

TÜRKİYE'NİN ENERJİ GÖRÜNÜMÜ

İktisadi Araştırmalar Bölümü

Ekim 2013

**Özgür Demirtaş
Uzman**

Giriş.....	2
Dünyada ve Türkiye’de Enerji.....	2
Dünyada Genel Enerji Dengesi ve Beklentiler	2
Türkiye’de Genel Enerji Dengesi.....	5
Elektrik Enerjisi Sektörü	10
Türkiye’de Elektrik Enerjisi Sektörünün Gelişimi	10
Türkiye’de Elektrik Enerjisine İlişkin Talep ve Üretim Tahminleri	14
Elektrik Piyasası Reformu ve Piyasa Yapısı	16
Elektrik Enerjisi Sektörü Yatırımları.....	19
Nükleer Enerji Yatırımları.....	21
Enerji Sektörüne İlişkin Jeopolitik Gelişmeler.....	23
Petrol ve Doğalgaz Boru Hatları	23
Kaya Gazı ile İlgili Gelişmeler	24
Sonuç ve Değerlendirmeler.....	26

Giriş

Çeşitli kuruluşlar tarafından yapılan projeksiyonlara göre, enerji verimliliği alanındaki tüm gelişmeler hesaba katıldığında dahi, 2050 yılında küresel enerji ihtiyacının günümüzün yaklaşık iki katı olması beklenmektedir. Dünya çapında ekonomik büyüme, kentleşme ve nüfus artışı, enerji kullanımının da yükselmesi sonucunu doğurmaktadır.

Önümüzdeki yıllarda, enerji ihtiyacındaki artışın büyük bölümünün gelişmekte olan ülkelerden kaynaklanması beklenmektedir. Türkiye’de de, önümüzdeki dönem için belirlenen büyüme ve kalkınma hedefleri, enerji ihtiyacının hızlı bir şekilde artacağı anlamına gelmektedir.

Türkiye’nin geçen on yıllık dönemde OECD ülkeleri arasında enerji talebinde en hızlı artışın gerçekleştiği ülke olduğu ifade edilmektedir. Dünya çapında bakıldığında da Çin’den sonra elektrik ve doğalgaz talebinin en hızlı arttığı ikinci ülke Türkiye’dir. Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından yapılan açıklamalarda, bu eğilimin gelecek dönemde de korunmasının beklendiği kaydedilmektedir.

Bu bağlamda Türkiye’nin enerji görünümü, ekonomik büyüme ve kalkınmaya ilişkin analizlerin önemli bir bileşeni olmak durumundadır. Diğer bir ifadeyle, Türkiye’nin enerji alanında yapacağı tercihler, ekonomik büyüme kapasitesini ve muhtemel performansını doğrudan ilgilendirmektedir.

Gerek üretim faaliyetlerinde gerekse diğer ihtiyaçlar için kullanılan enerjinin hangi birincil kaynaklardan ne yolla temin edildiği, birincil kaynaklardan diğer enerji türlerine dönüşümün hangi yöntemlerle gerçekleştirildiği, tüm bu süreçlere ilişkin piyasa yapısının oluşumu ve gelişimi, bir ülkenin enerji görünümünün başlıca unsurlarıdır. Kurulan bu çerçevede söz konusu unsurların gelecek dönemde nasıl şekilleneceğine ilişkin beklenti ve planlar da enerji görünümüne dâhil edilmelidir.

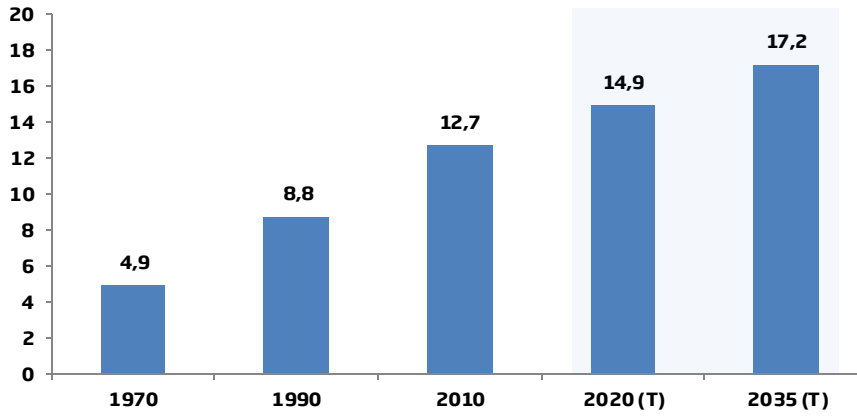
Bu çalışmada öncelikle küresel düzeyde ve Türkiye özelinde genel enerji dengesi ve kaynak dağılımı tarihsel arka planı ile birlikte incelenmiş; oluşturulan genel çerçeve içerisinde kamunun enerji stratejisi, tarihsel gelişimi ve mevcut yapısı ile Türkiye’de elektrik enerjisi sektörü, enerji talebi ve arzına ilişkin projeksiyonlar, enerji yatırımlarının durumu, yatırımlarla ilgili beklentiler ve jeopolitik gelişmeler bütünsel bir yaklaşımla ortaya konmaya çalışılmıştır.

Dünyada ve Türkiye’de Enerji

Dünyada Genel Enerji Dengesi ve Beklentiler

Bir ülke veya bölgenin genel enerji görünümünün incelenmesinde, çeşitli enerji formları ve kaynakları için kullanılan farklı birimlerin (joule, watt, ton, m³, vb.) aynı anda değerlendirilebilmesi için **“ton eşdeğer petrol” (TEP)** birimi esas alınmaktadır. Bir ton petrolün yakılmasıyla elde edilecek enerjiye eşit olan TEP, geniş kapsamlı enerji istatistiklerinde kullanılmaktadır. Enerji istatistiklerinin doğru okunması için gerekli diğer bir önemli kavram da **“birincil enerji”**dir. Herhangi bir dönüşümden geçmemiş haliyle enerji kaynakları, birincil enerji kaynakları olarak adlandırılmaktadır. Örneğin kömür, petrol, doğalgaz, hidrolik güç, rüzgâr ve güneş enerjileri, doğada buldukları haliyle birincil enerji kaynağı iken; bu kaynaklar kullanılarak üretilen elektrik enerjisi, ikincil enerji kaynağı olarak tanımlanmaktadır.

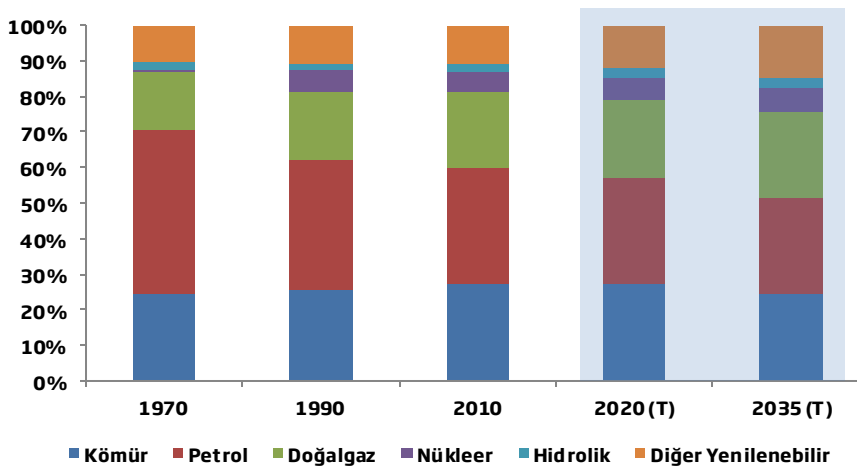
Küresel ölçekte bakıldığında, dünya birincil enerji arzının 1970-2010 döneminde 2,6 kat arttığı görülmektedir (**Grafik 1**). Uluslararası Enerji Ajansı’nın enerji verimliliği alanında öngörülen yeni politikaların da hayata geçirileceğini varsayan “Yeni Politikalar” senaryosuna göre ise, dünya birincil enerji arzının 2010 yılındaki 12,7 milyar TEP düzeyinden yaklaşık %35 artışla 2035 yılında 17,2 milyar TEP’e ulaşacağı tahmin edilmektedir.

Grafik 1. Dünya Birincil Enerji Arzı (milyar TEP)


Kaynak: IEA World Energy Outlook 2012, BP Statistical Review of World Energy 2013 (T: *tahmin*)

Küresel ekonomik büyüme ve nüfus artışının yanı sıra enerji alanında yaşanan yapısal ve teknolojik değişikliklere de bağlı olarak birincil enerji arzının kompozisyonunda da değişim yaşandığı görülmektedir. 1970'lerden itibaren doğalgaz üretiminin ve kullanımının yaygınlaşması, doğalgaz ticareti için yeni boru hatları döşenmesi, elektrik üretiminde doğalgaz santrallerinin kullanılmaya başlanması, nükleer santrallerin yaygınlaşması gibi gelişmeler, enerji kaynaklarının dağılımında önemli değişikliklere neden olmuştur.

1970 yılına ilişkin veriler incelendiğinde, birincil enerji kaynağı olarak petrolün %46'lık ağırlığı olduğu görülmektedir; bu oran 1990 yılında %37'ye, 2010'da ise %32'ye gerilemiştir. Öte yandan doğalgazın 1970'deki %16 düzeyindeki payının 2010'da %22'ye yükseldiği izlenmektedir. 1970'lerle birlikte nükleer enerji santrallerinin yaygınlaşması, nükleer enerjinin de birincil enerji arzı içindeki payının 1970'deki %1 seviyesinden 2010'da %6'ya çıkmasını sağlamıştır. Kömürün yanı sıra hidrolik ve diğer yenilenebilir kaynakların payının ise geçtiğimiz 40 yılda görece daha yatay seyrettiği gözlenmektedir. Birincil enerji arzı içinde kömürün payı 1970'te %25 iken, bu oran tedrici bir artışla 2010'da %27 olmuştur. Hidrolik güç ile ağırlıklı biyolojik kökenli yakıtlardan oluşan diğer yenilenebilir kaynakların payları ise sırasıyla %2 ve %10 oranlarında hemen hemen yatay seyretmiştir (**Grafik 2**).

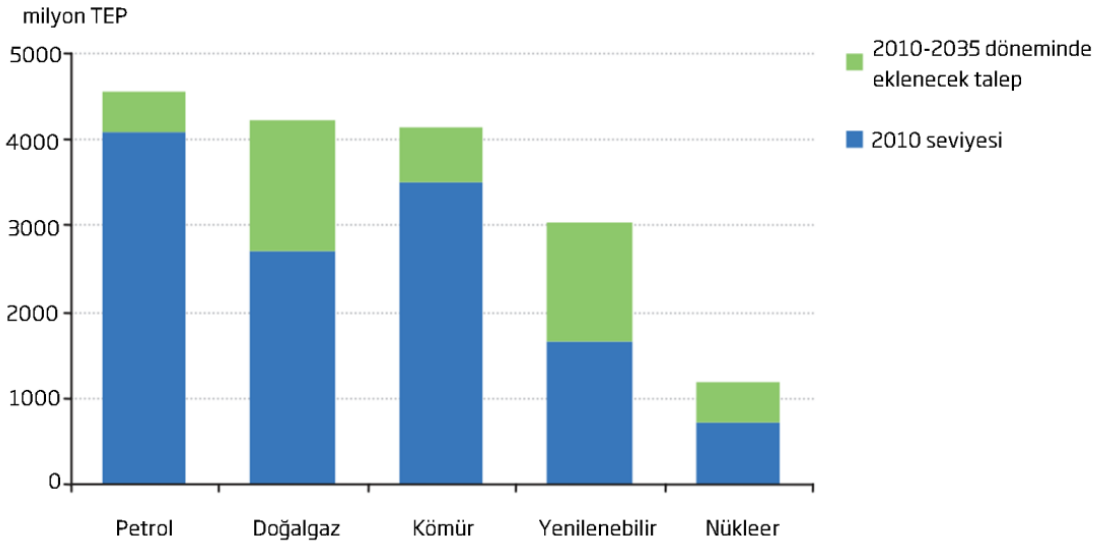
Grafik 2. Dünya Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Dağılımı


Kaynak: IEA World Energy Outlook 2012, BP Statistical Review of World Energy 2013 (T: *tahmin*)

2010 sonrası döneme ilişkin Uluslararası Enerji Ajansı tahminlerindeki en önemli olgunun, yenilenebilir kaynaklar ve doğalgaz kullanımının payındaki artış olduğu göze çarpmaktadır. Diğer enerji kaynaklarına bakıldığında ise, petrolün ve bir ölçüde kömürün payı azalırken; nükleer ve hidrolik enerji kaynaklarının payının artması beklenmektedir.

Enerji kaynaklarının kullanımında TEP cinsinden tahminlere bakıldığında **(Grafik 3)**, yukarıda sunulan tablo daha iyi anlaşılabilir; 2010-2035 döneminde en büyük artışın doğalgaz ve yenilenebilir kaynaklarda meydana gelmesi beklenmektedir. Doğalgaz, düşük karbon emisyonu nedeniyle fosil yakıtların en temiz olarak kabul edilirken, özellikle ABD'de kaya gazı üretiminde yaşanan artış, elektrik üretiminde getirdiği esneklikler gibi nedenlere bağlı olarak da giderek daha geniş kullanım alanı bulmaktadır. Enerji üretiminde dışa bağımlılığı azaltması ve çevresel etkilerinin çok düşük olması nedeniyle yenilenebilir enerji kaynaklarına olan ilgi de giderek artmaktadır. Teknolojideki muhtemel gelişmelerle çeşitli maliyet dezavantajlarının da önümüzdeki dönemde giderilmesi beklenmekte olup, giderek daha fazla sayıda ülkenin başta rüzgâr ve güneş olmak üzere yenilenebilir enerji kaynaklarından azami ölçüde yararlanma eğilimine gireceği tahmin edilmektedir.

Grafik 3. Dünya Birincil Enerji Arzının Kaynaklara Dağılımı
(2010 Gerçekleşmeleri ve 2035 Tahminleri)



Kaynak: IEA Golden Rules for a Golden Age of Gas, 2012

Enerji talebindeki artışı karşılayabilmek için 2035'e kadar dünya çapında gerçekleştirilmesi gereken yatırım tutarı Uluslararası Enerji Ajansı (IEA) tarafından yaklaşık 38 trilyon USD olarak hesaplanmaktadır. Bu tutarın dağılımına bakıldığında yatırımlardan en yüksek payları sırasıyla elektrik, petrol ve doğalgaz üretim faaliyetlerinin alacağı görülmektedir **(Tablo 1)**.

Tablo 1. 2011-2035 Yılları Arasında Dünyada Enerji Sektörüne Yapılması Beklenen Yatırımlar

SEKTÖR	YATIRIM TUTARI (trilyon USD)
Elektrik	16,9
Üretim	9,8
İletim	1,9
Dağıtım	5,2
Doğalgaz	9,5
Arama ve Üretim	6,7
Sıvılaştırılmış Doğalgaz	0,6
İletim ve Dağıtım	2,2
Petrol	10,0
Arama ve Üretim	8,7
Taşıma	0,3
Refinaj	1,0
Kömür	1,2
Madencilik	1,1
Taşıma	0,1
TOPLAM	37,6

Kaynak: IEA, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı

Türkiye'de Genel Enerji Dengesi

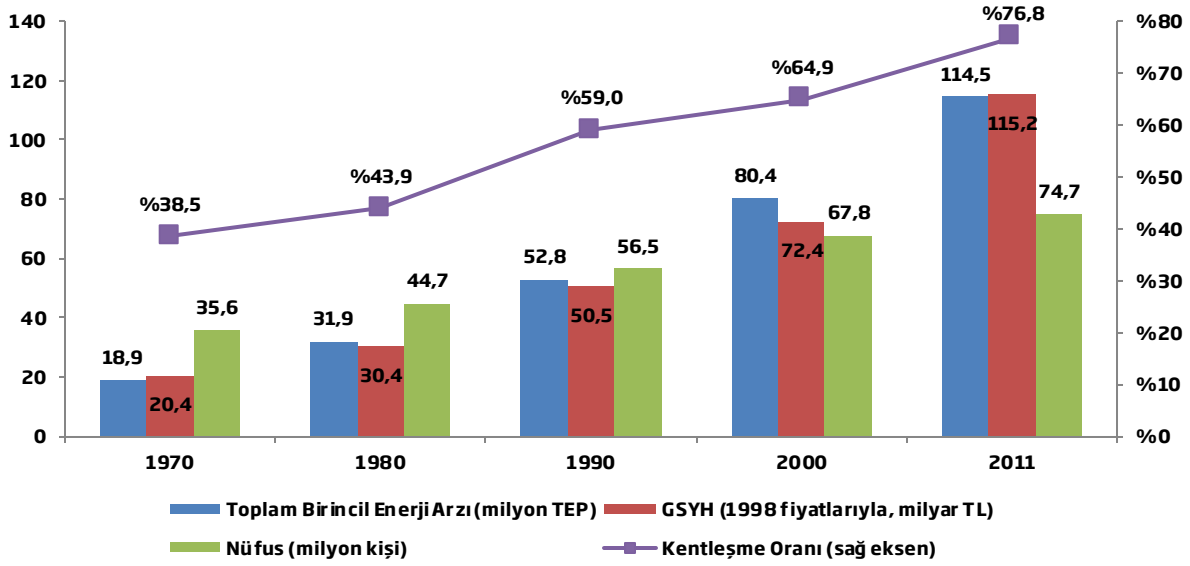
Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı'nın istatistiklerine göre Türkiye'nin 2011 yılındaki toplam birincil enerji arzı 114,5 milyon TEP düzeyinde gerçekleşmiştir. Toplam birincil enerji arzının dağılımına bakıldığında ise %34,4'ünün taşkömürü, linyit ve diğer katı yakıtlardan (odun, asfaltit, hayvan ve bitki atıkları), %32,2'sinin doğalgazdan, %26,6'sının petrolden, %3,9'unun hidrolik güçten, %2,8'inin ise rüzgâr ve diğer kaynaklardan (güneş, jeotermal) karşılandığı görülmektedir (**Tablo 2**).

Tablo 2. Türkiye'de Toplam Birincil Enerji Arzının Kaynak Dağılımı (2011)

	Taş		Diğer		Petrol	Doğalgaz	Hidrolik	Rüzgar	Diğer	Toplam
	Kömürü	Linyit	Yakıtlar	Katı						
Milyon TEP	16,7	16,4	6,3	30,5	36,9	4,5	0,4	2,8	114,5	
Pay	%14,6	%14,3	%5,5	%26,6	%32,2	%3,9	%0,4	%2,4	%100	

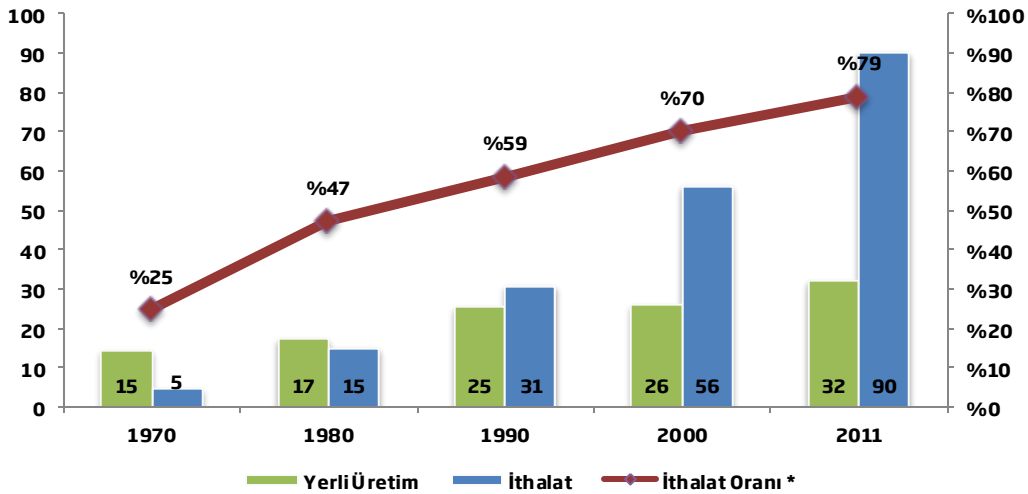
Kaynak: ETKB Genel Enerji Dengesi Tabloları

Tarihsel olarak incelendiğinde, enerji ihtiyacının nüfus artışı, ekonomik büyüme ve kentleşme oranındaki artışla orantılı bir şekilde yükseldiği anlaşılmaktadır (**Grafik 5**). Öyle ki, 1970 yılında yalnızca 18,9 milyon TEP seviyesindeki toplam birincil enerji arzı, 40 yıllık bir süre zarfında 6 kattan fazla artmıştır. Aynı dönemde sabit fiyatlarla GSYH de 5,6 katına ulaşmıştır. 1970 yılında il ve ilçe merkezlerinde yaşayan kişilerin oranı %38,5 iken, bu oranın 2011'de %76,8'e çıktığı izlenmektedir.

Grafik 5. Türkiye'nin Toplam Birincil Enerji Arzındaki Tarihsel Gelişim


Kaynak: ETKB Genel Enerji Dengesi Tabloları, TÜİK

Türkiye'nin enerji profilinde son 40 yılda yaşanan değişim yalnızca enerji ihtiyacındaki artıştan ibaret değildir. Toplam birincil enerji arzının kaynaklara dağılımının seyri incelendiğinde, bugün bir problem olarak karşımıza çıkan enerjide dışa bağımlılığın evrimi de izlenebilmektedir. Yer yer enerji politikası tercihleri, yer yer de zorunluluklardan kaynaklanan sebeplerle, enerji ihtiyacındaki artışın giderek daha fazla ithal kaynaklarla karşılanması sonucu ortaya çıkan bu tablo, Türkiye'nin stratejik pozisyonunu zayıflatmaktadır.

Grafik 6. Türkiye'nin Birincil Enerji İthalatının Gelişimi (milyon TEP)


Kaynak: ETKB Genel Enerji Dengesi Tabloları

* ("İthalat Oranı" ithalatın toplam arz içindeki payını göstermektedir)

Grafik 6'da görüldüğü üzere, geline noktada Türkiye enerjide yaklaşık %80 oranında dışa bağımlı durumdadır. Petrol krizi sonrasında yapılan linyite dayalı termik santral yatırımlarıyla yerli linyit üretiminde önemli gelişmeler sağlanmasına ve büyük hidroelektrik santrali yatırımlarına rağmen, son 40 yıldaki enerji

İhtiyacı artışı büyük ölçüde doğalgaz ve petrol, kısmen de taşkömürü ithalatındaki artışla karşılanmıştır. Rakamlara bakıldığında, 1970-2011 arasında enerji ihtiyacında meydana gelen 95,6 milyon TEP'lik artışın %38,6'sının doğalgaz, %23,6'sının petrol, %14,4'ünün ise taşkömürü arzıyla karşılandığı görülmekte olup tamamına yakını ithalata dayanan bu kaynakların enerji ihtiyacında yaşanan artış içindeki toplam payı %77'ye yakındır.

Tablo 3. Türkiye'de Toplam Birincil Enerji Arzının Kaynak Dağılımındaki Değişimler (bin TEP)

	Taş Kömürü	Linyit	Diğ. K. Yak.	Petrol	Doğalgaz	Hidrolik	Rüzgar	Diğer
1970								
Birincil Enerji Arzı	2.883	1.732	6.015	7.958	0	261	0	23
Yerli Üretim	2.790	1.735	5.988	3.719	0	261	0	23
İthalat	0	0	0	4.642	0	0	0	0
İthalatın Payı	%0,0	%0,0	%0,0	%58,3	%0,0	%0,0	%0,0	%0,0
1980								
Birincil Enerji Arzı	2.824	3.970	7.933	15.998	21	976	0	175
Yerli Üretim	2.195	3.738	7.922	2.447	21	976	0	60
İthalat	576	0	0	14.339	0	0	0	115
İthalatın Payı	%20,4	%0,0	%0,0	%89,6	%0,0	%0,0	%0,0	%65,8
1990								
Birincil Enerji Arzı	6.150	9.765	7.673	23.722	3.110	1.991	0	398
Yerli Üretim	2.080	9.524	7.327	3.902	193	1.991	0	461
İthalat	4.204	5	350	23.399	2.964	0	0	15
İthalatın Payı	%68,4	%0,0	%4,6	%98,6	%95,3	%0,0	%0,0	%3,8
2000								
Birincil Enerji Arzı	9.933	12.519	8.101	32.188	13.729	2.656	3	1.263
Yerli Üretim	1.060	11.418	6.466	2.887	582	2.656	3	975
İthalat	8.803	3	1.722	32.001	13.487	0	0	326
İthalatın Payı	%88,6	%0,0	%21,3	%99,4	%98,2	%0,0	%0,0	%25,8
2011								
Birincil Enerji Arzı	16.666	16.420	6.293	30.499	36.909	4.501	406	2.786
Yerli Üretim	1.308	16.138	3.960	2.555	652	4.501	406	2.708
İthalat	15.351	0	2.230	36.099	36.219	0	0	392
İthalatın Payı	%92,1	%0,0	%35,4	%118,4	%98,1	%0,0	%0,0	%14,1

Kaynak: ETKB

Not: Genel enerji dengesi tablolarında "birincil enerji arzı" yerli üretime ithalatın eklenmesi; ihracat ve ihrakiye kalemlerinin çıkartılması yoluyla hesaplanmaktadır. Düşük miktarda olması nedeniyle Türkiye'nin enerji ihracatına ilişkin rakamlar tabloya dâhil edilmemiştir. "İthalatın Payı" toplam birincil enerji arzı içindeki ithalat oranı olup tabloda gösterilmeyen ihracat rakamlarının etkisiyle %100'ün üzerine çıkabilmektedir. "Diğ. K. Yak." ile odun, asfaltit, petrokok, bitkisel ve hayvansal atıklardan oluşan diğer katı yakıtlar; "Diğer" ile rüzgâr ve jeotermal enerji kaynakları gösterilmektedir.

1970 yılında petrol ihtiyacının %58'i dışında enerji ithalatı gerçekleştirilmeyen Türkiye'de, 1980'lere gelindiğinde bu oran %90'a yaklaşmıştır. Taşımacılıkta karayolunun ağırlığının sürmesi ve gelişen otomotiv sektörü, petrol ihtiyacındaki artışı desteklemiş ve Türkiye 2011 itibarıyla petrol ihtiyacının hemen tamamını ithal eder duruma gelmiştir (**Tablo 3**).

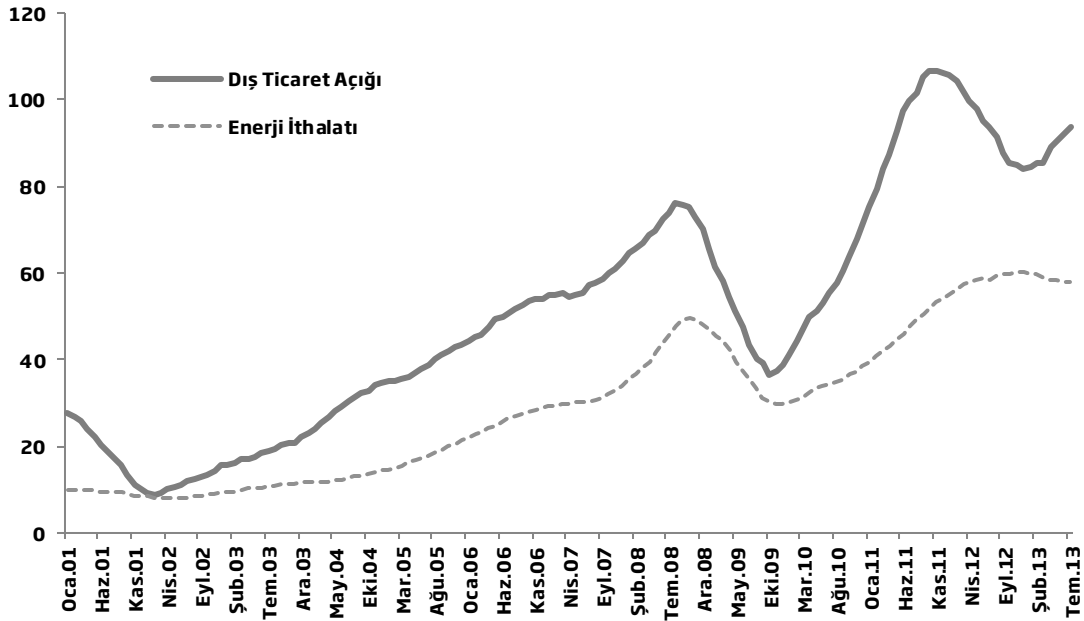
Özellikle 1990'larla birlikte yerli taşkömürü üretimi gerilerken, yüksek kalorifik değerde ithal kömür kullanılan termik santrallerin yaygınlaşmasıyla taşkömürü ithalatı hızla artmış, taşkömüründe 1980'de %20 olan toplam arz içinde ithalatın oranı 2011 yılında %92'ye ulaşmıştır. 1970'lerdeki petrol krizinin ardından yapılan linyite dayalı termik santral yatırımlarıyla yerli linyit üretiminde önemli gelişmeler sağlanmasına rağmen, bir noktadan sonra bu alandaki yatırımlar yavaşlamış ve yetersiz kalmış; yerli bir kaynak olan linyitte sahip olunan kapasite yeterince değerlendirilememiştir.

1970 yılında toplam birincil enerji arzında hemen hiç payı olmayan doğalgazın ise, konutlarda ve elektrik üretimi sektöründe kullanımı özellikle 1990'lardan sonra hızla yaygınlaşmış ve toplam birincil enerji arzındaki payı 2011 itibarıyla %32'ye çıkmıştır.

Yıllar itibarıyla artan enerji ithalatı, ödemeler dengesine de olumsuz yansımaktadır. Enerjide dışa bağımlılığın jeopolitik açıdan doğurduğu sorunlara ek olarak; ekonomik büyüme ile artan enerji ihtiyacı da, ithalat faturasının katlanarak artmasına neden olmuş ve dış ticaret dengesini negatif yönde etkileyen en önemli kalem haline gelmiştir. Bu yapı aynı zamanda Türkiye'nin petrol ve doğalgaz piyasasındaki küresel fiyat dalgalanmalarından da doğrudan etkilenmesine neden olmaktadır.

2000'li yıllardan bugüne bakıldığında, dış ticaret açığının kayda değer bir bölümünün, toplam ithalat içindeki payı %25'e yaklaşan enerji ithalatından kaynaklandığı görülmektedir (**Grafik 7**).

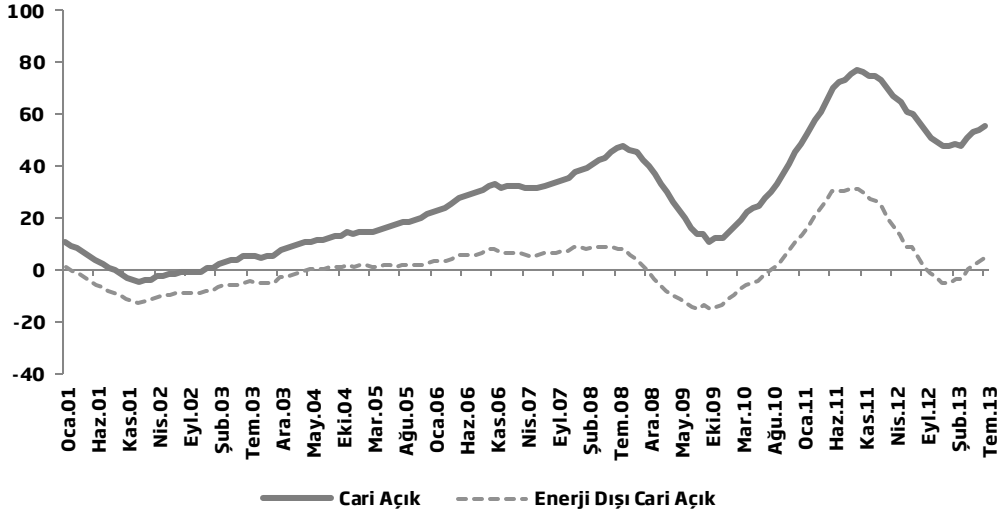
Grafik 7. Türkiye'nin Enerji İthalatı ve Dış Ticaret Açığı (milyar TL) *



* 12 aylık kümülatif verilerdir.

Kaynak: TÜİK

Aynı şekilde ödemeler dengesi istatistikleri incelendiğinde, cari açık verilerine enerji kalemleri dâhil edilmediğinde ortaya çıkan tablonun, mevcut durumdan oldukça farklı olduğu izlenmektedir (**Grafik 8**). "Enerji dışı cari açık" göstergesi, Türkiye'nin enerjide dışa bağımlılığının azaltılabildiği ölçüde ödemeler dengesinde yaşanacak yapısal değişikliklere işaret etmesi açısından önemli bulunmaktadır.

Grafik 8. Türkiye'de Cari Açık ve Enerji Dışı Cari Açık (milyar TL) *


* 12 aylık kümülatif verilerdir.

Kaynak: TÜİK, TCMB

Türkiye'nin genel enerji görünümündeki mevcut duruma ilişkin olumsuzlukların giderilmesi, kamunun gelecek dönem enerji stratejilerinin oluşturulmasında öncelikli olarak ele alınmış durumdadır. Enerji ihtiyacının karşılanmasında dışa bağımlılığın azaltılması amacıyla kaynak çeşitliliği sağlanması ve yerli/yenilenebilir kaynaklardan mümkün olan en üst düzeyde yararlanılması, açıklanan enerji stratejisinin temelini oluşturmaktadır.

Bu çerçevede Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı koordinasyonunda hazırlanan "Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Stratejisi Belgesi", Yüksek Planlama Kurulu (YPK) tarafından 2009 yılında kabul edilmiştir. Strateji belgesinin kaynak kullanımına ilişkin öncelikli hedefi yerli kaynakların kullanımının artırılması olup, farklı sektörlere ilişkin amaçlanan değişiklikler şu şekildedir:

- Bilinen yerli linyit ve taşkömürü kaynaklarının tamamının 2023 yılına kadar elektrik üretimi için kullanılmaya başlanması; bu amaç doğrultusunda kömür sahalarının elektrik üretimi amaçlı projelerle değerlendirilmesi,
- Nükleer santrallerin toplam elektrik üretimindeki payının 2023'e kadar %5'e yükseltilmesi,
- 2023 yılına kadar teknik ve ekonomik açıdan kullanılabilir hidroelektrik potansiyelinin tümünün elektrik üretiminde kullanımının sağlanması,
- Rüzgar enerjisi kurulu gücünün 2023 yılına kadar 20.000 MW'a çıkartılması,
- Elektrik üretimi için uygun olduğu belirlenen 600 MW'lık jeotermal potansiyelinin tümünün işletmeye alınması,
- Teknolojik gelişmelerin takip edilerek güneş enerjisi konusundaki potansiyelden azami ölçüde faydalanılması,
- Diğer kaynakların kullanıma alınması paralelinde elektrik üretiminde doğalgazın payının %30'a geriletilmesi.

Belirlenen stratejinin hayata geçirilmesi ile Türkiye'nin elektrik üretiminde halen 61.151 MW olan toplam kurulu gücünün 100.000 MW'a, elektrik üretiminin 500.000 GWh/yıl'a, yenilenebilir kaynaklardan üretimin ise %30'a yükseltilmesi planlanmaktadır. Başbakanlık bünyesindeki Türkiye Yatırım Destek ve Tanıtım Ajansı'nın açıklamaları da, kömür havzalarında toplam 18.000 MW kapasiteli termik santrallerin kurulacağı, güneş enerjisine dayalı kurulu kapasitenin de 3.000 MW'a ulaşacağı şeklindedir. Türkiye'nin hidroelektrik potansiyelinin 144.000 GWh/yıl olduğu ifade edilmekte olup 2012 sonu itibarıyla bu potansiyelin %37'si işletmeye alınmış, %21'i ise inşa halindedir. Ayrıca doğalgazda sistem güvenliğinin sağlanabilmesi amacıyla mevcut durumda 2,6 milyar m³ olan depolama kapasitesinin 5 milyar m³'e yükseltilmesi planlanmaktadır.

Planlanan hedeflere ulaşılması için **2023'e kadar toplam 130 milyar USD** yatırım gerektiği hesaplanmakta olup sektöre yapılacak yatırımlarda yerli katkı payının artırılması da strateji belgesinde yer alan hedeflerdendir.

Elektrik Enerjisi Sektörü

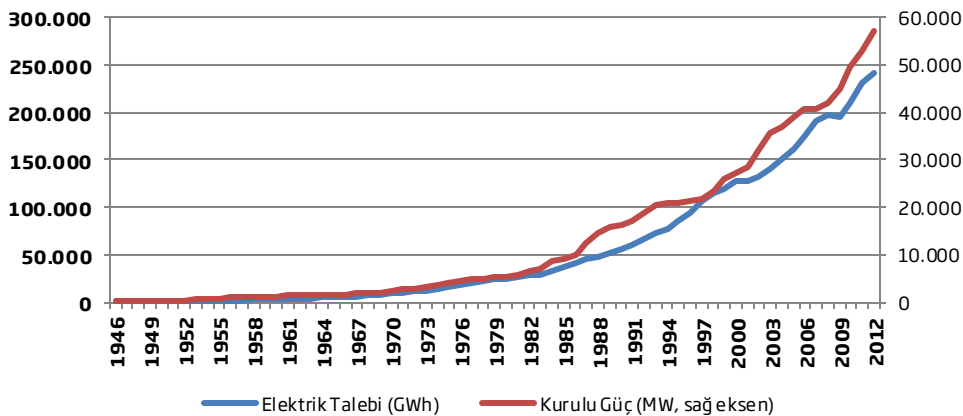
Gerek sanayide gerek konutlar ile ticari ve kamusal alanlarda kullanımı açısından başta gelen ikincil enerji formu elektrik enerjisidir. Nihai kullanıma ilişkin ikincil enerji kaynakları arasında, dünyada önümüzdeki 20 yılda en hızlı talep artışının da elektrikte gerçekleşeceği tahmin edilmektedir. Küresel ölçekte elektriğin nihai enerji tüketimindeki payının 2010 yılındaki %17,7 seviyesinden, 2020 yılında %20,3, 2035'te ise %23,4'e yükselmesi beklenmektedir. Uluslararası Enerji Ajansı tarafından yapılan tahminlere göre, enerji verimliliği konusunda yeni politikaların hayata geçirileceği varsayıldığında dahi, 2010-2035 arasında dünya elektrik talebinin %70 artacağı öngörülmektedir.

Birincil enerjide olduğu gibi, elektrik enerjisi talebinde de gelecek dönem artışların ağırlıklı olarak gelişmekte olan ülkelerden kaynaklanması beklenmektedir. Hızlı ekonomik büyüme ve kentleşme ile yaşam standartlarının gelişmesi sonucunda hem sanayide hem de ısıtma, soğutma, aydınlatma, elektrikli ev aletlerinin kullanımı vb. amaçlarla konutlarda elektrik talebi yükselmektedir.

Türkiye'de Elektrik Enerjisi Sektörünün Gelişimi

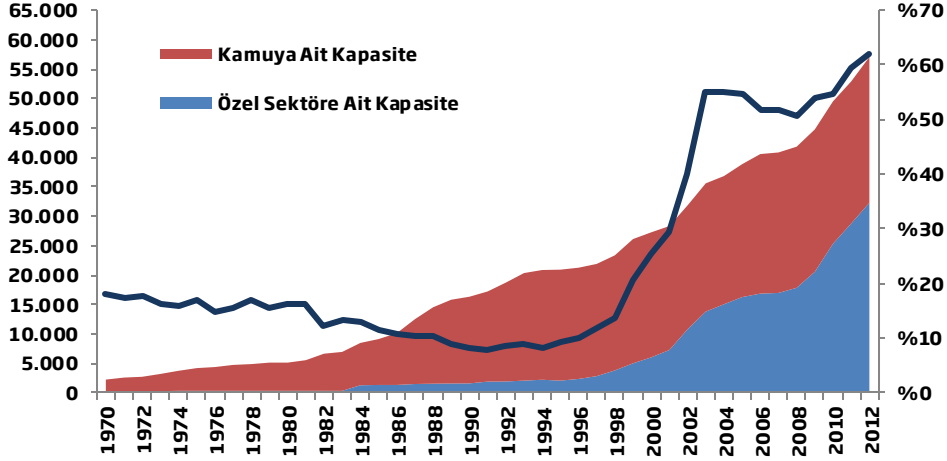
Türkiye'de elektrik enerjisi kullanımı, toplam birincil enerji arzında olduğu gibi ekonomik büyüme, sanayileşme, kentleşme ve nüfus artışıyla paralel bir şekilde yıllar itibarıyla yükselmiştir (**Grafik 9**). Nitekim, yükselen taleple birlikte üretime yönelik yatırımların da arttığı ve kurulu elektrik üretim gücünün de 1970'lerle birlikte hızla artmaya başladığı izlenmektedir.

Grafik 9. Türkiye'de Elektrik Enerjisi Talebi (GWh) ve Kurulu Güç (MW)



1984 yılı öncesinde, ÇEAŞ ve KEPEZ gibi yasayla ayrıcalık tanınmış şirketler dışında kurulu kapasitede özel sektörün payı bulunmazken, bu tarihten itibaren başlayan özelleştirme uygulamaları ve yeni yatırımlarla özel sektörün toplam üretim kapasitesi içindeki payı artış kaydetmiştir. Özel sektöre ait elektrik üretim tesislerinin toplam kapasitedeki payı 1970'lerde ortalama %8 civarındayken, 2013 itibarıyla %62,4'e ulaşmış durumdadır (**Grafik 10**).

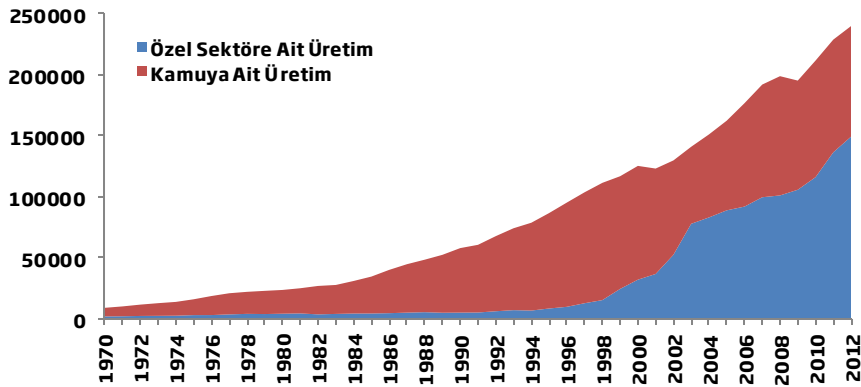
Grafik 10. Kurulu Gücün Kamu ve Özel Sektöre Dağılımı (MW) ve Elektrik Üretiminde Özel Sektörün Payı (%)



Kaynak: TEİAŞ

Kurulu güçteki kamu-özel kompozisyonundaki değişim, elektrik üretimi verilerine de yansımış olup, özellikle 1990'lı yılların ikinci yarısından itibaren özel sektörün elektrik üretimindeki payının hızla arttığı gözlenmektedir. 1998-2003 yılları arası incelendiğinde, özel sektörün toplam üretimdeki payının artış hızının, kurulu güçteki payına göre daha hızlı yükseldiği görülmektedir. Bu durum, ilgili yıllarda İşletme Hakkı Devri, Yap-İşlet ve Yap-İşlet-Devret modelleri ile elektrik üretimine başlayan özel sektörde, yapılan sözleşmelerle tesislerin büyük bölümü için kamunun alım garantisi vermesi sonucu oluşmuştur. Bu dönemde alım garantisi dolayısıyla özel sektöre ait santraller yüksek kapasite ile çalışmış; kamuya ait santrallerde ise kapasite kullanımı düşük kalmıştır. Sonraki dönemde artan enerji ihtiyacı paralelinde bu dengesizlik azalmıştır. Elektrik üretiminde kamu sektörüne ve özel sektöre ait veriler **Grafik 11**'de gösterilmiştir.

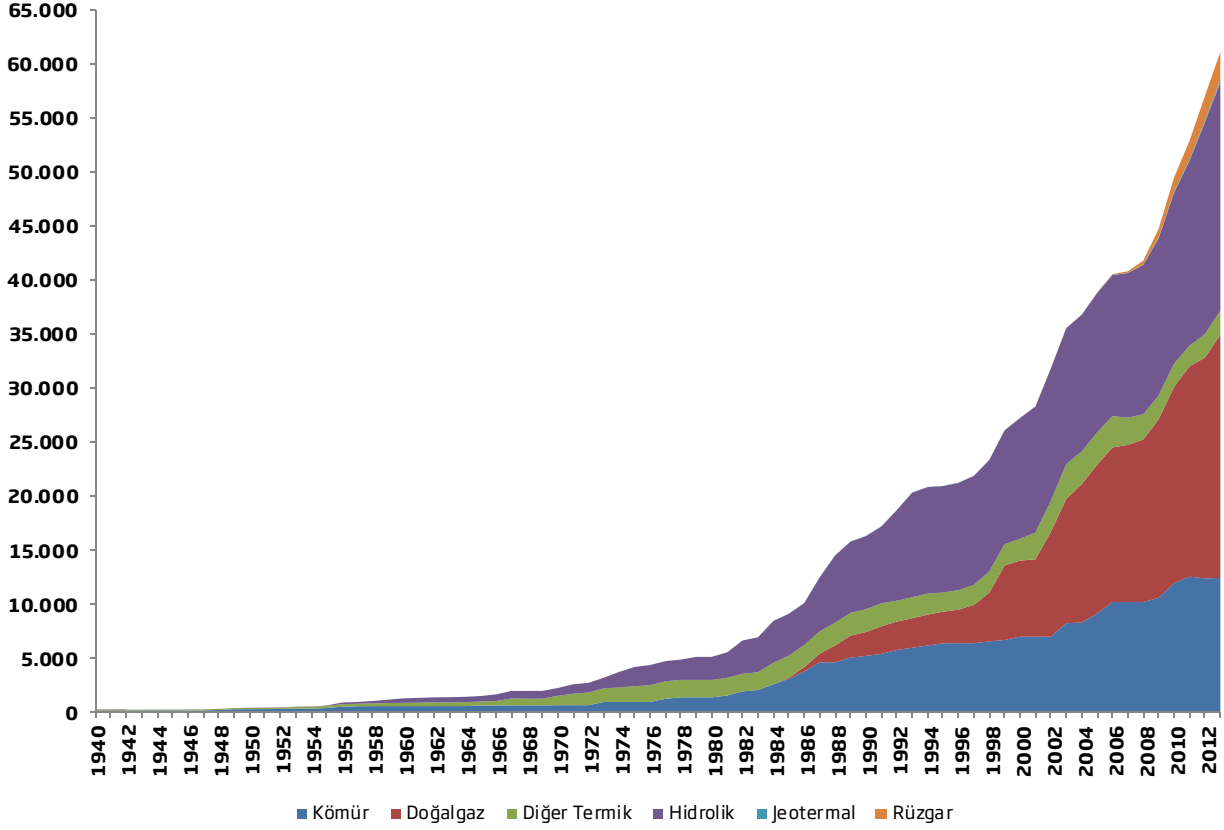
Grafik 11. Elektrik Üretimine Kamu ve Özel Sektöre Dağılımı (GWh)



Kaynak: TEİAŞ

Elektrik üretiminde kurulu güç ve fiili üretimin kaynaklara göre dağılımı incelendiğinde, ihtiyacın giderek artan oranda doğalgazla karşılandığı, yarısına yakını ithal taşkömüründen oluşan kömüre dayalı termik santrallerin de son dönemde önemli bir artış kaydettiği görülmektedir. 1980'lerin ikinci yarısından itibaren hızlanan hidroelektrik yatırımlarının ise, kurulu güç içinde önemli bir paya sahip olmasına rağmen ihtiyaç artışını karşılamakta yetersiz kaldığı izlenmektedir (**Grafik 12**).

Grafik 12. Elektrik Üretimi Kurulu Gücünün Kaynaklara Dağılımı (MW)



Kaynak: TEİAŞ

Güncel veriler itibarıyla, Türkiye'de elektrik enerjisi kurulu güç ve üretiminin kamu sektörüne ve özel sektöre ait tesislere dağılımı **Tablo 4**'te verilmiştir. 2013 yılının ilk sekiz ayına ilişkin rakamlar incelendiğinde, yeni kapasite yatırımlarının tamamına yakınının serbest üretim şirketi niteliğindeki özel sektör firmaları tarafından gerçekleştirildiği ve kurulu güç içinde özel sektöre ait kapasitenin artışını sürdürdüğü görülmektedir.

Kurulu kapasite ve üretimin kaynaklara dağılımı incelendiğinde, önemli kapasite artışlarının doğalgaz ve hidrolik güç santrallerine yapılan yatırımlardan geldiği anlaşılmaktadır. Son yatırımlarla toplam kapasite içindeki payı %37'ye yaklaşan doğalgaza dayalı santrallerin, üretimdeki payı ise 2012 yılında %44'e ulaşmıştır.

2013 yılının ilk sekiz ayında kamuya ait santral sayısı 102'den 89'a gerilerken, özel sektöre ait santral sayısı 670'ten 772'ye yükselmiştir. Bu dönemde işletmeye alınan 92 yeni santralle birlikte Türkiye'de faaliyet gösteren elektrik enerjisi santrali sayısı 861'e yükselmiştir.

2013 yılında devreye alınan santrallerden 48 adedi akarsu bazlı hidrolik santral, 23 adedi doğalgaz santralidir. Öte yandan bu sekiz ayda gerçekleşen 4.092 MW'lık kapasite artışının %52'si, santral başına daha yüksek kurulu güce sahip olmaları dolayısıyla doğalgaz santrallerinden sağlanmıştır.

Tablo 4. Elektrik Enerjisi Kurulu Güç ve Üretimini Şirket Türleri ve Kaynaklar İtibariyle Dağılımı

ŞİRKET TÜRLERİNE GÖRE DAĞILIM			
	Ara.12	Ağu.13	2012
Kurulu Güç ve Üretim	Kurulu Güç (MW)	Kurulu Güç (MW)	Üretim (GWh)
KAMU	24.775	23.025	90.575
EÜAŞ	20.905	20.311	70.424
EÜAŞ'ın Bağlı Ortaklıkları	3.870	2.714	20.152
ÖZEL	32.285	38.126	148.922
"İşletme Hakkı Devir" Santralleri	875	928	5.023
"Yap-İşlet" Santralleri	6.102	6.102	43.083
"Yap-İşlet-Devret" Santralleri	2.420	2.420	14.013
Serbest Üretim Şirketleri	19.686	25.259	73.548
Otoprodüktör Santralleri	3.202	3.418	13.254
TOPLAM	57.059	61.151	239.497
Kurulu Güç ve Üretimdeki Pay	Kurulu Güç	Kurulu Güç	Üretim
KAMU	%43,4	%37,7	%37,8
EÜAŞ	%36,6	%33,2	%29,4
EÜAŞ'ın Bağlı Ortaklıkları	%6,8	%4,4	%8,4
ÖZEL	%56,6	%62,3	%62,2
"İşletme Hakkı Devir" Santralleri	%1,5	%1,5	%2,1
"Yap-İşlet" Santralleri	%10,7	%10,0	%18,0
"Yap-İşlet-Devret" Santralleri	%4,2	%4,0	%5,9
Serbest Üretim Şirketleri	%34,5	%41,3	%30,7
Otoprodüktör Santralleri	%5,6	%5,6	%5,5
TOPLAM	%100,0	%100,0	%100,0
KAYNAKLARA GÖRE DAĞILIM			
Kurulu Güç ve Üretim	Kurulu Güç (MW)	Kurulu Güç (MW)	Üretim (GWh)
Kömür	12.391	12.428	67.164
Doğalgaz	20.440	22.525	104.499
Diğer Termik Kaynaklar	2.197	2.223	3.209
Hidrolik	19.609	21.133	57.865
Rüzgar	2.261	2.604	5.861
Jeotermal	162	239	899
TOPLAM	57.059	61.151	239.497
Kurulu Güç ve Üretimdeki Pay	Kurulu Güç	Kurulu Güç	Üretim
Kömür	%21,7	%20,3	%28,0
Doğalgaz	%35,8	%36,8	%43,6
Diğer Termik Kaynaklar	%3,8	%3,6	%1,3
Hidrolik	%34,4	%34,6	%24,2
Rüzgar	%4,0	%4,3	%2,4
Jeotermal	%0,3	%0,4	%0,4
TOPLAM	%100,0	%100,0	%100,0

Kaynak: TEİAŞ

Türkiye’de Elektrik Enerjisine İlişkin Talep ve Üretim Tahminleri

Elektrik enerjisi sisteminin kapsadığı belirli bir bölge veya ülkede, belirli bir dönemde gözlenen anlık maksimum elektrik enerjisi talebi, “puant talep” olarak adlandırılmaktadır. Örneğin Türkiye’de 2012 yılında sistem maksimum ani puantı 27 Temmuz’da 39.045 MW olarak gerçekleşmiştir. 2013 yılında ise ilk sekiz ayın sistem maksimum ani puantı 29 Ağustos’ta 38.274 MW olarak kaydedilmiştir. Sistem güvenliği açısından puant talebi karşılayacak emre amade kurulu kapasitenin bulunması hayati önemdedir. Bu nedenle yıllar itibarıyla kurulu gücün, kaydedilen puant talep değerlerine göre belirli bir oranda yüksek tutulması gerekmektedir. Puant talep ile kurulu üretim kapasitesi arasındaki fark, sistemin yedek kapasitesini oluşturmaktadır.

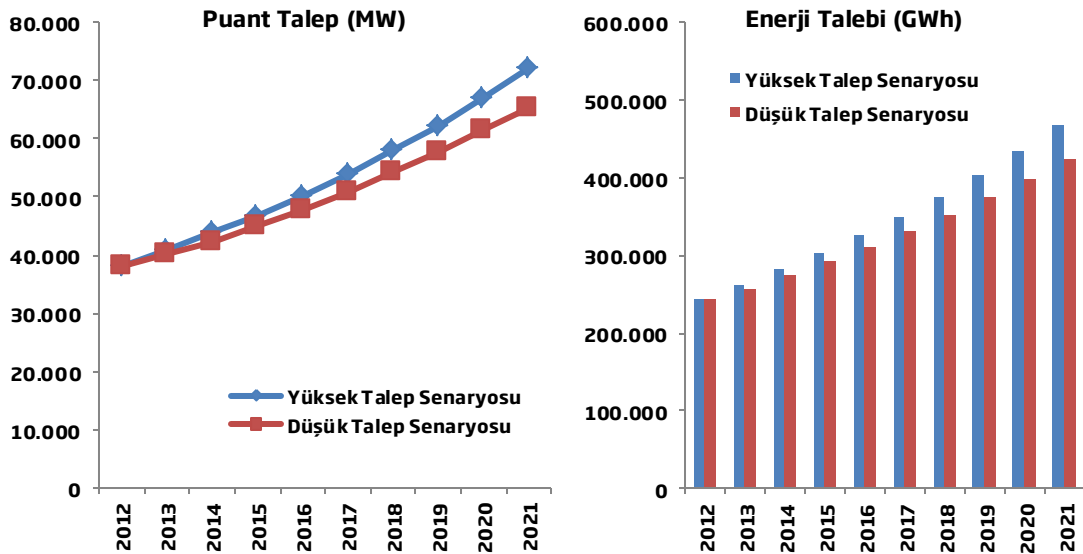
Türkiye’de elektrik sisteminin kurulu güç yedeği, 1980’lerin başındaki %35’ler seviyesinden yeni yatırımlarla yükselerek 1988’de %45’in üzerine yükselmiş, bu tarihten itibaren yatırımların yavaşlaması ve talep artışları nedeniyle gerilemiş ve 1997’de %25’in altına inmiştir. 2000’lerin başından itibaren ise ağırlığı özel sektörün termik yatırımlarına bağlı olarak kurulu güce ilave olan kapasite, sistem yedeğinin tekrar yükselmesini sağlamıştır. Tarihsel olarak sistem güvenliği açısından %30-35’lik bir kapasitenin yedekte tutulduğu görülmektedir.

Sistem güvenliği açısından diğer bir önemli unsur da, belirli bir döneme ait toplam elektrik talebinin, mevcut dönemsel üretim kapasitesi ile karşılanabilecek olmasıdır. Bunun için de mevcut kurulu kapasite ile belirli bir dönemde üretilebilecek toplam elektrik enerjisi hesaplanmakta ve bu enerji miktarının, aynı dönemde beklenen toplam enerji talebini belirli bir oranda aşması istenmektedir.

Elektrik enerjisi güvenliğinin sağlanabilmesi için hem puant talep hem de dönemsel toplam talebin; oluşabilecek arızalar, beklenmedik talep artışları, kaynak sıkıntıları vb. durumların yarattığı riski minimize etmek üzere belirli oranlarda yedek kapasite bulunacak şekilde karşılanması gerekmektedir.

TEİAŞ tarafından yayımlanan “Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012 - 2021)” çalışmasında, Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından iki farklı senaryoya göre hazırlanan talep serileri kullanılmıştır. Yüksek talep öngörülen senaryoda 2021 itibarıyla puant talebin 71.985 MW’a, enerji talebinin de 467.260 GWh’e çıkması beklenmektedir. Düşük talep öngörülen senaryoda ise aynı rakamların sırasıyla 65.440 MW ve 424.780 GWh olacağı tahmin edilmektedir. Bu tahminlere göre 2021 yılında, düşük talep senaryosunun gerçekleşmesi durumunda dahi 2012 yılına göre Türkiye’nin puant güç talebinin %68, elektrik enerjisi talebinin ise %75 oranında artacağı öngörülmektedir (**Grafik 13**).

Grafik 13. Elektrik Enerjisi Talep Tahminleri



TEİAŞ tarafından mevcut kapasiteye ilave olarak inşa halindeki kamu ve özel sektör santralleri ile lisans almış ancak işletmeye giriş tarihleri belirsiz santral yatırımlarının tamamının 2021 yılına kadar devreye alınacağı varsayımı ile elektrik arz senaryoları da oluşturulmuştur. Senaryolar, santral yatırımlarının işletmeye alınış tarihlerine ilişkin varsayımlar temelinde farklılaşmakta olup, kurulu güce ve devreye alınacak santrallerin güvenilir bir şekilde üretebilecekleri yıllık elektrik miktarına ilişkin tahminler **Tablo 5**'te gösterilmiştir.

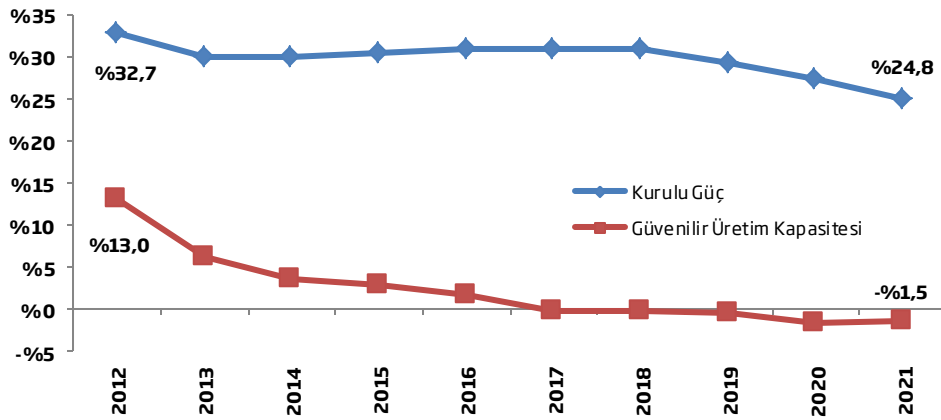
Tablo 5. Elektrik Enerjisi Kurulu Güç ve Güvenilir Üretim Kapasitesi Tahminleri

	Senaryo 1		Senaryo 2	
	Güç (MW)	Güvenilir Üretim Kapasitesi (GWh)	Güç (MW)	Güvenilir Üretim Kapasitesi (GWh)
2012	57.706	277.840	56.473	275.663
2013	59.292	282.192	58.436	278.453
2014	64.288	296.234	62.516	291.837
2015	71.993	325.031	67.307	312.151
2016	76.821	349.516	72.686	331.249
2017	81.237	364.648	77.971	349.584
2018	84.285	383.148	84.002	375.271
2019	88.113	403.665	87.924	401.940
2020	91.941	427.942	91.847	426.907
2021	95.769	460.156	95.769	460.156

Kaynak: TEİAŞ

Grafik 13'te verilen talebe ilişkin tahminler **Tablo 5**'teki arz senaryoları ile birlikte değerlendirildiğinde yedek kapasiteler açısından en olumsuz durum olarak, talebin yüksek olduğu ancak arzdaki artışın daha yavaş gerçekleştiğinin varsayıldığı kurulu güç ve güvenilir üretim kapasiteleri dikkate alınarak sistem yedeklerinin seyri incelendiğinde (**Grafik 14**), kurulu güç yedeğinin tahmin dönemi sonunda %25'in altına gerileyebileceği görülmekte, daha ciddi bir problem olarak ise 2017 yılından itibaren enerji ihtiyacının karşılanamayabileceği ortaya çıkmaktadır.

Grafik 14. Kurulu Güç ve Güvenilir Üretim Kapasitesi Sistem Yedekleri



Kaynak: TEİAŞ Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012 - 2021)

Not: Grafik, yüksek talep senaryosuna karşılık güvenilir üretim kapasitesi ile güce ilişkin Senaryo 2 varsayımları dikkate alınarak hazırlanmıştır.

Yapılan tahminler, EPDK'dan lisans almış ancak işletmeye giriş tarihi belirsiz olan yatırımların yanı sıra henüz lisans almamış projelerin de 2016-2018 yıllarından itibaren devreye alınması gerektiğine işaret etmektedir. TEİAŞ tahminlerinde, lisans almış ama işletmeye giriş tarihi belirlenmemiş yatırımların tahmin döneminin son 5 yılı içinde devreye alınacağı varsayılmış olup, ilgili yatırımların faaliyete geçmesinde yaşanacak gecikmeler, hesaplanan enerji açığının artmasına neden olacaktır.

Bu bağlamda, önümüzdeki 10-15 yıllık süre zarfında, inşa halindeki projelere ilave olarak planlama aşamasındaki projelerin hayata geçirilmesine ve yeni enerji yatırımlarının projelendirilmesine ve finansmanına ihtiyaç duyulacağı düşünülmektedir.

Elektrik Piyasası Reformu ve Piyasa Yapısı

Türkiye'de elektrik üretim, iletim ve dağıtım sektörleri kamu eliyle 1935 yılında Etibank'ın kurulması ile başlamış olup 1950'lerden itibaren Devlet Su İşleri (DSİ), Elektrik İşleri Etüt İdaresi (EİEİ), İller Bankası ve Maden Tetkik ve Arama Genel Müdürlüğü (MTA) tarafından gerçekleştirilen çok sayıda termik ve hidroelektrik santrallerle gelişmiştir. Birinci ve İkinci Beş Yıllık Kalkınma Planı dönemlerinde ise elektrik üretim, iletim, dağıtım ve ticaretine ilişkin tüm faaliyetlerin tek bir kamu kurumu bünyesinde yürütülmesi planlanmış ve bu amaçla Türkiye Elektrik Kurumu (TEK) kurulmuştur.

1980'li yıllardan itibaren özelleştirme uygulamalarının gündeme gelmesi ile birlikte TEK'in özelleştirilmesi de kalkınma planları ve hükümet programlarında yer almaya başlamıştır. Ayrıca 1984 yılında çıkarılan 3096 sayılı Türkiye Elektrik Kurumu Dışındaki Kuruluşların Elektrik Üretimi, İletimi, Dağıtım ve Ticareti ile Görevlendirilmesi Hakkında Kanun ile özel sektör kuruluşlarının sektörde faaliyet göstermesinin önü açılmıştır. 1990'lı yıllarda çıkarılan özelleştirmeye ilgili kanunlar çerçevesinde kamuya ait işletmelerin yap-işlet-devret, yap-işlet ve işletme hakkı devir yöntemleriyle özel sektöre devredilmesinin altyapısı hazırlanmıştır.

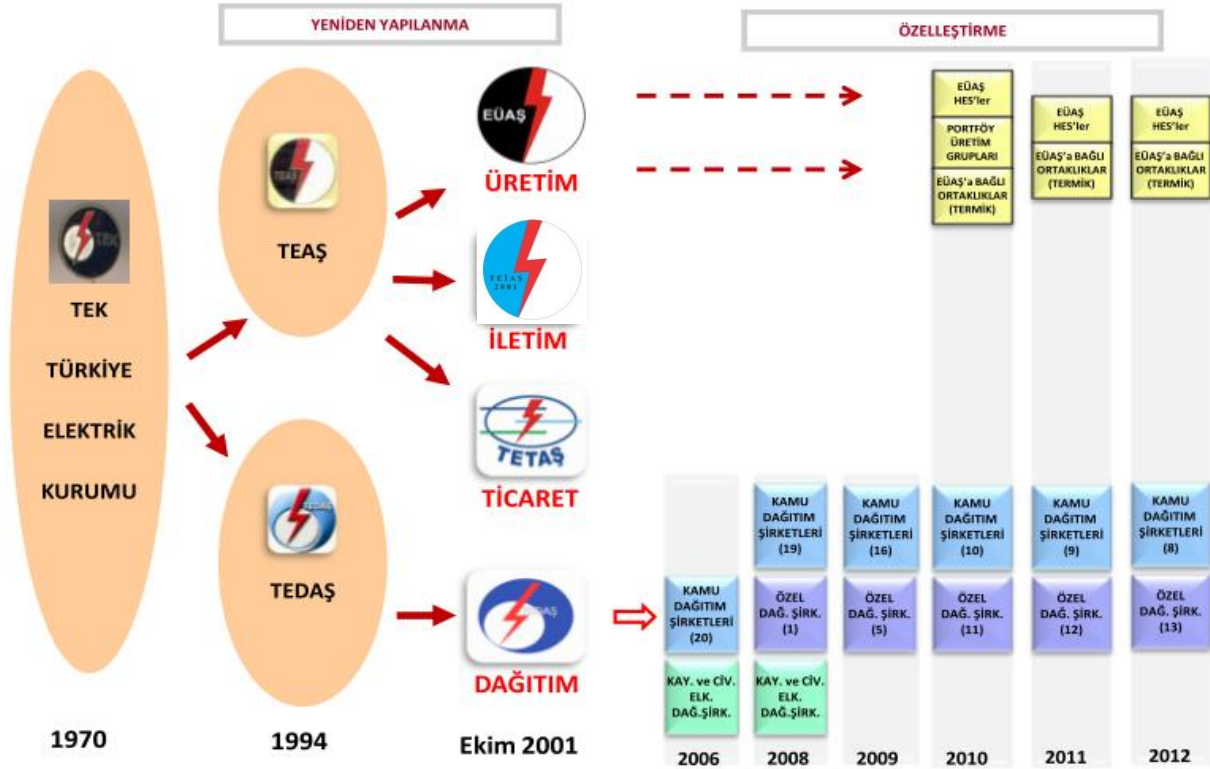
1994 yılında TEK'in Türkiye Elektrik Üretim İletim A.Ş. (TEAŞ) ve Türkiye Elektrik Dağıtım A.Ş. (TEDAŞ) olarak ikiye bölünme süreci tamamlanmıştır. 2001 yılında ise "Ekonomik İstikrar ve Enflasyonla Mücadele" programı kapsamında TEAŞ'in özelleştirilmek üzere yeniden yapılanması gündeme gelmiştir. Aynı yıl, elektrik enerjisi sektöründeki faaliyetlerin serbestleştirilmesini düzenleyen 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu yürürlüğe girmiştir. 4628 sayılı Kanun'un yürürlüğe girmesinin ardından TEAŞ, Elektrik Üretim A.Ş. (EÜAŞ), Türkiye Elektrik İletim A.Ş. (TEİAŞ) ve Türkiye Elektrik Ticaret ve Taahhüt A.Ş. (TETAŞ) olarak üç ayrı iktisadi devlet teşekkülüne bölünmüştür (**Şekil 1**).

Elektrik enerjisi sektöründe serbestleşmeyi öngören yeniden yapılanma ile arz güvenliği için gerekli yatırımların özel sektör eliyle gerçekleştirilebilmesini mümkün kılacak yatırım ortamının oluşturulması ve kurulacak rekabetçi piyasa sayesinde elde edilecek verimlilik artışları ile tüketicinin enerjiye daha ucuz erişiminin sağlanması amaçlanmıştır. Bu doğrultuda 2004 yılında Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi yayımlanmıştır. Söz konusu belgede özelleştirme sonucu elde edilecek faydalar aşağıdaki şekilde sıralanmıştır:

- Elektrik üretim ve dağıtım varlıklarının etkin ve verimli bir şekilde işletilmesi suretiyle maliyetlerin düşürülmesi,
- Elektrik enerjisi arz güvenliğinin sağlanması ve arz kalitesinin artırılması,
- Dağıtım sektöründeki teknik kayıpların OECD ülkeleri ortalamasına indirilmesi ve kaçakların önlenmesi,
- Gerekli yenileme ve genişleme yatırımlarının kamu tüzel kişilerine herhangi bir yükümlülük getirilmeden özel sektörce yapılabilmesinin sağlanması,
- Elektrik enerjisi üretimi ve ticareti faaliyetlerinde oluşacak rekabet yoluyla ve hizmet kalitesinin düzenlenmesiyle sağlanan faydanın tüketicilere yansıtılması.

Özelleştirme stratejisi doğrultusunda gerekli yasal mevzuatın ve iletim-dağıtım sistemlerine ilişkin geçiş dönemi uygulamalarının hazırlanması ile birlikte kamuya ait varlıklar yeniden yapılandırılarak satışa uygun hale getirilmiştir. Bu kapsamda TEDAŞ bünyesindeki dağıtım bölgeleri düzenlenerek 21 dağıtım bölgesine ayrılmış ve şirketleştirilmiştir; DSİ santrallerinin EÜAŞ'a devri tamamlanmış; EÜAŞ santralleri de birlikte ihaleye çıkarılacak portföy gruplarına bölünmüştür.

Şekil 1. Kamu Bünyesindeki Elektrik Sektöründe Yeniden Yapılanma ve Özelleştirme Süreci



Kaynak: TETAŞ

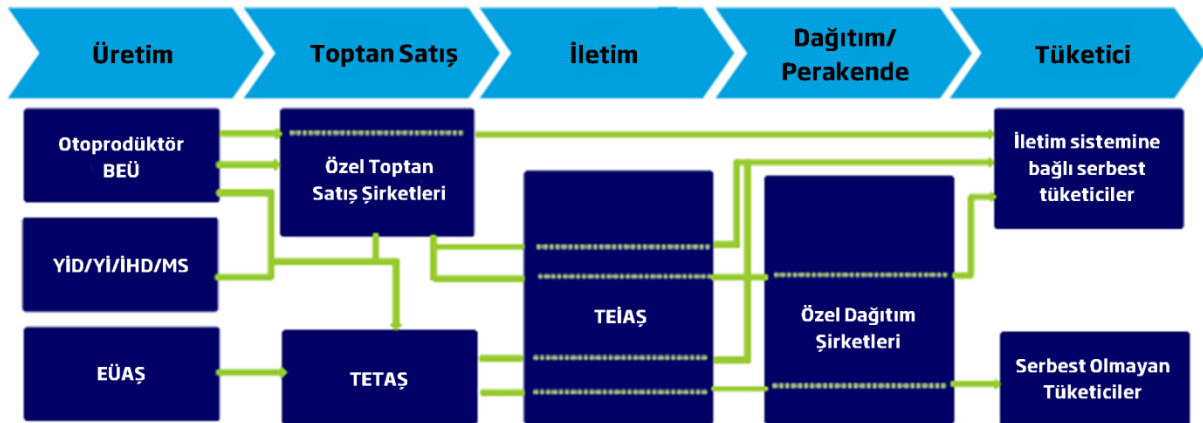
2013 yılı itibarıyla, TEDAŞ'a ait 21 dağıtım bölgesini kapsayan şirketlerden 20'sinin hisse devirleri gerçekleştirilerek özelleştirme süreçleri tamamlanmıştır. TEDAŞ bünyesinde kalan tek dağıtım şirketi Toroslar EDAŞ olup, düzenlenen ihaleyi kazanmış olan EnerjiSA'nın Eylül 2013 sonuna kadar hisse devri sözleşmesini imzalaması gerekmektedir. Toroslar EDAŞ'ın da hisse devrinin gerçekleşmesi ile birlikte elektrik dağıtım şirketlerinin özelleştirilmesi tamamlanacaktır.

EÜAŞ'a bağlı hidroelektrik ve termik santrallerin özelleştirilmesi çalışmalarına ise Özelleştirme İdaresi Başkanlığı ve Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından koordineli olarak devam edilmektedir. Öncelikli olarak özelleştirilmesi öngörülen Hamitabat, Seyitömer ve Kangal termik santrallerinin ihale süreçleri tamamlanarak 2013 yılı içinde hisse devirleri gerçekleştirilmiştir.

Elektrik sektöründe yürütülen yeniden yapılanma ve özelleştirmeler sonucunda oluşan yapı **Şekil 2**'de gösterilmiştir. Mevcut yapıda elektrik üretimi EÜAŞ'a bağlı santraller, özel sektördeki bağımsız enerji üreticisi firmalar, yap-işlet, yap-işlet-devret ve işletme hakkı devri yöntemiyle özelleştirilen santraller ve mobil santraller ile otoprodüktörler tarafından gerçekleştirilmektedir. Kamunun geçmiş dönemde yükümlülüğe girdiği satış garantisi vb. sözleşmelere konu olan Yİ, YİD ve İHD santralleri ile EÜAŞ santrallerinin üretimlerini toptan satış piyasasında satın almakla görevlendirilmiş olan kamu toptan satış şirketi TETAŞ'ın yanı sıra, EPDK'dan toptan satış lisansı almış şirketler, toptan satış piyasasını oluşturmaktadır. Eylül 2013 itibarıyla EPDK'dan toptan satış lisansı almış durumda 157 şirket bulunmaktadır.

İletimde TEİAŞ piyasa ve sistem işletmecisi olarak tekel konumunda bulunmaktadır. Dağıtım ise, önceden TEDAŞ bünyesinde olup program dâhilinde özelleştirilmiş bulunan 21 adet dağıtım şirketi ve perakende satış şirketleri tarafından gerçekleştirilmektedir. Serbest tüketiciler, dağıtım ve perakende şirketlerinin yanı sıra doğrudan toptan satış şirketlerinden hizmet alabilmekte olup serbest tüketici limiti 2013 yılı için EPDK tarafından 5.000 KWh olarak belirlenmiştir. Bu limit aylık yaklaşık 150 TL ve üzeri fatura ödeyen mesken ve ticarethane aboneleri ile yaklaşık 125 TL ve üzeri fatura ödeyen sanayi abonelerinin, elektrik satın alacakları tedarikçileri seçebilmeleri anlamına gelmektedir. Serbest tüketici limitinin düşürülmesi ve zaman içinde sınırlanması ile sektörde rekabete dayalı verimli piyasa işleyişinin talep tarafından gelecek sinyallerle güçlendirilmesi amaçlanmaktadır.

Şekil 2. Elektrik Sektörü Yapısı



Kaynak: Başbakanlık Yatırım Tanıtım ve Destek Ajansı (**BEÜ:** Bağımsız Enerji Üreticileri, **YİD:** Yap-İşlet-Devret, **Yİ:** Yap-İşlet, **İHD:** İşletme Hakkı Devri, **MS:** Mobil Santral)

2001 yılında yürürlüğe giren 4628 sayılı Elektrik Piyasası Kanunu çerçevesinde, TEİAŞ bünyesinde Piyasa Mali Ulaştırma Merkezi (PMUM) kurulmuş olup, serbestleştirilen elektrik enerjisi piyasasında arz ve talebin bir araya getirilmesi, fiyatların oluşması ve ödemelerin düzenlenmesi bu yapı içerisinde sağlanmaya başlamıştır. TEİAŞ tarafından yayımlanan Dengeleme ve Ulaştırma Yönetmeliği hükümlerine göre işletilen sistemin, elektrik enerjisi piyasasında serbestleşmenin tam anlamıyla sağlanması amacıyla geliştirilmesi öngörülmüş olup, bu husus Mart 2013'te yürürlüğe giren 6446 sayılı yeni Elektrik Piyasası Kanunu'nda düzenlenmiştir. Kanuna ilişkin ikincil mevzuatın hazırlanmasının ardından, uzun vadede doğalgaz sektörünü de kapsayacak gerçek anlamıyla bir enerji borsasının kurulması kararlaştırılmıştır. Bu doğrultuda, enerji alım satım faaliyetlerinin bünyesinde yürütüleceği ve fiyatların oluşacağı bağımsız tüzel kişiliğe sahip bir anonim şirket olarak kurgulanan Enerji Piyasaları İşletme Anonim Şirketi (EPIAŞ) kurulacaktır.

Ortaklık yapısı, %30'u Borsa İstanbul, %30'u TEİAŞ ve %40'ı da özel sektöre ait olacak EPIAŞ, ilk etapta halen PMUM bünyesinde yürütülen faaliyeti devralacaktır. Sermaye Piyasası Kanunu hükümlerine göre Borsa İstanbul çatısı altında faaliyet gösterecek olan EPIAŞ bünyesinde elektrik enerjisi alım satımına ilişkin spot ve vadeli piyasalar oluşacak olup; söz konusu piyasaların derinleşmesi ile elektrik enerjisi sektöründe yatırımları yönlendirecek fiyat sinyallerinin rekabetçi piyasada daha sağlıklı bir şekilde oluşması hedeflenmektedir. Gerek yatırım kararlarında, gerek mevcut üreticilerin risk yönetiminde önemli bir role sahip olması beklenen vadeli türev ürünler piyasasının, elektrik enerjisi sektöründe öngörülebilirlik açısından yarar sağlayacağı düşünülmektedir. Piyasa işleyişinde şeffaflık, etkili denetim, sağlıklı fiyat oluşumu ve öngörülebilirliğin tesis edilebileceği oranda; enerji yatırımlarının finansmanı konusunda da ilerleme kaydedilebileceği ifade edilmektedir.

Elektrik Enerjisi Sektörü Yatırımları

EPDK'dan elde edilen verilere göre Eylül 2013 itibarıyla üretim lisansı almış ancak henüz devreye girmemiş elektrik enerjisi yatırımları 49.642 MW'tır. Ocak 2013 itibarıyla temin edilebilen veriler incelendiğinde, inşa halindeki projelerin toplamı açısından proje gerçekleşme oranı yaklaşık %30 olarak hesaplanmıştır. EPDK'ya lisans başvurusunda bulunmuş yatırım projelerine bakıldığında ise, başvurusu uygun bulunduğu halde henüz lisans verilmeyen projelerin toplam kurulu gücü 14.698 MW; başvurusu inceleme-değerlendirme aşamasındaki projelerin toplam kurulu gücü 34.280 MW'tır.

Üretim lisansına ilişkin veriler incelendiğinde ortaya çıkan tabloda, EPDK'ya başvuruda bulunup henüz lisans almamış projelerin kurulu güç açısından %76'sının doğalgaz ve kömür santralleri olması dikkat çekmektedir. Hemen tamamı özel sektör yatırımlarından oluşan projelerin kaynak türlerine ve lisans aşamalarına göre dağılımı **Tablo 6**'da gösterilmiştir.

EPDK verilerinde yer alan lisans almış ve inşa aşamasındaki tüm projelerin sorunsuz tamamlanacağı, lisans başvurusunda bulunan ve başvuruları uygun bulunan projeler ile henüz başvuruları inceleme aşamasındaki projelerin lisans alma ve inşa süreçlerinin ardından devreye alınacağı varsayımı altında yapılan bir analizde, mevcut kurulu güç ve proje stokunun toplam kapasitesi 159.771 MW olmaktadır (**Tablo 7**).

Tablo 7, YPK tarafından 2009 yılında kabul edilen Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi ile birlikte incelendiğinde, eldeki proje stokunun kamunun enerji kaynaklarına yönelik stratejileriyle paralellik arz etmediği sonucuna ulaşılmaktadır. Öyle ki, **Tablo 7**'deki tüm projelerin gerçekleşmesi halinde, strateji gereği toplam içindeki payı düşürülmesi hedeflenen doğalgazın payının yükseleceği, 2023'te 20.000 MW olması hedeflenen rüzgar enerjisi kurulu gücünün ise 11.492 MW'ta kalacağı ortaya çıkmaktadır.

Tablo 6. EPDK'dan Üretim Lisansı Almış, Lisans Başvurusu Uygun Bulunan ve Lisans Başvurusu İnceleme Aşamasında Olan Projeler

	İnşa Halindeki Projeler		Uygun Bulunan Projeler		İnceleme-Değerlendirme Aşamasındaki Projeler		Projeler Toplamı	
	Kurulu Güç (MW)	Pay	Kurulu Güç (MW)	Pay	Kurulu Güç (MW)	Pay	Kurulu Güç (MW)	Pay
Kömür	11.685	%23,5	1.200	%8,2	14.846	%43,3	27.731	%28,1
Doğalgaz	15.682	%31,6	8.781	%59,7	12.419	%36,2	36.882	%37,4
Hidroelektrik	14.470	%29,1	3.308	%22,5	1.584	%4,6	19.362	%19,6
Rüzgar	7.248	%14,6	1.188	%8,1	452	%1,3	8.888	%9,0
Jeotermal	439	%0,9	196	%1,3	133	%0,4	768	%0,8
Nükleer	0	%0,0	0	%0,0	4.800	%14,0	4.800	%4,9
Diğer	118	%0,2	25	%0,2	46	%0,1	189	%0,2
TOPLAM	49.642	%100,0	14.698	%100,0	34.280	%100,0	98.620	%100,0

Kaynak: EPDK, erişim tarihi 25 Eylül 2013

Tablo 7. Mevcut Kurulu Kapasite ve Yeni Eklenecek Kapasiteye İlişkin Proje Stoku

	Mevcut Kurulu Kapasite (I)		Projeler Toplamı (II)		Toplam (I + II)	
	Kurulu Güç (MW)	Pay	Kurulu Güç (MW)	Pay	Kurulu Güç (MW)	Pay
Kömür	12.428	%20,3	27.731	%28,1	40.159	%25,1
Doğalgaz	22.525	%36,8	36.882	%37,4	59.407	%37,2
Hidroelektrik	21.133	%34,6	19.362	%19,6	40.495	%25,3
Rüzgar	2.604	%4,3	8.888	%9,0	11.492	%7,2
Jeotermal	239	%0,4	768	%0,8	1.007	%0,6
Nükleer	0	%0,0	4.800	%4,9	4.800	%3,0
Diğer	2.223	%3,6	189	%0,2	2.412	%1,5
TOPLAM	61.151	%100,0	98.620	%100,0	159.771	%100,0

Kaynak: EPDK, erişim tarihi 25 Eylül 2013

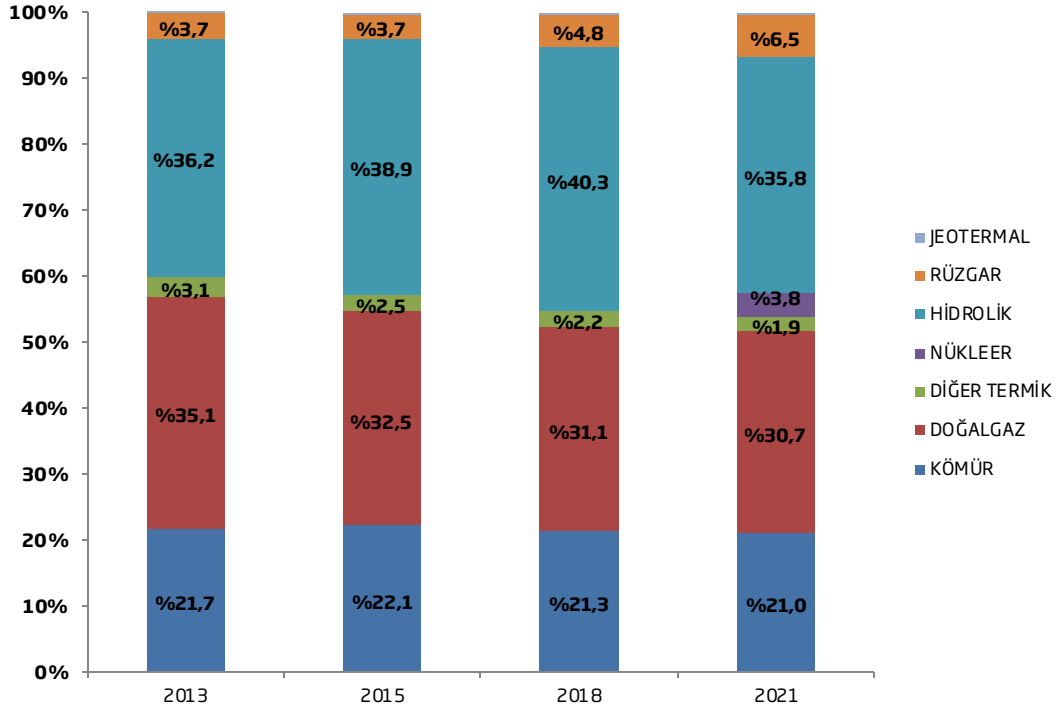
Proje stokunda yer alan kömüre dayalı termik santrallerin büyük bölümü için yakıt olarak ithal taşkömürü kullanılmasının planlanması da, kamunun yerli kömür kaynaklarının 2023'e kadar tümüyle ekonomiyeye kazandırılması hedefiyle tutarsızlık arz etmektedir. Hâlihazırda planlanan proje stoku dikkate alındığında, yalnızca hidroelektrik potansiyele ve nükleer enerjiye ilişkin proje stokunun stratejik hedeflerle uyumlu olduğu anlaşılmaktadır.

Öte yandan özellikle kömür ve doğalgaz için aynı üretim sahaları ve/veya ulusal şebekeye bağlantı noktaları için birden fazla yatırımcı tarafından lisans başvurusu yapılmış olabileceği, bu durum özellikle inceleme-değerlendirme aşamasındaki projeler açısından enerji kaynaklarına dağılıma ilişkin tabloda yanılısama yaratabileceği de göz önüne alınmalıdır. Güneş ve rüzgar enerjisi yatırımlarında da aynı nedenle rakamlarda fazlalık bulunabilmektedir. Belirli bir kapasitedeki şebeke bağlantı noktaları veya üretim sahaları için aynı anda başvurusu yapılan projelerden yalnızca birinin mevzuatta belirtilen metodoloji ile seçilecek olması, **Tablo 6** ve **Tablo 7**'de belirtilen proje stok rakamlarının da lisans başvuruları sonuca bağlandıkça elenen projeler paralelinde düşmesine yol açacaktır. Ancak bilinen bu durumun, **Tablo 6** ve **Tablo 7**'ye ilişkin temel analizimizi değiştirmeyeceği düşünülmektedir. Tamamı gerçekleştirilemeyecek olsa dahi, özel sektör yatırımlarının ağırlıklı olarak ithal kömür ve doğalgaz santrallerine yönelik olarak planlanması, özel sektörün yatırım kararları ile kamunun stratejisi arasında uyum ve eşgüdümün tam manasıyla sağlanamadığına işaret etmektedir. Sonuç olarak EPDK'ya başvuru yapmış projeler veri kabul edilerek düşünüldüğünde, Türkiye'nin birincil enerji kaynakları açısından belirtilen 2023 hedeflerini tutturması ve enerjide dışa bağımlılığın azaltılabilmesi güç görünmektedir.

Buradan hareketle, kamunun gerek yeni teşvik mekanizmaları ve yasal düzenlemelerle, gerek yeni lisans dağıtımında yukarıdaki tablonun oluşmasını önleyecek politikalarla yenilenebilir ve yerli enerji kaynaklarına yatırımları arttırmaya çalışmasının uygun olacağı düşünülmektedir.

2011 yılında, yalnızca lisans almış projeleri ve mevcut kurulu kapasiteyi temel alarak yapılan TEİAŞ'ın 2012-2021 dönemine ilişkin projeksiyonunda, kurulu gücün gelişimiyle ilgili yapılan tahminler, yukarıda aktarılan olumsuz tablodan daha farklı bir görünüm arz etmektedir. Kurulu gücün 2021 itibarıyla 95.769 MW'a çıkacağını öngören TEİAŞ projeksiyonunda, kurulu gücün kaynaklara dağılımı **Grafik 15**'te gösterilmiştir.

Grafik 15. Kurulu Gücün Yıllar İtibariyle Kaynaklara Dağılımı - TEİAŞ Tahminleri



Kaynak: TEİAŞ Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012 - 2021)

TEİAŞ'ın uzun dönemli projeksiyonları ile EPDK'ya özel sektör tarafından yapılan proje başvuruları arasında uyumluluk olup olmadığının izlenmesi ve kamunun hedefleri açısından buna uygun politikalar oluşturması önemli görülmektedir. Özel sektörün yatırım planlarında ithal kömüre ve doğalgaza dayalı termik santrallerin, başta rüzgâr olmak üzere yenilenebilir kaynaklara göre daha büyük yer tutması, Türkiye'nin enerji stratejisi ile uyumsuz bir tablo ortaya koymaktadır.

Nükleer Enerji Yatırımları

Mevcut teknolojinin sabit kalacağı varsayıldığında, Türkiye'de uzun vadede yenilenebilir tüm enerji kaynaklarından tam kapasiteyle faydalanılması durumunda dahi, enerji ihtiyacındaki artışın tek başına bu kaynaklardan karşılanması mümkün görünmemektedir.

Yenilenebilir enerji kaynakları açısından Türkiye'nin toplam kurulu güç kapasitesinin yaklaşık 130.000 MW, yıllık ortalama üretim potansiyelinin de yaklaşık 230 bin GWh olduğu hesaplanmaktadır. Hidrolik enerji, güneş enerjisi ve rüzgâr enerjisi sistemlerinin kapasite faktörleri, termik sistemlere göre oldukça düşük kalmaktadır. İklim ve coğrafya koşullarına göre değişen ve mevsimsel/dönemsel etkiler gösteren bu kaynaklardan yılın her günü ve günün her saati üretim gerçekleştirilememekte olup, kapasite faktörleri %30-40 civarında kalmaktadır. Bu nedenle, aynı kurulu güce sahip termik ve yenilenebilir kaynaklara dayalı sistemlerin yıllık üretim kapasiteleri arasında önemli farklar bulunabilmektedir.

Türkiye bütün yenilenebilir kapasitesini kullansa da TEİAŞ projeksiyonuna göre 2021'de 450.000 GWh'yi aşması beklenen elektrik enerjisi ihtiyacının yarısını karşılayabilecektir. Diğer taraftan toplam elektrik enerjisi ihtiyacının belirli bir oranının "baz yük santrali" tabir edilen ve yüksek kapasite faktörüyle öngörülebilir/kesintisiz üretim yapılabilen tesislerden karşılanması teknik bir zorunluluktur. Mevcut teknoloji seviyesinde herhangi bir ülkenin tüm elektrik enerjisi ihtiyacının yenilenebilir kaynaklardan sağlanması mümkün değildir.

Nükleer güç santralleri, çevresel etkilerinin düşüklüğü, kaynak arz güvenliğinin diğer termik sistemlere göre avantajlı olması ve 7 gün 24 saat kesintisiz üretim yapılabilmesi nedeniyle, baz yük santralleri arasında öne çıkmaktadır. Fosil yakıtların yakılması sonucu atmosfere salınan zehirli gazların, nükleer enerjide söz konusu olmaması, küresel ısınmayla mücadele ve karbon emisyonlarının kontrolü başlıklarında diğer termik enerji türlerine göre üstün durumdadır.

Nükleer enerji işletiminde, yakıt maliyeti yaklaşık %30 düzeyinde gerçekleşmektedir. Bu oran kömür yakıtlı santrallerde %77, doğalgaza dayalı santrallerde ise %90 düzeyindedir. Ayrıca az yer kaplaması nedeniyle uzun yıllar kullanılacak nükleer yakıtın depolanarak saklanması da mümkündür. Bu unsurlar, kaynak maliyetindeki dalgalanmalardan etkilenmenin diğer yakıt türlerine göre daha az olmasına neden olmakta olup arz güvenliği açısından önemli katkılar sağlamaktadır.

Halen dünyada 400'ün üzerinde nükleer santral aktif durumdadır. 31 ülkeye yayılmış bu santrallere ilave olarak 8-10 yıl içinde işletmeye alınması beklenen yeni reaktör sayısı 151 olarak aktarılmaktadır. Çeşitli ülkelerin nükleer programlarına aldıkları ve 15-20 yıl içinde faaliyete geçmesi planlanan reaktör sayısı ise 300'ün üzerindedir. Nükleer güç santrallerine sahip 31 ülkeye ek olarak 45 yeni ülke, enerji üretiminde nükleer seçeneğini gündemine almış durumdadır.

Ayrıca, özellikle Japonya'daki Fukushima Daiichi kazası sonrasında nükleer enerjinin risklerinin dünya kamuoyunda yankı bulmuş olmasına karşın, yoğun bir şekilde nükleer enerji kullanan ülkelerin kazanın ardından açıkladıkları enerji politikalarında önemli bir değişiklik gözlenmemiştir. Aralarında ABD, Japonya, Rusya, Fransa, Güney Kore, İngiltere ve Çin'in bulunduğu ülkeler, mevcut santrallerine ilişkin güvenlik önlemlerini ve uygulamalarını gözden geçirme kararı almış ancak nükleer programlarını kısıtlamamışlardır. Yalnızca Almanya, 2022'ye kadar tüm nükleer güç santrallerini kapatma kararı almıştır. Çin'de ise 10 yıl içinde 52, 2030'a kadar ise 120 yeni nükleer reaktör kurulması planlanmaktadır. Diğer taraftan, başta AB ülkeleri ve Rusya Federasyonu olmak üzere halen nükleer santrallerin faaliyette bulunduğu bir çok ülkede Fukushima kazası sonrasında gerçekleştirilen stres testlerinin sonuçları, işletmedeki nükleer santrallere ilişkin ciddi teknolojik ve idari güvenlik zafiyetleri bulunduğunu ortaya koymuştur.

Türkiye'nin ithal kömür ve doğalgaza dayalı termik sistemlerini zaman içinde belli oranda ikame etmesi amacıyla Mersin-Akkuyu'da toplam 4.800 MW kapasiteli, Sinop'ta ise 5.600 MW kapasiteli nükleer güç santralleri kurulması kararlaştırılmıştır. Santrallerin yıllık üretim kapasitesi yaklaşık 80.000 GWh olacaktır. Sinop ve Akkuyu'daki nükleer santrallerin planlanan yıllık üretimi, yaklaşık 16 milyon m³ doğalgazdan elde edilecek enerjiye eşit olup, bunun mevcut fiyat seviyesiyle yaklaşık 7 milyar USD'ye denk geldiği hesaplanmaktadır.

Akkuyu'daki santralle ilgili olarak Rusya Federasyonu ile 2010 yılında inşa ve işleme ilişkin bir anlaşma imzalanmış ve TBMM'de kabul edilmiştir. Proje şirketi olarak Ankara'da kurulan Akkuyu NGS Elektrik Üretim A.Ş. unvanlı şirket, 4.800 MW'lık üretim kapasitesi ile EPDK'ya üretim lisansı başvurusu yapmıştır.

Üçüncü nesil reaktör teknolojisine sahip olacak Akkuyu nükleer güç santralinde, VVER-1200 tipi 4 adet nükleer reaktör kullanılacaktır. Rusya'da da 3 lokasyonda 6 adet VVER-1200 tipi reaktör inşası sürmekte olup bu reaktör tipinde, Çernobil kazasında yaşanan kor erimesini ve Fukushima'da yaşanan hidrojen patlamalarını önleyici ve koruyucu sistemler bulunacağı bildirilmektedir.

Öte yandan Türkiye'deki nükleer santral projeleri ile ilgili olarak gerek yer seçimi, gerek santral teknolojisi ve çevresel/turizm etki değerlendirmeleri konusunda çeşitli çevrelerden eleştiriler yöneltilmektedir. Bunların başında depremsellik ile ilgili endişeler gelmektedir. Kamu tarafından yayımlanan belgelerde Akkuyu santrali ile ilgili deprem riskinin oldukça düşük olduğu belirtilmesine rağmen, Akkuyu'nun 25 km yakınına uzanan aktif haldeki Ecemiş fayının risk oluşturduğu yönünde görüşler de mevcuttur. Akkuyu'ya ilişkin yer lisansının 1970'li yıllarda, o döneme ait depremsellik analizlerine göre verilmiş olduğu ve güncel verilerin daha yüksek bir risk düzeyine işaret ettiği ifade edilmektedir. Santralde kullanılacak deniz suyunun sıcaklığının termodinamik verimliliği düşüreceği, denize verilecek kullanılmış suyun deniz yaşamına zarar vereceği, santralin Akdeniz bölgesinde turizm faaliyetlerini olumsuz etkileyeceği de öne sürülmektedir. Kullanılacak Rus yapımı VVER 1200 tipi reaktörlerin henüz Rusya'da işleme alınmadığı, dolayısıyla bu teknolojinin işletme performansı

konusunda yeterli veri olmadığı, yapılan anlaşma ile verilmiş olan alım garantisinin santralin üreteceği elektriğin pahalıya gelmesine neden olacağı, nükleer enerjinin maliyeti ve sağlayacağı tasarruf konusunda açıklanan rakamların yüksek ilk yatırım maliyetleri ve atıkların bertaraf edilmesinde ortaya çıkacak maliyetler dikkate alınmadan hesaplandığı da yöneltelen eleştiriler arasındadır. Nükleer enerji alanında uzmanlığa sahip saygın bilim insanları tarafından da dile getirilen eleştiri ve önerilerin bu süreçte dikkate alınmasının önemli olduğu düşünülmektedir.

Enerji Sektörüne İlişkin Jeopolitik Gelişmeler

Petrol ve Doğalgaz Boru Hatları

Türkiye'nin enerji başlığındaki jeopolitik stratejisi, Dışişleri Bakanlığı tarafından "doğu-batı ve kuzey-güney eksenlerinde, üretici ve tüketici ülkeler arasında güvenilir bir transit ülke rolü" üstlenmek olarak özetlenmiştir. Hidrokarbon kaynakları açısından ispatlanmış rezervlerin büyük bölümüne sahip olan Orta Doğu ve Orta Asya ülkeleri ile Avrupa'daki tüketici ülkeler arasındaki coğrafi konumunun avantajlarından faydalanmak isteyen Türkiye'nin bu bağlamdaki amacı, hidrokarbon kaynaklarının kesintisiz ve güvenilir sevkiyatını garanti eden bir enerji terminali olmaktır. Kuzey-güney ekseninde Orta Asya ve Rus petrollerinin, doğu-batı ekseninde ise Azerbaycan ve Orta Asya kaynaklı doğalgazın Avrupa'ya geçişi, Türkiye'nin gündemindeki projelerin temelini oluşturmaktadır.

Türk Boğazları'ndan yapılan petrol sevkiyatının, küresel günlük petrol tüketiminin yaklaşık %3,7'sine karşılık geldiği hesaplanmaktadır. Her yıl artan bu tutar, 2000'lerin sonunda yılda 150 milyon tonu aşmış olup önümüzdeki yıllarda Hazar petroleri ve Rus petrollerinin boğazlar sevkiyatının yılda 200 milyon tona ulaşacağı tahmin edilmektedir. Hâlihazırda yoğun gemi ve tanker trafiği ve boğazların fiziki kapasitesi düşünüldüğünde, bu boyutlara ulaşan bir petrol sevkiyatının ciddi bir risk oluşturduğu anlaşılmaktadır. Bu nedenle Türkiye'nin kuzey-güney aksında gerçekleştirilmesi için çalıştığı başlıca proje, boğazların by-pass edildiği yılda 75 milyon ton taşıma kapasiteli olması öngörülen Samsun-Ceyhan petrol boru hattı projesidir.

Türkiye'den Çalık Enerji ve İtalyan ENI firması ortaklığında 2000'li yılların başından beri gündemde olan projenin geleceği konusunda son dönemde belirsizlik ortaya çıkmıştır. 2009 yılında Türkiye ve İtalya hükümetleri arasında imzalanan anlaşmayla eş zamanlı olarak Çalık ve ENI'nin Rus tarafından Transneft ve Rosneft'le iyiniyet anlaşmaları imzalamış olmasına karşın, proje sürecinde Rus şirketleri ve yönetimi ile fikir ayrılıkları yaşanmıştır. Rus yetkililer, Çalık ve ENI tarafından talep edilen taşımacılık ücretinin projeyi ekonomik olmaktan çıkardığını ve Boğazlar rotasının daha ekonomik olmayı sürdürdüğünü belirtmektedir. Öte yandan proje ortaklarından ENI'nin Güney Kıbrıs Rum Yönetimi ile petrol arama faaliyetleri yürütmeye başlamasının ardından Türkiye, ENI'nin bu faaliyetine devam ederse projede yer alamayacağını ifade etmiştir. Proje masada kalmaya devam etmekle birlikte, Rus tarafının tutumu ve ENI ile ilgili gelişmelere bağlı olarak Samsun-Ceyhan boru hattının inşa edilebilme ihtimalinin, birkaç yıl öncesine göre daha düşük olduğu değerlendirilmektedir.

Doğu-batı hattı doğalgaz rotasında en önemli proje, Azerbaycan Şah Deniz 2 doğalgaz sahasında üretilecek gazın Avrupa'ya taşınacağı TANAP (Trans-Anatolian Gas Pipeline) projesidir. SOCAR, BOTAŞ ve TPAO ortaklığındaki proje şirketi tarafından yürütülen boru hattı yatırımı için inşaatı 2014'te başlanması ve hattın 2018'de devreye alınması beklenmektedir. 7 milyar USD'ye mal olması beklenen TANAP projesinde, ilk etapta yılda 16 milyon m³ doğalgaz taşınacak olup, hattın kapasitesinin 2023'te 23 milyon m³'e ve 2031 itibarıyla 31 milyon m³'e yükseltilmesi planlanmaktadır. Türkmen gazının Hazar denizine kurulacak boru hattıyla Azerbaycan'a aktarılması projesinin hayata geçmesi halinde ise TANAP'ın kapasitesinin 60 milyon m³'e kadar çıkabileceği hesaplanmaktadır. TANAP ile ilgili olarak Türkiye ve Azerbaycan arasında 2011 yılında koşullar üzerinde uzlaşma sağlanmış, bağlayıcı anlaşma ise Haziran 2012'de imzalanmıştır. Gürcistan sınırından, Yunanistan sınırına uzanması beklenen boru hattının, Avrupa kesiminde Trans Adriyatik Boru Hattı (TAP) ile entegre edilmesi kararlaştırılmıştır. Söz konusu projelerin gerçekleşmesi ile birlikte halen Bakü-Tiflis-Ceyhan

boru hattıyla önemli bir role sahip olan Türkiye'nin enerji koridoru olma konusunda stratejisinde önemli bir aşama kaydedeceği değerlendirilmektedir.

Önceki yıllarda gündemde olan projelerden Nabucco ise 2013 itibarıyla rafa kaldırılmış durumdadır. Yılda 31 milyar m³ taşıma kapasiteli, 3.300 km uzunluğunda bir doğalgaz boru hattı projesi olarak kurgulanan Nabucco ile Avrupa'nın doğalgaz tedarikinde tekel konumundaki Rusya'ya alternatif yaratılması hedeflenmiştir.

İlk etapta Irak ana sağlayıcı olmakla birlikte potansiyel olarak Türkmenistan, Azerbaycan ve İran doğalgazının da taşınması düşünülen boru hattında; İran'a yönelik yaptırımların bu ülkeden gaz alımını zora sokması, Türkmenistan'ın Çin ve Rusya ile yaptığı doğalgaz satış anlaşmaları, Azerbaycan'ın projenin maliyetine ilişkin çekinceleri ve gaz alım-satımına ilişkin gerekli anlaşmaların bir türlü yapılamaması sonucunda süreç durma noktasına gelmiştir.

Azerbaycan'ın Şah Deniz 2 sahası ile ilgili olarak Türkiye ile TANAP projesini başlatmasının ardından Nabucco konsorsiyumu da TANAP'ın devamı niteliğinde olacak Nabucco-Batı projesini Şah Deniz 2 konsorsiyumuna önermiştir. Ancak Azerbaycan önderliğindeki Şah Deniz 2 konsorsiyumu, TANAP ile taşınacak Azeri gazının, Avrupa'ya Bulgaristan-Romanya-Macaristan-Avusturya güzergahını izleyen Nabucco-Batı hattı yerine Yunanistan-Arnavutluk-Adriyatik Denizi-İtalya güzergahını izleyen TAP projesini tercih etmiş olup, Haziran 2013'te yaşanan bu gelişmenin ardından Nabucco projesinin tamamen terk edileceği düşünülmektedir.

Kaya Gazı ile İlgili Gelişmeler

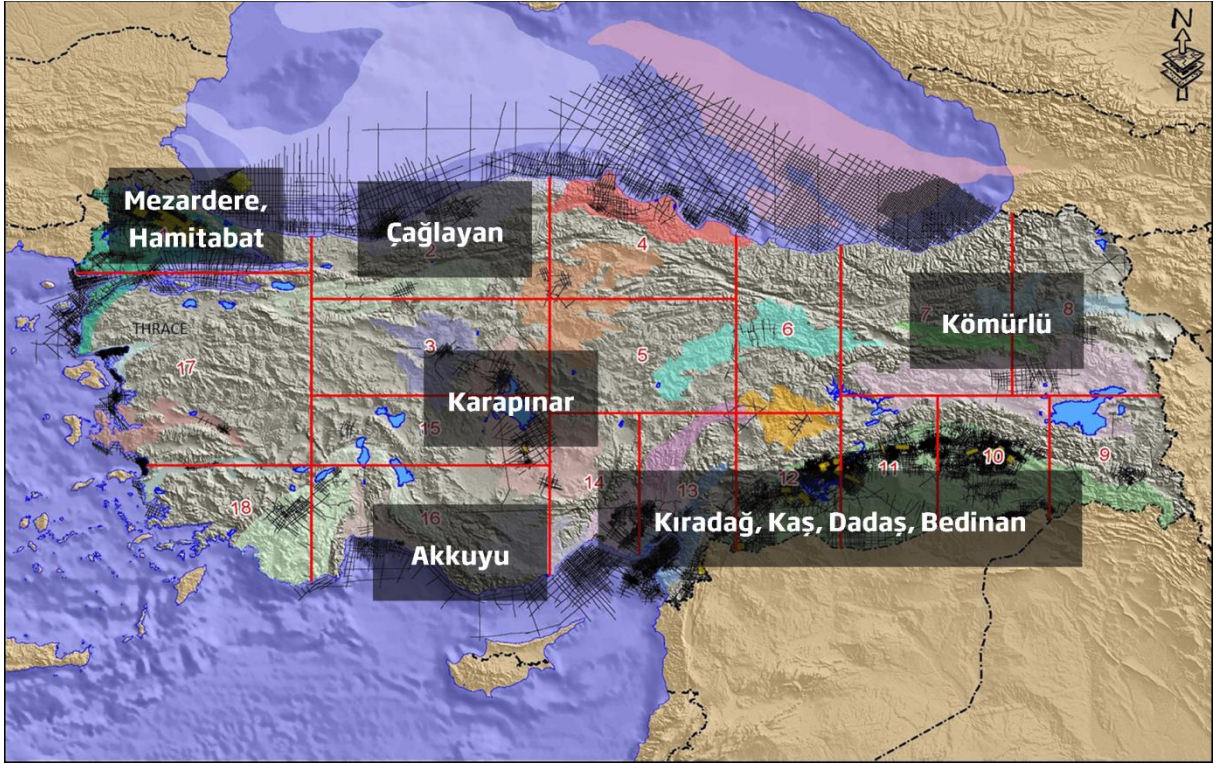
ABD'de geleneksel olmayan yöntemlerle doğalgaz elde edilmesinde büyük ilerleme kaydedilmesinin ardından dünyanın diğer bölgelerinde de hidrolik çatlatma yöntemiyle doğalgaz üretimi rezerv ve olanakları gündeme gelmeye başlamıştır. Dünyanın birçok bölgesinde, ekonomik üretime olanak veren kaya gazı, kömür yataklı metan ve sıkı kumtaşı gazı rezervleri tespit edilmiş olup, 2035'e kadar doğalgaz üretiminde yaşanması beklenen artışın yaklaşık yarısının geleneksel olmayan doğalgaz kaynaklarından geleceği tahmin edilmektedir.

ABD Enerji Bilgi İdaresi (U.S. Energy Information Administration) tarafından yayımlanan 2011 tarihli "Dünya Kaya Kaynakları (World Shale Gas Resources)" başlıklı raporuna göre Türkiye'nin çıkarılabilir kaya gazı rezervleri yaklaşık 424 milyar m³ düzeyindedir. Öte yandan rapora kaynaklık eden araştırmada Türkiye'nin halihazırda jeolojik ve sismik verilerinin bulunduğu ve tarihsel olarak hidrokarbon aramalarının yoğunlaştığı Trakya ve Güneydoğu Anadolu havzalarına ağırlık verilmiştir. Jeolojik tahminlere göre, Türkiye'nin henüz yoğun bir şekilde incelenmeyen başta İç Anadolu havzası olmak üzere diğer bölgelerinde de kaya gazı ve sıkı kumtaşı gazı rezervleri keşfedilebileceği ifade edilmektedir. Bu nedenle mevcut durumda hesaplanan çıkarılabilir rezervlerin yeni jeolojik ve sismik verilerin elde edilmesiyle yükselebileceği tahmin edilmektedir.

Türkiye'de kaya gazı üretimi açısından sonuç alınabilecek ve yatırımların yoğunlaşması beklenen bölgeleri **Şekil 3**'te gösterilmiştir.

Türkiye'de bulunan şeyl formasyonlarının, tabaka derinliği ve kalınlığı, kayaçların hidrolik çatlatmaya uygun mineral bileşimleri ile ekonomik üretim için tercih konusu olan özellikleri taşıdığı ifade edilmektedir. Yaygın doğalgaz dağıtım ağı ve yatırımı kolaylaştırıcı yöndeki mevzuatın da kaya gazı üretimini teşvik edeceği düşünülmektedir. Türkiye'de kaya gazı üretimini düzenleyen mevzuatın kaynağı, 6326 sayılı Petrol Kanunu olup kaya gazı üretimine ilişkin hidrolik çatlatma ve atık yönetimi ile ilgili konular tamim ve genelgelerle düzenlenmiş durumdadır.

Şekil 3. Türkiye’de Kaya Gazı Üretilebilecek Bölgeler



Kaynak: TPAO, Yurdal Öztaş, "New Horizon for Turkey: Unconventional Hydrocarbon Potential"

Türkiye’deki kaya gazı potansiyelinin değerlendirilmesine ilişkin çalışmalar halen TPAO öncülüğünde yürütülmektedir. Bu kapsamda 2010 yılında ABD menşeli Transatlantic Petroleum firması ile, 2011 yılında ise Shell ile arama ve üretim anlaşmaları yapılmıştır. Yakın zamanda TPAO ile anlaşığı açıklanan ExxonMobil ile Çalık Grubu (Kanada Menşeli Anatolia Energy ile ortaklık halinde), kaya gazı arama faaliyetlerine başlayan diğer kuruluşlardır. TPAO’nun kendi petrol arama sahalarında kaya gaza üretimi için çalışmalara başlamayı planladığı da edinilen bilgiler arasındadır. Nitekim Türkiye’de kaya gazı üretimi konusunda ihtiyaç duyulan bilgi ve uzman personel eksikliğini gidermek amacıyla Enerji ve Tabii Kaynaklar Bakanlığı tarafından özel eğitim almak amacıyla ABD ve Kanada’ya gönderilen personelin döndüğü ve 2013 yılı içinde Trakya havzasında bir pilot projeye çatlatmalı üretime başlanacağı açıklanmıştır.

Anılan şirketlerin yanı sıra sektöre ilgi gösteren ve girişimde bulunmak için fizibilite çalışmaları yürüten çok sayıda firma bulunduğu bilinmektedir. Başta Shell ve ExxonMobil olmak üzere büyük petrol şirketlerinin girişimlerinin olumlu sonuçlanması halinde, sektöre ilginin artarak devam edeceği tahmin edilmektedir.

Sonuç ve Değerlendirmeler

Tarih boyunca insanlık, doğadan sürekli daha fazla enerji elde etmenin ve bu enerjiyi daha verimli kullanmanın yollarını aramıştır. Tüm iktisat tarihi, ilkel basit makinalardan güneş enerjisine, enerji üretimi ve kullanımını temel alan bir bakış açısıyla anlatılabilir. Devrim niteliğindeki ekonomik gelişmeler hep enerji ile ilgili önemli dönemeçlerle birlikte ortaya çıkmıştır. Buharlı makineler, elektrik ve nükleer enerji, dünyayı değiştiren keşiflerden birkaçıdır. Bir bütün olarak insanlığın bugünkü ekonomik faaliyeti, geçmiş dönemlerde enerji alanındaki ilerlemeler sayesinde bu seviyeye ulaşabilmiştir.

Gerek küresel düzeyde gerek ülkeler açısından, ekonomik faaliyetin artışı enerji ihtiyacını da arttırmaktadır. Daha fazla üretim için gerekli olmasının yanı sıra, artan kentleşme ve nüfus ile gelişen yaşam tarzları ve alışkanlıklar da enerji tüketimindeki artışı tetikleyen etkenlerdir. Kısaca, giderek daha fazla enerjiye ihtiyaç duyulacağı konusunda soru işareti bulunmamaktadır.

Mevcut durumda küresel enerji kaynaklarının kompozisyonu, büyümekte olan enerji talebi açısından bazı problemler ve sınırlar doğurmaktadır. Halen küresel enerji arzının en önemli bileşeni olan ve görünen gelecekte bu konumunu koruması beklenen fosil yakıtların kullanımı, neden olduğu sera gazı etkisiyle küresel ısınmaya yol açmaktadır. En son Japonya'daki tsunami felaketi ile gündeme gelen nükleer enerjide ise kaza riskinin sifıra indirilememesi, kazaların çok büyük felaketlere yol açabilmesi ve nükleer atık probleminin çözülmemiş olması başlıca sıkıntılardır. Yenilenebilir enerji kaynakların çoğunda depolama, kapasite, maliyet ve süreklilik sorunları olması, bu kaynakların enerji probleminde hızlı bir cevap üretmesini engellemektedir. Ayrıca yenilenebilir kaynakların tümü çevreye zararsız olmayıp, hidroelektrik santrallerin ciddi doğal tahribat yaratabildiği bilinmektedir.

Dolayısıyla küresel ölçekte enerji sorununun kısa vadede, ucuz ve çevreci bir şekilde çözülmesinin kolay bir yolu ufukta görünmemektedir. Ortaya çıkan tablo Türkiye için de farklı değildir. Verili şartlar altında en akılcı seçeneklere yönelmek, ekonomik büyüme ve refah için gerekli enerjiyi en ucuz ve en çevreci kaynaklardan elde etmek, kuşkusuz en doğru çözüm olacaktır. Diğer taraftan, artan enerji ihtiyacının güvenli bir şekilde karşılanabilmesi sürecinde çevresel etkisi ve riski bulunmayan sonsuz ve garantili bir enerji kaynağı bulunmamakta olup, enerji politikası açısından önemli olanın çevre tahribatını ve riskleri en aza indirecek seçeneklerle optimum bir enerji stratejisi kurmak olduğu düşünülmektedir.

Türkiye'nin enerji stratejisi için enerji kaynak türleri dışında diğer bir önemli başlık da enerjide dışa bağımlılık sorunudur. Açıklanmış olan kamu enerji stratejisinde belirtildiği üzere yenilenebilir enerji kaynaklarından azami ölçüde faydalanılması, gerek kaynak dağılımının çevresel boyutu, gerek dışa bağımlılığın azaltılması anlamında önemli bir adım olarak görülmektedir. Aynı şekilde yerli kömür yataklarının kullanılması, petrol ve doğalgaz aramaları ve kaya gazı alanındaki gelişmeler, dışa bağımlılığın azaltılabilmesinde kritik öneme sahiptir. Öte yandan termik santrallerde gaz salınımının zararlı etkilerini yok eden baca teknolojilerinin uygulanması başta olmak üzere fosil yakıtların çevresel etkileriyle ilgili konuların da ihmal edilmemesi gerekmektedir.

2000'li yılların başından itibaren enerji yatırımlarının özel sektör eliyle yapılmasını sağlayacak ortamın oluşturulabilmesi yönündeki çabalar hız kazanmıştır. Bu amaçla elektrik üretim ve dağıtım piyasalarında özelleştirme faaliyetlerine ağırlık verilmiş, elektrik piyasasında fiyatların belirlenmesi ile ilgili serbest piyasa uygulamaları aşamalı bir şekilde hayata geçirilmiştir. Son yıllarda Türkiye'de elektrik üretimi yatırımlarının hemen tamamı özel sektör tarafından yapılmış olup, kurulu güç içinde kamunun payı gerilemeyi sürdürmektedir. Türkiye'nin açıkladığı enerji stratejisine göre elektrik üretimi sektöründe birincil kaynak kompozisyonu açısından yenilenebilir ve yerli kaynaklara öncelik verilmesi istenmektedir. Öte yandan özel sektör yatırımlarında doğalgaza ve ithal kömüre dayalı santral projelerinin hala ciddi bir ağırlığı bulunmaktadır. Rüzgar ve hidroelektrik santrallerine de özel sektör ilgisi yoğun olmakla beraber, toplam yatırımlar içinde yenilenebilir kaynakların payının önümüzdeki yıllarda daha fazla artırılması, stratejinin başarıya ulaşabilmesi için kritik önemdedir.

Türkiye'de enerji arz güvenliğinin sağlanabilmesinin önemli bir boyutu da kaynak çeşitliliğidir. Halihazırda petrol ve doğalgazda ithalatının büyük bölümünü Rusya ve İran'dan sağlayan Türkiye, zaman içinde enerji ithal ettiği ülkelerin sayısını yükseltmeyi planlamaktadır. Bu amaca hizmet edebilecek nitelikte olmak üzere Irak,

Türkmenistan, İran ve Azerbaycan doğalgazını Avrupa'ya taşımak üzere planlanan Nabucco doğalgaz boru hattı, bir dizi gelişme sonucunda artık rafa kalkmış durumdadır. Azerbaycan'ın Şah Deniz 2 sahasından çıkartılacak doğalgazı Avrupa'ya taşımak üzere kurgulanan TANAP projesi ise ilerlemeye devam etmektedir. BTC petrol boru hattı ile birlikte TANAP'ın devreye alınması, Türkiye'nin enerji koridoru olma yönündeki stratejik hedefine yönelik önemli bir adım olarak görülmektedir. Kuzey güney aksında boğazların by-pass edilmesi amacıyla planlanan Samsun-Ceyhan petrol boru hattında ise proje ortaklarından İtalyan ENI şirketinin Kuzey Kıbrıs Rum Yönetimi ile Akdeniz'deki faaliyetleri, hatta petrol sağlayacak olan Rus tarafının proje maliyetlerini yüksek bulması gibi sebeplerle kayda değer bir ilerleme sağlanamamıştır. Türkiye'nin gerek petrol gerek doğalgaz nakil hatlarıyla Avrupa'ya enerji ihracatında kilit bir ülke olma yönündeki hedefinin gerçekleştirilebilmesi için, boru hattı ve terminal projeleri ile ilgili anlaşmalarda ucuza petrol ve doğalgaz temini ve ticaret yapma hakkı gibi haklarının da gözetilmesi gerekmektedir.

Türkiye'nin enerjide kaynak çeşitlendirme çabası açısından ABD'de başlayan ve beklenmedik bir şekilde çok büyük ölçeklere ulaşan kaya gazı üretimi de umut vermektedir. Eldeki sismik verilere göre kaya gazında kayda değer bir rezerve sahip olan Türkiye'de, daha önce yeterli derecede inceleme yapılmamış bölgelerde yapılabilecek keşiflerle kaya gazı rezervlerinin artması da mümkündür. Bu doğrultuda TPAO ve işbirliği yaptığı yabancı şirketlerin ilk denemeleri sürmekte olup, deneme üretimlerinde başarı sağlanabilmesi halinde önümüzdeki yıllarda kaya gazı üretiminin yaygınlaşabileceği düşünülmektedir.

Eldeki tüm veriler objektif bir şekilde değerlendirildiğinde, Türkiye'nin yakın gelecekte enerjide en büyük mücadele başlığının, artan ihtiyacı dışa bağımlı olmayan kaynaklardan verimli ve düşük riskli bir şekilde karşılayabilmek; ayrıca tüketimde en yüksek verimliliğe ulaşabilmek olacağı anlaşılmaktadır. Yatırım ortamı, yatırımların seyri, enerji üretimi ve kullanımına ilişkin veriler, bu temel gereklilikler göz önüne alınarak takip edilecek; enerji stratejisinin gelecek 10 yılda başarısının ölçütü de yine bu temel koşulların ne kadar sağlanabildiği olacaktır.

Kaynakça

- EPDK, 2011-2015 Stratejik Planı
- EPDK, Elektrik Piyasası Gelişim Raporu 2011
- EPDK, Elektrik Piyasası Sektör Raporu 2011
- ETKB, 2010-2014 Stratejik Planı
- ETKB, 2013 Yılı Bütçe Sunumu (TBMM Genel Kurulu'na Sunuş Metni)
- ETKB, Genel Enerji Dengesi Tabloları
- ETKB, Elektrik Enerjisi Piyasası ve Arz Güvenliği Strateji Belgesi (2008)
- ETKB, Elektrik Enerjisi Sektörü Reformu ve Özelleştirme Strateji Belgesi (2004)
- ETKB, Nükleer Santraller ve Ülkemizde Kurulacak Nükleer Santrale İlişkin Bilgiler (2011)
- ETKB, Nükleer Güç Santralleri ve Türkiye (2013)
- EÜAŞ, Elektrik Üretim Sektör Raporu 2012
- 6446 Sayılı "Elektrik Piyasası Kanunu" Tasarısı Gerekçesi
- IEA (International Energy Agency), Key World Energy Statistics 2012
- IEA (International Energy Agency), World Energy Outlook 2012
- IEA (International Energy Agency), Golden Rules for a Golden Age of Gas (2012)
- TC Başbakanlık Yatırım Destek ve Tanıtım Ajansı, Türkiye Enerji Sektörü Raporu (2010)
- TEİAŞ, 2012 Yılı Türkiye Elektrik İletimi Sektör Raporu
- TEİAŞ, Türkiye Elektrik Enerjisi 10 Yıllık Üretim Kapasite Projeksiyonu (2012-2021)
- TETAŞ, 2012 Yılı Sektör Raporu
- WEC (World Energy Council), 2013 World Energy Issues Monitör
- WEC (World Energy Council), Türkiye Milli Komitesi Enerji Raporu 2012
- TC Dışişleri Bakanlığı, "Türkiye'nin Enerji Stratejisi"
www.mfa.gov.tr/turkiye_nin-enerji-stratejisi.tr.mfa
- Dünya Enerji Konseyi Türkiye Milli Komitesi
www.dektmk.org.tr/
- Enerji Günlüğü, www.enerjigunlugu.net
- Enerji Enstitüsü, www.enerjienstitusu.com
- Enerji Dergisi, www.enerjidergisi.com.tr
- EnerjiEnergy, www.enerjienergy.com
- TMMOB Elektrik Mühendisleri Odası, www.emo.org.tr



YASAL UYARI

Bu rapor Bankamız uzmanları tarafından güvenilir olduğuna inanılan kamuya açık kaynaklardan elde edilen bilgiler kullanılmak suretiyle, sadece bilgilendirme amacıyla hazırlanmıştır ve hiçbir şekilde finansal enstrümanların alım veya satımı konusunda tavsiye veya finansal danışmanlık hizmeti sağlanması olarak yorumlanmamalıdır. Bu raporda yer verilen görüş ve değerlendirmeler, hiçbir şekilde Türkiye İş Bankası A.Ş.'nin kurumsal yaklaşımını yansıtmamakta olup, raporu kaleme alan uzmanların kişisel görüş ve değerlendirmeleridir. Türkiye İş Bankası A.Ş. bu raporda yer alan bilgi, görüş ve değerlendirmelerin doğru, değişmez ve eksiksiz olması konusunda herhangi bir şekilde garanti vermemektedir. Türkiye İş Bankası A.Ş. bu raporda yer alan bilgilerde herhangi bir bildirimde bulunmaksızın değişiklik yapma hakkına sahiptir. Bu rapor ve içindeki bilgilerin kullanılması nedeniyle doğrudan veya dolaylı olarak oluşacak zararlardan Türkiye İş Bankası A.Ş. hiçbir şekilde sorumluluk kabul etmemektedir.

İşbu rapor üzerinde Bankamızın telif hakkı olup, Bankamızın yazılı izni alınmaksızın herhangi bir kişi tarafından, herhangi bir amaçla, kısmen veya tamamen çoğaltılamaz, dağıtılamaz veya yayımlanamaz. Tüm haklarımız saklıdır.
