücresi, anot (negatif elektrot), elektrolit ve katottan (pozitif elektrot) oluşur. Hava katot yüzeyi üzerinden geçerken hidrojen zengini gaz anot yüzeyden geçer; elektronlar katotta doğru bir dış devre yoluyla taşınırken hidrojen iyonları elektrolit yoluyla oksijen elektroda gider. Katotta oksijen ve hidrojen iyonları ile elektronların reaksiyona girmesiyle su elde edilir. Elektronların dış devre yoluyla akışı elektrik

üretir. Böylece yakıt hücresindeki elektro kimyasal işlem sonucu su, elektrik ve ısı üretilir. Bir tek yakıt hücre gerilimi 1 volttan daha azdır, dolayısıyla yeterli elektrik enerjisi üretmek için birden çok yakıt hücresi seri ve paralel bağlanarak kullanılır. Yakıt hücresi güç üretim sistemi için yakıt kaynağı, hava kaynağı, soğutma ünitesi, kontrol ünitesi, AC gerilimi üretmek üzere bir DC/AC dönüştürücüsü gerekmektedir. Yakıt hücrelerinin kurulu güçleri 200 Kw-25 MW arasında olabilmektedir.

Kullanılan elektrolit malzemesine göre beş tip olarak üretilmektedir. Yakıt hücre tiplerinin karşılaştırmalı tablosu aşağıda yer almaktadır.

TABLO-30: Yakıt Hücreleri Tipleri

	Alkalin yakıt hücresi	Fosforik asit yakıt hücresi	Katı oksit yakıt hücresi	Erimiş Karbonat yakıt hücresi	Proton değişim Membranı yakıt hücresi
İşletim sıcaklığı (C°)	80	200	1000	650	85
Platin kullanımı	Yok	Var	Yok	Yok	Var
Güç Yoğunluğu (W/kg)	35-105	120-180	15-20	30-40	350-1500
Verim (%)	42-73	40-47	45-50	50-57	40-60
Atık ısı kullanımı	Yok	Sınırlı	Var	Var	Yok
H ₂ Yakıt kaynağı	Saf H ₂	İşlenmiş metanol, doğal gaz	Doğal gaz	Doğal gaz	İşlenmiş metanol, doğal gaz

Kaynak: Yakıt Hücresi 4. Kuşak Elektrik Üretim Teknolojisi-Engin Özdemir,Ercüment Karakaş, Tanay Sıtkı Uyar-TMMOB Türkiye Enerji Sempozyumu

Yakıt hücreleri tiplerinin incelenmesinden görüldüğü gibi, yakıt hücreleri saf hidrojenin yanında, hidrojen ve karbondioksit içeren doğal gaz veya işlenmiş metanol kullanmaktadır. Doğal gaz ve işlenmiş metanol karbondioksit içerdiği halde, işlem yanma işlemi içermediğinden fosil yakıtlar gibi karbondioksit emisyonu söz konusu değildir. Yakıt hücrelerinin hava kirliliğine yol açmaması yanında , modüler yapıda olması, montaj süresinin kısa olması, çok miktarda soğutma suyu gerektirmemesi, katı atık sorunu olmaması, enerji veriminin yüksek olması gibi olumlu yönleri vardır. Ancak hidrojen sağlanması ve depolanması zor ve pahalı bir işlemdir. Mevcut teknolojide bir yakıt pilinin fiyatı 3000 USD/kW dolayındadır, gelecek yıllarda fiyatın 1000 USD/kW kadar düşeceği tahmin edilmektedir. Multi-kilovat santralin maliyeti ise 6000 USD/kW civarındadır. Ayrıca periyodik bakım yapılması ve her beş yılda bir yakıt pili kümeleri ve katalizörlerin değiştirilmesi gerekmektedir.

d. Jeotermal enerji

Dünyanın kendisi çok büyük bir enerji deposudur, volkanik patlamalar sonucu bu enerjinin açığa çıktığı görülmektedir. Yerkabuğunun çeşitli derinliklerinde birikmiş ısı ile oluşan; sıcaklıkları yüksek ve içlerinde yerüstü sularına kıyasla daha fazla erimiş

mineral, tuz ve gazlar içerebilen sıcak su ve buhar; jeotermal enerji kaynaklarıdır. İzlanda, Japonya ve Yeni Zelanda gibi ülkelerde yer kabuğunun içinden gelen buhar ve sıcak su ısınma ve elektrik üretimi amaçlı kullanılmaktadır.

Jeotermal enerji daha çok ısınma amaçlı kullanılmakla beraber sıcaklığın ve buhar gücünün yeterli olduğu hallerde elektrik üretim santrallerinde de kullanılmaktadır. Sistem termik santrallere benzer şekilde çalışmaktadır, yüksek sıcaklıktaki buhar türbinleri döndürerek jeneratörlerden elektrik üretilmektedir.

Ülkemizdeki jeotermal sahaların çoğu ısınma amaçlı kullanıma uygundur, tespit edilmiş olan sahalardan ancak beş tanesi, sıcaklıkları 160 °C derecenin üstünde olup elektrik üretimi için kullanılabilir. İşletmeye açılmış olan ise sadece 242 °C derece sıcaklıktaki buharla çalışan, 20,4 MW gücündeki Denizli-Kızıldere jeotermal elektrik santralidir.

Jeotermal santrallerin çevre kirliliği sifıra yakın olup, atık sorunu da akışkana kimyasal inhibitör katılması veya akışkanın tekrar yer altına geri verilmesi(reenjeksiyon) ile çözümlenmiş bulunmaktadır.

e. Biokütle enerjisi

Organik maddelerden çeşitli yollarla elde edilen enerjiye biokütle veya biomass enerjisi denilmektedir. Daha çok ısınma amaçlı kullanılan bu enerjinin en eski bilinen hammaddesi yakacak odun odun kömürü ve hayvan gübresidir. Klasik yakma işlemi ile elde edilen bu tip biokütle enerjisinin yanında; enerji tarımı ürünlerinden, kentsel atıklardan, tarımsal endüstri atıklarından yakma işlemi ya da farklı teknikler kullanılarak katı, gaz ve sıvı yakıtlara çevrilerek biokütle yakıt elde edilmesi, ısı ve elektrik üretilmesi mümkün olmaktadır. Organik maddelerden piroliz, hidrogazifikasyon, hidrojenerasyon, parçalayıcı distilasyon asit hidroliz gibi kimyasal teknikler kullanılarak biokütle yakıtlar elde edilmektedir. Biokütle yakıtlara, odun briketi, benzin yerine kullanılabilen ve tarımsal ürünlerden elde edilen alkol , metanol, etanol örnek gösterilebilir. Biogaz ise organik maddelerin anaerobik fermantasyonu sonucu elde edilir. Biogazı oluşturan bileşenler metan, karbondioksit, su buharı, hidrojen sülfür, amonyak, azot ve hidrojenidir. Biogazın ısı değeri 19-27,5 MJ/m³ arasında değişmekte ve katı ve sıvı organik atık ise bitki besin değeri yüksek gübre olarak kullanılabilir.

Biokütlenin elektrik enerjisi üretiminde kullanılması; ya termik santrallere benzer bir sistemle doğrudan yakılarak elde edilen ısıdan buhar elde edilerek türbinleri döndürmesi ve jeneratörlerden elektrik üretilmesi şeklinde olabilmekte veya değişik tekniklerle biokütleden elde edilen biogazın veya piroliz benzininin kullanımı ile kombine çevrim gaz santrallerine benzer bir sistemle elektrik üretilmektedir. Kentsel atıklardan, çöplerin çürümesi ve anaerobik fermantasyonu sonucu ortaya çıkan yanıcı biogaz olan metan gazının kullanımıyla çöp termik santralleri çalıştırılmaktadır. Çöp kombine çevrim santrallerinde metan gazı yanında, gelen katı atıklar özel ızgaralı veya akışkan yataklı ocaklarda yakılmakta ve sıvı atıklar aynı ocağa püskürtülmektedir. Baca gazları filtrasyondan geçirildiği için hava kirliliğine yol açmamakta, katı atıklar selektörlerden geçirilerek içindeki cam ve metal malzeme ayrıştırılmakta, oluşan külde inşaat malzemesi olarak değerlendirilebilmektedir. Böylece hem kentsel atıkların enerji üretiminde kullanılması mümkün olmakta hem de atıkların depolanması sorununa çözüm getirilmektedir.

XIII. ÜLKEMİZDE ELEKTRİK ENERJİSİ ÜRETİMİNDE KULLANILAN KAYNAKLARIN MEVCUT DURUMU

A. Türkiye'nin Fosil Yakıt Rezervleri

a. Linyit, Asfaltit ve Taşkömürü Rezervleri

2000 yılı verilerine göre ülkemizde 8.378.360.000 ton linyit, 81.752.000 ton asfaltit, 1.123.000.000 ton taşkömürü rezervi vardır. Bu rezervlerin, 7.339.000.000 ton linyit, 45.000.000 ton asfaltit, 428.000.000 ton taş kömürü işlenmektedir. Ülkemizde linyit ve asfaltit rezervinin %65'i ekonomik olarak işlenmeye uygun olup, rezervin %62 lik kısmı Elbistan havzasında bulunmaktadır. Diğer linyit havzaları, Çan, Soma, Tunçbilek, Beypazarı, Muğla, Tekirdağ, Adana-Tufanbeyli, Bingöl-Karlıova havzalarıdır. Taş kömürü rezervi ise Zonguldak havzasındadır. Arazinin jeolojik yapısı kömürün işlenmesini zorlaştırmakta, tam mekanize üretim faaliyetini engellemektedir. Maden Yüksek Mühendisi Ömer Ünver tarafından "Türkiye'nin Enerji Potansiyeli ve bu Potansiyelden Ekonomik Olarak Yararlanma Olanakları-Termik Kaynaklar" adlı çalışmasında yer alan tabloda Elbistan, Çan ve Seyitömer havzalarından çıkan kömürün elektrik üretiminde ekonomik kullanımının mümkün olduğu, yakıt maliyetinin 1,30 cent/kWh ile 1,65 cent/kWh arasında

değiştirdiği, buna karşın diğer havzalardan elde edilen kömürün maliyetinin 3,00 cent/kWh ile 6,70cent/kWh arasında olduğu gösterilmektedir.

b. Petrol ve doğal gaz rezervleri

Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının verilerine göre ham petrol kaynaklarımız 43,1 milyon tondur. TPAO (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı) 2001 yılı faaliyet raporunda, yerli ham petrol üretiminin 2.551.467 ton olduğu, 23.242.900 ton ham petrol ithal edildiği belirtilmektedir. Doğal gaz rezervlerimizin Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı verilerine göre 8,8 milyar m³, Elektrik Enerjisi Özel İhtisas Komisyonu Raporunda yer alan bilgilere göre 18,5 milyar m³ olduğu söylenmektedir. TPAO'nun yayınladığı verilere göre 2001 yılında 284 bin ton petrol eşdeğeri doğal gaz üretilirken, 14,967 bin ton petrol eşdeğeri doğal gaz tüketilmektedir. Doğal gaz ve petrol kaynaklarımızın yurtiçi tüketimi karşılamadığı ve yurtdışı alıma bağımlı olduğu görülmektedir. Dolayısıyla petrol ve doğal gaz kullanarak elektrik üretiminde, dış piyasalardaki gelişmeler, kaynağın normal maliyetinin yanında kurlardaki dalgalanmalar, kaynak maliyetini arttırarak sektörü olumsuz yönde etkilenmektedir.

B. Türkiye'nin Nükleer Yakıt Rezervleri

Ülkemizde Salihli-Köprübaşı, Yozgat-Sorgun, Uşak-Fakılı, Aydın-Demirtepe ve Küçükçavdar bölgelerinde 9130 ton uranyum rezervi olduğu belirlenmiştir. Nükleer santrallerde kullanılabilen toryum madeni ise Eskişehir-Beylikahır, Malatya-Darende-Kuluncak, Kayseri-Felahiye, Sivas ve Diyarbakır bölgelerinde bulunmaktadır. Toryum rezervlerimizin 380.000 ton ile dünyanın ikinci büyük rezervi olduğu belirtilmektedir. Uranyum ve toryum rezervlerimiz olmasına rağmen üretim yapılmamaktadır. Ayrıca mevcut rezervlerin nükleer yakıt olarak kullanımının yüksek bir maliyet gerektireceği ve öne sürülen tezlere göre nükleer yakıt olarak kullanılamayacağı tartışmaları da devam etmektedir.

C. Türkiye'nin Hidroelektrik Potansiyeli

Ülkemizde 26 hidrolojik havzada bulunan nehirlerin yıllık ortalama su potansiyeli 193 milyar m³ yüzey suyudur. Uzmanlarca yapılan çalışmalar sonucu ülkemizin teorik hidroelektrik enerji potansiyelinin 433 milyar kWh/yıl dolayında olduğu söylenmektedir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığının verilerine göre 1999 yılı sonu itibarıyla teknik ve ekonomik olarak değerlendirilebilir hidroelektrik enerji potansiyeli

125 milyar GWh/yıl'dır. Bu potansiyelin %32'lik kısmı halen işletmede olan hidroelektrik santrallerden elde edilmekte, %11'lik kısmı inşaatı devam eden santrallerden üretilecek elektrik olarak, geri kalan %57'lik kısım ise inşaatı geçilmemiş olan santrallerden elde edileceği hesap edilmektedir. Bu durumda hidrolik potansiyelimizin yaklaşık %70'nin henüz değerlendirilmediği gözlenmektedir. Hidrolik potansiyelin değerlendirilmesinde büyük ölçekli, geniş alana yayılmış baraj yapımı yanında; daha kolay finanse edilebilmeleri ve daha az çevre sorunu yaratmaları nedeniyle küçük ölçekli santrallerin yapılması tavsiye edilmektedir.

Hidroelektrik santrallerin yanında denizlerdeki dalgaların hareketlerinden, akıntılardan, med-cezir hareketlerinden yararlanılarak elektrik enerjisi üretimi teknolojileri dünyada geliştirilmektedir. Ülkemizin üç tarafının denizlerle çevrili olması nedeniyle, deniz dalga konvektörleri ile elektrik üretimi için çalışmaların başlatılması düşünülmelidir. Ayrıca Karadeniz, Marmara ve Ege Denizlerinin tuzluluk oranlarının farklı olması nedeniyle özellikle İstanbul ve Çanakkale Boğazlarında hızı 8 knot(14,8 km/h) bulan üst ve alt akıntılar mevcuttur, bu kinetik enerjinin kullanılma yolları araştırılmalıdır.

D. Türkiye'nin Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynakları Potansiyeli

Literatürde yenilenebilir kaynaklar içinde gösterilen hidrolik enerji kaynaklarının yanında, ülkemizde rüzgar, güneş, hidrojen, jeotermal, biokütle gibi yeni kaynaklardan enerji üretimi konusu, dünyadaki gelişmelere paralel olarak, gittikçe önem kazanmaktadır.

a. Türkiye'de Rüzgar Enerjisi Potansiyeli

Ülkemizde rüzgar enerjisi ölçümleri iklim amaçlı olarak Devlet Meteoroloji Genel Müdürlüğüne yapılmaktadır, ancak ölçüm istasyonlarının genellikle yerleşim bölgelerinin içinde bulunması nedeniyle gerçek değerler elde edilememektedir. Dünyada rüzgardan enerji üretimi teknolojilerinin gelişmesine paralel olarak ülkemizin rüzgar enerjisi potansiyelini belirlemek amacıyla Elektrik Etüt İdaresi (EİE) tarafından bir çalışma başlatılmış ve 13 değişik gözlem istasyonu kurularak sonuçlar alınmaya başlanmıştır. Bu istasyonlardan alınan sonuçlara ilişkin tablo aşağıda yer almaktadır.

TABLO-31: EİE Rüzgar Enerjisi Gözlem İstasyonları Aylık Ortalama Hızları (m/s)

İSTASYON	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
NURDAĞI	3.8	4.7	4.5	6.0	---	11.4	13.7	13.7	10.7	4.8	3.3	3.2
BELEN	5.4	4.6	4.7	5.1	6.2	8.7	11.0	11.0	8.3	5.3	5.0	4.5
AKHİSAR	5.8	6.5	7.9	5.3	5.7	6.5	10.0	8.4	4.8	6.7	4.8	6.7
DİDİM	5.4	5.2	5.7	4.7	3.7	4.3	5.3	4.5	4.0	4.1	4.8	5.5
KOCADAĞ	9.5	9.4	10.0	7.1	7.4	7.2	10.3	8.3	6.4	8.3	8.3	10.6
DATÇA	5.4	5.8	5.6	5.5	5.2	5.9	7.8	8.3	6.2	5.9	5.0	4.9
BANDIRMA	5.5	5.6	6.9	---	---	---	6.9	5.4	4.1	6.4	3.8	5.7
KARABİGA	7.6	6.9	7.2	5.3	5.3	5.1	6.7	7.2	6.4	7.1	6.7	6.9
GÖKÇEADA	8.4	7.9	7.8	5.4	6.2	5.3	7.4	6.5	5.8	7.3	6.8	8.3
SÖKE	4.2	4.4	4.5	3.4	3.8	6.4	6.7	6.5	3.0	3.6	3.2	3.5
SİNOP	5.7	4.8	4.6	5.5	4.4	4.9	5.3	3.8	4.6	4.4	4.5	4.4
YALIKAVAK	6.0	7.7	6.8	7.8	5.7	5.8	6.9	6.6	5.5	5.2	5.3	7.0

Kaynak: EİE

Ölçüm istasyonlarından elde edilen sonuçlara göre ülkemizde rüzgar santrallerinin kurulması için uygun koşullara sahip olduğu görülmektedir. Ülkemizde 2000 yılı itibarıyla yap-işlet devret(YİD) modeli çerçevesinde Çeşme Alaçatı mevkiinde 7,2 MW ve Çanakkale Bozcaada da 10,2 MW gücünde, otoproduktör işletme olarak Çeşme Germiyan'da 1,74 MW gücünde rüzgar santrali bulunmaktadır. Bu santrallerin yanında YİD modeli kapsamında 2000 yılı başı itibarıyla toplam kurulu gücü 2342,7 MW bulan 79 proje için başvurular yapılmış, 717 proje için ise ölçüm izni verilmiştir.

Dünyada karada kurulan rüzgar türbinlerinin birim fiyatı 1600-800 \$/kW arasındadır, Amerika Birleşik Devletlerinde 750\$/kW kadar fiyat inmiştir. Rüzgardan üretilen elektriğin maliyeti dünyada 10 cent/kWh altına inmiştir. 1996 yılında İngiltere'de maliyet 5.7 cent/kWh iken, Amerika da maliyet 3,9 cent/kWh tir.

Türkiye'de yapılması düşünülen rüzgar türbinleri için yurtdışından alınan tekliflerde, türbin fob fiyatları 900-1750 \$/kW arasında değişmektedir. Fiyat güç ve kullanılan teknolojiye bağlı olarak değişmektedir. 450-600 kW'lık türbinler için 900-1100\$/kW; 750-1000kW'lık türbinler için 1200-1300\$/kW, 1000-1500 kW'lık türbinler için 1400-1500\$/kW, yeni teknoloji kullanılan 1500-2000 kW'lık türbinler için 1750\$/kW arasında fiyat teklifleri verilmektedir. Sözleşmesi imzalanan ilk rüzgar santralında üretilen elektrik ilk on yıl için 9 cent/kWh'dan ikinci on yıl için 4 cent/kWh' dan satılacaktır. İkinci sözleşmede ise fiyatlar farklı uygulanmış ve ilk altı yıl için 8,7 cent /kWh, ikinci altı yıl için 8 cent/kWh, kalan sekiz yıl için 3 cent/kWh olarak belirlenmiştir. Rüzgar santrallerinden elde edilen elektriğin satış fiyatının farklı uygulamasının nedeni, kullanılan farklı teknoloji yanında, santral kuruluş aşamasında kullanılan finansman kaynaklarının farklı koşullarla sağlanması olarak gösterilebilir.

b. Türkiye’de Güneş Enerjisi Potansiyeli

Kuzey yarımküre üzerinde 36-42 paralelleri arasında bulunan ülkemiz güneş enerjisi açısından uygun konumda bulunmaktadır. Yıllık güneşlenme süresinin 2640 saat ve ortalama ışınım şiddetinin 3080 kCal/m²-gün olduğu ülkemiz, güneşlenme bölgesi olarak dört farklı bölgeye ayrılabilir .

1. Güneydoğu Anadolu Bölgesi-4000-4400 kCal/m²-gün ışınım şiddeti
2. Akdeniz ve Ege Bölgesi’nin İzmir’e kadar uzanan bölümü- 3700-4000 kCal/m²-gün
3. Çanakkale’den başlayıp Orta Anadolu ve Doğu Anadolu’ya uzanan bölge- 3100-3700 kCal/m²-gün
4. Marmara ve Karadeniz Bölgesi- 2800-3100 kCal/m²-gün

Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğü güneş enerjisinden yararlanılması amacına yönelik olarak Devlet Meteoroloji Genel Müdürlüğü ile işbirliği yaparak Antalya, İzmir, Ankara, Aydın, Adana ve Isparta’da bilgisayar destekli güneş enerjisi gözlem istasyonu tesis etmiştir. Bu istasyonlardan elde edilen veriler saatlik,günlük ve aylık bazda ücret karşılığında İdare tarafından verilmektedir. Bir fikir vermesi amacıyla Ocak 1997 EİE-Ulusal Enerji Tasarrufu Merkezi tarafından yayınlanan verilere ilişkin tablolar aşağıda verilmektedir.

TABLO 32: Aylık Ortalama Güneş Enerjisi Değerleri(cal/cm² gün)

	O	Ş	M	N	M	H	T	A	E	E	K	A	Ort.
Antalya	213	287	368	502	541	646	646	586	452	301	220	182	412
İzmir	167	234	368	471	557	634	636	567	476	273	196	144	394
Ankara	146	220	137	445	522	598	641	548	450	289	167	110	356
Adana	191	306	404	507	596	639	644	605	478	354	230	177	428
Didim	179	282	433	493	641	682	667	600	545	344	261	179	442

Kaynak: EİE-UETM Ocak 1997

TABLO-33: Aylık Ortalama Güneşlenme Süreleri (saat/gün)

	O	Ş	M	N	M	H	T	A	E	E	K	A	Ort.
Antalya	4,6	5,3	6,6	7,1	7,2	7,5	9,2	9	8,3	6,6	5	3,7	6,7
İzmir	3,6	4,2	6	7	7,9	9,9	10,9	8,8	8,1	5,4	3,7	2,6	6,5
Ankara	2,9	3,5	4,2	6,4	7,4	8,7	10,7	9,5	8,3	6,1	3,9	3	6,2
Adana	3	4,5	4,5	6,5	7,7	9,3	10	7,7	7,6	5,6	4	3	6,1
Didim	3,4	5,5	7,8	7,7	10,3	11,2	11,3	10,7	8,1	6,3	5,5	3,5	7,6

Kaynak: EİE-UETM Ocak 1997

EİE Genel Müdürlüğü tarafından Yenilenebilir Enerji Kaynakları Araştırma Parkında güneş enerjisi kullanımına yönelik farklı projeler yürütülmektedir. Ülkemizde güneş enerjisi daha çok ısıtma amaçlı kullanılmakta, elektrik enerjisi üretimi için ancak çok

küçük ölçekli deneme amaçlı projeler uygulanmaktadır. Örneğin EİE Didim Güneş ve Rüzgar Enerjisi Araştırma Merkezine 3,5 kW gücünde şebeke bağlantılı güneş pili sistemi kurulması çalışmaları başlamıştır. Bu projelerin dışında şebekeden bağımsız olarak Türk Telekom'a ait haberleşme istasyonlarında, Orman Genel Müdürlüğüne ait orman gözetleme kulelerinde ve Denizcilik İşletmeleri Genel Müdürlüğü'nün deniz fenerlerinde güneş pili kullanıldığı ve ülkemiz toplam kurulu güneş pili gücünün 200 kW civarında olduğu söylenmektedir.

c. Türkiye'de Hidrojen Enerjisi Potansiyeli

Ülkemizde hidrojen enerjisi kullanımına yönelik Hidrojen Enstitüsü kurulması için Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığında çalışmalar yapılmaktadır. Ayrıca Karadeniz tabanında kimyasal biçimde depolanmış hidrojen bulunmaktadır. Karadeniz suyu %90 anaerobik olup hidrojen sülfid (H_2S) içermektedir. Elektroliz reaktörü ve oksidasyon reaktörü kullanılarak H_2S 'den hidrojen üretimi için teknolojik çalışmalarda devam etmektedir.

d. Türkiye'de Jeotermal Enerji Potansiyeli

Enerji Tabii Kaynaklar Bakanlığının verilerine göre, ülkemizin görünürdeki jeotermal elektrik potansiyelinin 200 MW düzeyinde olduğu, mümkün olanla birlikte ise potansiyelin 4.500 MW'a ulaşacağı ifade edilmektedir. 20.4 MW kurulu gücündeki Denizli-Kızıldere Santrali, 12-15 MW güçle çalıştırılmakta ve 247 °C sıcaklıktaki su Denizli kentinin ısıtılması yerine Menderes nehrine akıtılmaktadır.

Aydın- Germencik yöresinde çıkan 230 °C sıcaklıktaki suyun 100 MW gücündeki bir santrali besleyecek kapasitede olduğu, ancak günümüzde sadece Yap İşlet-Devret modeli ile 25 Mwe gücünde bir santralin kurulması için ön çalışmaların başlatıldığı, Aydın da ise 5 MW gücünde bir otoproduktör santral kurulması için müracaat edildiği ifade edilmektedir.

Aydın-Salavatlı bölgesinde 171 °C, Çanakkale-Tuzla bölgesinde 173°C sıcaklıktaki suların kullanılabilir potansiyeli 50-100 MW arasında elektrik enerjisi üretilebileceği ifade edilmektedir. Bu bölgelerin dışında daha düşük derece sıcaklıklara sahip Kütahya-Simav (162°C), Seferihisar(153°C), Salihli-Caferbeyli(155°C), Dikili(130°C), Gömezli(80°C) jeotermal bölgelerinin enerji üretiminde kullanılabileceği söylenmektedir.

e.Türkiye’de Biokütle Enerjisi Potansiyeli

Ülkemizde biokütle enerjisi daha çok ısınma amaçlı olarak, odun,ağaç atıkları, hayvansal atıkların yakılması suretiyle kullanılmaktadır. Türkiye’de biogazla ilgili çalışmalar 1957 yılında başlamasına ve 1975 yılından sonra Topraksu ve Köy Hizmetleri Genel Müdürlüğü kapsamında çalışmaların devam etmesine rağmen 1987 yılından sonra yeni çalışma yapılmamış ve çalışmalar kesilmiştir. Ülkemizde biogaz potansiyelinin 1,4-2Mtep/yıl düzeyinde olduğu belirtilmektedir ancak kayda değer kullanımı bulunmamaktadır.

Biokütle kaynaklı elektrik enerjisi üretimi ise, odun ve ağaç atıkları ve diğer kentsel atıkların, katı yakıt olarak kullanıldığı elektrik santralleri ile daha çok belediyeler, otoprodüktör şirketleri tarafından gerçekleştirilmiştir. 2000 yılı itibarıyla Bursa’da AKSA Enerji tarafından kurulan 1.4MW gücündeki santral, Ankara’da biogaz ile çalışan 3.4 MW gücündeki santral, Kocaeli’nde İzaydaş tarafından kurulan 5.4 MW gücündeki santral, Balıkesir’de Bağfaş tarafından kurulan ve fabrika atıklarının kullanan 10.0MW gücündeki santral ile Bandırma Asit tarafından kurulan 23.8 MW gücündeki santraller, atık kullanarak çalıştırılan santrallerdir. Bu santrallerin dışında Adana’da ENAŞ tarafından kurulacak 45MW gücündeki Çöp santralinin sözleşmesi YİD modeli çerçevesinde yapılmıştır. TAİEV tarafından Ankara’da kurulmak istenen 10MW gücündeki Mamak Çöp santralinin sözleşmesi Danıştay’dan geçmiş ve imza aşamasına gelmiştir. Mersin’de kurulması düşünülen 18.75 MW gücündeki çöp santrali ve Tarsus’taki 12.5 MW gücündeki çöp santrali başvuru aşamasındadır. İstanbul Deri Sanayicileri Derneği İstanbul Kazlıçeşme’de 106 MW ‘lık katı atık yakıtlı bir santral için ön başvuru yapmıştır. Özellikle büyük şehirlerde, kentsel atıkların değerlendirildiği santrallerin yapımı ile birlikte biokütle enerjisinin elektrik üretimindeki payı artabilecek ve çöp depolama sorununa da çözüm olabilecektir.

XIV. SONUÇ VE ÖNERİLER

Ülkemizde elektrik enerjisi üretimi, kamu gözetim ve denetiminde, gerek kamu gerek özel sektör tarafından gerçekleştirilmektedir. Özellikle 1984 yılından sonra uygulanmaya başlanan özelleştirme politikalarıyla sektör eski kamu kimliğinden sıyrılmış ve özel sektörün payı artmaya başlamıştır. 3 Mart 2001 tarihinde yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu ile elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı, toptan satışı ve perakende satışı, perakende satış hizmetleri, ithalat ve ihracatı, bu

faaliyetlerle ilgili tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülükleri, özelleştirmelerde izlenecek usul, ile Elektrik Piyasası Düzenleme Kurulunun kuruluşu düzenlenmiştir. Sektörde çalışan ve yeni girecek olan kuruluşların bu kanun çerçevesinde, kamu yararını gözetecek şekilde ilgili kurumlarla koordinasyon içinde çalışmaları gerekmektedir. Özellikle özelleştirme uygulamasının yeni olması, hukuki alt yapının tam oturmaması nedeniyle sektörde davalar sürmekte ve yatırımlar gecikmektedir. Yeni kurulan Elektrik Piyasası Düzenleme Kurumu ve Kurulu öncelikle sektördeki bu sorunlara çözüm bulmak ve koordinasyonu sağlamak amacıyla oluşturulmuştur.

4 Eylül 2002'de Elektrik / Enerji Piyasası Düzenleme Kurulu (EPDK) sektörün düzenlenmesi sorumluluğu görevini üstlendi ve bu piyasada faaliyet göstermek isteyenlerin izin belgesi başvurularını kabul etmeye başladı. Yeni dönemde, sadece EPDK'dan uygulanabilir izin (lisans) belgesi alan firmaların piyasada faaliyet göstermesine izin verilecek.

3 Mart 2003'de uygun tüketicilerin iki taraflı anlaşmalara başlamasına izin verildiği zaman ve 2003'ün dördüncü çeyreğinde dengeleyici piyasa işler duruma geçtiği zaman dönüm noktası olacak. Sektörde özelleştirmeden etkin bir sonuç alındıktan sonra piyasa tamamen liberalleştiği zaman "Piyasa Dönemi" başlayacak.

Türkiye Elektrik Piyasası reformu elektrik üretimi, iletimi, dağıtımı, toptan satışı, perakende satışı, perakende satış hizmeti, ithalat ve ihracatı ile bu faaliyetlerle ilişkili tüm gerçek ve tüzel kişilerin hak ve yükümlülüklerini, elektrik piyasası düzenleme kurumunun kurulması ile çalışma usul ve esaslarını ve elektrik üretim ve dağıtım varlıklarının özelleştirilmesinde izlenecek usulü kapsar.

Gelecek 15-20 yıl içinde tüketimde yıllık %6-7 beklenen bir büyüme hızıyla Türkiye elektrik piyasası dünyanın en hızlı büyüyen elektrik piyasalarından biri olarak kalacak. Bu büyüyen talebi karşılamada ve mevcut tesisleri yenilemede, Türkiye 2020 yılına kadar yıllık 3-4 milyar ABD \$ yatırım yapmak zorundadır. Bu yatırımlar, yeni yasanın öngördüğü gibi, çoğunlukla özel sektör tarafından gerçekleştirilecek. Yap İşlet (Yİ), Yap İşlet Devret (YİD), İşletme Haklarının Devredilmesi (İHD) ve esas olarak kendi elektrik enerjisi ihtiyacını karşılamak üzere elektrik üretimi (autoproduction, bundan sonra kendisi için elektrik üretimi ifadesi kullanılacaktır)

modelleri özel sermayeyi sektöre çekmek için günümüze uygun şekilde geliştirilmiştir. Yeni yasa kendisi için elektrik üretimi dışındaki bu modellere son veriyor.

Özelleştirme İdaresi Başkanlığı(ÖİB) Mart 2003'de sektörde özelleştirme sürecini başlatmayı amaçlıyor. Özelleştirme hem elektrik üretimi ve hem de elektrik dağıtım varlıklarını kapsayacak. Büyük olasılıkla bir opsiyon olarak şimdi varlık satışına karşı koyulmazsa, uluslararası danışmanlarla taslak çalışmalar tamamlandıktan sonra ve ayrıca Dünya Bankası önerileri doğrultusunda ÖİB özelleştirme stratejisi ve yöntemlerine son şeklini verecek. Özelleştirmenin dışında, yatırımcılar yeni yatırımlar, mevcut şirketlerle ortaklıklar ve satın almalar yoluyla elektrik piyasasına girebilirler. Yine de sektörde kuvvetli bir konuma geçmenin en hızlı aracı olarak özelleştirme göz çarpıyor.

Elektrik fiyatları konusuna gelince, elektrik fiyatları ilk yıllarda muhtemelen yüksek kalacak (ve hatta daha önce elektrik piyasalarını liberalleştirmiş diğer ülkelerde olduğu gibi biraz daha yükselebilir). Fiyatların yüksek olmasının nedeni pahalı devir anlaşmaları ve TEDAŞ'ın uzun-vadeli finansal yükümlülüklerinden kaynaklanıyor. Yine de TEDAŞ'ın tarifeleri dikkatli bir şekilde düzenlemesi sayesinde, fiyat oynamaları düşük olur. Beklentiler fiyatların rekabetçi bir tarzda düşmesinin en az beş yıl alacağı yönündedir.

Dünya genelinde olduğu gibi ülkemizde de elektrik enerjisi üretimi fosil yakıtlara dayalı olarak üretilmektedir. 2000 yılı verilerine göre elektrik enerjisi üretiminde termik kaynaklar %58.9'luk paya sahip iken, %40,9'luk kısmı hidrolik kaynaklara dayalıdır. Yeni ve yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim ise ancak %0.12 oranındadır. OECD ülkelerinde ise bu oranlar %55 termik, %22 nükleer, %21 hidrolik ve %2 diğer kaynaklar şeklindedir. Gelecek yıllarda dünyada fosil yakıt rezervlerinin azalacağı, özellikle kömür ve petrole dayalı üretimin çevre kirliliğine yol açması; büyük ölçekli barajların ve nükleer santrallerin kuruluş maliyetinin yüksek olması, çevre sorunlarına yol açması, hidrolik santrallerin yağış koşullarına bağımlı olması gibi nedenlerle elektrik enerjisi üretiminin yeni ve yenilenebilir kaynaklara yönelmesi söz konusudur. ABD ve Avrupa'da yeni kaynaklara dayalı üretim için özel teşvik sistemleri uygulamakta ve diğer kaynakların yol açtığı çevre sorunlarını çözümlenmek amacıyla araştırmalar devam ettirilmektedir. Aynı çerçevede ülkemizde de elektrik enerjisi üretiminde termik santrallerin yarattığı kirliliği önleyecek sistemlerin uygulanması ve yeni yenilenebilir kaynaklara dayalı üretim için çalışmalar başlatılmıştır.

Ülkemizde daha etkin elektrik üretimi için aşağıda yer alan hususlara dikkat edilmesinin yararlı olacağı düşünülmektedir.

- Elektrik enerjisi üretimi genellikle büyük ölçekli pahalı yatırımlarla ve dış finansman kaynaklarına dayalı olarak yapılmaktadır. Bu durumda enerji yatırımlarının önceden planlanması ve ülke kaynakları göz önüne alınarak genel bir çerçevede talep-arz dengesi gözetilerek gerçekleştirilmesi;
- Kömüre dayalı elektrik enerjisi üretiminde, kömür kalitesinin iyileştirilmesi ve yaratılan hava kirliliğini minimize edebilmek için akışkan yatak teknolojisine öncelik verilmesi ve baca gazlarının filtre edilmesi, yeni teknolojik gelişmelerin takip edilmesi;
- Petrol ve doğal gazla dayalı elektrik enerjisi üretimi yurt dışı ithalata bağımlı olduğu için, bu kaynakların yurtdışından ucuza temini için gerekli çalışmaların yapılması ve kurulacak santrallerde yakıt çeşitliliğine gidilmesi ve yakıt verimliliği yüksek kombine çevrim santrallerine ağırlık verilmesi;
- Hidrolik potansiyelimizin henüz kullanılmayan kısmının değerlendirilmesi, büyük ölçekli barajlar yerine daha kolay inşa ve finanse edilecek küçük güçteki santrallerin kurulması, eski teknolojilerin yenilenerek santrallerin daha verimli çalıştırılması;
- Nükleer enerji konusundaki gelişmelerin ve güvenilir, radyoaktivitesi düşük nükleer yakıt araştırmalarının yakından takip edilmesi;
- Yeni ve yenilenebilir kaynaklara dayalı elektrik enerjisi üretimine ağırlık verilmesi, bu konuda dünyadaki gelişmelerin yakından takip edilmesi ve dünyada uygulanan teşvik sistemlerinin incelenerek uygulanabilir olanlarının ülkemize uyarlanması;
- Elektriğin kaçak kullanımının önlenmesi için çalışmaların yapılması;
- Elektrik enerjisi tarifelerinde sektörle bağlantısı olmayan vergi ve fonların alınmaması;
- Üretilen elektriğin verimli kullanımının sağlanması.

RAPORDA KULLANILAN BAZI BİRİMLER VE KISALTMALAR

1 cal= Bir kalori= 4.18×10^7 erg= 4,186 J(joule)

Joule= bir enerji birimidir.

1 watt= 10^7 erg/sc= 1 joule/sc

Güç= Enerjinin tüketilme ya da kullanılma hızı. Ölçü birimi watt. Bir watt saniyede bir joule'luk enerji üretimidir.

$W = v \times a$ Volt cinsinden elektromotor kuvvet x Amper cinsinden oluşan gerilim düzeyi

Elektromotor kuvvet= bir elektrik devresinde elektrik akımının oluşmasını sağlayan kuvvet. Birimi voltur.

Kcal= kilo kalori= 1000 cal

1Kw= 1000 w= Bir kilovat

1MW= 1.000.000 w= 1.000 Kw= bir megavat

1 GW= 1.000 MW= bir Gigavat

1TW=1.000 GW= bir tetravat

1Kwh= $3,6 \times 10^6$ Joule= bir kilovat saat

Isıl değer= katı veya sıvı yakıtların 1 kg'nın ,gaz yakıtların 1 m³'nün 0 C'de 760 Torr'luk basınç altında yanması ile kcal olarak çıkan ısı miktarı= kcal/kg= Q veya kcal/ m³=Q

KAYNAKÇA

Yayınlar:

“Dünyanın Durumu”-TEMA Türkiye Erozyonla Mücadele, Ağaçlandırma ve Doğal Varlıkları Koruma Vakfı Yayınları-23- World Watch Enstitüsü Raporu

“Sürdürülebilir bir Toplum için World Watch Institute Raporu”1998.

“Elektrik Enerjisi” IV. Beş Yıllık Kalkınma Planı Özel İhtisas Komisyonu Raporu .DPT 1977 Yayın No. DPT 1571-ÖİK-258.

Sekizinci Beş Yıllık Kalkınma Planı “Elektrik Enerjisi” Özel İhtisas Komisyonu Raporu” Ankara 2001 Yayın no DPT-2569-ÖİK 585.

“Enerji ve Güç”-Richard Spurgeon-Mike Flood –Tübitak Popüler Bilim Kitapları 98-Aralık 1998.

“Türkiye Elektrik Üretim-İletim İstatistikleri” 2000 –Türkiye Elektrik Üretim-İletim Anonim Şirketi- APK 379 Temmuz 2001.

TEAŞ Faaliyet Raporu-2000.

TEDAŞ Türkiye Elektrik Dağıtım ve Tüketim İstatistikleri 2000”-APK Daire Başkanlığı Enerji Talepleri Değerlendirme ve İstatistik Müdürlüğü –TEDAŞ-APK 2001.

“Türkiye Enerji Sempozyumu”96-TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası,TMMOB Maden Mühendisleri Odası.

“Sanayide Enerji Yönetimi Esasları” Cilt IV Ocak 1997-EİEİ Genel Müdürlüğü-Ulusal Enerji Tasarrufu Merkezi.

“The Future of Energy”-Special Double Issue-Newsweek-April 8-April 15-2002.

“TEAŞ’ın Katmerli Zararı” Hacer Gemici-Sabah Gazetesi- 24.7.2002.

“Kurtarıcının adı TORYUM”-Prof.Engin Arık-Hürriyet Gazetesi-28.7.2002

İnternet:

“Güneş Kolektörleri: Pasif Enerji: Su Enerjisi:Bioenerji-aes-Alternatif Enerji Sistemleri-
[http://www.alternatifenerji.com/urunler2 .htm](http://www.alternatifenerji.com/urunler2.htm).

BOTAŞ-Yıllık Raporlar 2000 Yılı Yıllık Raporu <http://www.botas.gov.tr/raporlar> /2000.

“Hizmet Alanları ile İlgili Ülke Potansiyeli” TC Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı-
<http://www.enerji.gov.tr/dogal/potansiyel.html>.

“Elektrik İşleri Etüt İdaresi Genel Müdürlüğünce Yürütülen Güneş Enerjisi Çalışmaları”EİE.Proje- [http:// www eie.gov.tr/G proje html](http://www.eie.gov.tr/Gproje.html).

“EİE İdaresinin Rüzgar Enerjisi Çalışmaları EİE.Proje- [http:// www eie.gov.tr/R proje](http://www.eie.gov.tr/Rproje)

“Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanı Sayın Zeki Çakan’ının Türkiye Enerji Forumu Açılış Konuşması-27 KASIM 2001 İstanbul-EİE Genel Müdürlüğü-[http:// www.gov.tr/bakan 01.html](http://www.gov.tr/bakan01.html)

“Türkiye Enerji Sektöründe kara verme ve Rüzgar Enerjisinin entegrasyonu” Dr. Tanay Sıdkı Uyar- [http:// www emo.org.tr/eski/merkez/raporlar/rüzgar raporu.html](http://www.emo.org.tr/eski/merkez/raporlar/ruzgarraporu.html)

“Ülkemizde Elektrik Enerjisi-Elektrik Enerjisi üzerine bazı temel kavramlar”- [http:// www.Emo.org.tr./ eski/merkez/raporlar/sonenerji.html](http://www.Emo.org.tr./eski/merkez/raporlar/sonenerji.html).

“Ülkemizde Elektrik Enerjisi ve Nükleer Santraller-Elektrik Enerjisi üzerine bazı temel kavramlar-enerji raporu”- [http:// emo org tr/eski/merkez/raporlar/enerji raporu.html](http://emo.org.tr/eski/merkez/raporlar/enerji_raporu.html).

“Mevzuat”-Enerji Piyasası Düzenleme Kurumu Elektrik Piyasası Kanunu Kanun no.4628-<http://www.epdk.gov.tr/elektrik.html>.

“Hidroelektrik santaller”-Enerji-<http://www.dsi.gov.tr/hes-isl.htm>.

“Güneş Enerjisi Potansiyeli ve Uygulamalar”Necdet Özbalta Ege Üniversitesi Güneş Enerjisi Enstitüsü-[http://www.unimedya.net.tr/egetek/pages/links/energy/solar / İzmir](http://www.unimedya.net.tr/egetek/pages/links/energy/solar/Izmir).

21.yüzyıla girerken Türkiye’nin Enerji Stratejisinin değerlendirilmesi-“Türkiye Açısından Yeni ve Yenilenebilir Enerji Kaynaklarının Yeri”-[http/ / www. tusiad. org. tr / turkish / rapor /enerji/html/sec1 html](http://www.tusiad.org.tr/turkish/rapor/enerji/html/sec1.html).

21.yüzyıla girerken Türkiye’nin Enerji Stratejisinin değerlendirilmesi-“Elektrik Üretimine Yönelik Yeni Teknolojilerle ilgili Projeler, Yeni Teknikler ve Araştırma - Geliştirme”-[http/ / www. tusiad. org. Tr / turkish / rapor /enerji/html/sec13 html](http://www.tusiad.org.tr/turkish/rapor/enerji/html/sec13.html).

“Elektrik Enerjisi Satış Tarifesi” [http:// www tedas.gov.tr/ yonet 3.htm](http://www.tedas.gov.tr/yonet3.htm).

TPAO Petrol Faaliyetleri. <http://www.tpao.gov.tr/rprte/activities.htm>.

“Solar Energy”Alternative Energy Institute.Inc- <http://www.alternenergy.org/2/renewables/solar/solar.html>.

“Solar” Eren-Solar Energy-Photovoltaics. <http://www.eren.doe.gov/RE/solar-photovoltaics.html>

“An Energy Overview of the Republic of Turkey” <http://www.fe.doe.gov/international/turkover.html>.

“Retail Prices” in selected Countries in US Dollars/unit <http://www.iea.org/statist/key2001/key2001/p-0505.html>.

“World Energy Outlook 2001- <http://www.iea.org/statist/key2001/key2001/p-0505.html>.

“Biomass Energy”-National Renewable Energy Laboratory- <http://www.nrel.gov/lab/pao/biomass-energy.html>.

“Siemens Solar-<http://www.solarpv.com/marketpotential.html>

“Electricity-IEO 1997 Electricity- <http://www.sen.upc.es/interno/energia/elec.html>.

Turkey Extract from the Survey of Energy Resources 2001- <http://www.worldenergy.org/wec-geis/edc/countries/Turkey>.